



République Algérienne Démocratique et Populaire

**Ministère de L'enseignement Supérieur et de
la Recherche Scientifique**

Université Echahid Hamma Lakhdar - El Oued



Faculté de Technologie

Département de Génie électrique

MÉMOIRE

Présenté en vue de l'obtention du diplôme de

MASTER

Spécialité : Réseaux électriques

Présenté par :

- MAHBOUBI Kamel
- ROUISSI Abdessalem
- TEREA Okba ElAkram

Intitulé :

Optimisation de l'emplacement des condensateurs dans un réseau de distribution par l'ETAP

Soutenue le :04/06 /2024

Devant le jury composé de :

Dr. Labbi Yacine

Président

Université d'El oued

Dr. Barka Noureddine

Examineur

Université d'El oued

Dr. Zobeidi Messaoud

Encadreur

Université d'El oued

إهداء

إلى منبع الحب والعطاء، والديّ الكريمين،
الذين علماني أن النجاح يُبنى بالعزيمة والإصرار،
إلى أخوتي وأخواتي، الذين كانوا لي السند في مسيرتي،
وإلى أصدقائي الأعزاء، الذين أضاءوا دربي بالمودّة
والإخلاص،
أهدي هذا العمل، عرفانًا بجميل صنيعكم ودعمكم
المستمر،
وأملًا في أن يكون إضافة قيمة لعالم العلم والمعرفة.

" كمال، عبد السلام، عقبة الأكرم "

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à exprimer notre profonde gratitude à Dieu Tout-Puissant qui nous a donné le courage et la force d'accomplir ce travail.

Nous exprimons notre profonde reconnaissance et adressons nos sincères remerciements à notre superviseure, **ZOBIDI Massaoud**, pour avoir suggéré ce sujet et pour son suivi et sa gestion de ce travail.

Nous la remercions infiniment pour son aide, ses conseils, ses orientations ainsi que pour ses remarques et critiques qui ont été d'une grande valeur pour nous.

Nos remerciements s'étendent également aux membres du jury qui ont accepté d'évaluer notre travail.

Nous adressons nos chaleureux remerciements à tous nos professeurs de l'Université d'El Oued qui ont contribué à notre formation tout au long de notre parcours universitaire.

Enfin, nous remercions toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce projet de fin d'études, que nous remercions pour son aide et son soutien.

" كمال، عبد السلام، عقبة الأكرم "

Résume

La perte de puissance et le mauvais profil de tension sont les conséquences d'un système de distribution fonctionnant à un facteur de puissance retardé bas. La nature inductive de la plupart des systèmes de distribution et des charges sont les facteurs qui contribuent à un faible facteur de puissance retardé d'un système électrique, lequel peut être amélioré en injectant une puissance réactive avancée à travers une banque de condensateurs dans le système électrique, afin de neutraliser partiellement ou complètement la puissance réactive retardée. Cependant, pour obtenir des résultats efficaces, le condensateur doit être placé de manière optimale dans le système électrique. Ce travail présente une méthode efficace pour améliorer la qualité de l'énergie d'un réseau en utilisant logiciel de « Electrical Transient and Analysis Program » (ETAP), avec un réseau de distribution . Trois étapes sont utilisées :

Dans la première étape, modéliser le réseau de distribution sur le ETAP qui analyse de Flux de Charge (load flow) effectue une analyse du flux de charge et des calculs de chute de tension avec des résultats précis et fiables. Dans la deuxième étape, le module de placement optimal de condensateurs sur ETAP est utilisé pour déterminer les emplacements et les tailles optimales des condensateurs. La troisième étape consiste à remodeler le réseau de distribution compensé, puis à réaliser une autre étude de flux de charge pour revalider les résultats. Le facteur de puissance, le profil de tension et les pertes de puissance avant et après le placement des condensateurs sont comparés pour la revalidation.

Abstract

The loss of power and poor voltage profile are consequences of a distribution system operating at a low lagging power factor. The inductive nature of most distribution systems and loads are factors contributing to a low lagging power factor of an electrical system, which can be improved by injecting advanced reactive power through a capacitor bank into the electrical system to partially or completely compensate for the lagging reactive power. However, for effective results, the capacitor must be optimally placed in the electrical system. This work presents an effective method for improving the quality of energy in a network using the "Electrical Transient and Analysis Program" (ETAP) software with a distribution system. Three steps are used:

In the first step, the distribution network is modeled on ETAP, which analyzes load flow and performs voltage drop calculations with accurate and reliable results.

In the second step, the optimal capacitor placement module on ETAP is used to determine the optimal locations and sizes of capacitors.

The third step involves reshaping the compensated distribution network, then conducting another load flow study to re-validate the results. Power factor, voltage profile, and power loss before and after capacitor placement are compared for re-validation.

ملخص:

تعتبر فقدان الطاقة وسوء ملف الجهد نتائج لنظام توزيع يعمل بمعامل طاقة متأخر منخفض. الطبيعة الحثية لمعظم أنظمة التوزيع والأحمال هي العوامل التي تسهم في انخفاض معامل طاقة النظام الكهربائي المتأخر، الذي يمكن تحسينه عن طريق حقن قدرة متفاعلة متقدمة من خلال بنك من المكثفات في النظام الكهربائي، لتعويض جزئياً أو كلياً الطاقة المتفاعلة المتأخرة. ومع ذلك، للحصول على نتائج فعّالة، يجب وضع المكثف بشكل أمثل في النظام الكهربائي. يقدم هذا العمل طريقة فعالة لتحسين جودة الطاقة في الشبكة باستخدام برنامج (ETAP) "Electrical Transient and Analysis Program" مع نظام توزيع. يتم استخدام ثلاث خطوات:

في الخطوة الأولى، يتم ترميز شبكة التوزيع على ETAP الذي يحل تدفق الحمل ويُجري حسابات انخفاض الجهد بنتائج دقيقة وموثوقة.

في الخطوة الثانية، يُستخدم وحدة تحديد المواقع والأحجام المثلى للمكثفات على ETAP لتحديد المواقع والأحجام المثلى للمكثفات.

تتكون الخطوة الثالثة من إعادة تشكيل شبكة التوزيع المعوضة، ثم إجراء دراسة أخرى لتدفق الحمل لإعادة التحقق من النتائج. يتم مقارنة معامل الطاقة وملف الجهد وفقدان الطاقة قبل وبعد وضع المكثفات لإعادة التحقق.

Listes des acronymes et abréviations

I_b V_b Z_b R_b X_b	Courant, Tension, Impédance, Résistance et Réactance de base
S_b	La puissance apparente de base
PU	Le système d'unités (Per-Unit)
U	Tension aux bornes d'un alternateur
Q	Puissance réactive
I_n	Courant de ligne et nominale
S	Puissance apparente
P_g et Q_g	Puissance réelle et réactive de générateur
V_g	Tension constante
OPF	L'écoulement de puissance optimal
GSA	L'algorithme Recherche Gravitationnelle
MGSA	L'algorithme Recherche Gravitationnelle Modifier
FACTS	Flexible Alternative Current Transmission Systèmes
TCSC	Thyristors Controlled Series Compensator
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
V_r	Valeur réelle
V_f	Valeur Per-Unit
VAR	Volt ampère réactif
Φ	Déphasage entre le courant et la tension
$\cos \varphi$ ou $F.p$	Facteur de puissance
P	Puissance active
Z	L'impédance de la ligne
Y	Admittance shunt de la ligne

X_{line}	Impédance de la ligne
X_L	Impédance d'inductance
X_C	Impédance de condensateur
RCT	Thyristor Controlled Reactor
G	Générateur
C	Charge
δ_{ij}	La différence des phases des i_{th} et j_{th} buses
x_0	Valeur initiale
k	Numéro d'itération
X_{i+1}	Nouvelle position
X_i	Position actuelle
X_{gbest}	Solution globale
X_{pbest}	La meilleure solution
x	Vecteur mutant
rho_1	Variable aléatoire entre 0 et 1
P_{gmax} et Q_{gmax}	Puissance réelle et réactive de générateur max
Q_L et P_L	Puissance réactive et réelle de charge
Ω	Ohm
Z_{ij} et R_{ij}	L'impédance et résistance de la ligne entre les jeux de barres i et j
X_{ij}	La réactance de la ligne entre les jeux de barres i et j
Y_{ij}	L'admittance shunt par phase de la ligne entre les jeux de barres i et j
G_{ij}	La conductance de la ligne entre les jeux de barres i et j
B_{ij}	La susceptance capacitive shunts de la ligne entre les jeux de barres i et j
Z_{charge}	Impédance de la charge

t_{ij}	Rapport de transformation
I_i <i>et</i> I_j	Courant des jeux de barres i et j
t_{ij}	Le rapport de transformation est un nombre complexe
Y_t	Matrice admittance nodale du transformateur
y_t	Admittance du transformateur
α_{ij}	Angle de déphasage du transformateur
V_θ bus	Jeux de barres de référence
PV bus	Jeux de barres générateur
PQ bus	Jeux de barres de charge
$f(X, U)$	Fonction objective
$g(X, U)$	Contraintes d'égalités
$h(X, U)$	Contraintes d'inégalités
X	Vecteur des variables d'état
U	Vecteur des variables à contrôler
Q_C	Puissance réactive de Compensateur
V_G	Le module de la tension du bus.
P_{Gi} <i>et</i> Q_{Gi}	Puissance active et réactive générée de générateur i.
V_{Gi}	Tension de générateur.
Q_{ci}	Puissance réactive injecté par les compensateurs réactifs.
T_i	Facture de régulation des transformateurs régulateurs de charge.
nc	Le nombre de compensateurs VAR.
nt	nombre de transformateurs régulateurs.
N_G	Nombre de générateur.
P_{G1}	La puissance active générée par le jeu de barre de référence(Slack bus).

V_{Li}	Les modules des tensions des jeux de barres charges (load).
S_{Li}	La puissance apparente de la ligne.
nl	Nombre de ligne.
N_{PQ}	Le nombre des charges des buses.
P_L	Pertes de lignes de transport d'électricité
g_k	La conductance d'une ligne de transmission k connectée entre i_{th} et j_{th} bus
V_i, V_j	Valeurs de tension des i_{th} et j_{th} bus
δ_i, δ_j	Angles de phase des i_{th} et j_{th} bus
P_{Gi}	Puissance active généré au nœud i
P_{Di}	Puissance active demandé au nœud i
Q_{Gi}	Puissance réactive généré au nœud i
Q_{Di}	Puissance réactive demande au nœud i
N_B	Le nombre total de la buse

Tableau de matière:

Résumé	
Abstract	
ملخص	
Listes des acronymes et abréviations	
Tableau de matière	
Liste des Figures	
Liste des Tableaux	
Introduction générale	2

Chapitre 1 : Généralité dans les réseaux électriques

I- Introduction	5
I-2 Définition de réseau électrique	5
I-3 Les éléments constitutifs d'un réseau électrique	5
I-3-1 Les générateurs	5
I-3-2 Les lignes électriques	5
I-3-3 Les postes de transformation	6
I-3-4 Les postes d'interconnexion, d'alimentation et de distribution	6
I-4 Fonctionnement du réseau électrique	7
I-4 Structure et fonction d'un réseau électrique	8
I-4-1 Réseau de transport	8
I-4-2 Réseau de répartition	8
I-4-3 Réseau de distribution	8
I-4-4 Réseau d'interconnexion	8
I-5 Les types de réseaux électriques	9
I-5-1 Réseaux radiaux	9
I-5-2 Réseaux maillés	9
I-5-3 Réseaux bouclés	10
I-6 Classification des potentiels nominaux	10
I-7 Qualité de l'énergie électrique (QEE)	11
I-7-1 Qualité de la tension	11
I-7-2 Qualité du courant	12
I-8 Perturbations du réseau électrique	12
I-8-1 Creux de tension	12

I-8-2 Harmonique	12
I-8-3 Surtensions	13
I-8-4 Fluctuations de tension	14
I-8-5 Déséquilibres	14
I-9 La Stabilité d'un réseau électrique	15
I-9-1 Définition de la stabilité d'un réseau électrique	15
I-9-2 Nature de la stabilité	15
I-9-2-1 Stabilité statique	15
I-9-2-2 Stabilité dynamique	16
I-9-2-3 Stabilité transitoire	16
I-9-3 Caractéristique de la stabilité	16
I-9-3-1 Stabilité angulaire	16
I-9-3-2 Stabilité de la fréquence	17
I-9-3-3 Stabilité de tension	17
I-9-3-4 Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations	17
I-9-3-5 Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations	17
I-10 Conclusion	18

Chapitre 2 : Écoulement de puissance

II-1 Introduction	20
II-2 Concept général de l'écoulement de puissance	20
II-3 Rôle général de l'écoulement de puissance... ..	20
II-4 Modélisation des éléments du réseau électrique pour l'étude de l'écoulement de Puissance.....	21
II-4-1 Modèle du générateur	21
II-4-2 Ligne de transmission	21
II-4-3 Modelé d'une charge électrique.....	22
II-4-4 Transformateurs de puissance	23
II-5 Classification des jeux des barres	24
II-5-1 Jeux de barres de référence ($V\theta$ bus)	24
II-5-2 Jeu de barres générateur (contrôle) (PV bus)	24
II-5-3 Jeux de barres de charge (PQ bus)	25
II-6 Formulation générale du problème pour l'écoulement de puissance	25
II-6-1 Variables de contrôle.....	26

II-6-2 Variables d'état	26
II-7 Les contraintes	26
II-7-1 Contraintes d'égalité	27
II-7-2 Contraintes d'inégalités	27
II-8 Méthode itérative d'écoulement de puissance	28
II-8-1 Méthode Newton - Raphson	28
II-8-1-1 Principe de fonctionnement	29
II-8-2 Méthode Gauss- Seidel	29
II-8-2-1 Principe de fonctionnement ..	29
II-9 Domaines d'application de l'écoulement de puissance	30
II-9-1 Amélioration de la stabilité de tension	30
II-9-2 Minimisation des pertes	30
II-9-3 Amélioration du profil de tension	31
II-10 Conclusion.....	32

Chapitre 3 : Généralités sur la Compensation de L'énergie Réactive

III-1 Introduction.....	34
III-2 Définition de l'énergie réactive consommée.....	34
III-3 Définition de la compensation de l'énergie réactive.....	35
III-4 Les principales sources d'énergie réactive.....	35
III-4-1 L'Alternateur.....	35
III-4-2 Câble sous-terrain.....	35
III-4-3 Lignes aériennes THT ou HT de grandes longueurs.....	35
III-5 Les principaux consommateurs de l'énergie réactive.....	36
III-5-1 Machines à excitation (générateurs et moteurs).....	36
III-5-2 Système de la technologie des semi-conducteurs	36
III-6 différents types de récepteurs.....	37
III-6-1 Des récepteurs résistifs.....	37
III-6-2 Des récepteurs inductifs.....	37
III-6-3 Des récepteurs capacitifs.....	38
III-7 Intérêt de la compensation de l'énergie réactive.....	38
III-8 Puissance et courant réactif.....	40
III-8-1 Composantes active et réactive du courant:.....	40
III-9 facteur de puissance.....	41

III-9-1 définition.....	41
III-9-2 Caractérisation d'un récepteur en fonction de son facteur de puissance.....	42
I-9-3 Effets du facteur de puissance.....	42
III-9-4 Amélioration du facteur de puissance	44
III-9-4-1 Action directe sur l'installation	44
III-9-4-2 Action indirecte	45
III-9-5 différents types de compensation d'énergie réactive.....	45
III-9-5-1 Élément shunt	45
III-9-5-2 Concept général de la FACTS	45
III-9-5-2-1 Compensateurs séries.....	46
III-9-5-2-2 La capacité série commandée par thyristor (TCSC).....	46
III-9-5-3 Principe de fonctionnement.....	46
III-9-6 Stabilité des réseaux électriques.....	47
III-9-6-1 Stabilité angulaire.....	47
III-9-6-1-1 Stabilité angulaire aux petites perturbations.....	48
III-9-6-2 Stabilité transitoire.....	48
III-9-6-3 Stabilité de fréquence.....	48
III-9-6-4 Stabilité de tension.....	48
III-9-6-4-1 Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations.....	48
III-9-6-4-2 Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations.....	48
III-9-7 Qualité de la tension.....	49
III-9-7-1 Dégradation de la qualité de la tension.....	49
III-10 L'emplacement optimal de batterie du condensateur	50
III-11 Logiciel ETAP et l'algorithme génétique.....	52
III-12 Conclusion.....	54

Chapitre 4 : Résultats et discussion

IV-1 Introduction	56
IV-1-1 Qu'est-ce que le logiciel électrique ETAP	56
IV-1-2 Barre de menu	56
IV-2 Comment le logiciel ETAP peut aider les ingénieurs à concevoir des solutions énergétiques et d'utilités meilleures et plus rentables	57
IV-3 Les meilleures fonctionnalités du logiciel ETAP qui en font un élément révolutionnaire pour les systèmes d'automatisation et de contrôle comprennent	58

IV-4 Pourquoi ETAP est le meilleur logiciel pour l'analyse des systèmes électriques	59
IV-5 Quels sont les avantages d'utiliser ETAP par rapport à d'autres solutions d'automatisation?	60
IV-5-1 La méthode de flux de charge de Newton-Raphson et ETAP	60
IV-5-2 Ingénieur électricien indépendant à embaucher	61
IV-6 Projet de fin d'études IEEE Rédaction d'articles de recherche à l'aide du logiciel ETA	62
IV-7 L'emplacement optimal des condensateurs dans réseau IEEE 14-Bus	62
IV-7-1 Introduction	62
IV-8 Le schéma de réseau avec les nœuds critique	63
IV-9 Le tableau des nœuds critique	63
IV-10 Emplacement Optimal des Condensateurs (étapes de simulation)	64
IV-11 Le réseau IEEE14bus après l'emplacement optimal des condensateurs	65
IV-11-1 La tension	65
IV-11-2 Les pertes actives	67
IV-11-3 Les pertes réactives	68
IV-11-4 Les chutes de tension	69
IV-11-5 La puissance transmise	70
IV-12 Conclusion	73
Conclusion générale	75
Liste des Références	78
Annexes	80

Liste des figures

Figure I.1	Les lignes électriques	6
Figure I.2	Les postes d'interconnexion	6
Figure I.3	Structure de réseau électrique	7
Figure I.4	Réseau radial	9
Figure I.5	Réseau maillé	10
Figure I.6	Réseau bouclé	10
Figure I.7	Forme d'onde d'un creux de tension	12
Figure I.8	Harmoniques	13
Figure I.9	Exemple de surtension	14
Figure I.10	Fluctuations de tension	14
Figure I.11	Forme d'onde illustrant un déséquilibre de tension	15
Figure II.1	Modelé d'un générateur	21
Figure II.1	Modelé d'une ligne	22
Figure II.1	Modelé d'une charge	23
Figure II.1	Modelé en π d'un transformateur	23
Figure II.5	Classification des jeux des barres	24
Figure III.1	Schéma équivalent d'une ligne de transport d'énergie fonctionnement à vide	35
Figure III.2	présentation de l'allure du courant et tension d'un récepteur Résistif.	37
Figure III.3	présentation de l'allure du courant et tension d'un récepteur inductif.	38
Figure III.4	présentation de l'allure du courant et tension d'un récepteur capacitif.	38
Figure III.5	Influence de la puissance réactive.	39

Liste des figures

Figure III.6	Composition vectorielle des courants actif, réactif et apparent.	40
Figure III.7	Composition vectorielle des puissances active, réactive et apparente.	41
Figure III.8	Puissance instantanée avec un facteur de puissance égal à 1	42
Figure III.9	Puissance instantanée avec un facteur de puissance égal à 0,7.	43
Figure III.10	Puissance instantanée avec un facteur de puissance égal à 0,2.	43
Figure III.11	Modèle de l'élément shunt	45
Figure III.12	Modèle TCSC sur une ligne	46
Figure III.13	Classification des types de stabilité des réseaux électriques.	49
Figure III.14	Variation rapide de la tension.	50
Figure III.15	Creux de tension.	51
Figure IV.1	Schéma électrique dans le logiciel	56
Figure IV.2	Barre de menu	57
Figure IV.3	Schéma électrique de court-circuit	58
Figure IV.4	Schéma électrique avec les nœuds critiques	61
Figure IV.5	Réseau IEEE 14-Bus avec les nœuds critiques	63
Figure IV.6	Réseau IEEE 14-Bus après l'emplacement optimal des condensateurs	65
Figure IV.7	tension des nœuds du réseau IEEE 14-Bus	66
Figure IV.8	Les pertes actives (ΔP)	67
Figure IV.9	Les pertes réactives (ΔQ)	69
Figure IV.10	Les variations de tension (ΔV) en pourcentage (%)	69
Figure IV.11	Le flux de puissance active (PP)	71

Liste des tableaux

Tableau I.1	Les niveaux de tension dans un réseau électrique	11
Tableau II.1	Les valeurs spécifiées et non spécifiées pour chaque type de jeu de barre	25
Tableau IV.1	Les nœuds critiques	63
Tableau IV.2	Les données relatives aux condensateurs installés	65
Tableau IV.3	Tension des nœuds du réseau IEEE 14-Bus	65
Tableau IV.4	La puissance active avant et après l'emplacement des condensateurs	70

Introduction générale

Introduction

Les réseaux électriques modernes sont des systèmes complexes et essentiels, assurant le transport et la distribution de l'électricité depuis les sites de production jusqu'aux consommateurs finaux. La stabilité, l'efficacité et la fiabilité de ces réseaux sont cruciales pour le développement économique et le bien-être social. Toutefois, ces réseaux doivent faire face à divers défis, notamment les fluctuations de la demande, les pertes de puissance et les variations de tension. Pour répondre à ces enjeux, des techniques avancées de gestion et d'optimisation sont indispensables.

Cette étude se concentre sur l'optimisation de la compensation réactive dans le réseau IEEE 14-Bus, en utilisant le logiciel de simulation ETAP (Electrical Transient Analyzer Program). L'objectif principal est d'améliorer la stabilité de la tension et l'efficacité énergétique du réseau, en identifiant et en installant des condensateurs aux emplacements optimaux.

Les réseaux électriques typiques comprennent des générateurs, des transformateurs, des lignes de transmission et de distribution, ainsi que des charges. La coordination efficace de ces éléments est essentielle pour maintenir l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie. Les réseaux doivent non seulement répondre à la demande en temps réel mais aussi garantir une qualité de service élevée, minimisant ainsi les perturbations et les pannes. La stabilité du réseau est un aspect critique qui influence la fiabilité de la fourniture d'électricité, et des variations de tension peuvent entraîner des dysfonctionnements des équipements et des interruptions de service.

L'analyse de l'écoulement de puissance, ou (load flow analysis), est une méthode fondamentale pour évaluer la performance d'un réseau électrique. Elle permet de calculer les tensions, courants et puissances actives et réactives à chaque point du réseau. Cette analyse est cruciale pour identifier les nœuds critiques où des mesures correctives peuvent être nécessaires. Dans le cadre de cette étude, l'analyse de l'écoulement de puissance est utilisée pour déterminer les points de faiblesse du réseau IEEE 14-Bus avant l'installation des condensateurs. Les résultats de cette analyse servent de base pour planifier les améliorations nécessaires et optimiser la performance du réseau.

La compensation réactive est une technique visant à améliorer le facteur de puissance et à stabiliser les tensions dans un réseau électrique. Elle implique l'ajout de condensateurs ou d'inductances pour compenser les puissances réactives générées par les charges inductives. Un facteur de puissance faible signifie une utilisation inefficace de l'énergie, entraînant des pertes

accrues et une surcharge des équipements de transmission et de distribution. L'installation de condensateurs est une solution couramment utilisée pour corriger le facteur de puissance, réduire les pertes d'énergie et améliorer la qualité de la tension. Dans cette étude, les condensateurs sont placés stratégiquement dans le réseau IEEE 14-Bus pour maximiser leurs effets bénéfiques.

Le logiciel ETAP est utilisé pour simuler le réseau IEEE 14-Bus et analyser l'impact de l'installation des condensateurs sur les paramètres du réseau. Les résultats montrent une amélioration significative des tensions après l'installation des condensateurs. Par exemple, les tensions aux bus critiques, qui étaient inférieures aux valeurs nominales avant l'installation, sont stabilisées et rapprochées des valeurs optimales. De plus, bien que les pertes actives aient augmenté sur certaines lignes, cette augmentation est due à une meilleure gestion de la puissance réactive et à une répartition plus équilibrée de la charge. Les pertes réactives ont, quant à elles, été réduites, ce qui améliore l'efficacité énergétique globale du réseau.

Chapitre I :
Généralité dans les
réseaux électriques

I-1 Introduction

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures dont le but est d'acheminer l'énergie électrique à partir de centres de production vers les consommateurs d'électricité. Le réseau électrique se compose de milliers de kilomètres de ligne, des milliers de postes de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates de réglage, dimensionnés pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique. Des systèmes de contrôle hiérarchisés assurent la tenue en tension et en fréquence. L'accroissement énorme de la demande de l'énergie électrique et les contraintes économiques impliquées par le besoin en extension conduisent à l'exploitation des réseaux électriques près de leurs limites de stabilité et de sécurité. En effet, l'instabilité des réseaux électriques présente un problème majeur quant à assurer un bon fonctionnement. Les perturbations inévitables telles que les courts circuits, les harmonique, le creux de tension, les indisponibilités momentanées des lignes de transmission, des générateurs, des transformateurs ainsi que les pertes dans les lignes peuvent affecter le réseau électrique à tout instant et l'amener en dehors de sa zone de stabilité. La stabilité d'un réseau électrique est la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une perturbation.

I-2 Définition de réseau électrique

Un réseau électrique est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'un niveau tension à l'autre grâce aux transformateurs. Un réseau électrique est dissocié en quatre grandes parties (production, transport, distribution et consommation).

I-3 Les éléments constitutifs d'un réseau électrique

I-3-1 Les générateurs

La source ou le générateur est un élément de base du réseau électrique ; sa fonction est de convertir l'énergie d'origine non électrique (hydraulique, thermique ...) en énergie électrique. [1]

I-3-2 Les lignes électriques

Une ligne électrique est un ensemble de conducteurs, d'isolants et d'élément accessoires destinés au transport de l'énergie électriques du producteur (centrale électrique) au consommateur (ville, quartier, maison, ensemble industriel). Les conducteurs sont, en général,

à base d'aluminium, de cuivre ou de bronze. Les isolants sont une partie solide (porcelaine, verre, papier, matière plastique) combinée avec un gaz (air, SF_6) ou un liquide (huile).



Figure(I.1) : Les lignes électriques

I-3-3 Les postes de transformation

Un poste de transformation est une installation comportant des transformateurs, des appareils de protections (disjoncteurs, sectionneurs, parafoudre, ...etc.), des appareils de mesure et de contrôle... A la sortie des centrales, les postes de transformation transforment la moyenne tension de production en haute tension ou en très haute tension, nécessaire pour réaliser un transport de l'énergie électrique dans des conditions économiques requises. La tension élevée pour le transport, doit être de nouveau abaissée au niveau d'autres postes de transformation successifs pour alimenter les réseaux de répartition puis les réseaux de distribution en basse tension.



Figure (I.2) : Les postes d'interconnexion

I-3-4 Les postes d'interconnexion, d'alimentation et de distribution

L'interconnexion entre les réseaux de transport d'électricité sert à faire passer l'énergie d'un territoire à l'autre et inversement. Leur rôle premier est d'assurer l'alimentation en énergie électrique bilatérale entre des systèmes électriques, d'autonomie différente en cas de défaillance soudaine dans l'un ou dans l'autre.

L'interconnexion des réseaux permet de rendre solidaires les pays voisins et de diversifier les sources de production

Ce foisonnement renforce la sécurité d’approvisionnement et diminue le risque de panne généralisée. Les infrastructures existantes doivent être adaptées afin d’acheminer l’énergie produite.

- Les infrastructures existantes doivent être adaptées afin d’acheminer l’énergie produite par les nouvelles sources renouvelables.
- Les infrastructures énergétiques doivent permettre, en augmentant les échanges interrégionaux, de favoriser la concurrence et d’améliorer le fonctionnement du marché.

I-4 Fonctionnement du réseau électrique

Les réseaux de transport à très haute tension (THT) transportent l'énergie des gros centres de production vers les régions consommatrices (400 et 225 kV). Ces réseaux sont souvent interconnectés, réalisant la mise en commun de l'ensemble des moyens de production à disposition de tous les consommateurs. Les réseaux de répartition à haute tension (HT) assurent, à l'échelle régionale, la desserte des points de livraison à la distribution (90 et 63 kV). Les réseaux de distribution sont des réseaux d'alimentation de l'ensemble de la clientèle, à l'exception de quelques gros clients industriels alimentés directement par les réseaux THT et HT. On distingue deux sous niveaux : les réseaux à moyenne tension ($1\text{Kv} \leq U \leq 60\text{Kv}$) et les réseaux à basse tension ($U \leq 1\text{Kv}$).

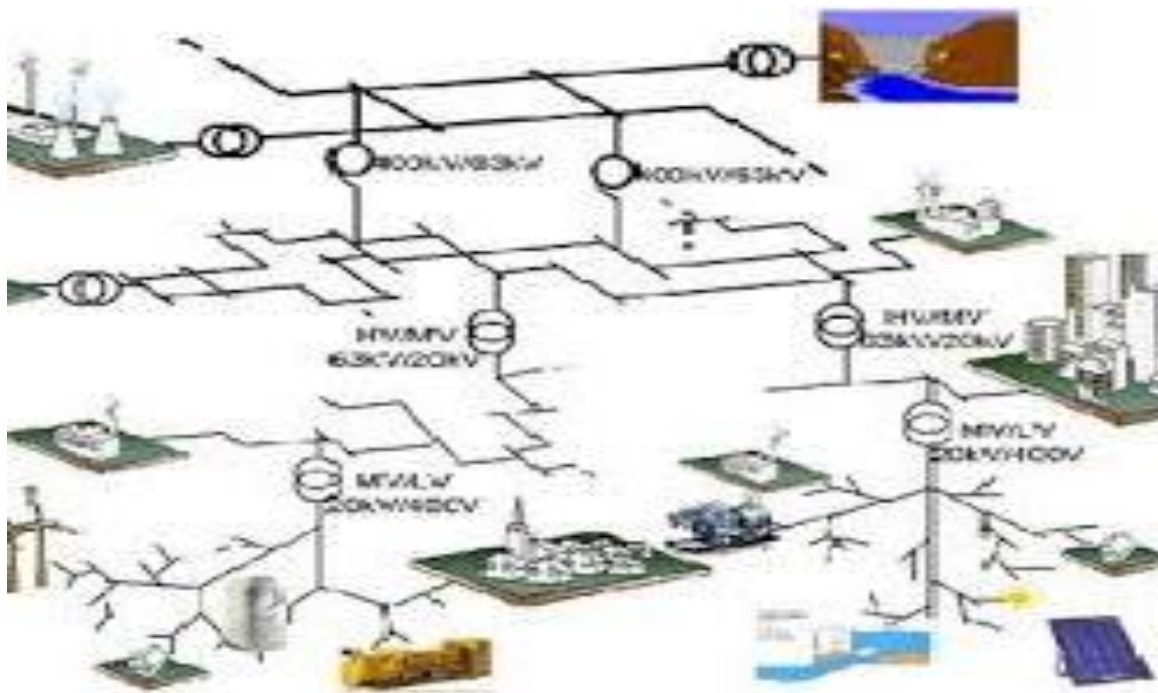


Figure (I.3) : Structure de réseau électrique

I-4 Structure et fonction d'un réseau électrique

I-4-1 Réseau de transport

Le réseau de transport a pour mission d'acheminer l'énergie et de permettre de réaliser à chaque instant l'égalité de la production et de la consommation sur l'ensemble du territoire en respectant des contraintes fortes sur le maintien de la tension. Il doit, de ce fait, présenter une forte garantie de fonctionnement non seulement en régime normal, mais également lors d'incidents d'exploitation qui entraînent la perte d'une ou plusieurs lignes à très haute tension ou l'arrêt imprévu d'un ouvrage de production. [1]

I-4-2 Réseau de répartition

Le réseau de répartition (63kV, 90kV) assure le transport des réserves en électricité composées de l'énergie puisée au réseau de transport et de productions de plus petites échelles vers les zones de consommations ; c'est-à-dire, ces réseaux ont pour fonction de faire la liaison entre le réseau de transport et les réseaux de distribution. Ils assurent cette fonction en permanence ; même lors de la défaillance de certaines lignes de transport à structure topologique bouclée ; ce qui permet sans aller jusqu'à un maillage aussi dense que celui du réseau de transport, d'assurer l'acheminement de l'énergie dans des conditions de sécurité raisonnablement garanties. [1]

I-4-3 Réseau de distribution

Les réseaux de distribution (1÷60) KV ont principalement une structure radiale, arborescente, ou mixte. La mission de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution MT aux Points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique.

I-4-4 Réseau d'interconnexion

Le réseau d'interconnexion est utilisé pour faire l'échange d'énergie entre les différentes centrales en service. Il permet aussi le dépannage des réseaux dans le cas de défaillance d'une source où un incident s'est produit. Elle permet d'optimiser les gains sur les coûts d'exploitation et rend plus régulières les conditions de marche des différentes centrales dans le cas où les points de consommations des deux endroits interconnectés ne seraient pas simultanées. Elle permet aussi d'atténuer les variations de fréquences et de tensions consécutives aux fluctuations de la consommation.

I-5 Les types de réseaux électriques

I-5-1 Réseaux radiaux

Dans ce cas l'énergie est véhiculée pour voie radiale : C'est à dire de la source vers le consommateur. Ceci signifie que tout point de consommation sur une telle structure ne peut être alimenté que par un seul chemin électrique possible. Il est de type arborescent. Cette arborescence se déroule à partir des points d'alimentation, qui sont constitués par les postes de distribution publique HTB/HTA ou HTA/HTA (répartition). Ce type de réseau est particulièrement utilisé pour la distribution de la MT en milieu rural. En effet, il permet facilement, et à un moindre coût, d'accéder à des points de consommation de faible densité de charge et largement répartis géographiquement et pour certains réseaux industriels à fortes perturbations.

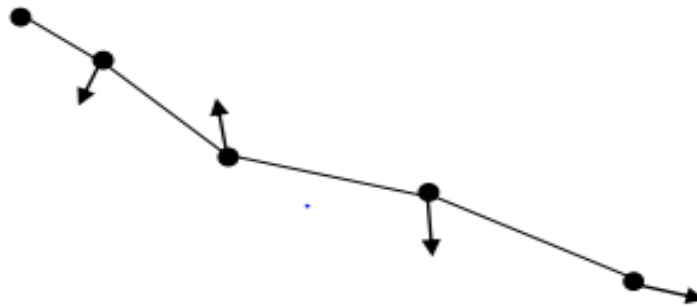


Figure (I.4) : Réseau radial

I-5-2 Réseaux maillés

Le réseau est fortement ou complètement maillé. Tous les accès sont alimentés au moins de deux côtes. Tous les réseaux à HT sont exploités de cette façon pour des raisons techno économiques et de continuité de service. [1]

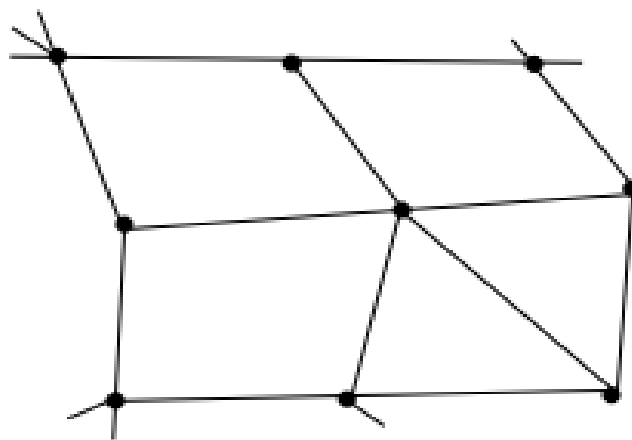


Figure (I.5) : Réseau maillé

I-5-3 Réseaux bouclés

Lorsque la densité de charge augmente, on tend, surtout dans les réseaux à moyenne tension et aussi dans les réseaux bas tension, vers un maillage partiel, par la formation de boucles. Tous les accès de la boucle sont alors alimentés par deux lignes, ce qui augmente fortement la sûreté de service. [1]

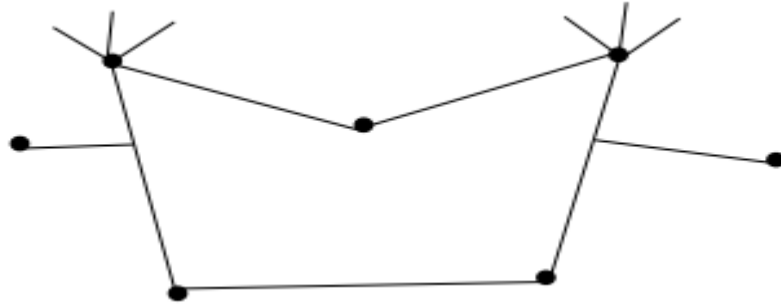


Figure (I.6) : Réseau bouclé

I-6 Classification des potentiels nominaux

On peut classer les niveaux potentiels nominaux d'un réseau en :

- **Très basses tensions (TBT)** : tensions inférieures à 50 volts et plus généralement à 30 volts. Elles sont utilisées pour les jouets électriques et dans des locaux très humides.
- **Bases tensions (BT)** : tensions de 50 à 1000 volts. Elles sont utilisées pour les appareils domestiques et la plupart des appareils industriels.
- **Moyennes tensions (MT)** : tensions comprises entre 1 et 35 kV jusqu'à 60 kV. Elles sont utilisées pour l'alimentation et la distribution de l'énergie électrique, en moyenne distance et en réseaux industriels.
- **Hautes tensions (HT)** : tensions de 60 à 220 kV. Elles sont utilisées pour le transport d'énergie aux transits élevés et sur des distances plus grandes. Les réseaux très hautes tensions (THT) : tensions égales ou supérieures à 400 kV. Ils ont été rendus nécessaires par l'accroissement des puissances à transporter sur de plus grandes distances.
- **Réseaux très hautes tensions (THT)** : tensions égales ou supérieures à 400 kV. Ils ont été rendus nécessaires par l'accroissement des puissances à transporter sur de plus grandes distances.

Tableau (I.1) : Les niveaux de tension dans un réseau électrique

Appellation courante	Domaine de tension	Tension alternative	Tension continue
Très basse tension	TBT	$U_n \leq 50 \text{ V}$	$U_n \leq 120 \text{ V}$
Basse tension (BT)	BT A	$50 \text{ V} < U_n \leq 500 \text{ V}$	$120 \text{ V} < U_n \leq 750 \text{ V}$
	BT B	$500 \text{ V} < U_n \leq 1000 \text{ V}$	$750 \text{ V} < U_n \leq 1500 \text{ V}$
Moyenne tension (MT)	HTA	$1 \text{ kV} < U_n \leq 50 \text{ kV}$	$1500 \text{ V} < U_n \leq 75 \text{ kV}$
Haute tension (HT)	HTB	$U_n > 50 \text{ kV}$	$U_n > 75 \text{ kV}$

I-7 Qualité de l'énergie électrique (QEE)

La qualité de l'énergie d'électrique est fondamentalement tributaire de la tension et de la fréquence. Cette tension subit généralement des perturbations et des altérations durant les processus d'écoulement de l'énergie électrique (circulation des courants) ; d'où l'introduction du courant comme indice complémentaire l'évaluation de la QEE.

Ainsi, la qualité de l'énergie électrique est considérée comme une combinaison de la qualité de la tension et de la qualité du courant.

I-7-1 Qualité de la tension

Les tensions d'un réseau électrique constituent un système alternatif triphasé, dont la fréquence de base est de 50 Hz et sont décrites par les caractéristiques principales : amplitude, fréquence, forme d'onde, symétrie, équilibre [2]

Amplitude : l'amplitude de la tension est un indice important de la qualité de l'électricité. La tension doit être maintenue, en moyenne, dans un intervalle de $\pm 5 \%$ autour de la valeur nominale. Mais divers phénomènes perturbateurs peuvent affecter l'amplitude des tensions ; creux de tension, coupures brèves, surtensions...

Fréquence : dans le cas idéal, les trois tensions sont alternatives et sinusoïdales de fréquence constante de 50 Hz. Ces normes imposent que la fréquence ne doit pas s'écarter de $\pm 0.1 \text{ Hz}$ de la valeur nominale de 50 Hz ($\pm 0.2 \%$).

Forme d'onde : la forme d'onde des trois tensions, formant un système triphasé, doit être la plus proche possible d'une sinusoïde. En cas de perturbations au niveau de la forme d'onde, la tension n'est plus sinusoïdale et peut, en général, être considérée comme une onde fondamentale à 50Hz associée à des ondes de fréquences supérieures à 50 Hz appelées également harmoniques supérieurs. Les tensions peuvent également contenir des signaux permanents mais non périodiques, alors dénommés bruits.

Symétrie : la symétrie d'un système triphasé se caractérise par l'égalité des modules des trois tensions et celle de leurs déphasages relatifs. La dissymétrie de tels systèmes peut être à l'origine de dégradation inadmissible de la QEE.

I-7-2 Qualité du courant

La qualité du courant est relative à une dérive des courants de leur forme idéale, et se caractérise de la même manière que pour les tensions par les paramètres : amplitude, fréquence, forme d'onde, symétrie : Dans le cas idéal, les trois courants sont d'amplitude et de fréquence constantes, déphasés de $2\pi/3$ radians entre eux, et de forme strictement sinusoïdale.

I-8 Perturbations du réseau électrique

I-8-1 Creux de tension

Un creux de tension est une diminution de l'amplitude de la tension (de 10% à 90%) de la tension nominale pendant un temps allant de 10 ms à quelques secondes. Cette baisse d'amplitude peut dépasser les 90% de la tension nominale, il s'agit alors d'une coupure brève. Les creux de tension sont dus à des phénomènes naturels, comme la foudre, à des défauts dans divers l'installation ou dans divers réseaux publics ou autres. Ils apparaissent également lors de manœuvres d'enclenchement mettant en jeu des courants de fortes intensités (moteurs, transformateurs, etc.). [3]

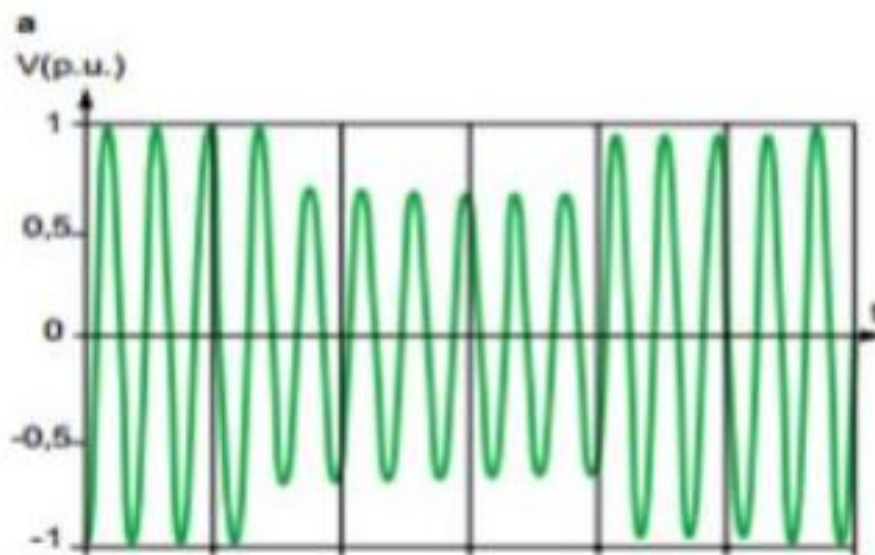


Figure (I.7) : Forme d'onde d'un creux de tension

I-8-2 Harmonique

Les harmoniques sont de tensions ou des courants sinusoïdaux dont la fréquence est un multiple entier de la fréquence du réseau. En général, nous différencions 2 types d'harmoniques:

- Les harmoniques de courant dus à la présence de charges non linéaires telles que les appareils d'éclairage fluorescents, les fours à arc, les redresseurs, les variateurs électroniques de vitesse, qui peuvent être identifiés à une source de courant harmonique.
- Les harmoniques de tension issus du réseau lui-même dus, en général, à des petites imperfections de construction des bobinages des différent matériels du réseau eux mêmes, tels que les machines tournantes et les transformateurs qui, pratiquement, ne délivrent pas une tension purement sinusoïdale. Ces harmoniques peuvent être identifiés à une source de tension harmonique. [4]

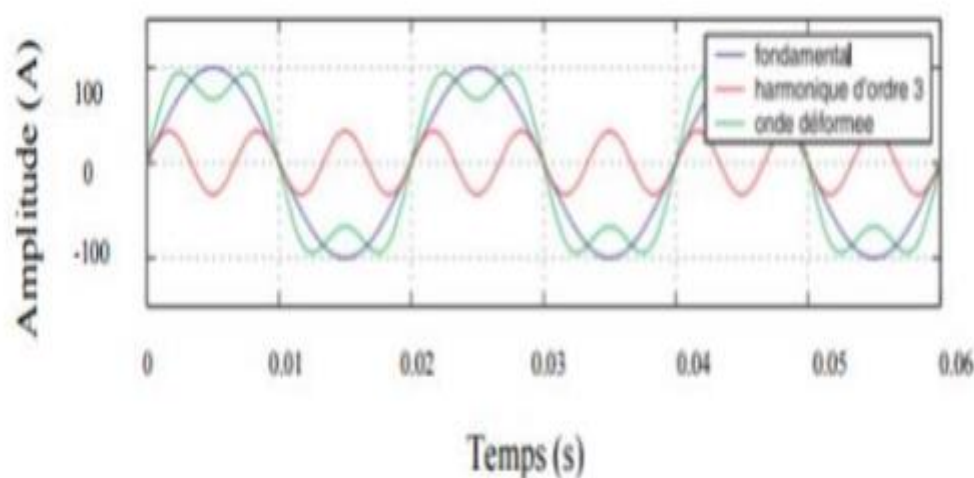


Figure (I.8) : Harmoniques

I-8-3 Surtensions

Les phénomènes de surtensions sont, également, des phénomènes brefs aléatoires dans leur durée et dans leur apparition. Elles sont considérées comme étant des dépassements d'amplitude du niveau normal de la tension fondamentale pendant une durée inférieure à une seconde. Leurs origines sont, essentiellement, liées :

- A la foudre.
- Aux différentes manœuvres opérées sur le réseau (coupure de courant de court-circuit, enclenchement de ligne à vide ...).
- Aux fonctionnements anormaux du réseau (variation brusque de la charge, résonances...).[5]

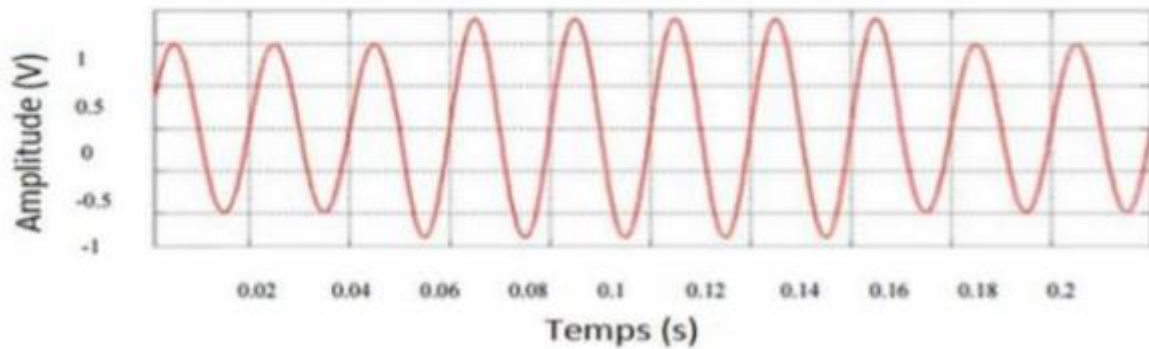


Figure (I.9) : Exemple de surtension

I-8-4 Fluctuations de tension

Le terme flicker est utilisé pour désigner les variations de tension de courte durée, apparaissant dans le réseau électrique et risquant de provoquer le scintillement des ampoules. Les fluctuations de puissance provoquent des fluctuations de tension.

En général, les variations de tension sont provoquées par le fonctionnement d'appareils dont la puissance absorbée fluctue de manière rapide, tels que les fours à arc, les machines à souder.



Figure (I.10) : Fluctuations de tension

I-8-5 Déséquilibres

Lorsque les trois tensions ne sont pas identiques en amplitude et/ou ne sont pas décalées d'un angle de 120° les unes par rapport aux autres et quand leur somme n'est pas nulle, on parlera de déséquilibre du système triphasé.

Un réseau électrique triphasé équilibré, alimentant un récepteur électrique triphasé non équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau. [3]

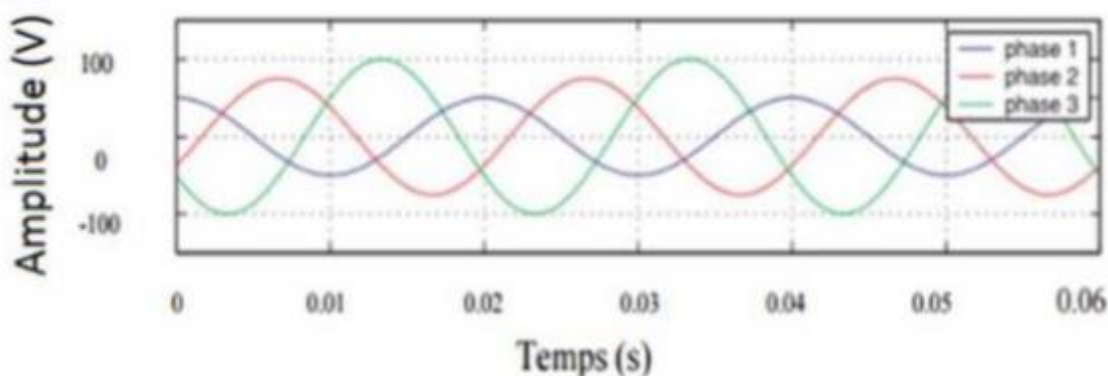


Figure (I.11) : Forme d'onde illustrant un déséquilibre de tension

I-9 La Stabilité d'un réseau électrique

I-9-1 Définition de la stabilité d'un réseau électrique

Un système est stable s'il a tendance à continuer à fonctionner dans son mode normal en régime permanent et s'il a tendance à revenir à son mode de fonctionnement à la suite d'une perturbation. Une perturbation sur un réseau peut être une manœuvre prévue, comme l'enclenchement d'une inductance shunt, ou non prévue comme un court-circuit causé par la foudre entre une phase et la terre par exemple. Lors de la perturbation, l'amplitude de la tension aux différentes barres du réseau peut varier ainsi que la fréquence. La variation de la fréquence est due aux variations de la vitesse des rotors des alternateurs. Un réseau d'énergie électrique est stable s'il est capable, en régime permanent à la suite d'une perturbation, de fournir la puissance qu'exigent les consommateurs tout en maintenant constante et dans les limites admissibles la valeur de la fréquence ; donc la vitesse de rotation des alternateurs, et l'amplitude de la tension aux différentes barres du réseau.

I-9-2 Nature de la stabilité

Selon la nature et l'amplitude de la perturbation, nous pouvons définir trois types de Stabilité : stabilité statique, stabilité dynamique et stabilité transitoire.

I-9-2-1 Stabilité statique

Après le régime transitoire dû à la perturbation, le système entre dans le régime permanent. Dans ce cas, pour étudier le système, il faut évaluer la stabilité statique du réseau. Le système n'est pas stable si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées. Cet état est appelé : l'état instable. Dans un réseau qui est dans l'état d'urgence, les opérateurs du centre de contrôle ont suffisamment de temps pour ramener le système à l'état stable ou au régime normal en apportant des modifications supplémentaires. Si certaines contraintes d'exploitation ne sont pas respectées, une des parties du réseau doit se séparer du système, le reste

continuant son fonctionnement. Dans cette situation, on peut ramener tout le réseau à l'état normal grâce à des opérations de restauration. [5]

I-9-2-2 Stabilité dynamique

Stabilité dynamique est l'étude de l'évolution dynamique du système suite à une perturbation quelconque, petite ou grande. Elle se manifeste sous forme d'oscillations apparaissant sur les signaux à cause d'un changement dans la structure du réseau, dans les conditions d'exploitation, dans les systèmes d'excitation ou au niveau des charges. Ces oscillations peuvent aboutir à déstabiliser un alternateur, Les grandes perturbations sont généralement engendrées par des courts-circuits ou l'arrêt d'une charge suite à l'isolement d'un élément en défaut. [6]

I-9-2-3 Stabilité transitoire

En régime normal, les vecteurs représentant les forces électromotrices des différents alternateurs tournent à la même vitesse angulaire électrique $\omega = 2\pi f$ et sont décalés entre eux d'angles constants. Les angles sont fonction des impédances de liaison et des puissances échangées entre les machines et le réseau.

Suite à l'apparition d'un défaut ou disjonction d'une ligne, la puissance électrique fournie par chaque machine se trouve brusquement modifiée sans que ce changement soit suivi instantanément d'une modification de la puissance fournie par la turbine ; il s'ensuit un déséquilibre entre les couples moteurs et résistants provoquant l'accélération de certaines machines, ce qui entraîne une variation du décalage angulaire entre les forces électromotrices des machines. Si, au cours de ces mouvements, le rotor d'un alternateur glisse d'au moins un tour électrique par rapport au rotor des autres machines, il y a perte de la stabilité transitoire. Cela peut entraîner, par le jeu des protections, la fragmentation du réseau ou la séparation de certains groupes. [7]

I-9-3 Caractéristique de la stabilité

Habituellement, la stabilité est décrite par trois processus, à savoir :

I-9-3-1 Stabilité angulaire

Dans un réseau électrique, la stabilité de l'angle du rotor est définie comme la capacité d'un ensemble de génératrices synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après une perturbation. Un système est instable si la différence entre les angles rotoriques des générateurs augmente indéfiniment ou si l'oscillation transitoire provoquée par une perturbation, n'est pas suffisamment amortie dans le temps d'évaluation.

L'instabilité angulaire se manifeste sous forme d'un écart croissant entre les angles rotoriques. Une machine qui a perdu le synchronisme sera débranchée par une protection de survitesse ou par une protection de perte de synchronisme, ce qui met en danger l'équilibre production consommation du système.

I-9-3-2 Stabilité de la fréquence

Le maintien de la fréquence à une valeur nominale dans un système de puissance est lié à l'équilibre global entre les puissances actives produites et consommées (y compris les pertes)

Cette perturbation résulte d'un déséquilibre significatif entre la production et la charge. Cette stabilité dépend des capacités de maintenir ou restaurer l'équilibre entre la production et la charge, avec une perte minimale involontaire de la charge. L'instabilité résultante se produit sous forme d'oscillations de la fréquence soutenue, menant au déclenchement des unités de production et des charges pendant les variations de la fréquence.

Le temps qui caractérise les processus et les dispositifs actifs, s'étend de la fraction de secondes à plusieurs minutes ; par conséquent, la stabilité de la fréquence peut être un phénomène à court ou à long terme.

I-9-3-3 Stabilité de tension

La stabilité de tension se définit par la capacité d'un système de puissance de maintenir des valeurs de tension acceptables au niveau des nœuds du système ayant subi une perturbation. Cette stabilité dépend, en effet, du maintien ou de la restauration de l'équilibre entre la puissance demandée et la puissance fournie. [1]

I-9-3-4 Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations :

La stabilité de tension de petites perturbations concerne la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites permises en présence de perturbations telles que : une variation faible de la charge, de la production, etc.

I-9-3-5 Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations :

Elle est définie comme étant la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises en présence des grandes perturbations à savoir la perte d'équipement de transport ou de production, le court-circuit, etc.

I-10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté des généralités sur les réseaux électriques à travers leur description, leur classification ; à travers la définition de leurs diverses fonctions des différents types de perturbations tout en présentant les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système électrique. Le concept général de la stabilité peut se synthétiser en trois groupes (stabilité de l'angle de rotor, de la tension et de la fréquence).

Chapitre II :
Écoulement de
puissance

II-1 Introduction :

L'écoulement de puissance, également connu sous le nom de calcul de l'écoulement de puissance ou power flow. Il s'agit d'un processus essentiel pour comprendre comment l'électricité est générée, transmise et consommée dans un système électrique complexe.

L'objectif principal de L'écoulement de puissance est de comprendre comment l'énergie électrique est acheminée et distribuée dans un système électrique. En prenant en compte les contraintes physiques et les limitations Cela permet de garantir que le système fonctionne de manière fiable, efficace et sécurisée.

L'écoulement de puissance est utilisé dans diverses applications, notamment la planification et la conception de réseaux électriques, l'exploitation et la gestion des systèmes de production et de distribution d'énergie.

II-2 Concept général de l'écoulement de puissance :

L'écoulement de puissance est un outil important pour la planification et l'exploitation du réseau électrique. Il s'agit d'un processus qui permet de déterminer les conditions de fonctionnement du réseau en calculant l'écoulement de puissance et la tension dans chaque nœud du réseau.

Le problème de l'écoulement de puissance est résolu pour déterminer l'état stable de tensions complexes au niveau du nœuds du réseau, à partir duquel le transfert de puissance active et réactive dans chaque ligne et transformateur est calculé. Le système d'équations représente le réseau électrique, qui est de nature non linéaire. En effet, dans la méthode de calcul de L'écoulement de puissance, la configuration du réseau et les caractéristiques de ses équipements sont utilisées pour déterminer la tension complexe à chaque niveau de nœud. [8]

II-3 Rôle général de l'écoulement de puissance :

La recherche sur l'écoulement de puissance est une étape importante dans la recherche et la conception du réseau. Cette étude est nécessaire pour la planification, l'échange d'énergie entre les centres de production et la répartition économique. Il est également essentiel pour l'évaluation de la stabilité transitoire, la stabilité dynamique et l'estimation de l'état du réseau et la prise de mesures appropriées contre d'éventuels événements imprévus.

L'écoulement de puissance est utilisé pour optimiser le fonctionnement du réseau en répartissant la charge de manière équilibrée entre les différents composants du réseau, en minimisant les pertes de puissance et en garantissant la qualité de l'énergie électrique. La planification d'une extension future peut être basée sur des études de l'écoulement de puissance dans ce réseau. [9]

II-4 Modélisation des éléments du réseau électrique pour l'étude de l'écoulement de puissance :

Un réseau d'énergie électrique est un système d'éléments interconnectés conçu comme suit :

- Convertir en continu l'énergie non électrique en énergie électrique.
- Transport d'énergie électrique sur de longues distances.
- Transformer l'énergie électrique en formes spécifiques clairement contraintes.

Cette modélisation permet de calculer les courants, les tensions, les pertes et les L'écoulement de puissance dans le réseau et d'optimiser la gestion de l'énergie.

II-4-1 Modèle du générateur :

Les générateurs sont considérés comme le cœur du réseau. Il assure la production de l'énergie électrique nécessaire aux consommateurs. Dans l'analyse de L'écoulement de puissance, le générateur est modélisé comme une source de tension constante V_g injectant de la puissance réelle P_g et réactive Q_g figure (2.1). [10]

La puissance réactive du générateur est ajustée pour maintenir constante la tension au nœud i . De plus, le générateur est caractérisé par deux limites de puissance réactive P_{gmax} et Q_{gmax} . [10]

$$S = P_g + jQ_g \quad \text{II.1}$$

Telle que :

- ❖ S : Puissance apparente.
- ❖ P_g : Puissance réelle de générateur.
- ❖ Q_g : Puissance réactive de générateur.

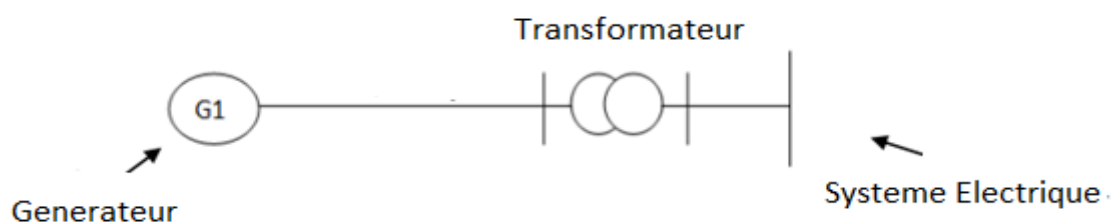


Figure II.1 : Modelé d'un générateur

II-4-2 Ligne de transmission :

La ligne de transport d'énergie entre les jeux de barres et les jeux de barres i et j est généralement représentée par chaque diagramme équivalent de phase (π), comme indiqué sur la figure (II.2)

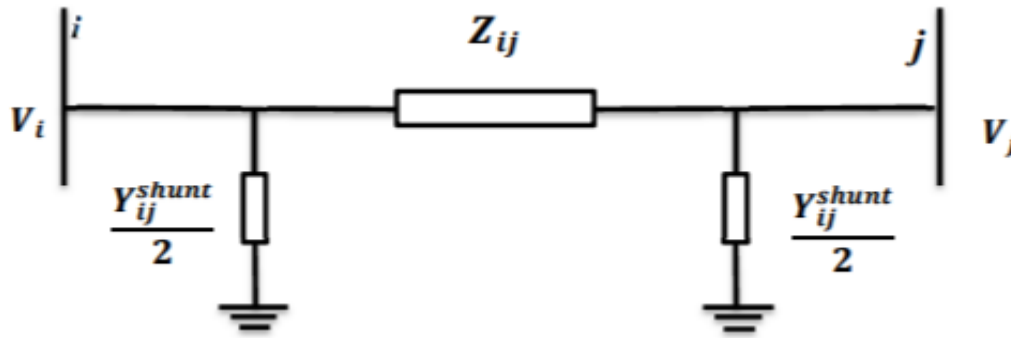


Figure II.2 : Modelé d'une ligne

Le modèle est caractérisé par les paramètres suivants :

L'impédance série ou longitudinale (Z) de chaque phase en (Ω) est donnée par :

$$Z_{ij} = R_{ij} + jX_{ij} \quad \text{II.2}$$

Telle que :

- ❖ R_{ij} : La résistance de la ligne entre les jeux de barres i et j.
- ❖ X_{ij} : La réactance de la ligne entre les jeux de barres i et j.

L'admittance shunt par phase (Y) exprimée en (en Siemens) donnée par :

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad \text{II.3}$$

Telle que :

- ❖ G_{ij} : La conductance de la ligne entre les jeux de barres i et j.
- ❖ B_{ij} : La susceptance capacitive shunts de la ligne entre les jeux de barres i et j.

II-4-3 Modelé d'une charge électrique :

La charge est généralement modélisée comme une puissance constante, qui Consommation de puissance active P_L et de puissance réactive Q_L constante comme figure (II.3)

Cette charge est connectée au réseau de transport d'électricité par l'intermédiaire d'un transformateur et représente généralement une station de répartition (sous-station) qui alimente le réseau de distribution. [11]

$$S = P_L + jQ_L \quad \text{II.4}$$

Telle que :

- ❖ Q_L : Puissance réactive de charge.
- ❖ P_L : Puissance réelle de charge.

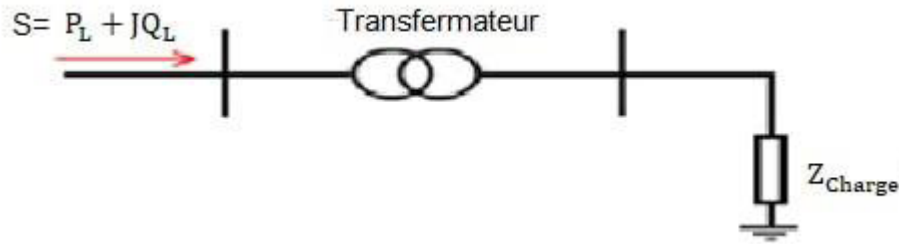


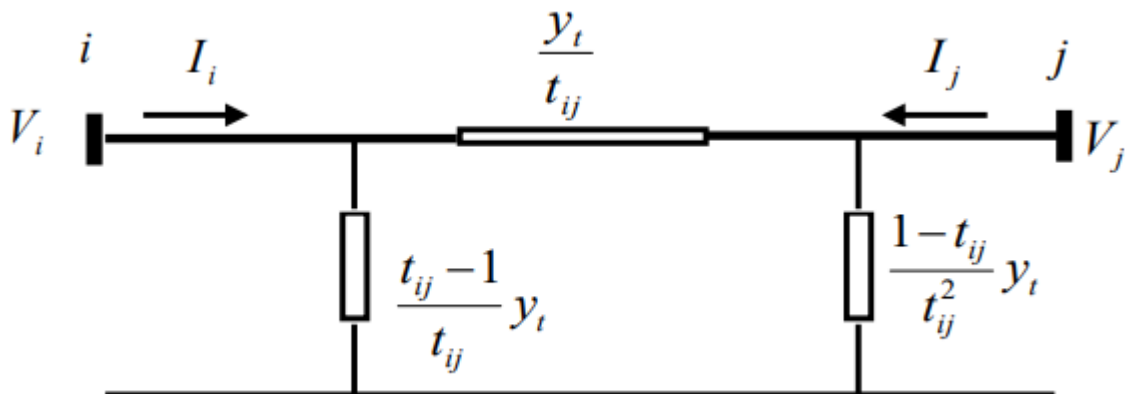
Figure II.3 : Modelé d'une charge

II-4-4 Transformateurs de puissance :

Il existe deux types de transformateurs à modéliser :

- ❖ Transformateur de prise à charge variable avec rapport de transformation t_{ij} variable pour le réglage de la tension.
- ❖ Un transformateur déphaseur avec un angle de déphasage α_{ij} variable pour contrôler l'écoulement de puissance réelle. [12]

Le modèle équivalent en π du transformateur à prises de charge variables est le même que celui de la ligne de transmission, voire figure (2.4). [12]

Figure II.4 : Modelé en π d'un transformateur

En général, pour les applications avec prises à charge variable et/ou Déphaseur. Le rapport de transformation est un nombre complexe $t_{ij}=t_{ije}j\alpha_{ij}$. Et le modèle équivalent en π ne peut pas être atteint. Dans ce cas, la matrice d'admittance nodale du transformateur est donnée par:

$$Y_t = \begin{bmatrix} y_t & \frac{-e^{-j\alpha_{ij}}}{t_{ij}} y_t \\ \frac{-e^{j\alpha_{ij}}}{t_{ij}} y_t & \frac{1}{t_{ij}^2} y_t \end{bmatrix} \quad \text{II.5}$$

Telle que :

- ❖ Y_t : Matrice admittance nodale du transformateur.

- ❖ t_{ij} : Rapport de transformation du transformateur.
- ❖ y_t : Admittance du transformateur.
- ❖ α_{ij} : Angle de déphasage du transformateur.

Par conséquent, le rapport de transformation et l'angle de déphasage sont exprimés comme modifier directement la matrice d'admittance du système. [12]

II-5 Classification des jeux des barres :

Il existe trois types des jeux de barres en fonction des spécifications des variables utilisées :

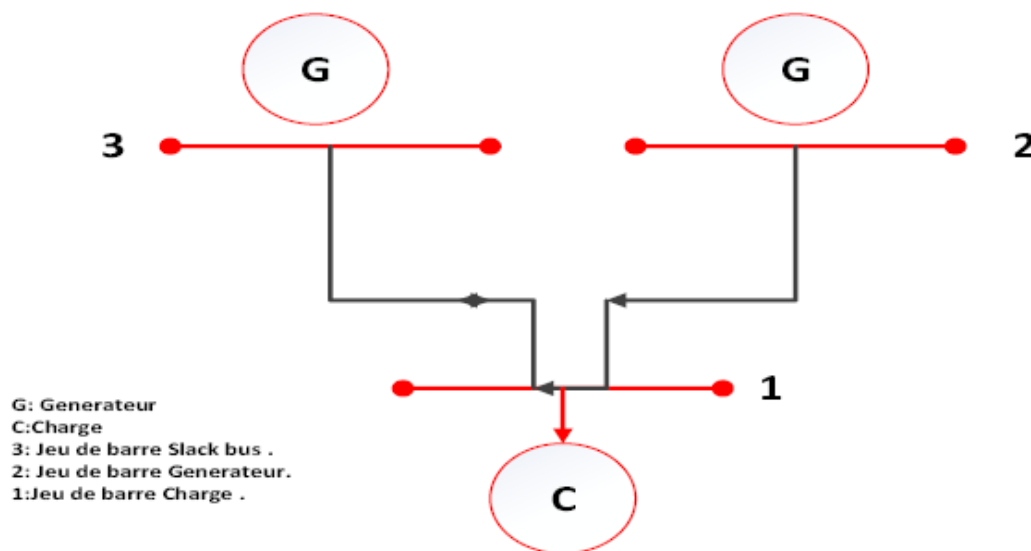


Figure II.5: Classification des jeux des barres

II-5-1 Jeux de barres de référence ($V\theta$ bus) :

C'est un élément virtuel créé en analysant la répartition de la charge. Elle est fictive, car la pénalité du système n'est pas connue à l'avance pour les calculs de répartition de charge. Il est connecté aux jeux de barres du générateur, en tant que source de tension, la tension est constante et l'angle de déphasage est utilisé comme référence de calcul, sa puissance active et sa puissance réactive doivent être calculées. [13]

II-5-2 Jeu de barres générateur (contrôle) (PV bus) :

Ce sont les jeux de barres auxquels sont connectés les générateurs du réseau, et les grandeurs des modules de puissance active et de tension sont connues, car elles sont contrôlables, par contre, les paramètres de grandeur de la puissance réactive et de la tension sont inconnus. les jeux de barres générateurs représentent 20 % de l'ensemble des jeux de barres. [13]

II-5-3 Jeux de barres de charge (PQ bus)

Ce sont les jeux de barres requis par le client, pour lesquels les puissances active et réactive sont données, mais l'amplitude et les paramètres de tension sont à déterminer.

Il est à noter que dans un réseau électrique, les jeux de barres chargés représentent 80 à 90 % de l'ensemble des jeux de barres. [13]

Le tableau suivant montre les valeurs spécifiées et non spécifiées pour chaque type de jeu de barre :

Tableau (II.1) : Les valeurs spécifiées et non spécifiées pour chaque type de jeu de barre

Type de jeux de barres	Grandeurs connues	Grandeurs Inconnue	Numérotation de jeux de barres	Abondance dans le réseau
Référence	V et θ	P et Q	3	1
Contrôle	P et V	Q et θ	2	$\leq 20\%$
Charge	P et Q	V et θ	1	$\geq 80\%$

II-6 Formulation générale du problème pour l'écoulement de puissance :

La répartition optimale de l'électricité est un problème d'optimisation dont le but est de minimiser le coût total de production d'électricité dans le réseau. Si l'on ne considère que la fonction objective, on parle alors d'optimisation sans contrainte. Cependant, si nous considérons l'équation de L'écoulement de puissance, nous sommes confrontés à un problème d'optimisation avec des contraintes d'égalité. Si nous prenons également la valeur minimale, et max. La puissance générée par l'alternateur, la surcharge de la ligne de transmission et le niveau de tension admissible du bus de charge, nous sommes alors face à un problème d'optimisation avec des contraintes d'égalité et d'inégalité. [14]

Le problème OPF est considéré comme un problème de minimisation non linéaire contraint. Peut s'écrire sous la forme suivante :

$$\text{Minimiser } f(X, U) \quad \text{II.6}$$

Sujet à :

$$g(X, U) = 0 \quad \text{II.7}$$

$$h(X, U) \leq 0 \quad \text{II.8}$$

Tels que :

- ❖ $f(X, U)$: Fonction objective.
- ❖ $g(X, U)$: Contraintes d'égalités.
- ❖ $h(X, U)$: Contraintes d'inégalités.
- ❖ X : Vecteur des variables d'état.
- ❖ U : Vecteur des variables à contrôler.

II-6-1 Variables de contrôle :

Dans l'écoulement de puissance, la variable de contrôle est la variable qui est ajustée pour minimiser une fonction objective donnée tout en satisfaisant les contraintes du système électrique. Les principales variables de contrôle dans l'écoulement de puissance sont le module de la tension du bus auquel le générateur VG est connecté, la puissance active produite sur le bus du générateur, le rapport de transformation du transformateur de régulation de charge et la puissance réactive produite par les différents générateurs (Compensateur de puissance réactive QC. [15])

$$U_T = [P_{G2}, \dots, P_{GNG}, V_{G1}, \dots, V_{GNG}, T_1, \dots, T_{nt}, X_{Tcsc1}, X_{Tcsc2}] \quad \text{II.9}$$

Sachant que:

- ❖ P_{Gi} : Puissance active générée de générateur i . $i=2, \dots, N_G$
- ❖ X_{Tcsc1} : réactance avec une seule TCSC.
- ❖ X_{Tcsc2} : réactance avec deux TCSC.
- ❖ T_i : Facture de régulation des transformateurs régulateurs de charge. $i= 1, \dots, nt$.
- ❖ nc : Le nombre de compensateurs VAR.
- ❖ nt : Le nombre de transformateurs régulateurs.
- ❖ NG : Nombre de générateurs.

II-6-2 Variables d'état :

Une variable d'état est une variable qui décrit l'état électrique du système à un instant donné. Est le module de la charge de tension du bus et l'angle pour toutes les tensions à l'exception du bus de référence.

Il s'agit des variables qui décrivent n'importe quel état unique du système. De telles variables sont :

$$X_T = [P_{G1}, V_{L1} \dots V_{LN PQ}, Q_{G1}, \dots, Q_{GNG}, \Delta_2 \dots \Delta_{nb}] \quad \text{II.10}$$

Telle que:

- ❖ P_{G1} : La puissance active générée par le jeu de barre de référence (slack bus).

- ❖ Q_{Gi} : Puissance réactive générée de générateur i . $i=1, \dots, N_G$
- ❖ V_{Li} : Les modules des tensions des jeux de barres charges (load).
- ❖ SL_i : La puissance apparente de la ligne. $i=1, \dots, nl$
- ❖ nl : Nombre de lignes.
- ❖ N_{PQ} : Le nombre des charges des buses.

II-7 Les contraintes :

Le réseau électrique est soumis à plusieurs contraintes qui doivent être prises en compte lors de sa conception, de son exploitation et de sa gestion.

II-7-1 Contraintes d'égalité :

Les contraintes d'égalité de l'OPF reflètent les lois de la physique qui régissent les systèmes électriques. Ils sont représentés par des équations de l'écoulement de puissance non linéaires qui nécessitent que la somme des injections nettes de puissance active et réactive injectée dans chaque jeux de barres (buses) soit nulle. Elles représentent des conditions strictes qui doivent être respectées pour assurer l'équilibre et la cohérence du réseau électrique.

$$P_{Gi} - P_{Di} - V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) = 0, i \in N_{PQ} \quad \text{II.11}$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) = 0, i \in N_G \quad \text{II.12}$$

Telle que :

- ❖ P_{Gi} : Puissance active générée au noeud i .
- ❖ P_{Di} : Puissance active demandée au noeud i .
- ❖ Q_{Gi} : Puissance réactive générée au noeud i .
- ❖ Q_{Di} : Puissance réactive demande au noeud i .
- ❖ V_i, V_j : Valeurs des tensions i^{th} et j^{th} .
- ❖ NB : Le nombre total de la buse.
- ❖ G_{ij} : La conductance de la ligne.
- ❖ B_{ij} : La susceptance de la line connecté entre i^{th} et j^{th} buses.
- ❖ δ_{ij} : La différence des phases des i^{th} et j^{th} buses.

II-7-2 Contraintes d'inégalités :

Les contraintes d'inégalité typiques peuvent inclure des contraintes sur les dispositifs physiques dans les systèmes électriques tels que les générateurs, les transformateurs de prise

de charge et les transformateurs déphaseurs, et les contraintes créées pour assurer la sécurité du système, en plus d'autres contraintes d'inégalité telles que les contraintes de puissance réactive de compensation. Les limites des générateurs sont liées aux limites de puissance active et réactive qui doivent être maintenues dans les limites autorisées :

$$PG_i \min \leq PG_i \leq PG_i \max, i=1, \dots, NG \quad \text{II.13}$$

$$QG_i \min \leq QG_i \leq QG_i \max, i=1, \dots, NG \quad \text{II.14}$$

Les transformateurs de prise de charge ont des commutateurs maximum et minimum, des niveaux de tension par rapport à la tension nominale, utilisés pour régler les modules de tension et réguler L'écoulement de puissance réactive.

$$Ti \min \leq Ti \leq Ti \max, i=1, \dots, nt \quad \text{II.15}$$

nt : le nombre de transformateurs régulateurs

Les batteries réactives, les bobines et les compensateurs électrostatiques sont soumis à des valeurs minimales et maximales comme suit :

$$Qci \min \leq Qci \leq Qci \max, i=1, \dots, nc \quad \text{II.16}$$

nc : le nombre de compensateurs VAR.

Afin de maintenir la qualité du service électrique et la sécurité du système, il est nécessaire de limiter les dépassements des contraintes de tension, qui doivent se situer dans leur plage admissible.

$$VG_i \min \leq VG_i \leq VG_i \max \quad \text{II.17}$$

II-8 Méthode itérative d'écoulement de puissance :

Les méthodes itératives sont des approches utilisées pour résoudre un problème en effectuant une série d'itérations, c'est-à-dire des étapes répétées, jusqu'à atteindre une solution souhaitée ou une approximation suffisamment précise.

II-8-1 Méthode Newton - Raphson :

Cette méthode nécessite plus de temps par itération que la méthode de Gauss-Seidel, alors qu'elle ne nécessite que quelques itérations même pour les grands réseaux. Par conséquent, cette approche peut réduire considérablement le temps d'exécution de calculs de L'écoulement de puissance, en particulier pour les grands réseaux. En revanche, il nécessite une mémoire de stockage très importante. [16]

II-8-1-1 Principe de fonctionnement :

Le principe de la méthode de Newton-Raphson réside dans le développement de Taylor de la fonction $f(x)$ autour d'une valeur estimée comme suivante [16] :

$$f(x) = f(x_0) + f'(x_0)(x - x_0) + f''(x_0)\frac{(x - x_0)^2}{2!} + \dots + f^{(n)}(x_0)\frac{(x - x_0)^n}{n!} + R''(x)$$

II.18

On néglige les termes supérieurs ou égaux à deux, on obtient :

$$f(x) = f(x_0) + f'(x_0) \Delta x \quad \text{II.19}$$

Pour résoudre l'équation en suppose $f(x) = 0$ on obtient :

$$\Delta x = x - x_0 = -\frac{f(x_0)}{f'(x_0)} \quad \text{II.20}$$

La procédure de résolution est obtenue par la recherche itérative à partir d'une valeur initiale x_0 :

$$x_1 - x_0 = -\frac{f(x_0)}{f'(x_0)} \quad \text{II.21}$$

$$x_2 - x_1 = -\frac{f(x_1)}{f'(x_1)} \quad \text{II.22}$$

En général :

$$x_{k+1} - x_k = -\frac{f(x_k)}{f'(x_k)} \quad \text{II.23}$$

On arrête lorsque :

$$x_{k+1} - x_k = -\frac{f(x_k)}{f'(x_k)} \quad \text{II.24}$$

II-8-2 Méthode Gauss- Seidel :

La méthode GAUSS-SEIDEL est l'une des méthodes itératives les plus simples pour résoudre des problèmes de L'écoulement de puissance ou généralement pour résoudre un très grand nombre d'équations algébriques non linéaires. La méthode consiste à supprimer tour à tour chaque noeud et à mettre à jour sa tension en fonction des valeurs disponibles de toutes les tensions des autres noeuds.

II-8-2-1 Principe de fonctionnement :

Soit l'équation à résoudre : $f(x) = 0$

Cette méthode est basée sur le changement de l'équation $f(x) = 0$ à la forme $x = g(x)$.

Pour une fonction $f(x) = 0$, il est toujours possible de trouver une fonction $g(x)$

$g(x)$ n'est pas unique)

On estime une valeur initiale x_0 :

$$x_1 = g(x_0) \quad \text{II.25}$$

$$x_2 = g(x_1) \quad \text{II.26}$$

$$X_{k+1} = g(x_k) \quad \text{II.27}$$

Telle que :

❖ k : numéro d'itération

On a arrêté lorsque la différence entre deux valeurs successives vérifie le test de convergence :

$$|x_{k+1} - x_k| \leq \xi \quad \text{II.28}$$

II-9 Domaines d'application de l'écoulement de puissance :

L'application de la fonction de l'écoulement de puissance peut être divisée en application de fonctionnement et application de planification. Dans le domaine des opérations, une distinction est faite entre les applications économiques et techniques. Il existe plusieurs applications dans chaque catégorie, dont les plus courantes sont .

II-9-1 Amélioration de la stabilité de tension :

L'amélioration du profil de tension ne garantit pas une sécurité optimale du système. En pratique, des problèmes d'instabilité de tension ont été rencontrés dans des systèmes avec une distribution de tension acceptable. La sécurité de la tension est assurée si le système est capable de maintenir des tensions acceptables sur tous les bus du système à tout moment dans des conditions de fonctionnement normales, après des augmentations de charge, après des changements de configuration ou lorsque le système est perturbé. Cet objectif a fait l'objet de plusieurs recherches et a été formulé de différentes manières.

II-9-2 Minimisation des pertes :

La minimisation des pertes de transmission est également considérée comme l'un des objectifs permettant de réduire les coûts. Cet objectif et la minimisation des coûts de carburant sont les objectifs les plus couramment utilisés. [17]

$$PL = \sum_{k=1}^{nl} g_k [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad \text{II.29}$$

Telle que :

- ❖ PL : Pertes de lignes de transport d'électricité.
- ❖ g_k : La conductance d'une ligne de transmission k connectée entre i_{th} et j_{th} bus.
- ❖ V_i, V_j : Valeurs de tension des i_{th} et j_{th} bus.
- ❖ δ_i, δ_j : Angles de phase des i_{th} et j_{th} bus.

II-9-3 Amélioration du profil de tension :

En général, la tension se situe entre les bornes supérieure et inférieure des contraintes d'inégalité. Cependant, il existe d'autres formulations dont le but est de déterminer les paramètres de contrôle pour minimiser la somme des écarts de tension sur le bus de charge.

II-10 Conclusion :

Dans ce chapitre, ont d'abord passé en revue le concept et l'objectif L'écoulement de puissance, et mentionné les méthodes d'optimisation, les variables de contrôle, l'état et leurs équations, afin que nous puissions commencer à rechercher des méthodes d'améliorer le flux d'énergie, de calculer et de réduire les pertes. , en tenant compte des contraintes d'égalité et d'inégalité à l'aide d'algorithmes mathématiques, dont l'algorithme Recherche Gravitationnelle, que nous reviendrons dans le troisième chapitre

Chapitre III :
Généralités sur la
Compensation de
L'énergie Réactive

III-1 Introduction

Toute machine électrique utilisant du courant alternatif (moteurs asynchrones, transformateurs, inductance, convertisseurs statiques : redresseurs, ligne...etc) met en jeu deux formes d'énergie :

- L'énergie active.
- L'énergie réactive.

L'énergie électrique est essentiellement distribuée aux utilisateurs sous forme de courant alternatif par des réseaux en haute, moyenne et basse tension. L'énergie consommée est composée d'une partie "active", transformée en chaleur ou mouvement, et d'une partie "réactive" transformée par les actionneurs électriques pour créer leurs propres champs électromagnétiques. L'utilisateur ne bénéficie que de l'apport énergétique de la partie "active"; la partie "réactive" ne peut pas être éliminée, mais doit être compensée par des dispositifs appropriés. L'énergie totale soutirée au réseau de distribution sera ainsi globalement réduite.

Les économies d'énergie réalisées se chiffrent par dizaines de pour cent de la consommation globale, situant les procédés de compensation d'énergie réactive en première ligne du combat pour la réduction de l'impact des activités humaines sur l'écosystème de notre planète.

- Pour la puissance active, on montre qu'il est plus économique de la produire d'une manière centralisée et de la distribuer ensuite aux clients. Le coût du transport est bien moins élevé que le surcoût d'une production réalisée localement.
- En revanche, pour la puissance réactive, il est économiquement plus intéressant de la produire localement par des générateurs d'énergie réactive autonomes : par les condensateurs. Elle ne peut pas être éliminée, mais doit être compensée.

Cette pratique est appelée compensation de l'énergie réactive.

Le principe de la compensation serait donc, selon la demande du réseau, de fournir de la puissance réactive ou de l'absorber. En analysant la nature de la puissance réactive, on peut conclure que la puissance réactive est une chose très importante pour les réseaux électriques.

III-2 Définition de l'énergie réactive consommée:

C'est une forme de puissance mise en jeu par un réseau ou une installation possédant une capacité, elle est transformée par les équipements électriques pour créer leurs propres champs électromagnétiques. De plus, les lignes et les câbles consomment ou produisent de la

puissance réactive suivant leur charge. C'est une énergie parasite pour le réseau, son unité c'est le kvar.

III-3 Définition de la compensation de l'énergie réactive:

C'est l'installation d'une source d'énergie réactive afin de produire une quantité d'énergie réactive au plus près des charges pour éviter qu'elle ne circule sur le réseau électrique du distributeur afin de diminuer la quantité d'énergie réactive fournie par la source et améliorer la stabilité du réseau électrique. Avec augmentation $\cos \varnothing$. [18]

III-4 Les principales sources d'énergie réactive:

III-4-1 L'Alternateur:

L'alternateur fournit en même temps les puissances actives et réactives qui sont ajustées en agissant respectivement sur la puissance mécanique, En effet la puissance réactive est commandée par le courant d'excitation

III-4-2 Câble sous-terrain:

La capacitance d'une ligne de transport formée de câbles dépasse de beaucoup l'importance de sa résistance et de son inductance. Une telle ligne agit surtout comme une inductance

C'est cette caractéristique du câble (grande capacitance) qui rend son utilisation limitée surtout pour le transport de l'énergie sur les grandes distances.

III-4-3 Lignes aériennes THT ou HT de grandes longueurs:

Dans les lignes aériennes de transport d'énergie électrique à HT qui sont caractérisées par une longueur considérable, les capacités doivent être prises en considération du fait que leur valeur ne sont pas négligeables devant les réactances de ces lignes mais surtout en régime à vide ou sous-charge. Ces lignes aériennes deviennent capacitives, par conséquent génératrices de puissance réactive.

Le schéma équivalent d'une ligne de transport de l'énergie électrique à HT est représentée par la figure ci-après : [19]

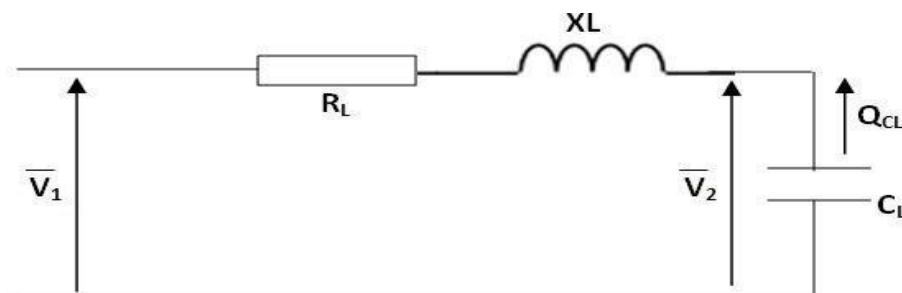


Figure.III.1 : Schéma équivalent d'une ligne de transport d'énergie fonctionnement à vide

III-5 Les principaux consommateurs de l'énergie réactive

III-5-1 Machines à excitation (générateurs et moteurs)

Les machines ne fonctionnent que si leurs circuits magnétiques est excité par un courant magnétisant ($I_r = I \sin \varphi$) qui met en évidence la quantité d'énergie réactive demandée

Le moteur asynchrone à rotor court-circuité peut être représenté en schéma simplifié comme un transformateur de puissance, d'où une consommation permanente et importante d'énergie réactive qui augmente avec le couple

III-5-2 Système de la technologie des semi-conducteurs:

Le facteur de puissance des systèmes de la technologie des semi-conducteurs est différent de $\cos \varphi$ car le régime est alternatif non sinusoïdal. A titre illustratif, on considère le redresseur triphasé tout thyristors monté en pont de Greatz qui contrôle la vitesse d'un moteur à courant continu entraînant une charge à vitesse variable.

La vitesse de rotation du moteur est donnée par l'expression suivante :

$$N = \frac{E}{\frac{P}{a} n \Phi} = \frac{U - RI}{\frac{P}{a} n \Phi} \quad \text{III.1}$$

N (tr/mn): vitesse du moteur

U(v):tension d'alimentation du moteur

R(Ω):résistance de l'induit du moteur. I(A):courant absorbé par le moteur.

Φ (W_b):flux magnétique traversant l'induit. n:lenombredeconducteurde l'induit. 2a : le nombre de voies en parallèles de l'induit

2p : le nombre de pôles

Sachant que:

$$U = \frac{2V_s \sqrt{2}}{2\pi} \cos \alpha = V_0 \cos \alpha \quad \text{III.2}$$

Avec:

$$V_0 = \frac{2 V_s \sqrt{2}}{2\pi} \quad \text{III.3}$$

Vs: tension de source d'alimentation du redresseur.

A partir de (11) et (12) on déduit que :

La vitesse de rotation du moteur(N) est fonction de la tension U, alors pour augmenter ou diminuer la vitesse N, il faut augmenter ou diminuer la tension U. D'autre part le facteur de puissance est [20] :

$$F_P = \frac{3}{\pi} \cos \alpha$$

III.4

III-6 différents types de récepteurs:

Dans les circuits à courant alternatif, il existe trois types de récepteurs:

III-6-1 Des récepteurs résistifs:

Un filament de lampe, le fil chauffant d'un grille-pain ou d'un chauffage électrique d'appoint etc..., constituent des résistances pures. Toute l'énergie fournie par la source s'y trouve entièrement convertie en chaleur. On parle de chauffage par effet Joule. Une résistance s'oppose au passage du courant. L'importance de ce frein est mesurée en Ohms (Ω).

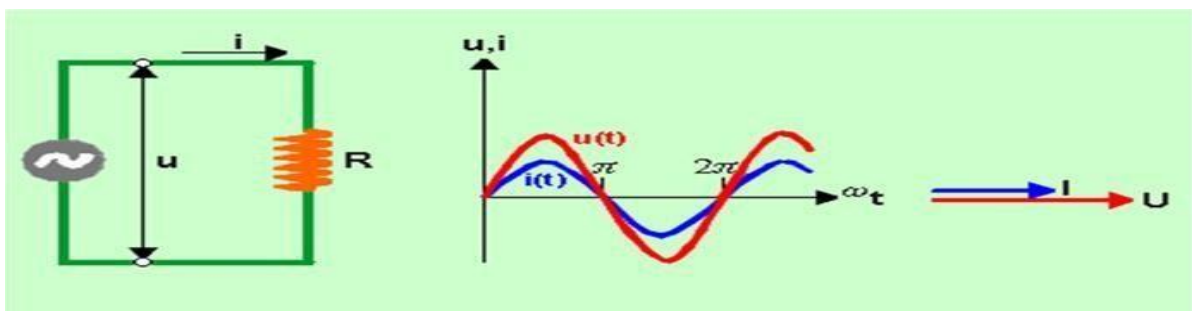


Figure III.2: présentation de l'allure du courant et tension d'un récepteur Résistif.

III-6-2 Des récepteurs inductifs :

Une bobine de fil conducteur constitue une inductance, encore appelée "self" ou "réactance inductive". On la rencontre dans les moteurs (bobinages), dans les ballasts des tubes fluorescents etc... Cette bobine réagit constamment aux variations du courant qui la traverse, suite à un phénomène magnétique. Si cette bobine (considérée comme une self pure) est soumise à un courant continu, elle n'aura aucun effet sur celui-ci. Si par contre on veut lui faire passer du courant d'intensité variable (c'est le cas dans les circuits alternatifs), elle va réagir en opposant une résistance au passage du courant.

L'importance de ce frein est mesurée par la valeur de l'inductance L exprimée en Henry.

Ce type d'impédance aura un deuxième effet sur le courant : une bobine retarde le courant par rapport à la tension. On dit qu'elle déphase le courant. Ainsi, une inductance pure verra son courant déphasé de 90° en retard sur la tension.

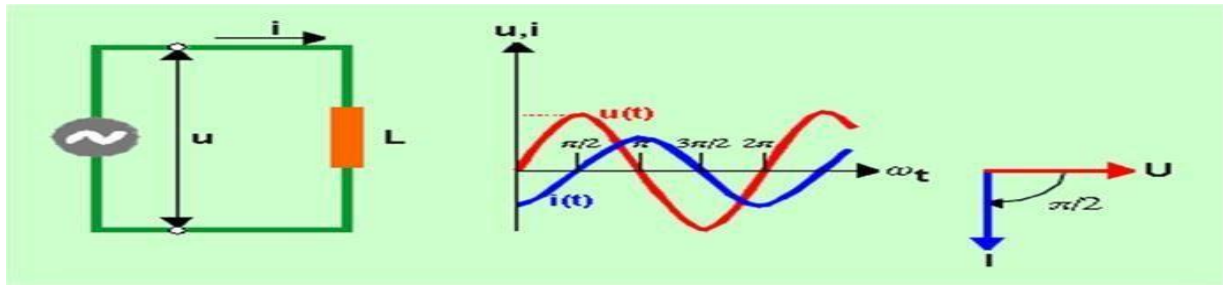


Figure III.3: présentation de l'allure du courant et tension d'un récepteur inductif.

III-6-3 Des récepteurs capacitifs:

Un condensateur, encore appelée "réactance capacitive", est un réservoir de charges électriques. Si on le soumet à la tension d'un générateur, il va accumuler des charges. Ces charges seront restituées au réseau lorsque la tension d'alimentation diminuera. S'il s'agit d'une tension alternative, le condensateur se charge et se décharge au rythme de la fréquence alternative.

La valeur d'un condensateur (C) est exprimée en Farad. Ce type d'impédance aura également un effet de déphasage du courant par rapport à la tension, mais cette fois le courant est déphasé en avance de 90° sur la tension.

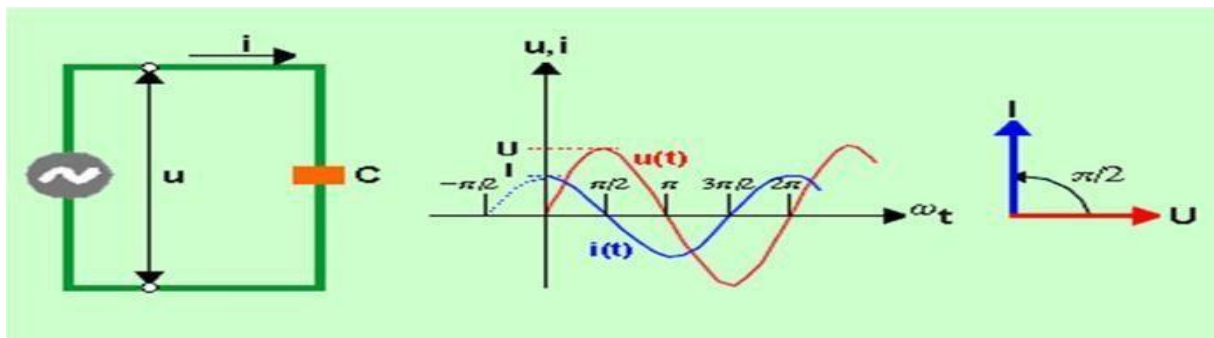


Figure III.4 : présentation de l'allure du courant et tension d'un récepteur capacitif.

III-7 Intérêt de la compensation de l'énergie réactive:

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

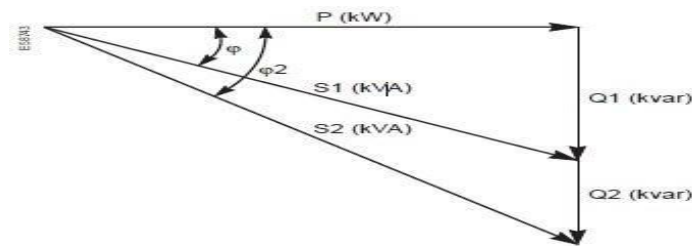


Figure III.5: Influence de la puissance réactive.

Ainsi, du fait d'un courant appelé plus important, la circulation de l'énergie réactive sur les réseaux de distribution entraîne :

- Des pénalités à payer au fournisseur d'énergie,
- Des surcharges au niveau des transformateurs et l'échauffement des câbles d'alimentation
- L'augmentation de la puissance souscrite au fournisseur d'énergie, des pertes Joules et des chutes de tension,
- Le surdimensionnement et la dégradation de la qualité de l'installation électrique.

Pour les raisons évoquées ci-dessus, il est nécessaire de produire une quantité d'énergie réactive au plus près des charges afin d'éviter qu'elle ne circule sur le réseau électrique du distributeur. C'est ce que l'on appelle "compensation de l'énergie réactive".

La compensation de l'énergie réactive va permettre:

- D'économiser sur le dimensionnement des équipements électriques car la puissance appelée diminue,
- D'augmenter la puissance active disponible au secondaire des transformateurs
- De diminuer les chutes de tension et des pertes en lignes,
- D'économiser sur la facture d'électricité, en supprimant la consommation excessive d'énergie réactive.

Pour inciter les utilisateurs à se préoccuper de leur consommation d'énergie réactive, les distributeurs facturent l'énergie réactive consommée au-delà d'un seuil fixé.

L'intérêt économique de la compensation de l'énergie réactive est mesuré en comparant le coût de l'installation des moyens de compensation aux économies qu'elle procure. Le coût dépend de plusieurs paramètres :

- La puissance installée.
- Le niveau de tension.
- Le fractionnement en gradins et sa commande [21]

III-8 Puissance et courant réactif :

III-8-1 Composantes active et réactive du courant :

A chacune de ces énergies active et réactive correspond un courant.

Le courant actif (I_a) est en phase avec la tension du réseau. Il est porteur de la puissance active. Le courant réactif (I_r) est déphasé de 90° par rapport au courant actif, en arrière (récepteur inductif) ou en avant (récepteur capacitif).

Le courant apparent est le courant résultant qui parcourt le câble électrique depuis la source jusqu'au récepteur. Ce courant est déphasé d'un angle ϕ par rapport au courant actif (ou par rapport à la tension).

Pour un courant ne comportant pas de composantes harmoniques, ils se composent vectoriellement en valeurs efficaces comme indiqué sur la figure1.

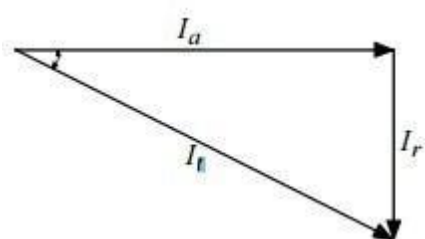


Figure III.6: Composition vectorielle des courants actif, réactif et apparent.

I_t : courant apparent (ka).

I_a : courant actif (ka).

I_r : courant réactif (ka).

ϕ : déphasage entre le courant apparent et le courant actif (égal au déphasage entre le courant apparent et la tension). Les courants actifs, réactif, apparent et le déphasage sont liés par les relations suivantes :

$$I_t = \sqrt{I_a^2 + I_r^2} \quad \text{III.5}$$

$$I_a = I \cdot \cos\phi \quad \text{III.6}$$

$$I_r = I \cdot \sin\phi \quad \text{III.7}$$

Dans le cas d'absence d'harmoniques $\cos\phi$ est égal au facteur de puissance. Le diagramme précédent établi pour les courants est aussi valable pour les puissances. Il suffit de multiplier chaque courant par la tension du réseau.

On définit ainsi, pour un circuit monophasé :

$$\text{La puissance active : } P = U \cdot I \cdot \cos\phi \text{ (en kW) } \quad \text{III.8}$$

La puissance réactive : $Q = U.I.\sin$ (en kvar). III.9

La puissance apparente : $S = \sqrt{P^2 + Q^2} = U.I$ (en kVA). III.10

permet de déterminer la valeur du courant absorbé par un récepteur. Elle oscille entre la charge et la source. φ : déphasage entre la puissance apparente et la puissance active (égal au déphasage entre le courant et la tension). [22]

Ces puissances se composent vectoriellement comme indiqué sur la figure III.7

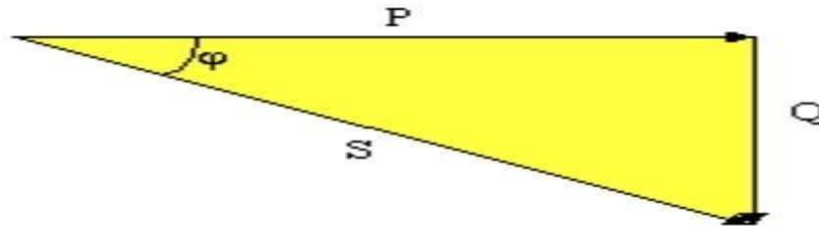


Figure III.7: Composition vectorielle des puissances active, réactive et apparente.

III-9 facteur de puissance :

III-9-1 définition :

Le facteur de puissance est une caractéristique d'un récepteur électrique. Pour un dipôle électrique alimenté en régime de courant variable au cours du temps, le facteur de puissance de l'installation est le quotient de la puissance active en kW consommée par l'installation sur la puissance apparente en kVA fournie à l'installation.

En l'absence d'harmoniques, il est égal au cosinus de l'angle de déphasage φ entre la puissance active et la puissance apparente.

$$f = \frac{P}{S} = \frac{\text{Puissance active (KW)}}{\text{Puissance apparente (KVA)}} \quad (\text{le } \cos\varphi \text{ est compris entre } 0 \text{ et } 1) \quad \text{III.11}$$

Un facteur de puissance proche de 1 optimise le fonctionnement d'une installation. Par contre, en présence d'harmoniques ces deux valeurs peuvent être très différentes :

$$F = F_d \cdot \cos \varphi. \quad \text{III.12}$$

F_d : facteur de déformation

Il est possible d'exprimer la $\tan \varphi$ en l'absence d'harmoniques, avec:

$$\tan \varphi = \frac{Q}{P} = \frac{\text{Puissance réactive (KVAR)}}{\text{Puissance active (KW)}} \quad \text{III.13}$$

La valeur la plus faible de $\tan \varphi$ optimise l'installation. (C'est une mesure du rendement électrique d'une installation). Et on a la relation :

$$\cos \varphi = \frac{1}{\sqrt{1 + \tan^2 \varphi}} \quad \text{III.14} \quad [22]$$

III-9-2 Caractérisation d'un récepteur en fonction de son facteur de puissance :

Lorsque le facteur de puissance est égal à 1, on dit que le récepteur est purement résistif. Ce qui ne veut pas dire que c'est un conducteur ohmique idéal (ou résistance pure) et donc ; le courant a la même allure que la tension mais que ce récepteur n'a aucun caractère inductif ou capacitif et qu'il n'y a aucun déphasage entre le fondamental du courant qu'il appelle et la phase de la tension qui lui est appliquée.

- ✓ Lorsque le facteur de puissance est égal à 0, on dit que le récepteur est purement réactif, il n'absorbe aucune puissance au réseau et ne dissipe aucune énergie sous forme de chaleur.
- ✓ Ces deux cas extrêmes ne correspondent qu'à des modèles. Les récepteurs réels n'étant jamais idéaux. Mais ces modèles peuvent bien convenir dans les conditions d'utilisation du récepteur considéré.

I-9-3 Effets du facteur de puissance:

Le schéma ci-contre représente la puissance instantanée (produit de la tension et du courant instantanés) consommée par un dipôle soumis à une tension de 220 (V) et traversé par un courant de 18 (A) dans trois cas :

Le facteur de puissance est égal à 1 (valeur maximale): la tension et le courant sont en phase. La puissance instantanée est toujours positive et la puissance moyenne est maximale.

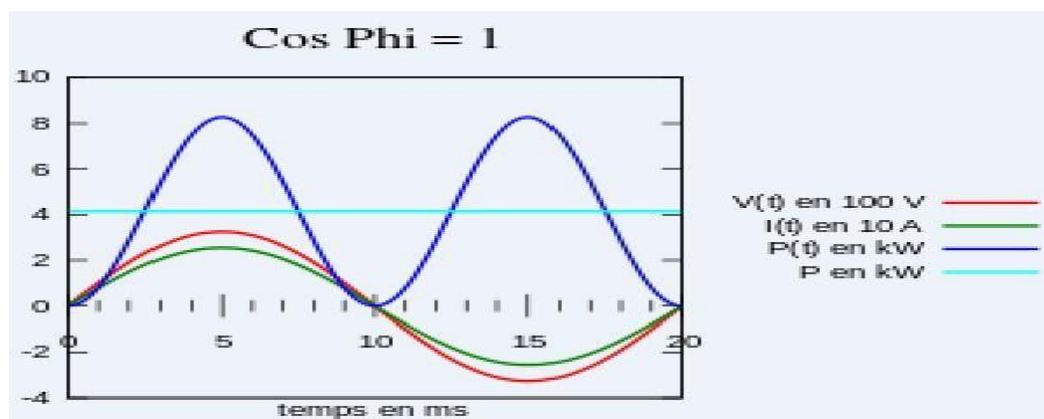


Figure III.8: Puissance instantanée avec un facteur de puissance égal à 1.

Le facteur de puissance est égal à 0,7 (valeur intermédiaire) : le courant suit toujours une courbe périodique, mais elle est « en retard » comparativement à la courbe de la tension. La puissance prend par moment des valeurs négatives, le dipôle refoule périodiquement de l'énergie sur le réseau :

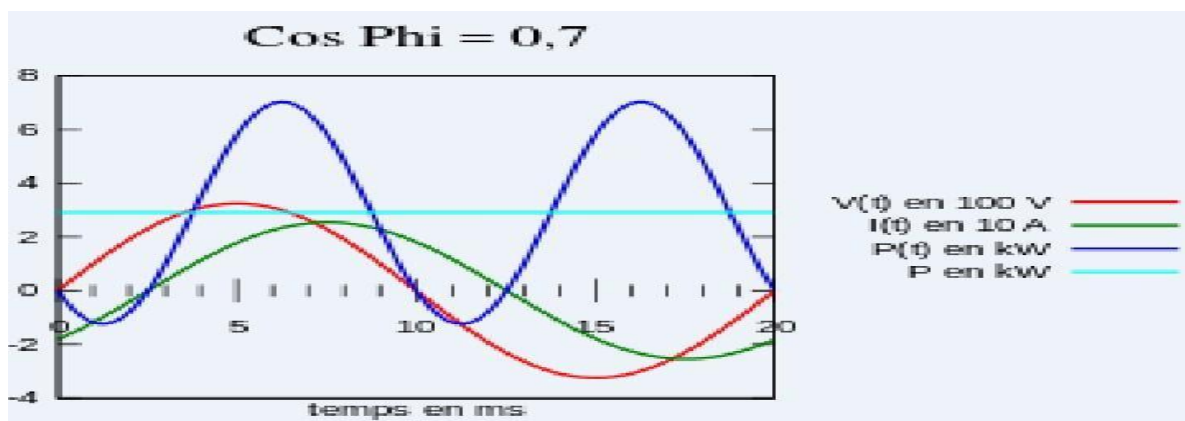


Figure III.9: Puissance instantanée avec un facteur de puissance égal à 0,7.

- Le facteur de puissance est égal à 0,2 (valeur faible) : le courant est le même, la puissance instantanée fluctue avec la même amplitude, mais elle est fortement décalée vers le bas par rapport aux courbes précédentes. La puissance moyenne est faible: 20% de la puissance mise en jeu lorsque le facteur de puissance est unitaire.

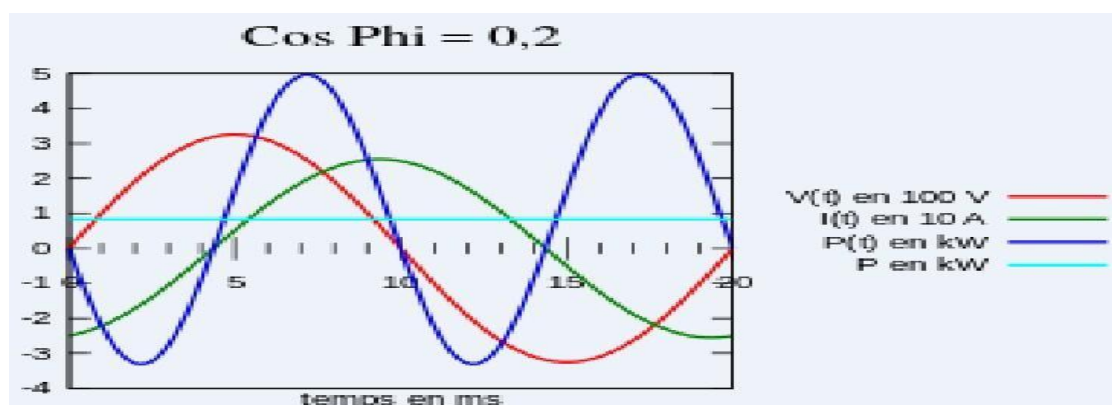


Figure III.10: Puissance instantanée avec un facteur de puissance égal à 0,2.

- La situation d'un dipôle inductif tel une bobine : le courant est en retard sur la tension. La puissance périodiquement restituée provient de l'énergie magnétique stockée.
- Une situation « symétrique » se produit avec un dipôle capacitif : dans ce cas, le courant est en avance sur la tension. La puissance périodiquement restituée provient de l'énergie de la charge électrique stockée.

Les effets de dipôles plus complexes (par exemple un grand nombre de télévisions) peuvent modifier la tension nominale du réseau d'alimentation, engendrer des perturbations de l'onde sinusoïdale et produire des courants harmoniques susceptibles de perturber le bon fonctionnement d'autres appareils (en général, ces perturbations proviennent de l'installation

de l'utilisateur). Elles sont générées entre autres par les alimentations à découpage (téléviseurs, ordinateurs...), les variateurs de vitesse ou d'éclairage qui polluent le réseau électrique.). Les distorsions harmoniques entraînent l'échauffement des câbles, moteurs et transformateurs, et donc un vieillissement prématuré avec risques de la surintensité ainsi que des pertes d'énergie par effet JOULE. Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à maintenir un taux de distorsion harmonique acceptable, quitte à imposer des contraintes à certains clients qui les génèrent.

Les pertes des lignes électriques sont égales à:

$$\text{Pertes} = \frac{L \times P^2}{K \times S \times U^2 \times \cos(\varphi)^2} \quad \text{III.15}$$

Où L : est la longueur de la ligne.

P:la puissance active transportée.

K: la conductivité du conducteur.

U :la tension entre phases.

S:la section du fil.

Le maintien d'un facteur de puissance élevé est donc intéressant au niveau des pertes. La relation ci-dessus peut d'ailleurs s'écrire plus simplement : $\text{pertes} = R \times I^2$

Avec R:la résistance de la ligne et I:la valeur efficace du courant qui circule dans la ligne.

En Algérie, le facteur de puissance est considéré normal s'il atteint 85% à 90%. Dès que le facteur de puissance soit faible dans une entreprise consommant de l'énergie électrique, l'entreprise paye une amende et lorsque ce facteur est élevé, elle reçoit une prime. Donc, l'amélioration du facteur de puissance est une tâche extrêmement importante pour l'économie.

Le consommateur devrait donc soit payer la part de la puissance réactive correspondante, soit prévoir une installation de compensation de la puissance réactive. En principe, il est possible d'agir sur le facteur de puissance en intervenant sur la puissance active, en pratique on fait varier la puissance réactive soit en la diminuant, soit en l'augmentant. Ce réglage s'appelle évidemment la compensation.

III-9-4 Amélioration du facteur de puissance :

III-9-4-1 Action directe sur l'installation :

L'énergie réactive absorbée par les transformateurs et les moteurs varie faiblement entre la marche à vide et la marche à pleine charge, par contre l'énergie active augmente avec la puissance fournie, dès lors, il est évident qu'à vide et à faible charge, le $\cos \varphi$ est très mauvais, il faudra donc :

- Une restriction des machines à vides ou à faibles charges des transformateurs et des moteurs.
- Une utilisation en faible charge pour les moteurs pendant de longues durées d'un couplage étoile au lieu d'un couplage triangle.
- Emploi d'un transformateur supplémentaire pour alimenter les circuits de protection et d'éclairage.

Ces actions permettent d'avoir de bons résultats du point de vue facteur de puissance et rendement, mais elles restent insuffisantes pour obtenir la valeur bien déterminée du facteur de puissance. [23]

III-9-4-2 Action indirecte [23]:

Dans ce cas, on ne modifie pas l'installation, mais on produit de l'énergie réactive à proximité de son lieu de consommation, pour cela on utilise différents procédés à savoir :

- Les batteries de condensateurs
- Les compensateurs statiques
- Compensateurs synchrones

III-9-5 différents types de compensation d'énergie réactive

III-9-5-1 Élément shunt :

Un élément shunt est un ensemble de condensateurs et de réactances (selfs) utilisé pour générer ou absorber de la puissance réactive afin d'obtenir une meilleure courbe de tension, voire figure (III.11).

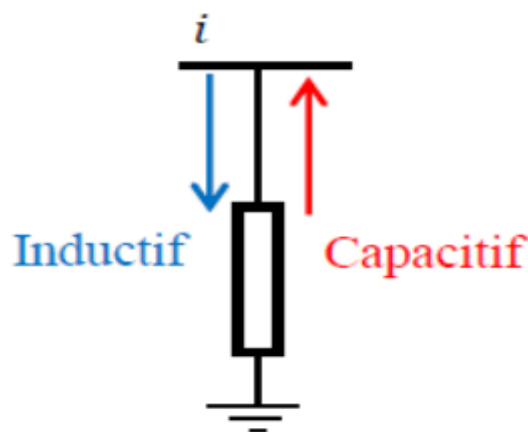


Figure III.11 : Modèle de l'élément shunt

III-9-5-2 Concept général de la FACTS :

Selon IEEE, FACTS est l'abréviation de "Flexible Alternative Current Transmission Systèmes", qui se définit comme suit :

Les systèmes de transmission de courant alternatif intègrent des contrôleurs basés sur l'électronique de puissance et d'autres contrôleurs statiques pour améliorer la contrôlabilité du réseau et la capacité de transmission de ligne.

La technologie FACTS ne se limite pas à un seul appareil, mais regroupe un groupe d'appareils installés dans un réseau de puissance électronique de puissance afin de mieux contrôler l'écoulement de Puissances, d'augmenter la capacité de transmission de ses lignes. Actions de contrôle rapides sur tous les paramètres du réseau via ces systèmes : tension, impédance, déphasage, etc. Ils améliorent les marges de stabilité et assurent une meilleure flexibilité de transfert d'énergie. [24]

III-9-5-2-1 Compensateurs séries :

Ces compensateurs sont placés en série avec le réseau en tant que sources à impédance variable (inductive ou capacitive) ou à tension variable. Utilisé pour la compensation série de la puissance réactive et intervient dans le flux de puissance et la stabilité de celle-ci par leur influence sur l'impédance effective de la ligne. Typiquement, ces dispositifs en série injectent une tension en série avec la ligne de transmission. [17]

III-9-5-2-2 La capacité série commandée par thyristor (TCSC) :

Le condensateur série contrôlé par thyristors (TCSC : Thyristors Controlled Series Compensator) est un dispositif de compensation série, qui utilise l'électronique de puissance comme composant de base et est connecté en série avec le réseau pour contrôler la transmission de l'énergie électrique, la résonance subsynchrone humide et l'oscillation de l'énergie électrique. Ce type de compensateur est apparu au milieu des années 1980.

III-9-5-3 Principe de fonctionnement :

Un TCSC est constitué d'une inductance en série avec un gradateur à thyristor, le tout en parallèle avec un condensateur. TCSC est inséré sur la ligne de transmission, voire figure (III.12).

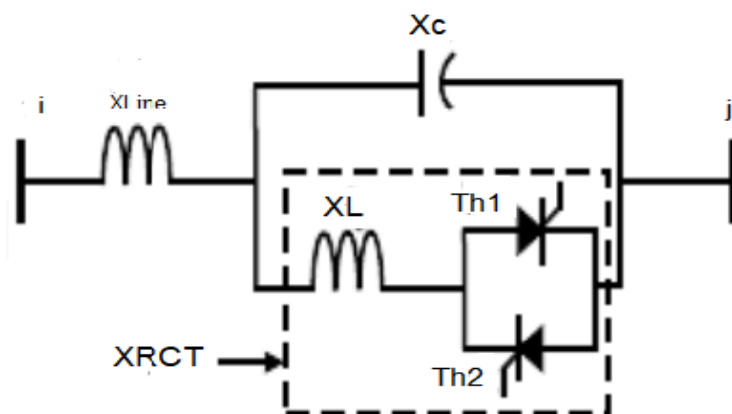


Figure III.12 : Modelé TCSC sur une ligne

Pour une réactance variable telle que RCT (Thyristor Controlled Reactor), connectez en série via des condensateurs. Lorsque l'angle d'amorçage RCT est de 180 degrés, le réacteur devient non-conducteur et le condensateur est en série à son impédance normale. Lorsque l'angle progresse de 180 degrés, l'impédance capacitive augmente. À l'autre extrémité, quand l'angle d'amorçage du RCT est de 90 degrés, le réacteur devient complètement allumé et toutes les impédances deviennent inductives, car l'impédance du réacteur est conçue pour être bien inférieure à celle du condensateur série. À 90 degrés, le TCSC aide à limiter le courant de défaut.

Quand l'angle d'amorçage du RCT est de 180 degrés, il cesse de conduire et le réacteur emballement agit comme un limiteur de courant de défaut.

III-9-6 Stabilité des réseaux électriques :

La stabilité est un problème crucial dans les réseaux électriques depuis les années 1920. Plusieurs blackouts de grande ampleur provoqués par l'instabilité du réseau électrique ont illustré l'importance de ce problème. La stabilité du réseau électrique est semblable à celle de n'importe quel système dynamique et a des principes mathématiques fondamentaux. La stabilité des réseaux électriques est définie en général par leur capacité de rester à un point de fonctionnement stable après l'apparition d'une petite perturbation et de retrouver un point de fonctionnement stable après l'apparition d'une grande perturbation. On peut classer les types de la stabilité comme suit :

III-9-6-1 Stabilité angulaire:

Etant donné que les systèmes de puissance recourent principalement aux machines synchrones pour la génération de puissance électrique, un aspect important est le fonctionnement de ces générateurs au synchronisme. La stabilité angulaire (ou stabilité d'angle rotorique) implique l'étude des oscillations électromécaniques inhérentes aux réseaux électriques (oscillations angulaires de quelques générateurs menant à la perte du synchronisme de ces derniers avec d'autres générateurs). Elle est définie comme étant la capacité d'un ensemble de machines synchrones interconnectées capables de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après avoir été soumis à une perturbation.

L'instabilité angulaire se manifeste sous forme d'un écart croissant entre les angles rotoriques soit d'une machine et du reste du système ou d'un groupe de machines et du reste du système. Une machine qui a perdu le synchronisme sera déclenchée par une protection de survitesse ou par une protection de perte de synchronisme. Ce qui met en danger l'équilibre

production- consommation du système. Selon l'amplitude de la perturbation, on parle de la stabilité angulaire aux petites perturbations ou de la stabilité transitoire :[25]

III-9-6-1-1 Stabilité angulaire aux petites perturbations:

La stabilité angulaire aux petites perturbations concerne la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations. Cas d'une petite variation de la charge ou de génération, manœuvre d'équipement etc... [25]

III-9-6-2 Stabilité transitoire:

La stabilité transitoire concerne la capacité du réseau à maintenir le synchronisme suite à une perturbation sévère comme un court-circuit, arrêt d'un générateur etc... La réponse du système comporte de grandes variations des angles rotoriques et est influencée par la relation non linéaire entre couples et angles.

III-9-6-3 Stabilité de fréquence :

La stabilité de fréquence est la capacité d'un système électrique à maintenir sa fréquence à la suite d'une grave perturbation résultant en un déséquilibre significatif entre la production et la consommation. L'instabilité se manifeste sous la forme de variations de fréquence soutenues, menant au déclenchement de générateurs et/ou de charges.

III-9-6-4 Stabilité de tension :

La stabilité de tension concerne la capacité d'un système de puissance à maintenir des tensions acceptables à tous ses nœuds dans des conditions de fonctionnement normales ou suite à une perturbation. L'instabilité de tension résulte de l'incapacité du système production-transport à fournir la puissance demandée par la charge. Elle se manifeste généralement sous forme d'une décroissance monotone de la tension. Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations :

III-9-6-4-1 Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations :

La stabilité de tension de petites perturbations concerne la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites permises en présence de perturbations telles que : une variation faible de la charge, de la production etc...

III-9-6-4-2 Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations :

Elle est définie comme la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises en présence des grandes perturbations à savoir la perte d'équipement de transport ou de production, le court-circuit etc... Dans ce mémoire, nous nous intéressons seulement à la stabilité de tension. Une étude détaillée sera présentée dans la section suivante

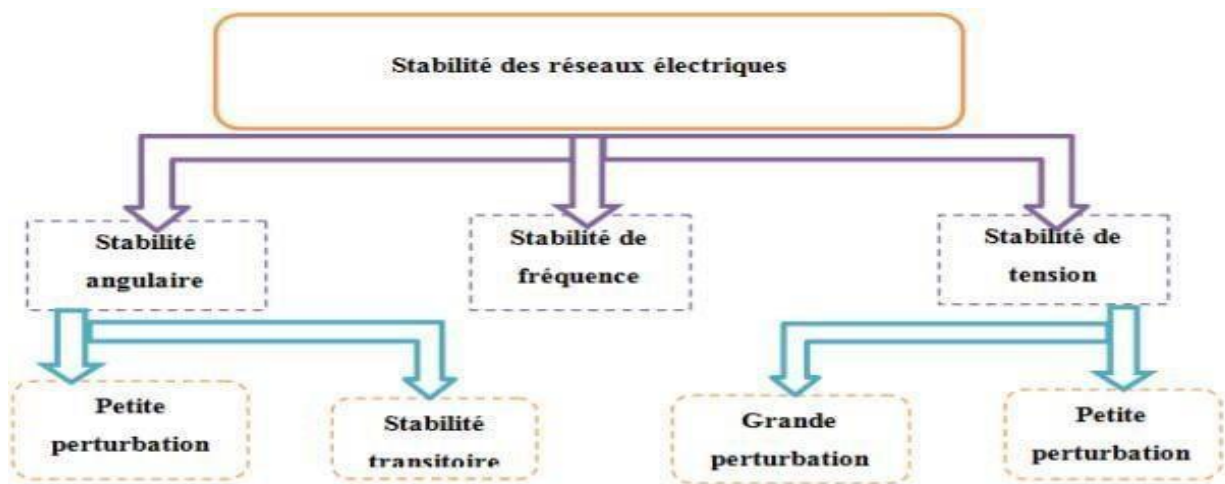


Figure III.13: Classification des types de stabilité des réseaux électriques.

III-9-7 Qualité de la tension :

La qualité d'énergie ou de la tension est le concept d'efficacité de classer les équipements sensibles de la manière qui convient à l'opération de l'équipement. Pour rappel, la tension possède quatre caractéristiques principales : fréquence, amplitude, forme d'onde et symétrie.

Le maintien de ce niveau de qualité est la responsabilité commune de tous les gestionnaires de réseaux concernés (zones de réglage), qui doivent participer aux réglages primaire et secondaire de la fréquence. [26]

Le gestionnaire de réseau doit maintenir l'amplitude de la tension dans un intervalle de l'ordre de 10 % autour de sa valeur nominale. Cependant, même avec une régulation parfaite, plusieurs types de perturbations peuvent dégrader la qualité de la tension :

- Les creux de tension et coupures brèves.
- Les variations rapides de tension (flicker).
- Les surtensions temporaires ou transitoires.

III-9-7-1 Dégradation de la qualité de la tension :

Les perturbations dégradant la qualité de la tension peuvent résulter de :

- Défauts dans le réseau électrique ou dans les installations des clients : court-circuit dans un poste, dans une ligne aérienne, dans un câble etc... Ces défauts pouvant résulter de causes atmosphériques:(foudre, givre, tempête...), matérielles (vieillessement d'isolants...) ou humaines (fausses manœuvres, travaux de tiers...)
- Installations perturbatrices : Fours à arc, soudeuses, variateurs de vitesse et toutes applications de l'électronique de puissance, téléviseurs, éclairage fluorescent, démarrage ou commutation d'appareils etc...

- Les principaux phénomènes pouvant affecter la qualité de la tension, lorsque celle-ci est présente, sont brièvement décrits ci-après.
- Variation ou fluctuation de la fréquence :

Les fluctuations de fréquence sont observées le plus souvent sur des réseaux non interconnectés ou des réseaux sur groupe électrogène. Dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans + ou - 1% de l'intervalle 50 Hz.

- Fluctuation de tension (flicker):

Des variations rapides de tension, répétitives ou aléatoires (figure 3-12), sont provoquées par des variations rapides de puissance absorbée ou produite par des installations telles que les soudeuses, fours à arc, éoliennes...etc.

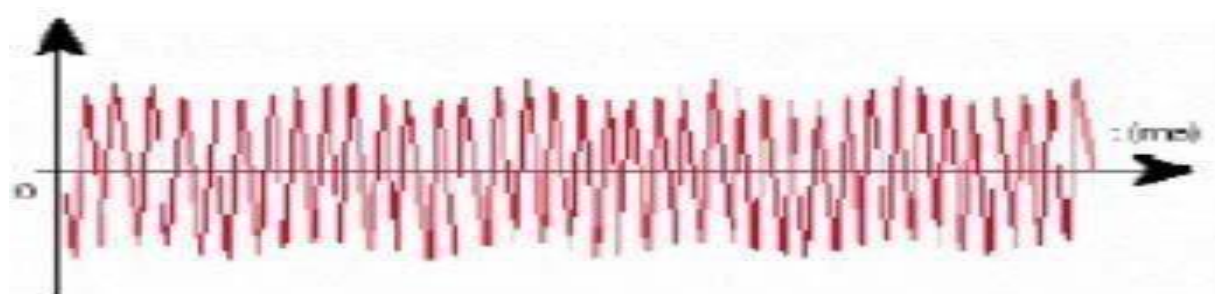


Figure III.14: Variation rapide de la tension.

Ces fluctuations de tension peuvent provoquer un papillotement de l'éclairage (flicker), gênant pour la clientèle, même si les variations individuelles ne dépassent pas quelques dixièmes de pour-cent. Les autres applications de l'électricité ne sont normalement pas affectées par ces phénomènes, tant que l'amplitude des variations reste inférieure à quelques 10 %.

- Creux de tension :

Les creux de tension sont produits par des courts-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle (figure 3-13). Seules les chutes de tension supérieures à 10 % sont considérées ici (les amplitudes inférieures rentrent dans la catégorie des «fluctuations de tension»). Leur durée peut aller de 10 ms à plusieurs secondes, en fonction de la localisation du court-circuit et du fonctionnement des organes de protection (les défauts sont normalement éliminés en 0.1-0.2 s en HT, 0.2 s à quelques secondes en MT)

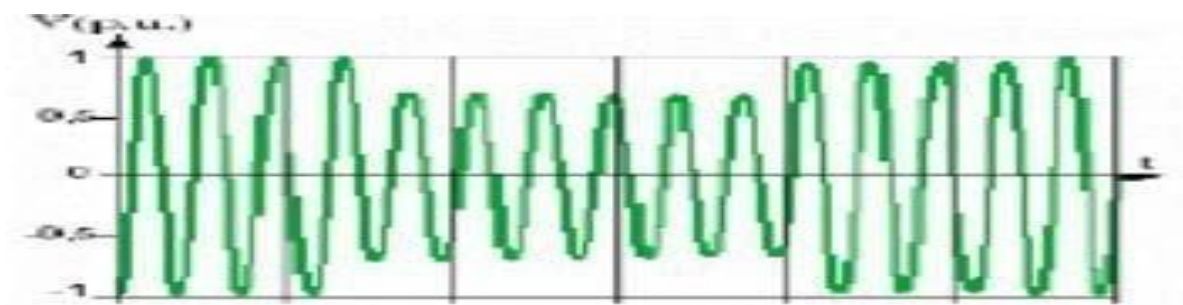


Figure III.15: Creux de tension.

Ils sont caractérisés par leurs : amplitude et durée, et peuvent être monophasés ou triphasés selon le nombre de phases concerné. Les creux de tension peuvent provoquer le déclenchement d'équipements, lors que leur profondeur et leur durée excèdent certaines limites (dépendant de la sensibilité particulière des charges). Les conséquences peuvent être extrêmement coûteuses (temps de redémarrage se chiffrant en heures, voire en jours ; pertes de données informatiques ; dégâts aux produits, voire aux équipements de production...).

III-10 L'emplacement optimal de batterie du condensateur

L'emplacement optimal d'une batterie de condensateur dépend de plusieurs facteurs, notamment de l'application spécifique et des contraintes de conception. Voici quelques considérations générales :

- Proximité des charges électriques: Placez la batterie de condensateur aussi près que possible des charges électriques qu'elle alimente pour minimiser les pertes de câblage et maximiser l'efficacité du système.
- Réduction des pertes de câblage : Si votre système est étendu, placez la batterie de condensateur près du point où l'énergie est principalement consommée pour réduire les pertes dans les câbles.
- Protection contre les interférences : Éloignez la batterie de condensateur des sources potentielles d'interférences électromagnétiques pour minimiser les risques de perturbations dans le système.
- Refroidissement : Assurez-vous que l'emplacement de la batterie de condensateur permet un refroidissement adéquat pour éviter la surchauffe, ce qui peut réduire la durée de vie de la batterie.
- Accès pour la maintenance: Choisissez un emplacement qui facilite l'inspection, la maintenance et le remplacement éventuel de la batterie de condensateur.

- Intégration avec d'autres composants: Prenez en compte l'intégration de la batterie de condensateur avec d'autres composants du système, tels que les interrupteurs, les dispositifs de protection, etc.
- Espace disponible: Si l'espace est limité, vous devrez peut-être faire des compromis entre l'emplacement optimal et les contraintes de taille et de forme.

III-11 Logiciel ETAP et l'algorithme génétique

ETAP (Electric Transient and Analysis Program) est un logiciel largement utilisé pour l'analyse de systèmes électriques de puissance. Il est utilisé pour effectuer des simulations de réseau électrique, des études de stabilité, des études de coordination de protection, des analyses de court-circuit, etc. L'algorithme génétique (AG) est une technique de recherche inspirée de la sélection naturelle et de la génétique qui est utilisée pour trouver des solutions optimales dans un espace de recherche complexe.

Dans le contexte du placement optimal de batteries de condensateur dans un réseau électrique, la relation entre ETAP et l'algorithme génétique peut être la suivante :

- Modélisation du réseau électrique dans ETAP : Tout d'abord, le réseau électrique est modélisé dans ETAP avec toutes ses composantes, y compris les charges, les générateurs, les transformateurs, les lignes de transmission, etc.
- Identification des emplacements potentiels pour les batteries de condensateur : Ensuite, en utilisant des données de simulation ou des études de charge, des emplacements potentiels pour les batteries de condensateur sont identifiés dans le réseau électrique où leur installation pourrait améliorer l'efficacité énergétique, réduire les pertes de puissance, ou améliorer la stabilité du système.
- Formulation du problème d'optimisation : Le problème d'optimisation consiste à déterminer les emplacements optimaux pour les batteries de condensateur afin de maximiser les avantages mentionnés tout en respectant les contraintes du système électrique, telles que les limites de tension, les capacités des composants, etc.
- Utilisation de l'algorithme génétique pour résoudre le problème : Une fois que le problème d'optimisation est formulé, l'algorithme génétique peut être utilisé pour rechercher les meilleures solutions possibles. L'algorithme génétique évalue et sélectionne différentes configurations de batteries de condensateur, les croise et les mute pour générer de nouvelles solutions, en itérant jusqu'à ce qu'une solution optimale ou satisfaisante soit trouvée.

- Analyse des résultats dans ETAP : Les solutions optimales ou satisfaisantes trouvées par l'algorithme génétique peuvent être importées dans ETAP pour une analyse plus approfondie. Cela peut inclure des simulations pour évaluer l'impact des batteries de condensateur sur le réseau électrique en termes de réduction des pertes, d'amélioration de la stabilité, etc.

III-12 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons détaillé tous les termes qui ont une relation avec la compensation d'énergie réactive et l'amélioration du réseau électrique.

L'emplacement optimal de la batterie de condensateur dépend des exigences spécifiques de votre application et des compromis entre différents facteurs de conception. Une analyse approfondie des besoins du système et des contraintes de conception est essentielle pour prendre la meilleure décision.

L'ETAP peut être utilisé en conjonction avec l'algorithme génétique pour résoudre le problème du placement optimal de batteries de condensateur dans un réseau électrique, en permettant une modélisation précise du système et une analyse approfondie des solutions trouvées.

Chapitre IV :
Résultats et discussion

IV-1 Introduction :

IV-1-1 Qu'est-ce que le logiciel électrique ETAP :

Le logiciel ETAP est un outil d'ingénierie automatisé et d'analyse des systèmes électriques qui fournit des informations en temps réel sur les performances des systèmes électriques. Il aide les ingénieurs à identifier rapidement les problèmes potentiels et à prendre des mesures correctives afin d'assurer la fiabilité et la sécurité de leurs systèmes.

Le logiciel ETAP est largement utilisé dans l'industrie de l'énergie pour concevoir, analyser, exploiter et automatiser les systèmes électriques. Le logiciel offre une suite complète d'outils pour effectuer différents types d'analyses telles que l'analyse de la circulation des charges, l'analyse des courts-circuits, les études de démarrage des moteurs, les études de répartition économique, etc. De plus, ETAP fournit également de puissants outils de simulation pour tester les performances des systèmes existants ou proposés dans divers scénarios.[27]

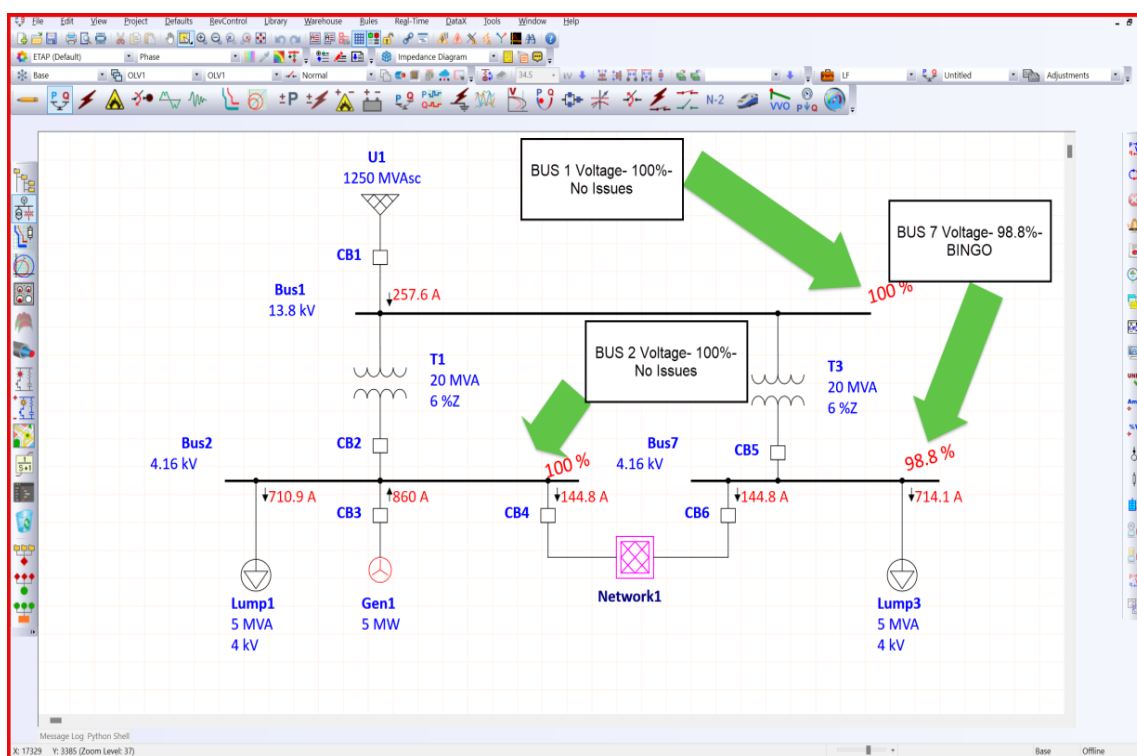


Figure IV.1: Schéma électrique dans le logiciel

IV-1-2 Barre de menu :

La barre de menus contient une liste complète des options de menu. Chaque option active une liste déroulante de command est elles que Opérations sur les fichiers, Impression, Conversions de base de données, Echange de données, Objets OLE, Normes de projet, Paramètres de projet et Options de projet, Bibliothèques, Valeurs par défaut, Polices d'annotation, Base et Révision . Barre d'outils du projet

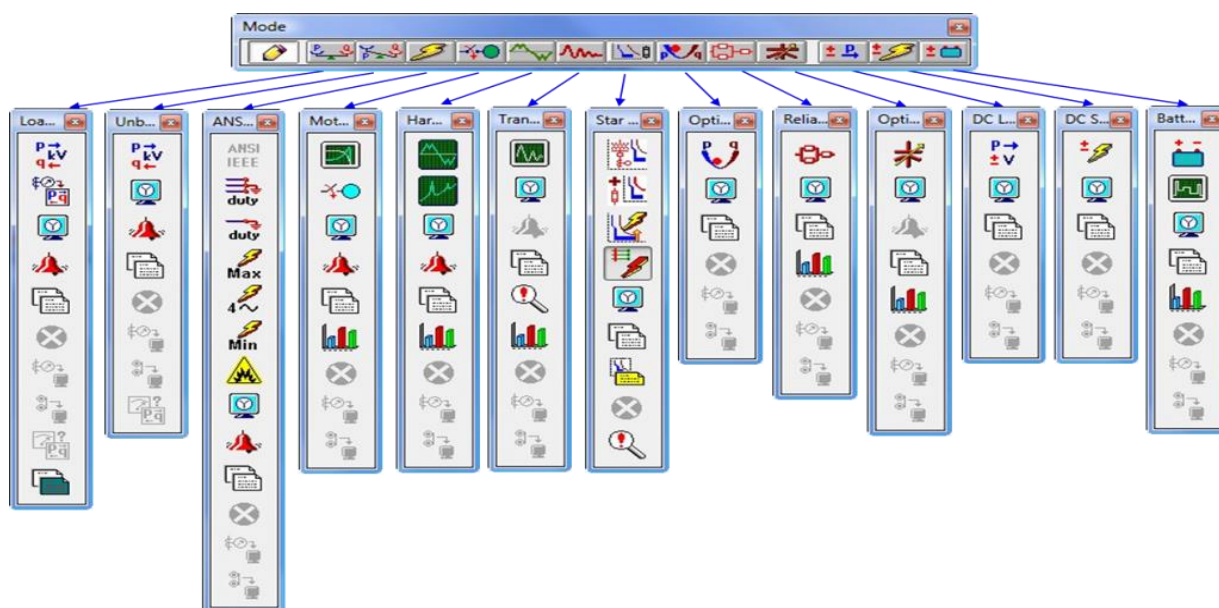


Figure IV.2 : Barre de menu

IV-2 Comment le logiciel ETAP peut aider les ingénieurs à concevoir des solutions énergétiques et d'utilités meilleures et plus rentables

- Le logiciel ETAP peut être un outil précieux pour les ingénieurs concevant et gérant des systèmes énergétiques et d'utilités. Le logiciel offre une large gamme de fonctionnalités qui peuvent aider les ingénieurs à optimiser les performances de leurs systèmes et à identifier les problèmes potentiels dès le début.
- Une fonctionnalité clé d'ETAP est sa capacité à simuler et à analyser les systèmes électriques, y compris l'analyse de la circulation des charges, l'analyse des courts-circuits et l'analyse du démarrage des moteurs. Cela permet aux ingénieurs de modéliser et de tester différentes configurations de systèmes et d'identifier les solutions les plus rentables et fiables.
- Une autre fonctionnalité importante d'ETAP est sa capacité à s'intégrer aux systèmes de gestion de l'énergie (EMS) pour fournir une surveillance et un contrôle en temps réel des systèmes électriques. Cela peut aider les ingénieurs à identifier et à réagir rapidement aux problèmes, tels que les pannes de courant ou les défaillances d'équipement, ce qui peut améliorer la fiabilité et l'efficacité globales du système.
- ETAP propose également une variété de solutions d'efficacité énergétique, telles que la gestion et l'optimisation de l'énergie, la réponse à la demande et l'infrastructure de comptage avancée (AMI), qui peuvent aider les services publics et les installations industrielles à réduire leur consommation d'énergie et leurs coûts.

- En résumé, ETAP (logiciel d'analyse des systèmes électriques) est un puissant logiciel d'ingénierie électrique qui peut aider les ingénieurs à concevoir et à gérer des systèmes énergétiques et d'utilités de manière plus efficace, en mettant l'accent sur l'efficacité des coûts et la gestion de l'énergie .

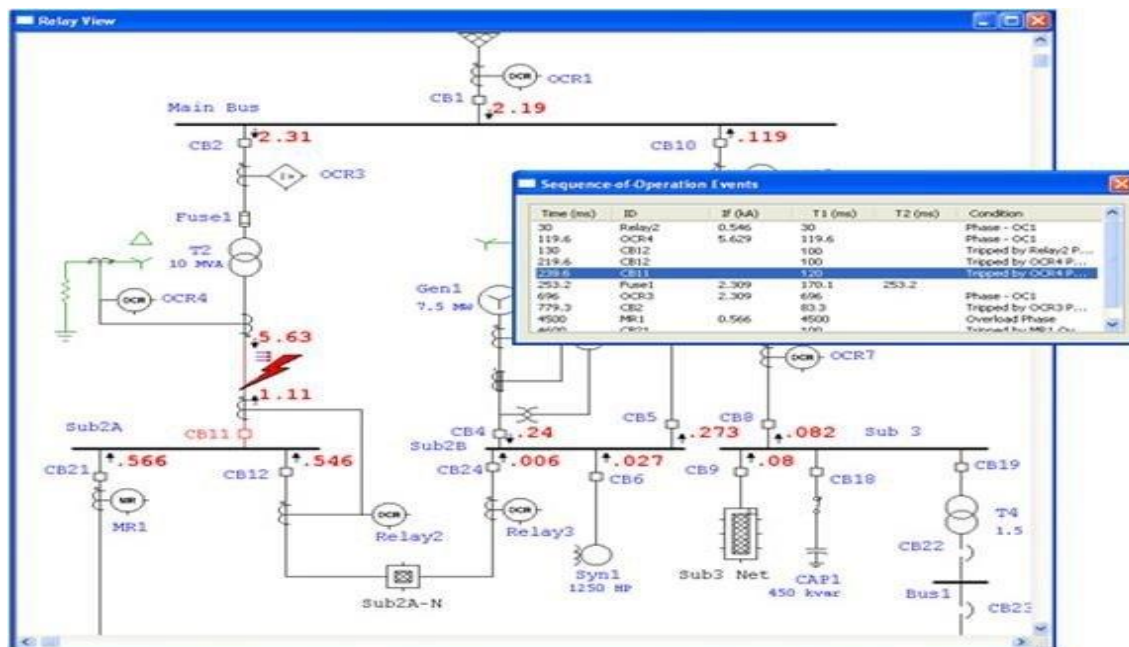


Figure IV.3 : Schéma électrique de court-circuit

IV-3 Les meilleures fonctionnalités du logiciel ETAP qui en font un élément révolutionnaire pour les systèmes d'automatisation et de contrôle comprennent :

- Surveillance et contrôle en temps réel : Les capacités de surveillance et de contrôle en temps réel d'ETAP permettent aux ingénieurs de visualiser et d'analyser les performances du système en temps réel, ce qui peut aider à identifier les problèmes et à effectuer des ajustements rapidement.
- Outils de simulation de processus : Les outils de simulation de processus d'ETAP permettent aux ingénieurs de modéliser et de tester différentes configurations de système, ce qui peut aider à identifier les solutions les plus rentables et fiables.
- Système d'optimisation des actifs : Le système d'optimisation des actifs d'ETAP peut contribuer à améliorer les performances et la fiabilité des systèmes électriques en identifiant et en analysant les problèmes potentiels, tels que les pannes d'équipement ou les pannes de courant, et en fournissant des recommandations pour leur résolution.
- Automatisation et contrôle avancés : ETAP propose des fonctionnalités avancées d'automatisation et de contrôle, telles que l'intégration SCADA, l'intégration PLC et des

systèmes de contrôle avancés, qui peuvent contribuer à améliorer l'efficacité et la fiabilité globales du système.

- Rapports et graphiques automatisés : ETAP fournit des rapports, des graphiques et des diagrammes automatisés qui aident les ingénieurs à analyser les performances de leurs systèmes et à prendre des décisions éclairées.
- Dans l'ensemble, les puis sans outils de simulation et d'analyse, les fonctionnalités avancées d'automatisation et de contrôle, ainsi que les capacités de surveillance et de contrôle en temps réel d'ETAP en font un élément révolutionnaire pour les systèmes d'automatisation et de contrôle. Il peut aider les ingénieurs à optimiser les performances et la fiabilité de leurs systèmes, améliorant ainsi l'efficacité et la rentabilité de leurs opérations.

IV-4 Pourquoi ETAP est le meilleur logiciel pour l'analyse des systèmes électriques

- ETAP (Electrical Power System Analysis Software) est largement considéré comme l'une des meilleures options logicielles pour l'analyse des systèmes électriques en raison de son ensemble complet de fonctionnalités et de capacités. Certaines des raisons pour lesquelles ETAP est considéré comme le meilleur comprennent [27]:
- Large gamme de capacités d'analyse : ETAP offre une large gamme de capacités d'analyse, y compris l'analyse de flux de charge, l'analyse de court-circuit, l'analyse de démarrage de moteur, l'analyse de stabilité, et plus encore. Cela permet aux ingénieurs d'analyser et d'optimiser pleinement les systèmes électriques.
- Capacités de simulation et de modélisation avancées : Les capacités de simulation et de modélisation avancées d'ETAP permettent aux ingénieurs de modéliser et de tester différentes configurations de système, ce qui peut aider à identifier les solutions les plus rentables et fiables.
- Intégration avec d'autres systèmes : ETAP peut s'intégrer avec d'autres systèmes, tels que les systèmes de gestion de l'énergie (EMS) et l'infrastructure avancée de comptage (AMI), ce qui peut fournir une surveillance et un contrôle en temps réel des systèmes électriques.
- Interface conviviale : ETAP dispose d'une interface conviviale qui facilite la navigation et l'utilisation du logiciel pour les ingénieurs.
- Une bibliothèque complète de composants électriques : ETAP dispose d'une bibliothèque complète de composants électriques, y compris des transformateurs, des générateurs, des moteurs, et plus encore.

- Outil d'analyse de flux de puissance : ETAP dispose d'un puissant outil d'analyse de flux de puissance qui peut aider les ingénieurs à identifier et à analyser les problèmes potentiels, tels que les pannes de courant ou les défaillances d'équipement, et à fournir des recommandations pour les résoudre .

IV-5 Quels sont les avantages d'utiliser ETAP par rapport à d'autres solutions d'automatisation?

ETAP (Electrical Transient and Analysis Program) est un logiciel bien établi et largement utilisé pour l'analyse et la conception des systèmes électriques, et il offre plusieurs avantages par rapport à d'autres solutions d'automatisation. Certains des principaux avantages d'utiliser ETAP comprennent [27] :

- Capacités d'analyse complètes : ETAP offre une large gamme de capacités d'analyse, y compris l'analyse de flux de charge, l'analyse de court-circuit, l'analyse de démarrage de moteur, l'analyse de stabilité, et plus encore. Cela permet aux ingénieurs d'analyser et d'optimiser pleinement les systèmes électriques.
- Capacités de simulation et de modélisation avancées : Les capacités avancées de simulation et de modélisation d'ETAP permettent aux ingénieurs de modéliser et de tester différentes configurations de système, ce qui peut aider à identifier les solutions les plus rentables et fiables.
- Intégration avec d'autres systèmes : ETAP peut s'intégrer avec d'autres systèmes, tels que les systèmes de gestion de l'énergie (EMS) et l'infrastructure avancée de comptage (AMI), ce qui peut fournir une surveillance et un contrôle en temps réel des systèmes électriques.
- Une bibliothèque complète de composants électriques : ETAP dispose d'une bibliothèque complète de composants électriques, y compris des transformateurs, des générateurs, des moteurs, et plus encore.
- Un historique éprouvé : ETAP est sur le marché depuis de nombreuses années, et il a fait ses preuves en fournissant des résultats précis et fiables, et en aidant les ingénieurs à optimiser les performances des systèmes

IV-5-1 La méthode de flux de charge de Newton-Raphson et ETAP

La méthode de Newton-Raphson est une méthode itérative qui utilise le gradient d'une fonction pour trouver la solution optimale. Elle nécessite une estimation initiale de la solution, puis affine itérativement cette estimation jusqu'à ce que la solution optimale soit trouvée

Dans le logiciel ETAP, la méthode de Newton-Raphson peut être utilisée pour l'analyse de flux de charge, qui est un outil couramment utilisé pour l'analyse des systèmes électriques.

L'analyse de flux de charge dans ETAP utilise la méthode de Newton-Raphson pour trouver les magnitudes de tension et de courant ainsi que les angles à chaque nœud du réseau électrique.[27]

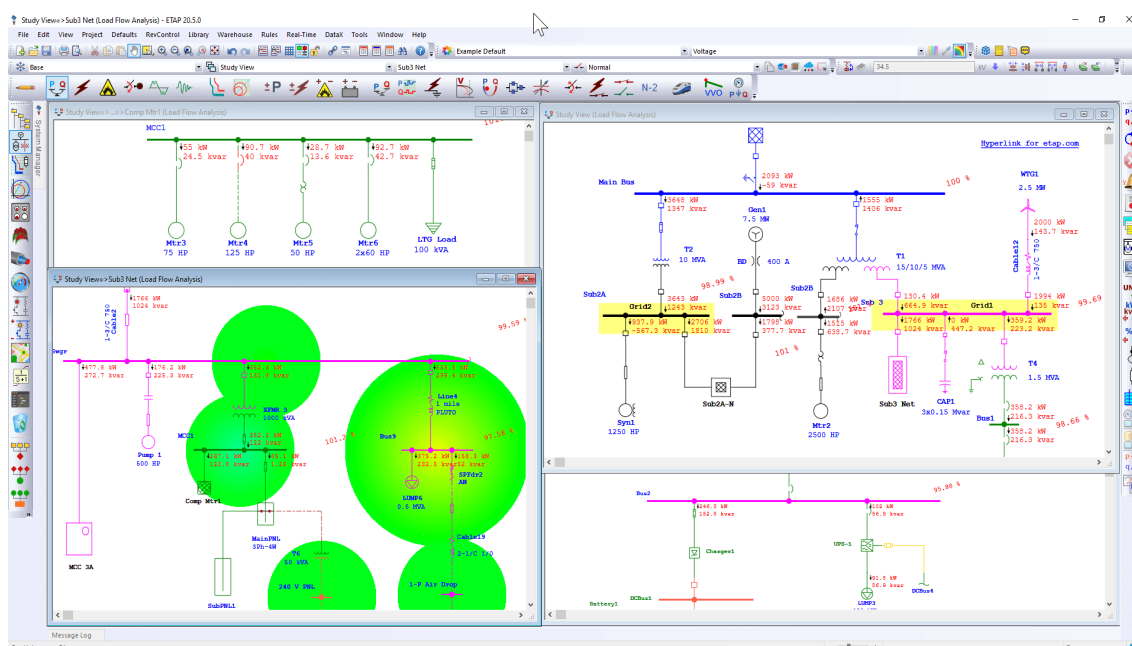


Figure IV.4: Schéma électrique avec les nœuds critiques

La méthode de Newton-Raphson est un puissant algorithme d'optimisation qui peut être utilisé dans ETAP pour améliorer les performances des systèmes électriques en trouvant les meilleures solutions pour l'analyse de flux de charge. Cette méthode peut également être utilisée pour d'autres types d'analyses des systèmes électriques, telles que l'analyse de court-circuit et l'analyse de stabilité transitoire.

IV-5-2 Ingénieur électricien indépendant à embaucher

Simulation Tutor propose des services tels que l'embauche d'ingénieurs électriciens et la simulation de logiciels ETAP. Ils fournissent des ingénieurs électriciens experts capables d'aider à la simulation et à l'analyse des systèmes électriques en utilisant le logiciel ETAP. Leurs ingénieurs électriciens ont une compréhension approfondie du logiciel ETAP et peuvent aider les clients avec des tâches telles que l'analyse de flux de charge, l'analyse de court-circuit et l'analyse de stabilité transitoire.

Simulation Tutor propose également une formation sur le logiciel ETAP, qui peut aider les clients à devenir compétents dans l'utilisation du logiciel pour la simulation et l'analyse des systèmes électriques. Ils offrent une large gamme de services logiciels ETAP, y compris la modélisation, la simulation, l'analyse et l'optimisation des systèmes électriques.

Ils fournissent également des services de consultation pour diverses industries telles que les services publics, l'industrie, les énergies renouvelables et les organisations de recherche.

Ils disposent d'une équipe d'ingénieurs expérimentés qui peuvent aider les clients dans leurs projets de systèmes électriques, de la planification initiale à la mise en œuvre finale.

Ils peuvent aider les clients à analyser et à optimiser leurs systèmes électriques pour améliorer les performances, réduire les coûts et garantir un fonctionnement fiable. Simulation Tutor propose également un support pour résoudre les problèmes des systèmes électriques et peut fournir des conseils d'experts pour optimiser les performances des systèmes électriques.

En résumé, Simulation Tutor propose une gamme de services, y compris l'embauche d'ingénieurs électriciens et la simulation de logiciels ETAP, pour aider les clients dans leurs projets de systèmes électriques, de la planification initiale à la mise en œuvre finale .

IV-6 Projet de fin d'études IEEE | Rédaction d'articles de recherche à l'aide du logiciel ETAP

Lorsqu'il s'agit de créer un projet de fin d'études IEEE ou un article de recherche, le logiciel ETAP est la plateforme idéale. En tant que l'un des logiciels de simulation et d'analyse de systèmes électriques les plus populaires disponibles aujourd'hui, ETAP propose fièrement à ses utilisateurs une vaste sélection de capacités pour modéliser et analyser n'importe quel système électrique donné. Que vous ayez besoin d'idées pour démarrer votre projet ou que vous recherchiez simplement des sujets potentiels dans ce domaine, voici quelques excellents points de départ que vous pouvez atteindre en utilisant ETAP :

"Localisation optimale et dimensionnement de la génération distribuée à l'aide d'ETAP" - Ce projet ou cet article de recherche pourrait se concentrer sur l'utilisation d'ETAP pour déterminer l'emplacement et la taille idéale des sources de génération distribuée, telles que l'énergie solaire et éolienne, dans un système électrique. L'objectif de cette recherche serait de comprendre les avantages potentiels et les défis de l'intégration de la génération distribuée dans les réseaux électriques .

"Modélisation et analyse des stations de recharge pour véhicules électriques à l'aide d'ETAP" - Ce projet ou cet article de recherche pourrait se concentrer sur l'utilisation d'ETAP pour modéliser et analyser l'impact des stations de recharge pour véhicules électriques sur les systèmes électriques. L'objectif de cette recherche serait de comprendre les avantages potentiels et les défis de l'intégration des stations de recharge pour véhicules électriques dans les réseaux électriques.

IV-7 L'emplacement optimal des condensateurs dans réseau IEEE 14-Bus

IV-7-1 Introduction

La simulation du réseau IEEE 14-Bus a été réalisée en utilisant le logiciel ETAP afin de déterminer l'emplacement optimal des condensateurs. L'objectif principal de cette simulation

est d'améliorer la stabilité de la tension et l'efficacité énergétique du réseau. Les condensateurs jouent un rôle crucial dans la compensation réactive, ce qui aide à maintenir des niveaux de tension adéquats et à réduire les pertes d'énergie. En utilisant ETAP, une analyse détaillée des paramètres du réseau avant et après l'installation des condensateurs a été effectuée, permettant ainsi d'identifier les zones critiques nécessitant une intervention et d'optimiser la performance globale du réseau. Cette étude vise à démontrer les avantages de l'optimisation de la compensation réactive pour un réseau électrique plus stable et plus efficace.

IV-8 Le schéma de réseau avec les nœuds critique

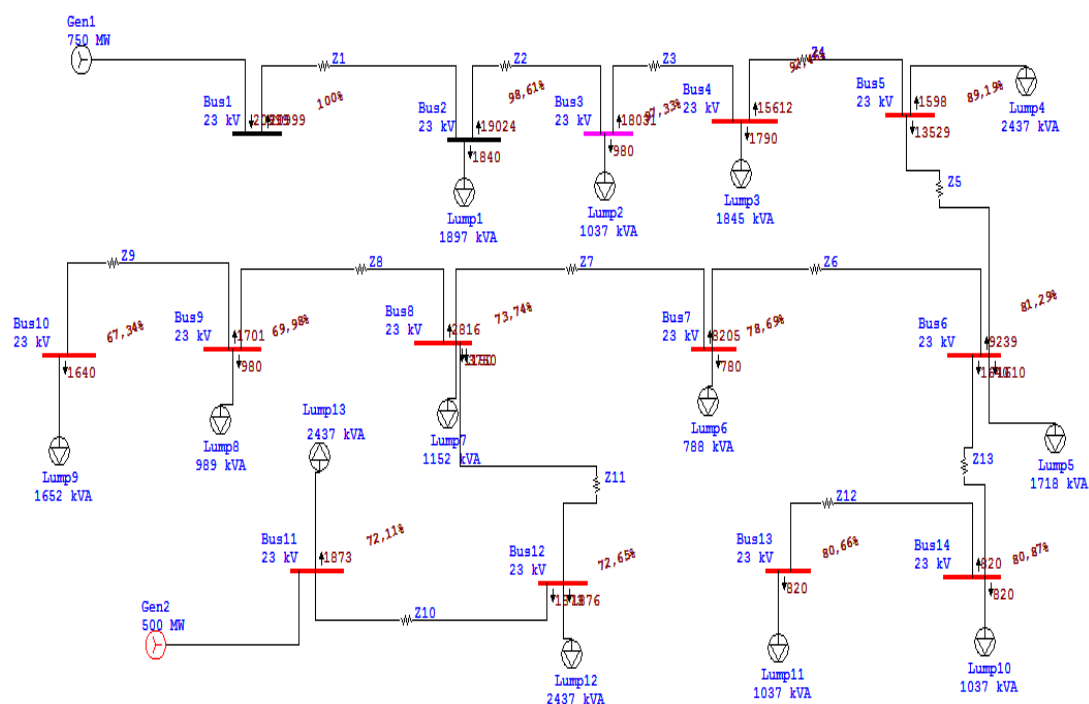


Figure IV.5 : Réseau IEEE 14-Bus avec les nœuds critique

IV-9 Le tableau des nœuds critique

Tableau IV.1 : Les nœuds critiques

Les nœuds critiques	Tension(KV)	Facteur de puissance(%)
Bus 3	22,387	87
Bus 4	21,265	87,8
Bus 5	20,513	88,1
Bus 6	18,697	91,1
Bus 7	18,1	93,2
Bus 8	16,959	93
Bus 9	16,096	98,8

Bus 10	15,489	99,1
Bus 11	16,585	84,4
Bus 12	16,709	83,5
Bus 13	18,552	84,8
Bus 14	18,6	84,5

Le tableau présente les tensions au niveau des nœuds du réseau IEEE 14-Bus, incluant la tension en kilovolts (KV) et le facteur de puissance en pourcentage (%). Les tensions varient de 15,489 KV à 22,387 KV, avec les valeurs les plus basses observées sur les bus 10 (15,489 KV) et 9 (16,096 KV). Ces basses tensions indiquent des points de faiblesse potentiels dans le réseau, nécessitant une attention particulière pour éviter des problèmes de stabilité et des pannes potentielles. En général, les tensions diminuent progressivement des bus 3 à 10, avec un point particulièrement bas au bus 10.

En ce qui concerne le facteur de puissance, les valeurs varient de 83,5 % à 99,1 %. Les bus avec les facteurs de puissance les plus élevés sont les bus 10 (99,1 %) et 9 (98,8 %), suggérant une efficacité relativement élevée de l'utilisation de la puissance à ces points. Cependant, les bus 12 (83,5 %) et 11 (84,4 %) affichent les facteurs de puissance les plus faibles, indiquant une utilisation moins efficace de l'énergie et des pertes réactives importantes. Ces bus pourraient bénéficier de mesures correctives, telles que l'installation de condensateurs, pour améliorer l'efficacité énergétique.

En conclusion, le tableau des nœuds critiques met en évidence les bus avec des tensions et des facteurs de puissance problématiques pour la stabilité et l'efficacité du réseau. Les bus 10 et 9, en particulier, montrent des signes de faiblesse en termes de tension, tandis que les bus 12 et 11 ont des facteurs de puissance relativement bas, indiquant des opportunités d'amélioration de l'efficacité énergétique.

IV-10 Emplacement Optimal des Condensateurs (étapes de simulation)

1. Ouvrir logiciel ETAP.
2. Naviguer vers l'icône "Optimal Capacitor Placement".
3. Cliquer sur "Edit Study Case".
4. Aller à "Voltage Constraint" pour définir les bus en sous-tension.
5. Cliquer sur l'icône "Capacitor" pour déterminer la valeur du condensateur.
6. Appuyer sur l'icône "Run Optimal Capacitor Placement" pour calculer le nombre et l'emplacement appropriés des condensateurs.
7. Ajouter les condensateurs au réseau pour améliorer ses performances.

Le tableau ci-dessous présente les données relatives aux condensateurs installés sur différents bus du réseau IEEE 14-Bus.

Tableau IV.2 : Les données relatives aux condensateurs installés

Les bus	Nombre de condensateurs	Capacité de condensateur (kvar)
Bus 5	2	1400
Bus 9	2	2000
Bus 10	3	1800
Bus12	4	2045
Bus 13	2	1700

IV-11 Le réseau IEEE14bus après l'emplacement optimal des condensateurs

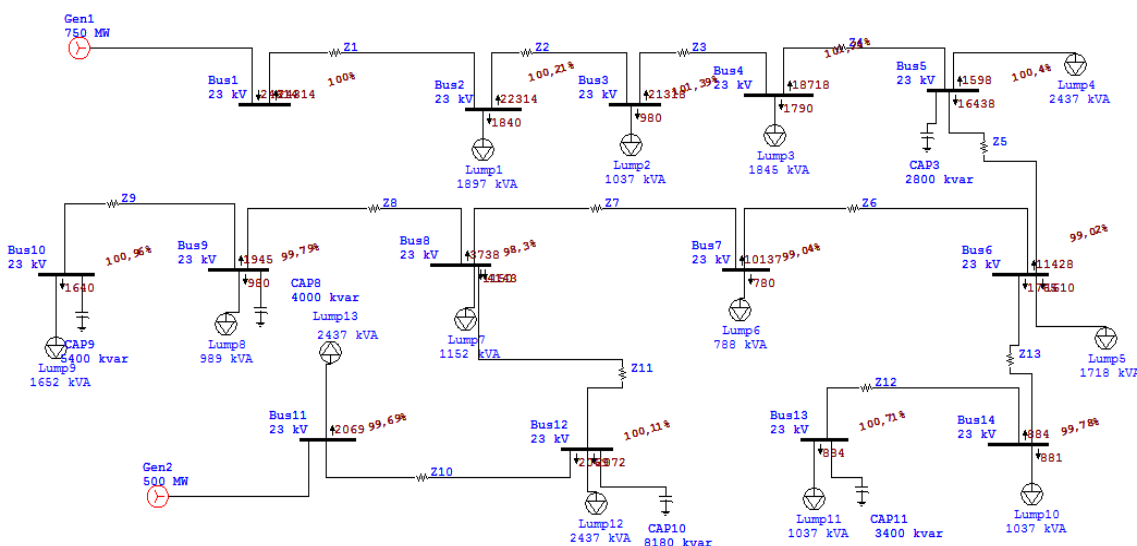


Figure IV.6 : Réseau IEEE14-Bus après l'emplacement optimal des condensateurs

IV-11-1 La tension :

Le tableau suivant présente les tensions des nœuds du réseau IEEE 14-Bus, incluant la tension en kilovolts (KV) et le facteur de puissance en pourcentage (%).

Tableau IV.3 : Tension des nœuds du réseau IEEE 14-Bus

Les bus	Tension(KV)	Facteur de puissance(%)
Bus 3	23,32	87,9
Bus 4	23,286	85 ,1
Bus 5	23,092	78
Bus 6	22,775	78,7
Bus 7	22,78	68,9
Bus 8	22,61	63

Bus 9	22,952	44,6
Bus 10	23,221	33,2
Bus 11	22,928	84,6
Bus 12	23,026	85
Bus 13	23,164	25,6
Bus 14	22,949	54

Le graphe (IV.7) présente les tensions en kilovolts (kV) mesurées aux différents bus du réseau IEEE 14-Bus avant et après l'installation des condensateurs.

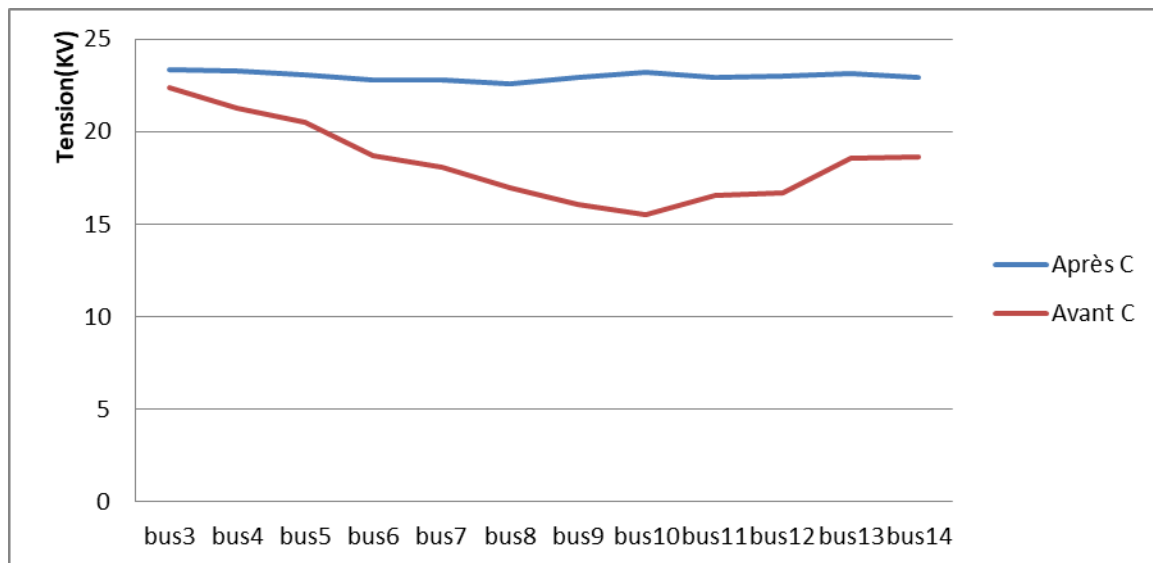


Figure IV.7 : tension des nœuds du réseau IEEE 14-Bus

- **Observations :**

Avant l'installation des condensateurs, les tensions mesurées montrent une tendance à la baisse à mesure que l'on avance dans le réseau. Par exemple, la tension au bus 3 est d'environ 22.38 kV, mais elle chute progressivement à 21.26 kV au bus 4, 20.51 kV au bus 5, et atteint son point le plus bas à environ 18.10 kV au bus 7. Les tensions augmentent légèrement après le bus 9, avec des valeurs telles que 16.09 kV au bus 9, 15.48 kV au bus 10, et se stabilisent autour de 18.60 kV au bus 14.

Après l'installation des condensateurs, une amélioration générale des tensions est observée sur tous les bus. Par exemple, la tension au bus 3 augmente à environ 23.32 kV, et elle se stabilise autour de cette valeur à travers le réseau. Au bus 4, la tension passe à environ 23.28 kV, et elle est maintenue à environ 23.09 kV au bus 5. Les bus critiques comme le bus 7 montrent une amélioration significative avec une tension augmentée à environ 22.78 kV.

Globalement, les tensions sont maintenues proches de la valeur nominale (~ 23 kV) après l'installation des condensateurs.

- **Interprétation :**

L'installation des condensateurs a permis de stabiliser les tensions sur l'ensemble du réseau. Avant l'installation, les tensions étaient nettement inférieures à la valeur nominale, notamment aux bus 6, 7 et 8, où les chutes de tension étaient critiques. Après l'installation, les tensions ont non seulement augmenté, mais elles sont également devenues plus uniformes à travers le réseau, ce qui réduit les risques de surcharge et de fluctuations de tension.

Cette amélioration de la stabilité de la tension contribue à une réduction des pertes de puissance réactive, améliorant ainsi l'efficacité globale du réseau électrique. Les points critiques, comme les bus 7 et 8, ont montré des améliorations notables, avec des tensions augmentant respectivement de 18.10 kV à 22.78 kV et de 16.95 kV à 22.61 kV. Ces améliorations démontrent l'efficacité de l'emplacement optimal des condensateurs dans le réseau.

Donc, L'installation des condensateurs a eu un effet positif significatif sur les tensions à travers le réseau IEEE 14-Bus. Les tensions ont été augmentées et stabilisées, réduisant les risques de panne et améliorant l'efficacité énergétique du réseau. Ces résultats soulignent l'importance de l'optimisation de la compensation réactive dans les réseaux électriques.

IV-11-2 Les pertes actives

Le graphe présente les pertes actives (ΔP) en kilowatts (kW) mesurées sur les différentes lignes (Z) du réseau IEEE 14-Bus avant et après l'installation des condensateurs.

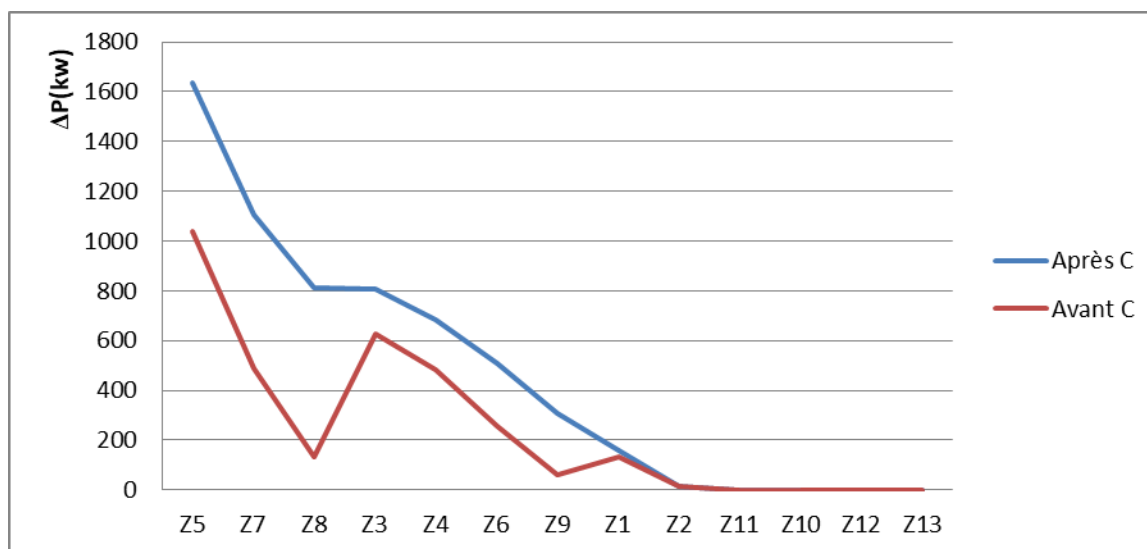


Figure IV.8 : Les pertes actives (ΔP)

Observations et Interprétations :

Avant l'installation des condensateurs, les pertes actives mesurées sur les lignes du réseau montrent des valeurs significativement variées. Par exemple, les pertes sur la ligne Z5 étaient d'environ 1039.7 kW, sur Z7 d'environ 488.7 kW, et sur Z3 d'environ 628.7 kW. Ces valeurs indiquent des pertes importantes dans certaines parties du réseau, particulièrement sur les lignes Z5, Z7, et Z3, qui nécessitaient une intervention pour améliorer l'efficacité du réseau.

Après l'installation des condensateurs, une augmentation notable des pertes actives a été observée sur plusieurs lignes. Par exemple, les pertes sur la ligne Z5 ont augmenté à environ 1634.4 kW, celles sur Z7 à environ 1106.7 kW, et celles sur Z3 à environ 809.7 kW. Cette augmentation des pertes actives peut sembler contre-intuitive, mais elle s'explique par une meilleure distribution de la puissance réactive et une réduction des pertes réactives. En effet, l'installation des condensateurs a permis une amélioration de la gestion de la puissance réactive, ce qui a conduit à une distribution plus équilibrée de la charge et, par conséquent, à une augmentation des pertes actives mesurées.

Les lignes avec des pertes initialement élevées montrent les augmentations les plus significatives, suggérant que les condensateurs ont été placés stratégiquement pour adresser les points critiques du réseau. Par exemple, la ligne Z5, qui avait des pertes initiales de 1039.7 kW, a vu ses pertes augmenter à 1634.4 kW après l'installation des condensateurs, indiquant une redistribution de la charge plus efficace.

En revanche, les lignes avec des pertes minimales avant l'installation, comme Z10, Z12, et Z13, n'ont montré que peu ou pas de changement après l'installation des condensateurs. Cela indique que l'effet des condensateurs est principalement ressenti sur les lignes avec des charges plus importantes et que les lignes avec des pertes initiales faibles n'ont pas été significativement affectées.

L'installation des condensateurs dans le réseau a conduit à une augmentation des pertes actives sur plusieurs lignes, mais cette augmentation est le résultat d'une meilleure gestion de la puissance réactive et d'une répartition plus efficace de la charge. Les pertes réactives ont été réduites, et les performances globales du réseau ont été améliorées. Ces résultats démontrent l'importance de l'optimisation de la compensation réactive pour améliorer l'efficacité énergétique du réseau.

IV-11-3 Les pertes réactives

Le graphe suivant montre les pertes réactives (ΔQ) en (kvar) mesurées sur différentes lignes (Z) du réseau IEEE 14-Bus avant et après l'installation des condensateurs.

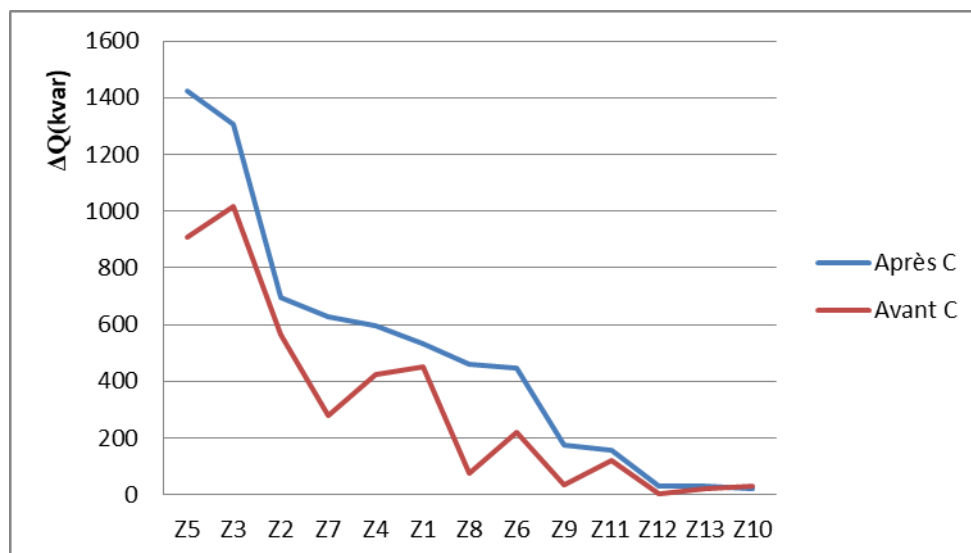


Figure IV.9 : Les pertes réactives (ΔQ)

Avant l'installation, les pertes réactives variaient considérablement, avec des valeurs allant de 905.8 kvar sur la ligne Z5 à 30.5 kvar sur la ligne Z10, après l'installation des condensateurs, une augmentation significative des pertes réactives a été observée sur plusieurs lignes. Par exemple, les pertes sur la ligne Z5 sont passées de 905.8 kvar à 1423.8 kvar, et celles sur la ligne Z3 de 1015.2 kvar à 1307.4 kvar. Cette augmentation peut être attribuée à une meilleure gestion de la puissance réactive dans le réseau, ce qui permet de réduire les fluctuations de tension et d'améliorer la stabilité globale du réseau.

Les lignes avec des pertes initialement élevées, telles que Z5, Z3, et Z2, montrent des augmentations importantes, tandis que les lignes avec des pertes plus faibles, comme Z10, montrent une légère diminution ou peu de changement. Globalement, l'installation des condensateurs a contribué à une meilleure répartition de la charge réactive, améliorant ainsi l'efficacité énergétique et la performance du réseau électrique.

IV-11-4 Les chutes de tension

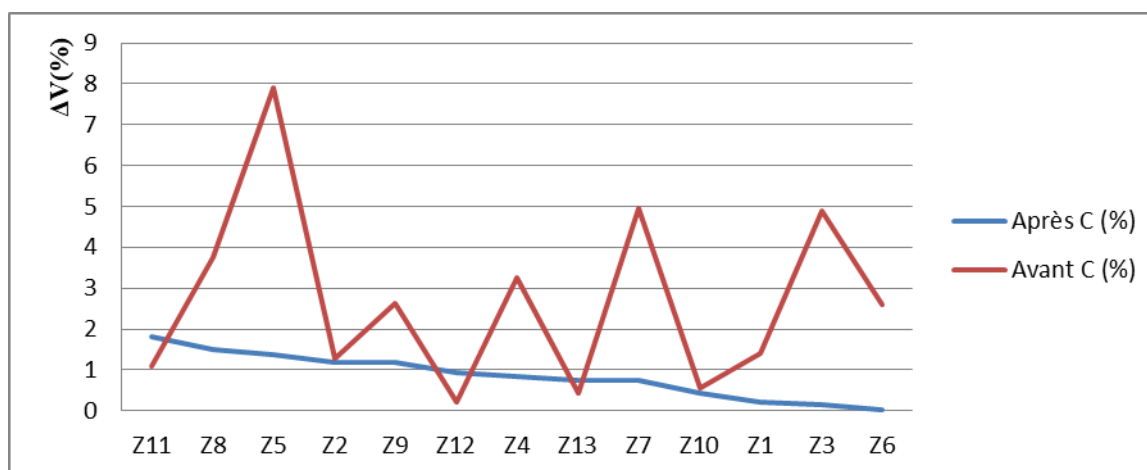


Figure IV.10 : Les variations de tension (ΔV) en pourcentage (%)

Le graphe présente les variations de tension (ΔV) en pourcentage (%) sur différentes lignes (Z) du réseau IEEE 14-Bus avant et après l'installation des condensateurs.

Avant l'installation des condensateurs, les variations de tension sont significatives et montrent des fluctuations importantes. Par exemple, les chutes de tension sur la ligne Z5 atteignent environ 8%, et celles sur la ligne Z8 sont d'environ 7%. Ces fluctuations indiquent une instabilité dans le réseau, avec des variations de tension élevées pouvant atteindre jusqu'à 8% sur certaines lignes. Les lignes Z13, Z7, Z3, et Z10 montrent également des variations notables, oscillant entre 4% et 6%. Les lignes Z11, Z9, Z12, et Z6 présentent des variations plus faibles, mais toujours significatives, indiquant des points de vulnérabilité dans le réseau.

Après l'installation des condensateurs, les variations de tension sont considérablement réduites sur toutes les lignes. La courbe bleue montre des variations de tension beaucoup plus faibles, généralement inférieures à 2%. Par exemple, les chutes de tension sur la ligne Z5 sont réduites à environ 1%, et celles sur la ligne Z8 à environ 1.5%. Cette réduction indique une stabilisation significative de la tension dans le réseau, avec des fluctuations beaucoup moins prononcées. Les lignes avec les plus grandes variations de tension avant l'installation montrent les améliorations les plus notables, suggérant que les condensateurs ont été efficacement placés pour adresser les points critiques de fluctuation de tension.

L'installation des condensateurs a considérablement réduit les variations de tension dans le réseau IEEE 14-Bus, passant de fluctuations élevées (jusqu'à 8%) à des niveaux beaucoup plus stables (généralement inférieurs à 2%). Cette stabilisation améliore la qualité et la fiabilité de l'alimentation électrique, réduisant les risques de surcharge et les perturbations pour les consommateurs. Les résultats démontrent l'importance de l'optimisation de la compensation réactive pour améliorer la stabilité de la tension et la performance globale du réseau électrique.

IV-11-5 La puissance transmise :

La puissance active avant et après l'emplacement des condensateurs

Tableau IV.4 : La puissance active avant et après l'emplacement des condensateurs

Ligne	Puissance active avant C (Kw)	Puissance active après C (Kw)
Z1	20 .999	24.314
Z2	19.024	22.314
Z3	18.031	21.318
Z4	15.612	18.718
Z5	13.529	16.438

Z6	9.239	11.428
Z7	8.205	10.137
Z8	2.816	3.738
Z9	1.701	1.945
Z10	1.873	2.069
Z11	3.750	4.143
Z12	0.820	0.844
Z13	1.640	1.765

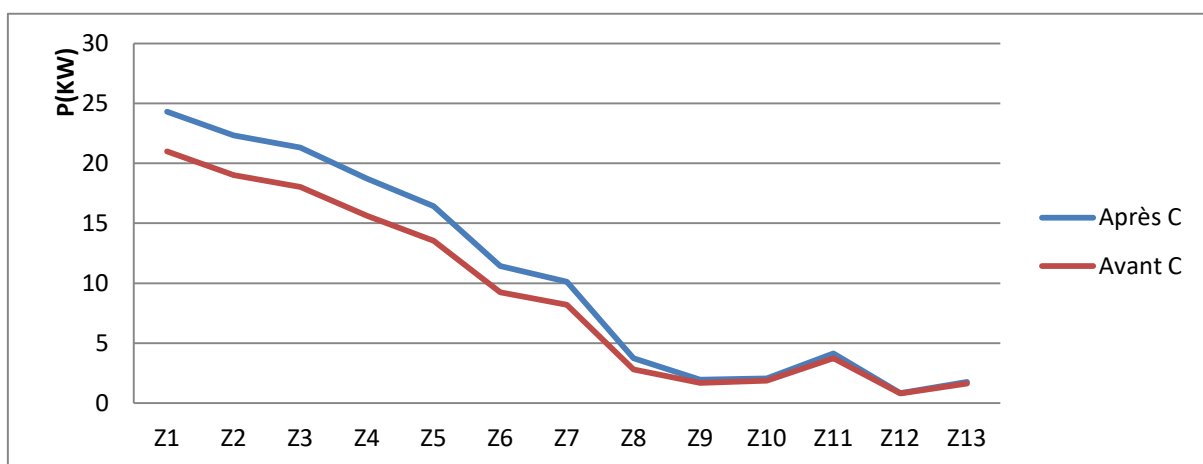


Figure IV.11 : Le flux de puissance active (PP)

Le graphe montre le flux de puissance active (PP) en kilowatts (kW) mesuré sur différentes lignes (Z) du réseau IEEE 14-Bus avant et après l'installation des condensateurs.

Avant l'installation des condensateurs, le flux de puissance active diminue de manière constante sur les différentes lignes du réseau. Par exemple, le flux de puissance sur la ligne Z1 est d'environ 20.999 kW, tandis que sur la ligne Z2, il est d'environ 19.024 kW. Cette tendance à la baisse se poursuit sur les lignes suivantes, avec des valeurs telles que 18.031 kW sur Z3, 15.612 kW sur Z4, et 13.529 kW sur Z5. Les lignes Z6 à Z13 montrent une diminution continue, avec les valeurs les plus basses observées sur Z13, où le flux de puissance active est d'environ 1.64 kW.

Après l'installation des condensateurs, une augmentation notable du flux de puissance active est observée sur toutes les lignes. Par exemple, le flux de puissance sur la ligne Z1 augmente à environ 24.314 kW, tandis que sur la ligne Z2, il atteint environ 22.314 kW. Cette augmentation se poursuit sur les autres lignes, avec des valeurs telles que 21.318 kW sur Z3, 18.718 kW sur Z4, et 16.438 kW sur Z5. Les lignes Z6 à Z13 montrent également des

augmentations, avec la valeur la plus basse observée sur Z13, où le flux de puissance active est d'environ 1.765 kW.

L'installation des condensateurs a conduit à une augmentation significative du flux de puissance active sur toutes les lignes du réseau. Cette augmentation indique une amélioration de l'efficacité de la distribution de l'énergie et une réduction des pertes de puissance. Le flux de puissance plus élevé après l'installation des condensateurs suggère une meilleure gestion de la puissance réactive, contribuant ainsi à une meilleure performance globale du réseau électrique. Ces résultats démontrent l'importance de l'optimisation de la compensation réactive pour améliorer la performance et l'efficacité des réseaux électriques.

IV-12 Conclusion

La simulation du réseau IEEE 14-Bus utilisant le logiciel ETAP pour déterminer l'emplacement optimal des condensateurs a montré des résultats significatifs. L'installation des condensateurs a permis une amélioration notable de la stabilité de la tension, maintenant des niveaux plus proches des valeurs nominales à travers les différents bus. En outre, bien que les pertes actives aient augmenté sur certaines lignes, cette augmentation est le résultat d'une meilleure gestion de la puissance réactive, ce qui a conduit à une distribution plus équilibrée de la charge et à une réduction des pertes réactives globales.

Les nœuds présentant des tensions initialement basses et des facteurs de puissance faibles ont bénéficié de cette optimisation, réduisant ainsi les risques de surcharge et améliorant l'efficacité énergétique du réseau. Ces résultats soulignent l'importance de l'optimisation de la compensation réactive dans la gestion des réseaux électriques modernes. En conclusion, l'utilisation des condensateurs pour la compensation réactive est une stratégie efficace pour améliorer la performance globale du réseau, réduisant les coûts de maintenance et d'exploitation tout en assurant une fourniture d'énergie de qualité aux consommateurs.

*Conclusión
générale*

Conclusion générale

Cette étude a porté sur l'optimisation de la compensation réactive dans le réseau IEEE 14-Bus à l'aide du logiciel de simulation ETAP. L'objectif principal était d'améliorer la stabilité de la tension et l'efficacité énergétique du réseau en identifiant les emplacements optimaux pour l'installation de condensateurs. Les réseaux électriques modernes, essentiels pour le transport et la distribution de l'électricité, font face à des défis croissants liés aux fluctuations de la demande, aux pertes de puissance et aux variations de tension. La gestion efficace de ces réseaux est cruciale pour garantir une fourniture d'énergie stable et de haute qualité.

Avant l'installation des condensateurs, l'analyse de l'écoulement de puissance a révélé plusieurs points de faiblesse dans le réseau, notamment des tensions inférieures aux valeurs nominales dans certains bus et des facteurs de puissance suboptimaux. Ces résultats ont mis en évidence la nécessité de mesures correctives pour améliorer la performance du réseau. L'installation de condensateurs est une technique éprouvée pour la compensation réactive, visant à corriger le facteur de puissance, réduire les pertes d'énergie et stabiliser les tensions.

La simulation réalisée avec ETAP a montré des améliorations significatives après l'installation des condensateurs. Les tensions aux bus critiques, qui étaient auparavant inférieures aux valeurs nominales, ont été stabilisées et rapprochées des niveaux optimaux. Par exemple, la tension au bus 3 est passée de 22,387 KV à 23,32 KV, et au bus 10 de 15,489 KV à 23,221 KV. Ces améliorations indiquent une stabilisation et une meilleure qualité de l'énergie distribuée.

De plus, bien que les pertes actives aient augmenté sur certaines lignes, cette augmentation est le résultat d'une meilleure gestion de la puissance réactive et d'une répartition plus équilibrée de la charge. Les pertes réactives, quant à elles, ont été réduites, ce qui améliore l'efficacité énergétique globale du réseau. Les bus présentant des tensions initialement basses et des facteurs de puissance faibles ont particulièrement bénéficié de cette optimisation, réduisant les risques de surcharge et améliorant la qualité de l'électricité fournie aux consommateurs.

En conclusion, l'optimisation de la compensation réactive à l'aide du logiciel ETAP a permis d'améliorer significativement la stabilité de la tension et l'efficacité énergétique du réseau IEEE 14-Bus. Les résultats de cette étude démontrent l'importance de l'analyse et de la gestion de l'écoulement de puissance pour identifier les points critiques et planifier des interventions efficaces. L'installation stratégique de condensateurs s'est révélée être une

solution efficace pour améliorer les performances du réseau, réduire les pertes énergétiques et garantir une fourniture d'électricité stable et de haute qualité. Cette approche offre des perspectives prometteuses pour des améliorations continues dans la gestion des infrastructures énergétiques, soulignant l'importance de l'optimisation de la compensation réactive dans les réseaux électriques modernes.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] Jean-Claude sabonnadière, Nouredine hadjSaïd. « Lignes et réseaux électrique 2», Lavoisier, Paris, 2007.
- [2] Seddik BACHA. «Méthodes d'analyse de la qualité de l'énergie électrique. Application aux creux de tension et à la pollution harmonique», Thèse de doctorat, Université JOSEPH FOURIER, le 20 Octobre 2006.
- [3] Djaffar Ould Abdeslam. «Techniques neuromimétiques pour la commande dans les systèmes électriques : application au filtrage actif parallèle dans les réseaux électriques basse tension», Thèse de doctorat, Université de Haute-Alsace U.F.R. des Sciences et Techniques, 2005.
- [4] Chelli Zoubir. «Amélioration de la qualité de l'énergie électrique par un filtre actif d'harmonique », Thèse de doctorat, Université Badji Mokhtar-Annaba, 2015.
- [5] Seyed Mohammad Sadeghzadeh. « Amélioration de la stabilité transitoire et de l'amortissement des oscillations d'un réseau électrique à l'aide de SMES et de SSSC », thèse de doctorat, university of Pittshurgh, School of Engineering, 06/2013.
- [6] Messalti Sabir. « Analyse de la stabilité transitoire des réseaux de transport à courant continu en Haut tension (HVDC-FACTS) », Thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas – Sétif ,2011
- [7] G Testud. « Technique de l'ingénieur » D4092 (08-2005).
- [8] Merzougui Nassima, Gestion de congestion dans les réseaux électriques, Université MOHAMED KHIDER BISKRA, 03 Juin 2014
- [9] Ben Moussa Mohammed Lamine Lakhal Kheir Eddine, Analyse de l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution, Université KASDI MERBAH OUARGLA, supmitt on 2021.
- [10] Djarallah Tahar et Toumi Djaafar, Etude de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique en présence des systèmes FACTS, Université EchahidHamma Lakhdar d'El Oued, 2018.
- [11] G. Abdelmalek, « Utilisation des méthodes d'optimisations méta heuristiques pour la résolution du problème de répartition optimale de la puissance dans les réseaux électriques », Universitaire D'El-OUED, 2010.
- [12] Boudab Smail, application des réseaux de neurones dynamiques l'optimisation de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique, Université LARBI BEN M'HIDI OumEl Bouaghi, 13 /mars / 2011

- [13] Salhi Ahmed, Contribution à l'optimisation de l'écoulement de puissance en utilisant la logique floue associée aux réseaux de neurones (NEURO-FLOU), Université MOHAMED KHIDER – BISKRA, Janvier 2015
- [14] Slimani Linda, Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes méta heuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé, Université El HADJ LAKHADAR DE BATNA, 2009
- [15] M.Rezaei Adaryani, A.Karami "Artificial bee colony algorithm for solving multi-objective optimal power flow problem", Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 53, pp. 219–230, 2013.
- [16] A. Messaoudi « Dispatching économique des réseaux électriques par les méthodes numériques ». Université de BATNA ,2001.
- [17] M.A. Abido, «Optimal power flow using tabu search algorithm » International Journal of Electric Power Components and Systems, Vol. 30, No. 5, 2002, pp. 469 483.
- [18] A.Herbig « On load Flow Control in Electric Power Systems »Thesis of the Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden.2 000.
- [19] PIERE MEYNAUD « Compensation de l'énergie réactive et tenue de la tension sur les réseaux de transport THT et HT » Technique de l'ingénieur, D4315 ,1986.
- [20] GUY SEGUIER « Electronique de puissance » DUNOD, 7ème édition
- [21] Électrotechnique theodore wildi parte1-23 puissance active,réactive et apparente.
- [22] PREVE CHRISTOPHE « Réseau électrique 2 » LAVOISIER, 3 ème édition
- [23] « Encyclopédie des sciences industrielles (Electricité, électronique générale)
».Année 1977, édition QUIETT
- [24] A. Alibi mémoire magister, université de Batna (12-6-2009) "Contrôle des réseaux électriques par les systèmes FACTS"
- [25] P. Kundur and a. al., "Definition and classification of power system stability," IEEE Trans. Power Syst., vol. 19 No.2, Mai 2004. 65
- [26] M. EREMIA, J. TRECAT, and A. GERMOND, Reseaux Electriques Aspects actuels: Editura Tehnica, 2000.
- [27] ETAP 12.6 User Guide Operation Technology ,Inc.Registered to ISO 9001:08

Annexe

Annexe 01:

Project: Fin d'étude

EL OUED:

Contract:

Engineer:

Filename: placementcapacitor

ETAP

12.6.0H

Study Case: LF

Page: 1

Date: 01-01-2007

SN:

Revision: Base

Config.: Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
* Bus1	23.000	100.000	0.0	23.881	-10.861	0	0	Bus2	23.881	-10.861	658.6	-91.0	
Bus2	23.000	100.313	-1.2	0	0	1.840	0.460	Bus1	-23.721	11.398	658.6	-90.1	
								Bus3	21.881	-11.858	622.8	-87.9	
Bus3	23.000	101.640	-2.6	0	0	0.980	0.340	Bus2	-21.864	12.563	622.8	-86.7	
								Bus4	20.884	-12.903	606.3	-85.1	
Bus4	23.000	101.839	-6.3	0	0	1.790	0.446	Bus3	-20.061	14.232	606.3	-81.6	
								Bus5	18.271	-14.678	577.7	-78.0	
Bus5	23.000	101.206	-8.5	0	0	1.598	-2.769	Bus4	-17.572	15.287	577.7	-75.4	
								Bus6	15.974	-12.517	503.4	-78.7	
Bus6	23.000	99.809	-14.2	0	0	1.610	0.600	Bus5	-14.467	13.831	503.4	-72.3	
								Bus7	11.084	-11.665	404.7	-68.9	
								Bus14	1.772	-2.766	82.6	-54.0	
Bus7	23.000	99.718	-16.3	0	0	0.780	0.110	Bus6	-10.640	12.053	404.7	-66.2	
								Bus8	9.860	-12.163	394.1	-63.0	
Bus8	23.000	98.803	-20.3	0	0	1.150	0.060	Bus7	-8.902	12.705	394.1	-57.4	
								Bus9	3.600	-7.233	205.3	-44.6	
								Bus12	4.151	-5.532	175.7	-60.0	
Bus9	23.000	99.622	-25.2	0	0	0.980	-1.855	Bus8	-2.994	7.576	205.3	-36.8	
								Bus10	2.014	-5.721	152.8	-33.2	
Bus10	23.000	101.105	-29.1	0	0	1.640	-5.933	Bus9	-1.640	5.933	152.8	-26.6	
Bus11	23.000	100.203	-21.4	0	0	2.073	1.285	Bus12	-2.073	-1.285	61.1	85.0	
Bus12	23.000	100.630	-21.1	0	0	2.077	-6.996	Bus11	2.073	1.304	61.1	84.6	
								Bus8	-4.150	5.692	175.7	-58.9	
Bus13	23.000	101.795	-14.7	0	0	0.888	-3.387	Bus14	-0.888	3.387	86.4	-25.4	
Bus14	23.000	100.711	-14.5	0	0	0.884	0.548	Bus13	0.888	-3.349	86.4	-25.6	
								Bus6	-1.772	2.801	82.6	-53.5	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Annexe 02 :

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	12.6.0H	Date:	01-01-2007
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: placementcapacitor		Config.:	Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
* Bus1	23.000	100.000	0.0	20.999	11.666	0	0	Bus2	20.999	11.666	603.0	87.4	
Bus2	23.000	98.610	-0.8	0	0	1.840	0.460	Bus1	-20.864	-11.216	603.0	88.1	
								Bus3	19.024	10.756	556.3	87.0	
Bus3	23.000	97.334	-2.1	0	0	0.980	0.340	Bus2	-19.011	-10.194	556.3	88.1	
								Bus4	18.031	9.854	529.9	87.8	
Bus4	23.000	92.457	-3.8	0	0	1.790	0.446	Bus3	-17.402	-8.839	529.9	89.2	
								Bus5	15.612	8.393	481.2	88.1	
Bus5	23.000	89.187	-4.3	0	0	1.598	1.840	Bus4	-15.127	-7.970	481.2	88.5	
								Bus6	13.529	6.130	418.0	91.1	
Bus6	23.000	81.290	-6.0	0	0	1.610	0.600	Bus5	-12.489	-5.224	418.0	92.3	
								Bus7	9.239	3.584	306.0	93.2	
								Bus14	1.640	1.040	60.0	84.5	
Bus7	23.000	78.694	-6.6	0	0	0.780	0.110	Bus6	-8.985	-3.363	306.0	93.7	
								Bus8	8.205	3.253	281.5	93.0	
Bus8	23.000	73.737	-7.2	0	0	1.150	0.060	Bus7	-7.716	-2.976	281.5	93.3	
								Bus9	2.816	0.441	97.0	98.8	
								Bus12	3.750	2.475	152.9	83.5	
Bus9	23.000	69.983	-8.3	0	0	0.980	0.130	Bus8	-2.681	-0.364	97.0	99.1	
								Bus10	1.701	0.234	61.6	99.1	
Bus10	23.000	67.344	-9.2	0	0	1.640	0.200	Bus9	-1.640	-0.200	61.6	99.3	
Bus11	23.000	72.109	-9.1	0	0	1.873	1.161	Bus12	-1.873	-1.161	76.7	85.0	
Bus12	23.000	72.646	-8.5	0	0	1.876	1.163	Bus11	1.873	1.191	76.7	84.4	
								Bus8	-3.749	-2.354	152.9	84.7	
Bus13	23.000	80.661	-6.7	0	0	0.820	0.508	Bus14	-0.820	-0.508	30.0	85.0	
Bus14	23.000	80.870	-6.4	0	0	0.820	0.508	Bus13	0.820	0.513	30.0	84.8	
								Bus6	-1.640	-1.021	60.0	84.9	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Annexe 03 :

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	12.6.0H	Date:	01-01-2007
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: placementcapacitor		Config.:	Normal

Branch Losses Summary Report

CKT / Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
Z1	24.314	-9.615	-24.154	10.149	159.3	533.3	100.0	100.2	0.21
Z2	22.314	-10.609	-22.298	11.305	16.1	696.1	100.2	101.4	1.19
Z3	21.318	-11.645	-20.508	12.952	809.7	1307.4	101.4	101.2	0.15
Z4	18.718	-13.398	-18.036	13.993	682.5	594.5	101.2	100.4	0.84
Z5	16.438	-13.010	-14.804	14.434	1634.4	1423.8	100.4	99.0	1.38
Z6	11.428	-12.736	-10.917	13.182	511.1	445.2	99.0	99.0	0.02
Z13	1.765	-2.298	-1.765	2.326	0.2	28.0	99.0	99.8	0.75
Z7	10.137	-13.292	-9.031	13.918	1106.7	626.8	99.0	98.3	0.74
Z8	3.738	-8.524	-2.925	8.985	812.6	460.3	98.3	99.8	1.49
Z11	4.143	-5.454	-4.141	5.613	1.3	158.5	98.3	100.1	1.81
Z9	1.945	-5.131	-1.640	5.304	305.5	173.0	99.8	101.0	1.17
Z10	-2.069	-1.282	2.069	1.302	0.2	19.5	99.7	100.1	0.43
Z12	-0.884	2.901	0.884	-2.871	0.2	29.6	100.7	99.8	0.94
					6039.7	6496.1			

Annexe 04 :

Project:	ETAP	Page:	2
Location:	12.6.0H	Date:	01-01-2007
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: placementcapacitor		Config.:	Normal

Annexe 05 :

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	12.6.0H	Date:	01-01-2007
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: placementcapacitor		Config.:	Normal

Branch Losses Summary Report

CKT / Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
Z1	20.999	11.666	-20.864	-11.216	134.5	450.2	100.0	98.6	1.39
Z2	19.024	10.756	-19.011	-10.194	13.0	562.4	98.6	97.3	1.28
Z3	18.031	9.854	-17.402	-8.839	628.7	1015.2	97.3	92.5	4.88
Z4	15.612	8.393	-15.127	-7.970	485.2	422.7	92.5	89.2	3.27
Z5	13.529	6.130	-12.489	-5.224	1039.7	905.8	89.2	81.3	7.90
Z6	9.239	3.584	-8.985	-3.363	254.3	221.5	81.3	78.7	2.60
Z13	1.640	1.040	-1.640	-1.021	0.2	18.6	81.3	80.9	0.42
Z7	8.205	3.253	-7.716	-2.976	488.7	276.8	78.7	73.7	4.96
Z8	2.816	0.441	-2.681	-0.364	135.4	76.7	73.7	70.0	3.75
Z11	3.750	2.475	-3.749	-2.354	1.0	121.2	73.7	72.6	1.09
Z9	1.701	0.234	-1.640	-0.200	60.8	34.4	70.0	67.3	2.64
Z10	-1.873	-1.161	1.873	1.191	0.2	30.5	72.1	72.6	0.54
Z12	-0.820	-0.508	0.820	0.513	0.0	4.7	80.7	80.9	0.21
					3241.8	4140.7			

Annexe 06 :

Project:	ETAP	Page:	2
Location:	12.6.0H	Date:	01-01-2007
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: placementcapacitor		Config.:	Normal
