

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université A.MIRA-BEJAIA
Faculté de Technologie
Département de Génie Electrique



Mémoire De Fin d'Etude

Pour l'obtention du diplôme de Master en Génie Electrique

Option : réseaux électriques

Thème

**Impact des productions distribuées sur le réglage
de la tension**

Réalisé par :

Mr OUKRID Juba

Mr MAHTOUT Abdelatif

Encadré par :

Mr A.MEDJDOUB

membre de jury :

Mr R.SAOU

Mr S.ATROUNE

Année Universitaire : 2018/2019.

REMERCIEMENTS

Tout d'abord, nous remercions le dieu le tout puissant de nous avoir donné le courage et la force pour réaliser ce mémoire.

*Egalement, nous exprimons nos plus profonds remerciements à :
Nos parents pour leur soutien moral et matériel,*

Notre encadreur, Mr. A.MEDJDOUB, de nous avoir encadré tous au long de la préparation de ce mémoire.

L'ensemble des membres du jury de nous avoir fait l'honneur de juger ce Travail,

Tous les enseignants qui ont participé à notre formation.

Dédicaces

Je dédie ce travail à ma chère mère, à mon très cher beau-père, qui m'ont soutenu et encouragé durant toute ma vie et nulle chose ne récompensera leurs sacrifices. Que dieu les garde pour nous.

Merci du fond du cœur

À toute ma famille,

À ma petite sœur : Yasmine

À mes tantes : Meriem, Louiza à leurs maris et leurs enfants

À mes copains de chambre et ami(e)s : Meziane avarkane , Rabah, Mourad, les deux Idir, Hmidouche ,Hamidouche Aribi , sami , Salem , Youcef , Lounis , Yasmina , Anissa , Thafath , Sarah ,Thanina , Wissam , Souad, massi, mamoud, chikoubra

À mon binôme tatayos je suis fatigué de voir ton visage ne me parles pas pour les prochains deux mois

Et à tous ceux qui m'ont soutenu pendant toute la durée de mes études.

Juba

Dédicaces

Je dédie ce travail à ma chère mère, à mon très cher père, qui m'ont soutenu et encouragé durant toute ma vie et nulle chose ne récompensera leurs sacrifices. Que dieu les garde pour nous.

Merci du fond du cœur

À mes sœurs, à mes frères et leurs épouses

A toutes la famille mahtout

À mes ami(e)s : docteur idir, souzsou3, salem, moussa, youcef, sami, baki, racim, thafath, thanina, massi, pato...

A ma chère anissa

À mon binôme youbyoub

Et à tous ceux qui m'ont soutenu pendant toute la durée de mes études.

Abdelatif

SOMMAIRE

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

CHAPITRE I: Généralités sur les réseaux électriques

Introduction.....	2
I.1. Aperçu général et historique.....	2
I.2. Production d'énergie électrique.....	2
I.2.1. Type de ressources.....	2
I.2.1.1. Les Energies renouvelables	2
I.2.1.2. Les énergies non renouvelables	4
I.2.2. Types de production.....	5
I.2.2.1. La production centralisée :.....	5
I.2.2.2. La production décentralisée :.....	6
I.3. Structure topologique du réseau électrique	6
I.3.1. Réseau radial	6
I.3.2. Réseau bouclé :	6
I.3.3. Réseau maillée :.....	6
I.3.4. Réseau arborescent.....	7
I.4. Le réseau de transport	7
I.4.1. Lignes aériennes:.....	8
I.4.1.1. Pylônes :	8
I.4.1.2. Conducteurs :	8
I.4.1.3. Isolateurs	9
I.4.1.4. Câbles de garde	9
I.4.2. Câbles souterrains :	9
I.5. Réseaux de répartition	10
I.5.1. Les postes de transformation.....	10
I.6. Le réseau de distribution :.....	10
I.6.1. La structure des réseaux de distribution :.....	11
I.6.1.1. Le réseau à simple dérivation (antenne) :.....	11
I.6.1.2. Le réseau à double dérivation :.....	11
I.6.1.3. Le réseau en coupure d'artère (boucle) :.....	11
I.6.2. Les tensions utilisées pour la distribution :.....	12

I.6.2.1. Réseau de distribution à moyenne tension :	12
I.6.2.2. Réseau de distribution à basse tension :	13
Conclusion :	13

Chapitre II: Réglage, principe et méthodes

Introduction.....	14
II.1. Les services systèmes	14
II.2. Réglage de fréquence.....	14
II.2.1. Réglage primaire de fréquence	14
II.2.2. Réglage secondaire de fréquence	15
II.2.3. Le réglage tertiaire :	16
II.3. Réglage de tension :	17
II.3.1. Définition et objectifs du réglage	17
II.3.2. Principe du réglage de la tension	17
II.4. Régulation de la tension dans les réseaux de transport	19
II.4.1. Réglage primaire de tension.....	19
II.4.2. Réglage secondaire de tension.....	19
II.4.3. Réglage tertiaire de tension	20
II.5. Régulation de la tension dans les réseaux de distribution.....	20
II.5.1. Le régulateur en charge au transformateur HTB/HTA	20
II.5.2. Les bancs de condensateurs.....	21
II.6. Les FACTS l'acronyme de Flexible AC Transmission	22
II.6.1. Dispositifs de compensation dynamique shunts.....	23
II.6.2. Dispositifs de compensation dynamique série.....	25
Conclusion	27

Chapitre III: Stabilité de la tension dans les réseaux électriques

Introduction.....	28
III.1. La Stabilité de tension	28
III.1.1. Stabilité de tension à longue perturbation	28
III.1.2. Stabilité de tension à courte perturbation.....	29
III.2. Types de stabilité :	29
III.2.1. Stabilité dynamique.....	29
III.2.2. Stabilité statique.....	30
III.3. L'instabilité de tension	30

III.3.1. L'instabilité de tension à court terme	30
III.3.2. L'instabilité de tension à long terme	30
III.4. Cause d'instabilité de tension	31
III.4.1. Manque d'énergie réactive	31
III.4.2. Charge appelée trop importante.....	32
III.4.3. Production trop éloignée de la consommation.....	32
III.5. Méthode d'analyse de la stabilité	32
III.5.1. Méthode de Courbe d'effondrement de la tension.....	32
III.5.2. Les courbes P-V Q-V :	34
III.5.3. La méthode de calcul d'écoulement de puissance	35
III.5.3.1. Equations générales de la puissance.....	35
III.5.3.2. Puissances écoulées dans les lignes	35
III.5.3.3. Calcul des pertes totales dans le réseau	36
III.5.3.4. Classification des accès d'un réseau électrique	37
III.5.3.5. Calcul de la matrice d'admittances	37
III.5.3.6. Ecoulement de puissance loads flow	39
Conclusion	45

Chapitre IV: Applications, résultats et interprétation

Introduction.....	46
IV.1. Présentation de réseaux étudiés.....	46
IV.1.1. Topologie du réseau étudié	46
IV.2. Résultats et interprétation.....	49
IV.2.1. L'état initial de notre réseau	49
IV.2.2. Impacte de la puissance générée sur la tension	50
IV.2.3. Impacte de $\cos\phi$ et de la puissance des générateurs sur la tension	52
IV.2.4. Impacte de $\cos\phi$ et de la puissance de la charge sur la tension	54
IV.2.5. Intégration d'un nouveau générateur de distribution.....	57
Conclusion générale :	62

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE I :

Figure I. 1. Les différentes structures topologiques du réseau électrique.....	7
Figure I. 2. Constitution d'un câble souterrain.....	9
Figure I. 3. Différents modes d'alimentation d'un réseau.....	12

Chapitre II :

Figure II. 1. Réglage hiérarchisé de fréquence: emploi des différentes réserves suite à un défaut	16
Figure II. 2. Principe de changement de prises	21
Figure II. 3. Réglage de la tension par un SVC	23
Figure II. 4. Réglage de la tension par UN STATCOM	25
Figure II. 5. Réglage de la tension par un TCSC	25
Figure II. 6. Schéma de base du SSSC	27

Chapitre III :

Figure III. 1. Réseau électrique à 2 nœuds	31
Figure III. 2. Courbe de bifurcation de tension.....	33
Figure III. 3. La caractéristique P-V	34
Figure III. 4. Caractéristique Q-V	35

Chapitre IV :

Figure IV. 1. Structure de réseau	46
Figure IV. 2. Graphe de la tension en fonction de la puissance en nœud 5.....	52
Figure IV. 3. La tension en fonction de la puissance des générateurs pour des différents $\cos(\phi)$	54
Figure IV. 4. Graphe de la tension en fonction de la puissance de la charge pour des différents $\cos(\phi)$...	56

LISTE DES TABLEAUX :

Tableau IV. 1. Paramètres de la ligne.....	47
Tableau IV. 2. Paramètres des générateurs	48
Tableau IV. 3. Paramètres des charges	49
Tableau IV. 4. Résultats de la simulation dans les conditions initiales	50
Tableau IV. 5. La tension du nœud numéro 1 à 8 par rapport à la puissance des générateurs.....	51
Tableau IV. 6. La tension en pu de nœud 7 en fonction de la puissance pour des différents $\cos(\phi)$	53
Tableau IV. 7. La tension en fonction de la puissance de la charge pour des différents $\cos(\phi)$	55
Tableau IV. 8. La tension des nœuds 1 jusqu'à 9 après intégration de générateur	58
Tableau IV. 9. calcul de l'écart entre la tension avec le nouveau générateur et la tension initiale des nœuds.....	60

LISTE DES SYMBOLES

I	: Courant transitant dans la ligne
V₁	: Tension composé de la source
V₁	: Tension composé de récepteur
X	: Réactance de la ligne
ω	: la pulsation
P₂	: Puissance active de la charge
Q₂	: Puissance réactive de la charge
Q_C	: Puissance réactive de compensateur
δ	: L'angle de charge
ΔV	: Chute de tension dans la ligne
Z	: L'impédance de la ligne
I_C	: Curant de condensateur
P₁₂	: Puissance transmise dans la ligne
P₀	: puissance de consigne
F₀	: fréquence de référence
ΔP_i	: écart entre le bilan des puissances mesurées et la puissance référence
Δf	: écart de fréquence par rapport à la fréquence de référence
ΔQ	: écart entre la puissance réactive mesuré et la puissance réactive référence
S₂	: Puissance apparent a la charge
S_{CC}	: Puissance de court-circuit
g	: admittance de la charge
S_i	: la puissance apparente au bus i
P_i	: la puissance active au bus i
Q_i	: la puissance réactive au bus i
V_i	: la tension au bus i
I_i[*]	: le courant conjugue au bus i
δ	: l'angle de charge.
Z	: l'impédance de la ligne
ρ	: l'angle de l'impédance
P_{max}	: la puissance maximale
P_G	: la puissance active générée
Q_G	: la puissance réactive générée
Y_{bus}	: matrice admittance
V_{new}	: la nouvelle tension
V_{old}	: l'ancienne tension
Q_{spéc}	: puissance réactive spécifique
P_{spéc}	: puissance active spécifique

LISTE DES ABREVIATIONS

EDF	: Électricité De France
BT	: Basse Tension
MT	: Moyenne Tension
HT	: Haute Tension
HTB	: Haute Tension classe B
HTA	: Haute Tension classe A
BTA	: Basse Tension classe A
GRD	: Gestionnaire de Réseau de Distribution
RPT	: Réglage Primaire de Tension
RST	: Réglage Secondaire de Tension
RTT	: Réglage Tertiaire de Tension
OPF	: Optimal Power Flow
FACTS	: Flexible AC Transmission
SVC	: Static Var Compensator ou Compensateur statique de la puissance réactive
TCR	: Thyristor Controlled Reactor
STATCOM	: Static Synchronous Compensator ou compensateur statique synchrone
GTO	: Gate Turn-Off Thyristor ou thyristor à extinction par la gâchette
TCSC	: Thyristors Controled Series Compensator ou compensateur série contrôlé par thyristor
SSSC	: Static Synchronous Series Compensato ou Compensateur série synchrone
FC	: Condensateur Fixe
AC	: Courant Alternatif
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers
PSS	: Power System Stabilize

Introduction générale

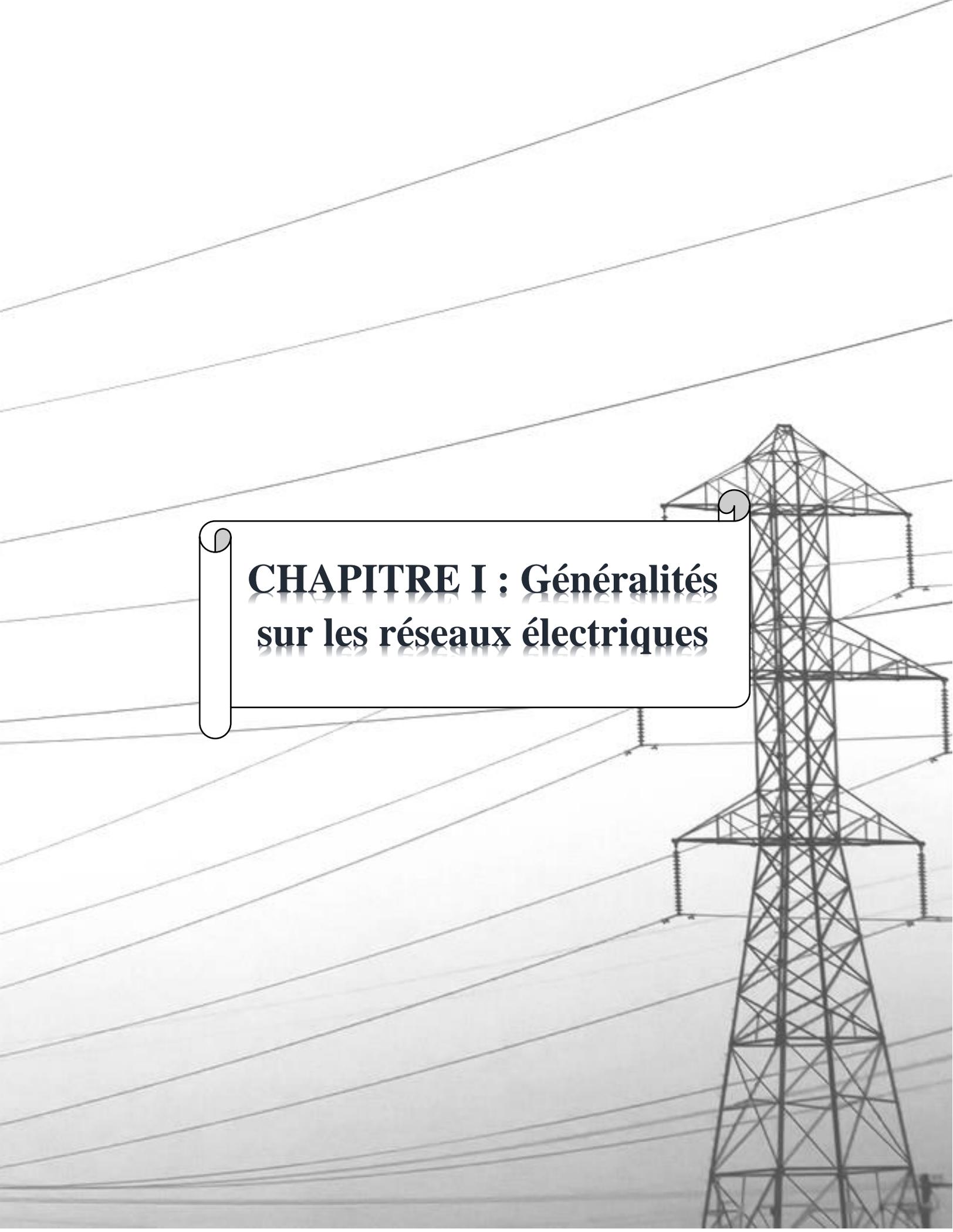
Les réseaux d'énergie électrique ont une structure vaste et complexe, leur rôle est d'acheminer l'électricité depuis le centre de production jusqu'aux lieux de consommation et souvent sur de longues distances ; cependant le problème majeur des réseaux est d'avoir une meilleure planification en vue d'une meilleure gestion de transit de puissance, les lignes de transport subissent de grandes pertes d'énergie notamment dans les réseaux de distribution où presque 14% de la puissance transitant par ces lignes est perdue, l'ensemble de ces pertes influence directement la qualité de la tension distribuée aux clients.

Ces dernières décennies, les réseaux électriques ont considérablement augmenté en dimension et en complexité, résultat direct d'une importante croissance de la demande, ce qui a engendré un recours accru à l'interconnexion donnant lieu certes à certains avantages comme l'utilisation optimale des moyens de production, l'assistance mutuelle entre systèmes connectés et l'amélioration de la fréquence de réseau, mais leurs études deviennent alors de plus en plus difficiles et complexes ce qui a motivé la réalisation de ce présent travail. Dans notre premier chapitre nous allons donc parler d'abord de la structure de réseaux et de sa topologie permettant ainsi d'entamer par la suite une étude plus détaillée de notre thème dans les chapitres à venir.

La tension et la puissance sont deux facteurs déterminants de la qualité de l'énergie électrique, ils doivent être maintenus dans les limites nécessaires d'une part pour le bon fonctionnement du réseau d'une autre part pour satisfaire la demande des consommateurs, mais elles sont sujettes à de nombreuses influences, on peut citer les pertes dans les réseaux et l'imprévisibilité de la consommation, pour remédier à ces problèmes, les gestionnaires de réseaux ont mis en œuvre différentes mesures et techniques correctives, c'est ce qu'on va essayer de voir dans notre 2ème chapitre où nous allons faire le point sur ces différentes techniques et réglages, leurs principes et la méthode utilisée pour améliorer la tension et satisfaire les clients.

La stabilité de la tension est la capacité d'un système de puissance, dans des conditions initiales données, de maintenir des valeurs de tension acceptables, nous allons voir dans ce chapitre 3 à quoi se résume la stabilité, ses types, et les causes de l'instabilité, et les différentes méthodes de son analyse.

Une augmentation de la demande doit toujours être accompagnée d'une augmentation de la production, mais une fois la production atteint son maximum le gestionnaire se trouve dans l'obligation de compenser ce déficit faute de quoi un déséquilibre entre production et consommation s'installe. Un recours à l'intégration d'un nouveau générateur alors s'impose pour abaisser la pression sur la production et satisfaire la consommation. Ce qui nous intéresse c'est l'impact de ce générateur sur la stabilité de la tension dont l'étude constitue le sujet de notre partie pratique détaillée dans le quatrième chapitre où on a procédé à des simulations basées sur la méthode de l'écoulement de puissance newton-raphson dans de différentes conditions expérimentales.



CHAPITRE I : Généralités sur les réseaux électriques

Introduction

Le réseau électrique est hiérarchisé en trois parties dont les fonctions sont très différentes. Tout d'abord, le réseau de transport a pour rôle de transporter l'énergie en très haute tension depuis les centres de production jusqu'aux premières zones de consommation. Le réseau de répartition alimente directement les gros consommateurs industriels puis achemine l'énergie jusqu'aux réseaux de distribution chargés d'approvisionner les consommateurs en moyenne et basse tension.

Dans ce chapitre nous allons parler d'une façon générale sur la production d'énergie électrique et ses types, puis nous allons suivre son chemin dans le réseau à partir de la centrale de production jusqu'au consommateur à savoir : la production, le transport et la méthode de distribution d'énergie électrique.

I.1. Aperçu général et historique

Les premiers réseaux électriques sont apparus dans la première moitié du XX^{ème} siècle. Leurs développements furent d'abord anarchiques, chaque gestionnaire de réseaux développant ses moyens de distribution. Avant 1946, il existait alors en France des réseaux de distribution électrique en courant continu, alternatif monophasé, biphasé et triphasé sous de multiples niveaux de tension. À l'issue de la seconde guerre mondiale, l'État français décide de prendre en mains le développement des réseaux électriques français. Le 8 avril 1946 la loi numéro 46-628 nationalisant la production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation d'électricité est votée ; la tâche d'unifier les différents réseaux électriques est confiée à l'entreprise EDF (entreprise du monde des réseaux électriques). [11]

I.2. Production d'énergie électrique

Il existe plusieurs technologies de production d'énergies électriques raccordées au réseau de distribution. Cependant, celles-ci diffèrent par leur puissance et le type de carburant qu'elles utilisent comme le gaz naturel, l'hydrogène, le diesel ou encore des énergies dites renouvelables comme le soleil et le vent. [1]

I.2.1. Type de ressources

Il existe différentes sources d'énergies utilisables afin de pouvoir répondre à la demande de la population mondiale, on y distingue 2 types : les énergies dites non renouvelables et les énergies dites renouvelables.

I.2.1.1. Les Energies renouvelables

Une énergie renouvelable est une source d'énergie qui se renouvelle assez rapidement pour être considérée comme inépuisable, elle provient de phénomènes naturels cycliques ou constants induits par les astres, principalement le soleil (rayonnement), mais aussi la lune (marée) et la terre

(énergie géothermique). Aujourd'hui, on assimile souvent, par abus de langage, les énergies renouvelables aux énergies propres. [7]

A. L'énergie Hydraulique

Les centrales hydrauliques fonctionnent grâce à l'énergie potentielle de pesanteur de l'eau des rivières, des lacs ou des fleuves. Celle-ci est transformée en énergie électrique par un alternateur qui entraîne une turbine grâce à la force de l'eau, qui est due soit à la hauteur de chute, dans le cas de centrales alimentées par une conduite forcée, soit au débit dans le cas de centrales au fil d'eau. [2]

Une centrale hydro-électrique comporte essentiellement un barrage de retenue avec un déversoir, une conduite d'amenée, une conduite d'échappement et une usine proprement dite.

Suivant la hauteur de chute d'eau on distingue trois types de centrales hydrauliques : les centrales de haute chute, les centrales de moyenne chute, et les centrales de basse chute.

B. Energie éolienne :

Une éolienne convertit l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Pour se faire, l'énergie du vent est captée par les pales qui transforment cette énergie en couple mécanique que la génératrice convertit ensuite en électricité. [1]

$$P_V = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (\text{I.1})$$

Tel que :

ρ : La masse volumique de l'air ;

A : La surface balayé par les pales ;

V : La vitesse du vent ;

Les génératrices peuvent être également couplées au réseau via un étage d'électronique de puissance, ce couplage indirect est réalisé en deux étapes. Dans un premier temps un redresseur permettant de transformer le courant alternatif de la génératrice fonctionnant à vitesse variable en courant continu puis dans un deuxième temps un onduleur permettant de créer un courant alternatif à injecter sur le réseau. [1]

C. La Géothermie :

Le principe consiste à extraire l'énergie contenue dans le sol. Les centrales géothermiques utilisent la chaleur de nappes d'eau souterraines qui peuvent atteindre 350 °C dans les zones les plus favorables. Cette eau chaude est pompée vers la surface pour passer dans des échangeurs. La vapeur produite est turbinée dans une installation thermique classique. [2] Par rapport à d'autres

énergies renouvelables, la géothermie présente l'avantage de ne pas dépendre des conditions atmosphériques ; c'est donc une énergie fiable et disponible dans le temps. Cependant, il ne s'agit pas d'une énergie entièrement inépuisable, dans le sens où un puits verra un jour son réservoir calorifique diminuer. [8]

D. L'énergie Solaire

On utilise l'énergie solaire en captant les rayons du soleil et en les transformant en électricité ou en utilisant leur chaleur. Il existe trois types d'énergie solaire:

- Énergie solaire photovoltaïque : Des panneaux solaires piègent les rayons du soleil qui sont ensuite transformés par des absorbeurs métalliques en électricité.
- Énergie solaire thermique : Dans ce cas, les panneaux servent à capter de la chaleur pour fournir notamment de l'eau chaude.
- Énergie solaire thermodynamique : Ici les rayonnements du soleil chauffent de l'eau qui est ainsi transformée en vapeur. Cette vapeur fait tourner une turbine l'énergie de la turbine en mouvement est transformée en énergie électrique.

E. L'énergie de la Biomasse et les déchets

La biomasse désigne toute la matière vivante d'origine végétale ou animale de la surface terrestre. Généralement, les dérivés ou déchets sont également classés dans la biomasse, différents types sont à considérer : le bois-énergie, les biocarburants et le biogaz. Le bois-énergie est une ressource très abondante, c'est la ressource la plus utilisée au monde mais elle est utilisée essentiellement pour le chauffage.

F. L'énergie Marémotrice

L'énergie marémotrice consiste à exploiter l'énergie issue des marées dans des zones littorales de fort marnage (différence de hauteur d'eau entre la marée haute et la marée basse). Le phénomène de marée est induit par l'effet gravitationnel sur l'océan de deux astres à proximité de notre planète : la Lune et le Soleil.

Contrairement aux hydroliennes qui captent l'énergie cinétique des courants de marée, le principe d'une centrale marémotrice s'appuie sur une énergie potentielle : cette source d'énergie utilise le marnage pour produire de l'électricité en exploitant la différence de hauteur entre deux bassins séparés par un barrage. La centrale de la Rance en Bretagne a été la première grande centrale marémotrice dans le monde et longtemps la plus puissante avec une capacité installée de 240 MW. [22]

I.2.1.2. Les énergies non renouvelables

Une énergie non renouvelable est une source d'énergie qui se renouvelle moins vite qu'on en la consomme, par opposition aux énergies renouvelables. On retrouve principalement :

A. L'énergie thermiques

C'est le type le plus répandu et le plus ancien. Elles produisent l'électricité à partir de la chaleur qui se dégage de la combustion du charbon, du mazout ou du gaz naturel. On la trouve souvent près d'une rivière ou d'un lac, car d'énormes quantités d'eau sont requises pour refroidir et condenser la vapeur sortant des turbines. La combustion dégage une grande quantité de chaleur utilisée pour chauffer de l'eau dans la chaudière (ou générateur de vapeur). On dispose alors de vapeur d'eau sous pression. Cette dernière fait tourner à grande vitesse une turbine qui entraîne elle-même un alternateur qui produit une tension alternative sinusoïdale. A la sortie de la turbine la vapeur est refroidie pour se transformer en eau, puis renvoyée dans la chaudière. [15]

B. L'énergie d'Hydrogène

Les piles à combustible produisent directement de l'électricité à partir d'hydrogène et d'oxygène par réaction inverse de l'électrolyse de l'eau. C'est une énergie sur laquelle beaucoup d'espoirs sont fondés, bien que l'hydrogène ne se trouve pas sous forme directement exploitable dans la nature ; il faut en effet de l'énergie pour le produire. Les puissances disponibles de ce type de source varient en fonction de la technologie d'électrolyte considéré, de quelques kilowatts à quelque mégawatt. [1]

C. L'énergie nucléaire

Ces centrales utilisent des cycles de conversion thermodynamique, néanmoins leur "chaudière" est un réacteur nucléaire. L'énergie nucléaire obtenue à la suite de réactions de fission de l'uranium et du plutonium est la source de chaleur utilisée. Elles produisent environ 15% de l'électricité mondiale. Les centrales nucléaires produisent des déchets radioactifs et présentent un risque d'accident. Une centrale nucléaire est identique à une centrale thermique, sauf que la chaudière brûlant le combustible fossile est remplacée par un réacteur contenant le combustible nucléaire en fission. [15]

I.2.2. Types de production

Il existe deux type de production électrique, la production centralisée et la production décentralisé :

I.2.2.1. La production centralisée :

Les réseaux électriques sont traditionnellement exploités d'une manière centralisée. La production centralisée est une formes d'énergie massivement employée pour répondre aux besoins de production et de consommation des humains. Dans ce type de production, on retrouve essentiellement l'énergie nucléaire et l'énergie tirée des combustibles fossiles (pétrole, charbon, gaz naturel).

I.2.2.2. La production décentralisée :

La Production Décentralisée est définie comme toute production d'énergie de petite puissance raccordée aux réseaux électrique à basse tension (et plus rarement à moyenne tension), contrairement à la production centralisée de grande puissance, raccordées au réseau de transport.

La production décentralisée est basée sur les sources d'énergie renouvelable (hydraulique, éolienne, solaire, biomasse, marémotrice, géothermique), mais dans certains cas elle peut être effectuée aussi avec des générateurs conventionnels (groupes diesel et micro-turbines à gaz en cogénération). Actuellement la puissance cumulative de la production d'électricité décentralisée est en forte augmentation. [17]

I.3. Structure topologique du réseau électrique

Un réseau électrique peut être structurer de différentes manières :

I.3.1. Réseau radial

Ce genre de topologie est principalement utilisé dans les réseaux MT et BT, il est aussi appelé « antenne ». Son principe de fonctionnement est à une seule voie d'alimentation. Ceci signifie que tout point de consommation sur une telle structure ne peut être alimenté que par un seul chemin électrique possible. L'extension se fait facilement, il suffit d'un piquage sur la ligne principale.

Les dispositifs de protection dans ce type de topologie sont moins complexes, ce qui rend sa maintenabilité plus facile et moins couteuse, cependant lors d'un défaut tout ce qui trouve en aval serait isolé.

D'un point de vue économique, le cout de sa réalisation est faible.

I.3.2. Réseau bouclé :

Il est souvent utilisé dans l'interconnexions des réseaux au niveau du transport et de la répartition. Une structure bouclée se distingue par l'existence d'un certain nombre de boucles fermées, contenant un nombre limité de sources. L'énergie peut ainsi transiter par des trajets différents et l'avarie d'un élément n'entraîne généralement pas d'interruption. La mise hors tension d'un tronçon ne doit pas entraîner des surcharges inadmissibles pour les autres tronçons, du fait du report de charges. Les tronçons de lignes sont donc de fortes sections. Ce type de structure offre par rapport à la précédente une meilleure continuité de service, mais avec un matériel de protection plus onéreux.

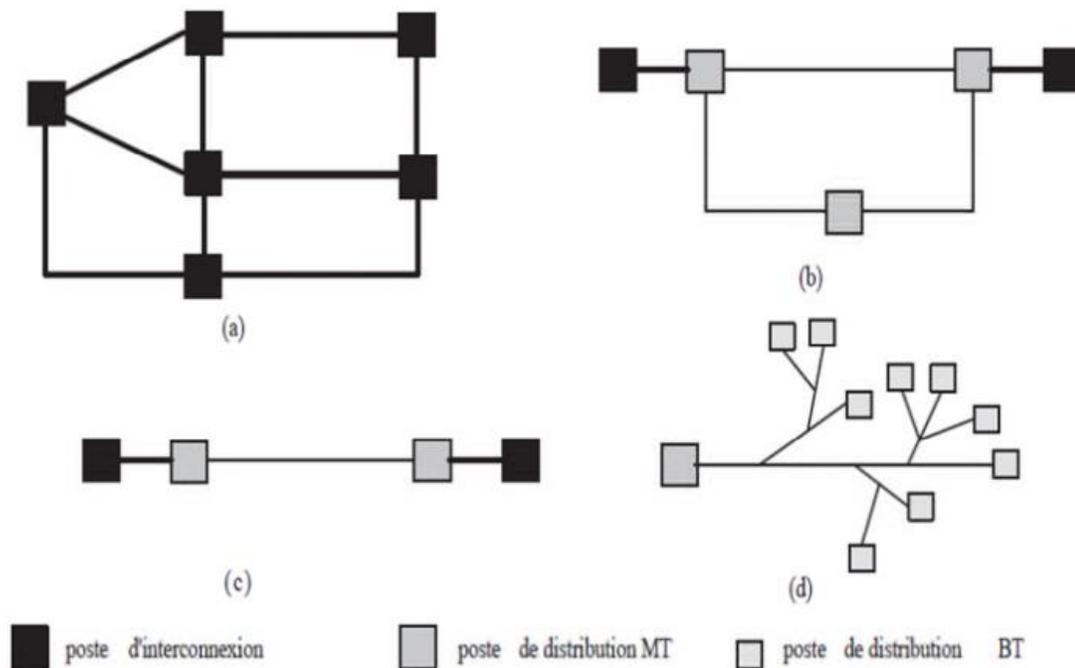
I.3.3. Réseau maillée :

La structure maillée est celle où les liaisons forment des boucles, réalisant ainsi une structure semblable aux mailles d'un filet, elle est souvent utilisée dans l'interconnexions des

réseaux au niveau du transport et de la répartition. Cette structure, grâce à ses multiples dérivations garantit une grande fiabilité avec une continuité de service. En cas de défaut sur l'une des lignes, ce genre de structure offre une grande sécurité d'alimentation, cependant elle est très complexe et avancée ce qui rend le coût de réalisation très élevé. Pour le réglage de fréquence et de tension, l'interconnexion offre une meilleure souplesse et minimise l'impact des surcharges sur une source donnée.

I.3.4. Réseau arborescent

Cette structure est très utilisée en milieu rural et quelque fois en milieu urbain où la charge n'est pas très sensible aux interruptions. Elle est constituée d'un poste de répartition qui alimente plusieurs postes de distribution (BT) grâce à des piquages à différents niveaux des lignes alimentant les postes MT/BT. [25]



(a) Réseau maillé. (b) réseau bouclé. (c) réseau radial. (d) réseau arborescent

Figure 1. 1. Les différentes structures topologiques du réseau électrique

I.4. Le réseau de transport

Le réseau de transport assure la liaison entre les grandes centrales de production et le réseau de distribution. Il achemine l'énergie électrique sur de grandes distances à des niveaux de tension élevés et ce afin de minimiser les pertes joules sur les lignes. Le niveau de tension dépend d'un pays à un autre mais généralement elle est établie entre 220kV et 800 kV, Par exemple, le réseau de transport en Algérie utilise une tension de 220 kV, le réseau européen utilise 400 kV, et le réseau

nord-américain 735 kV. Ce réseau est généralement aérien, et souterrains dans les villes et alentours.

I.4.1. Lignes aériennes:

Les lignes aériennes ont des équipements permettant de transporter l'électricité sur de longues distances. Elles sont composées de :

I.4.1.1. Pylônes :

Les pylônes permettent un transport aérien d'électricité, ils sont composés en général de treillis d'acier. Leur fonction est de maintenir les conducteurs à une distance suffisamment éloignée de tout obstacle et surtout du sol. Ils permettent aussi et surtout une sécurité et un isolement par rapport à la terre. En effet, les câbles étant nus pour limiter le cout et le poids des lignes. [9]

Il existe plusieurs types de pylônes :

- Pylônes Muguet Hauteur et poids moyen 54m en 400 KV (33t) 42m en 220KV (15t)
- Pylônes Trianon Hauteur et poids moyen 35m en 400KV (21t) 25m en 225KV (12t)
- Pylônes Chat Hauteur et poids moyen 35m en 225KV (6t)
- Poteaux métalliques ou Poteaux en béton Hauteur et poids moyen 30m (17t)

I.4.1.2. Conducteurs :

Les énergies transportées sont principalement sous forme triphasées, on trouvera au moins 3 conducteurs par lignes. Les conducteurs en cuivre sont de moins en moins utilisés, en général les conducteurs sont conçus avec un alliage d'aluminium. Ce dernier possède moins de conductivité certes, Mais il est avantageux par son poids permettant alors une réduction de pylônes, très couteux. La section d'un conducteur est d'en moyenne 500 mm², et à cause des effets de peaux, on utilise deux conducteurs par phase et ce pour réduire les pertes supplémentaires, ce qui donne donc une section de 1000 mm² par phase. [9]

Sur les lignes aériennes, les conducteurs (cuivre ou aluminium) sont dépourvus d'isolants, ils sont nus, C'est donc l'air qui joue le rôle d'isolant et cela implique le respect des distances minimales : entre les conducteurs, et entre les conducteurs et le sol et les divers obstacles. Ces distances sont appliquées de façon courante avec une prise en compte des marges de sécurité. Par ailleurs, les lignes sont des objets mécaniques donc soumises à de sévères contraintes à savoir l'échauffement consécutif au passage du courant qui provoque un allongement des lignes et certains aléas climatiques comme le givre, constituant ainsi un facteur limitant les transits électriques. [6]

I.4.1.3. Isolateurs

La fixation et l'isolation entre les conducteurs et les pylônes sont assurées par des isolateurs, ils ont un rôle à la fois mécanique et électrique. Ceux-ci sont réalisés en verre, en céramique, ou en matériau synthétique. Les isolateurs en verre ou céramique ont en général la forme d'un empilement d'assiettes. Plus la tension de la ligne est élevée, plus le nombre d'assiettes est important. [16]

I.4.1.4. Câbles de garde

Les câbles de garde ne conduisent pas le courant. Ils sont situés au-dessus des conducteurs. Ils jouent un rôle de paratonnerre au-dessus de la ligne, en interceptant la foudre avant que la décharge atteigne les conducteurs sous tension et en évitant le foudroiement des conducteurs. Ils sont en général réalisés en acier. Au centre du câble d'acier on place parfois un câble fibre optique qui sert à la communication de l'exploitant.

I.4.2. Câbles souterrains :

Aujourd'hui, la plupart des liaisons pour des niveaux de tension allant de 63 000 à 220 000 volts sont construites en technologie souterraine. La constitution d'un câble approprié est schématisée sur la (Figure I.2). Au cœur se trouve l'âme, généralement en cuivre ou en aluminium, conducteur où va transiter la puissance électrique. Elle est entourée d'un isolant électrique et protégée par des gaines. [6]

Les réseaux souterrains ont un seul type de structure de ligne : les dorsales. Ces réseaux de faible longueur et d'une forte section de conducteurs sont le siège de chute de tension réduite. De ce fait, et tenant compte de l'importance des incidents, il sera prévu une réalimentation soit par les réseaux voisins soit par un câble de secours.

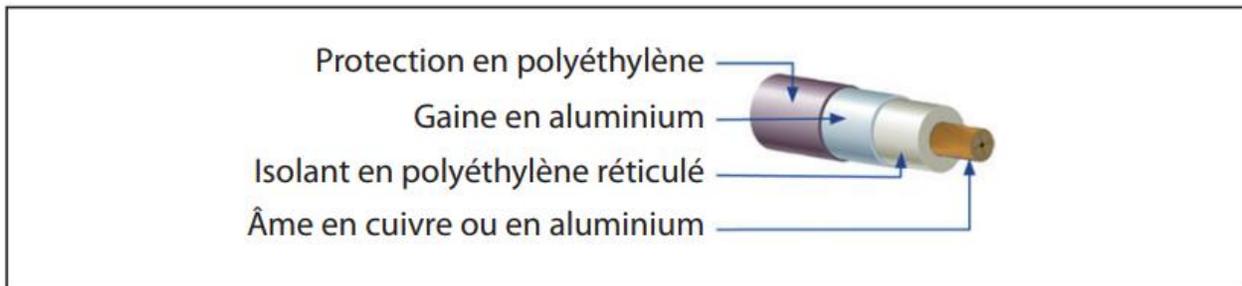


Figure I. 2. Constitution d'un câble souterrain

I.5. Réseaux de répartition

Les réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 170 kV selon les régions. Ces réseaux sont, en grande partie, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 100 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation. En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres. Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution au travers des postes de transformation HT/MT et d'autre part les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 100 MVA) nécessite un raccordement à cette tension. [13]

I.5.1. Les postes de transformation

Les postes de transformation sont composés de différents appareils électriques tel que : des transformateurs, des jeux de barres et des dispositifs de sécurité et de mesure. Un poste de transformation est donc un élément du réseau électrique servant à la fois à la transmission et à la distribution d'électricité. Il permet de faire le lien entre les différents réseaux (transport, répartition et distribution), de plus il joue un rôle important pour le maintien de la tension. [19]

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 économique de l'énergie électrique. La tension élevée pour le transport, doit être de nouveau abaissée dans d'autres postes de transformation successifs pour alimenter les réseaux de répartition puis les réseaux de distribution. Un poste de transformation est un local logeant des transformateurs, des appareils de protections (disjoncteurs, sectionneurs, parafoudres, ...etc.) et des appareils de mesure et de contrôle. [5]

I.6. Le réseau de distribution :

Contrairement au réseau de transport, le réseau de distribution est principalement radial. A partir du poste de transformation HTB/HTA, qui marque la frontière entre le transport et la distribution, les conducteurs prennent des directions différentes pour couvrir la totalité des zones de demande. La distribution est faite à un niveau de tension inférieur à 50 kV et Ils ont pour rôle de fournir aux réseaux d'utilisation la puissance dont ils ont besoin. Les réseaux de distribution sont composés de plusieurs types d'architecture qui dépendent de plusieurs facteurs liés, notamment à la densité de charge, à la zone à couvrir et au type de clients à desservir. [18]

I.6.1. La structure des réseaux de distribution :

Il existe trois types de réseaux de distribution :

I.6.1.1. Le réseau à simple dérivation (antenne) :

Alimentation en simple dérivation ou antenne, c'est le schéma le plus simple, généralement utilisé pour les postes ruraux et quelquefois pour les postes urbains (installations provisoires, postes de chantier). Un seul câble ou ligne aérienne alimente le poste. Une intervention sur le câble ou la ligne nécessite dans la majorité des cas (le bouclage en basse tension n'étant généralement pas possible) d'interrompre l'alimentation de la clientèle. [20]

I.6.1.2. Le réseau à double dérivation :

C'est le système de distribution qui offre la plus grande continuité de service. Il est utilisé dans des zones urbaines où la clientèle ne peut pas supporter des coupures de longue durée. Chaque poste est raccordé à deux câbles. L'un des câbles alimente normalement le poste, l'autre étant en réserve pour réalimenter le poste en cas de défaut sur le premier. Actuellement, cette réalimentation est parfois assurée automatiquement dans certaines grandes agglomérations. [20]

I.6.1.3. Le réseau en coupure d'artère (boucle) :

C'est le système de distribution le plus répandu en zone urbaine. Chaque poste est alimenté par deux câbles issus d'un même poste source (éventuellement de deux postes sources), l'ensemble des deux câbles forment une boucle. Ce système permet d'isoler un tronçon de câble pour travaux, tout en continuant à alimenter tous les postes. Seule une défaillance de la source elle-même peut priver de courant les postes de la boucle. Ces réseaux sont exploités en boucle ouverte. [20]

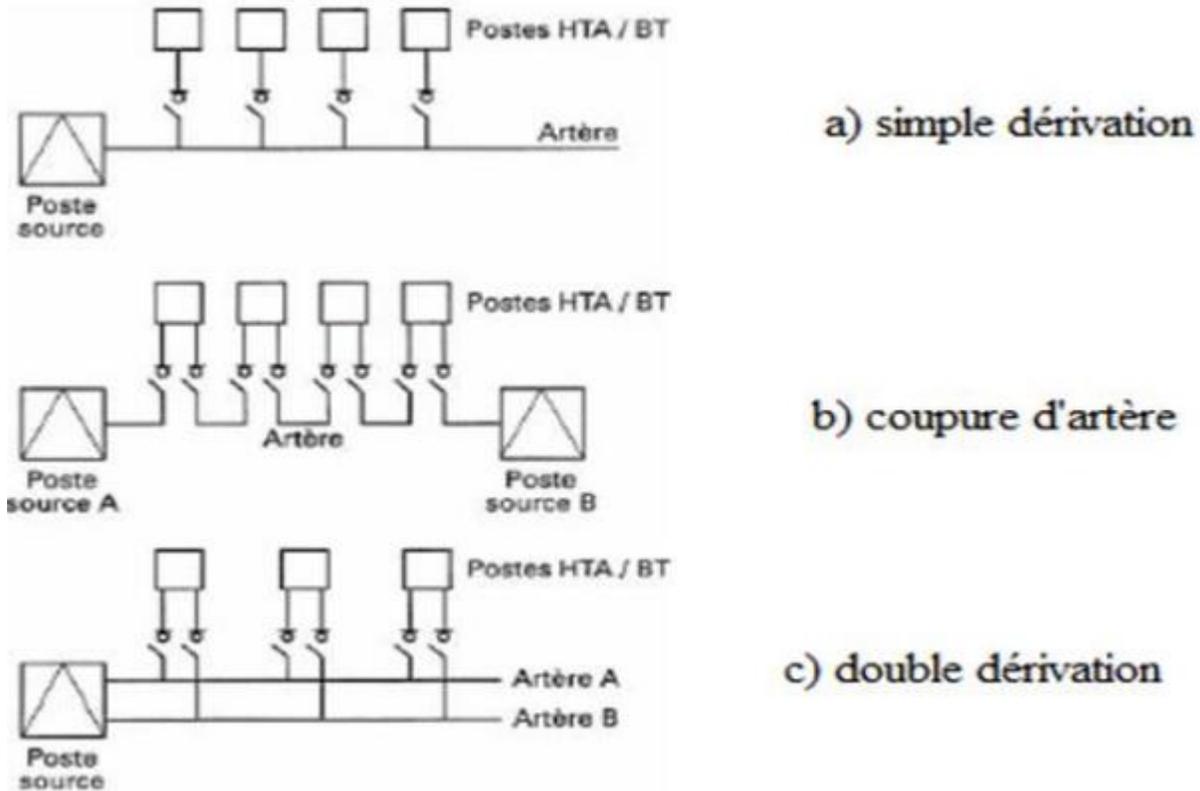


Figure 1. 3. Différents modes d'alimentation d'un réseau

I.6.2. Les tensions utilisées pour la distribution :

Pour la distribution on utilise deux niveau de tension pour les différents clients, la distribution a moyenne tension et la distribution a basse tension.

I.6.2.1. Réseau de distribution à moyenne tension :

Il est de type aérien ou souterrain, La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de répartition aux points de moyenne consommation qui sont soit du domaine public, avec accès aux postes de distribution publique MT/BT, soit du domaine privé, avec accès aux postes de livraison aux abonnés à moyenne consommation.

Le nombre de ces abonnés ne représente qu'un faible pourcentage du nombre total des consommateurs livrés directement en BT. Ils sont essentiellement du secteur tertiaire, tels que les hôpitaux, les bâtiments administratifs, les petites industries...etc. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre quelques kilovolts et 40 kV. Les protections sont moins sophistiquées que dans le cas des réseaux basse tension. [12]

Le réseau de distribution à moyenne tension est caractérisé par :

- HTA (40 et 10 kV le plus répandu),
- Neutre à la terre par une résistance,
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens,
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- Réseaux souterrains en boucle ouverte. [4]

I.6.2.2. Réseau de distribution à basse tension :

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution MT aux points de faible consommation (inférieure à 250 KVA en France) dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique. Ce réseau permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs (26 millions en France) correspondant au domaine domestique. Sa structure, de type aérien ou souterrain, est souvent influencée par l'environnement. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 100 et 440 V. Ces réseaux sont le plus souvent exploités manuellement. [12]

Le réseau de distribution à basse tension est caractérisé par:

- BTA (230 / 400 V),
- Neutre directement à la terre,
- Réseaux de type radial, maillés et bouclés. [4]

Conclusion :

Nous avons présenté dans ce chapitre un aperçu sur les réseaux d'énergie électriques en commençant par la définition d'un système électrique, leurs architectures, la production de l'énergie et ses types, et l'acheminement de puissance à travers ces réseaux. Dans ce chapitre nous avons traité aussi les différents types de réseaux : le réseau de transport et de distribution.



CHAPITRE II : Réglage, principe et méthodes

Introduction

Pour garantir la stabilité du réseau et la sécurité du matériel, la tension doit être maintenue dans des limites fixées par les règles d'exploitation des réseaux électriques propres à chaque pays qu'ils les définissent en fonction du type de réseau et son niveau de tension. Le maintien de la tension est donc un des aspects fondamentaux de l'exploitation des réseaux de transport et de distribution.

La tension est affectée par des variations lentes et générales liées aux cycles d'évolution saisonnière, hebdomadaire et quotidienne de la consommation. Elle subit aussi des variations rapides liées à de multiples aléas : fluctuations aléatoires des charges, changements de topologie du réseau, déclenchements d'ouvrages de transport ou de groupes de production. Donc des réglages doivent être mis en place pour faire face à ces variations.

Dans ce chapitre nous allons définir qu'est-ce qu'un réglage de tension, son principe et préciser son objectif, ensuite nous allons mettre le point sur les différents dispositifs et services mis en œuvre afin d'atteindre cet objectif.

II.1. Les services systèmes

Certaines centrales de production électrique peuvent assurer la stabilité du réseau en fréquence et en tension, elles permettent aussi de redémarrer le réseau suite à un « black-out », cela n'étant possible que par la mise en place de certaines technologies entre autres "les services système". Ces services sont basés sur trois types de réserves d'électricité : la réserve primaire, la réserve secondaire et la tertiaire.

Les services système permettent de compenser en continu la différence entre la production et la consommation d'électricité, pour cela un ensemble de réglages doit être effectué au niveau de la production, à savoir : le réglage primaire, le réglage secondaire et le réglage tertiaire, et ce par de différentes méthodes qu'on détaillera ultérieurement.

II.2. Réglage de fréquence

L'évolution de la fréquence est l'image directe du déséquilibre entre la production et la consommation. Au niveau mécanique, cet équilibre entre la production et la consommation se traduit par l'égalité entre le couple moteur de la turbine et le couple résistant de l'alternateur, Une augmentation de la fréquence signifie que le bilan production-consommation est excédentaire.

II.2.1. Réglage primaire de fréquence

Principe : Il permet une correction automatique rapide (en quelques secondes, 15 à 30 s) et décentralisée de la production pour trouver un équilibre production-consommation, après une perturbation (si la réserve primaire le permet). [23]

Méthode : Pour un groupe donné, le régulateur de vitesse agit sur les organes d'admission du fluide moteur à la turbine et cherche à imposer, à l'équilibre, une relation linéaire (pente décroissante) entre la vitesse (ou la fréquence) et la puissance, ce réglage est donc une boucle de régulation [23]

Pour chaque groupe (j) participant au réglage primaire de fréquence –puissance, la loi de réglage de la puissance mécanique résultant de l'action du régulateur doit être à la forme : [25]

$$P_c - P_{cj} = -K_j(f - f_0) \quad (\text{II.1})$$

Avec

- P_j [MW] : puissance réel fournie par le groupe j en mode quasi stationnaire
- P_{cj} [MW] : puissance de consigne du groupe j à la fréquence de référence f_0
- K_j [MW/Hz] : « énergie réglante » du groupe j
- f [Hz] : fréquence déduite de la mesure de vitesse du groupe j.
- f_0 [Hz] : fréquence de la consigne, généralement égale à la fréquence de référence (50Hz)

II.2.2. Réglage secondaire de fréquence

Principe : dans certains cas, le réglage primaire ne permet pas de revenir à la fréquence de référence et il existe un écart Δf . De plus, lors de la variation de puissance, les pays voisins ont également participé au réglage primaire en injectant une puissance ΔP_i . Les échanges de puissance contractuels ne sont plus respectés. Un second réglage automatique, appelé « réglage secondaire », a été alors mis en place. Il permet de ramener (dans un temps de 30 secondes à 15 minutes) : [23]

- La fréquence a sa valeur de référence
- Les échanges entre partenaires à leurs valeurs contractuelles.

Méthode : ce réglage secondaire est réalisé par un organe centralisé situé au centre de conduite de chaque zone de réglage, avec pour le rôle de modifier automatiquement le programme de production des groupes réglant, jusqu'à annuler l'écart de réglage. [25]

La fonction d'écart de réglage ΔE utilisée pour le réglage secondaire est :

$$\Delta E = \Delta F + \frac{\Delta P_i}{\lambda} \quad (\text{II.2})$$

$$P(t) = P_0 + K\Delta f(t) + N(t)P_r \quad (\text{II.3})$$

Avec :

Δf [Hz] : écart de fréquence par rapport à la fréquence de référence,

ΔP_i [MW] : écart entre le bilan des puissances mesurées sur les lignes d'interconnexion internationales du pays et les pays frontaliers et bilan de puissance programmées avec ces mêmes pays,

λ [MW/Hz] : énergie régnante secondaire de l'ensemble

II.2.3. Le réglage tertiaire :

Suite à une perturbation, il est possible que la réserve primaire soit entamée et la réserve secondaire épuisée après les deux premiers réglages. Il est alors nécessaire de reconstituer ces réserves pour se prémunir de tout nouvel aléa. Ceci est réalisé par un réglage manuel, appelé « réglage tertiaire », effectué par les opérateurs du réseau depuis le centre de dispatching. Une réservation de puissance est dédiée à ce réglage. Cette réserve tertiaire est constituée avec des groupes, qui ne sont pas à la puissance maximale ou qui peuvent démarrer rapidement. La réserve tertiaire est prévue la veille et peut être mobilisée instantanément afin de recalibrer les programmes de production et de reconstituer les réserves primaires et secondaires. [26]

La figure II.1 représente le Réglage hiérarchisé de fréquence et l'emploi des différentes réserves suite à un défaut

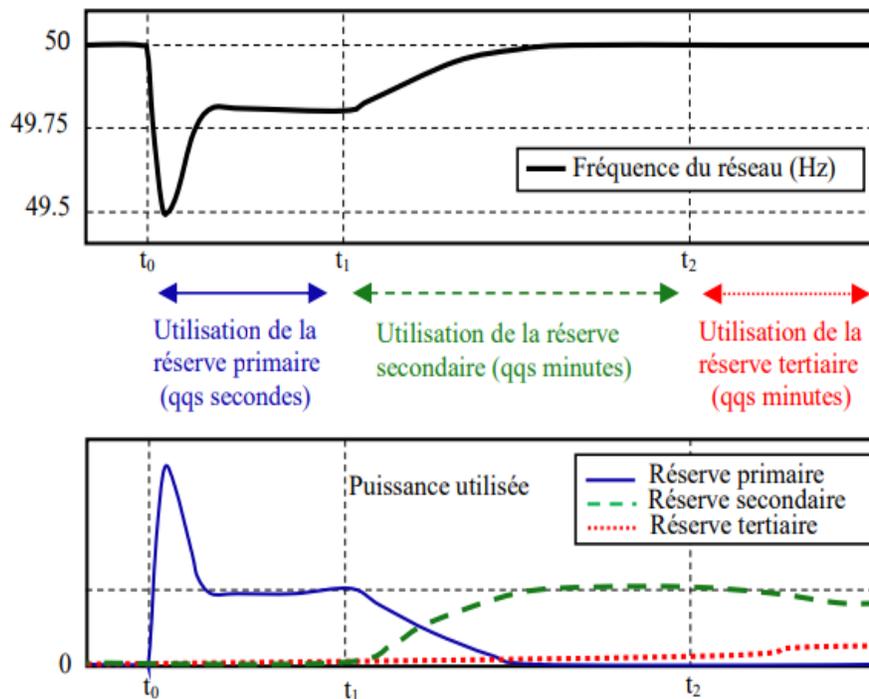


Figure II. 1. Réglage hiérarchisé de fréquence: emploi des différentes réserves suite à un défaut

II.3. Réglage de tension :

La tension est une caractéristique fondamentale des réseaux électriques. Une tension trop haute peut endommager le matériel. À puissance égale, une tension trop basse induit un courant plus élevé, donc des pertes par effet Joule plus importantes auxquelles s'ajoutent des risques de surintensité et de destruction du matériel. La régulation de la tension répond aux trois exigences ; Satisfaire les utilisateurs, Assurer la sûreté de fonctionnement du système et Respecter les contraintes de fonctionnement des matériels. [27]

La variation de tension est provoquée par de nombreux facteurs : les variations lentes liées aux cycles d'évolution saisonnière, hebdomadaire ou quotidienne de la consommation, et les variations plus rapides liées aux fluctuations aléatoires des consommations, aux changements de topologie du réseau, aux déclenchements d'ouvrages de transport ou de groupes de production. [27]

II.3.1. Définition et objectifs du réglage

La qualité de fourniture implique, en particulier la garantie de la qualité de l'onde de tension au point de raccordement de chaque client. Théoriquement, l'onde de tension devrait être une sinusoïde de fréquence constante (50 Hz) et d'amplitude constante (fixée par le niveau de tension du point de raccordement). En pratique, le contenu spectral et l'amplitude de la tension varient dans le temps. Le gestionnaire s'engage à maintenir ces variations dans les bornes fixées par le législateur afin d'éviter de perturber le fonctionnement des appareils connectés au réseau. [29]

Le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) s'engage à maintenir la moyenne sur dix minutes de l'amplitude de la tension dans une plage de plus ou moins 5 % autour de l'amplitude de la tension de consigne (U_c). La tension de consigne est fixée contractuellement au raccordement de l'utilisateur et doit se trouver dans une plage de plus ou moins 5 % de l'amplitude de la tension nominale du réseau (U_n). [29]

II.3.2. Principe du réglage de la tension [38]

Il est connu que la tension sur un bus augmente lorsque de la puissance réactive est injectée sur le bus. Ceci peut être expliqué à partir des équations de flux de puissance. Pour chaque bus (i), la puissance apparente (S) peut être exprimée en termes de puissance active (P) et de puissance réactive, ou en termes de tension (V) et de courant (I), comme indiqué dans l'équation suivante.

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i \cdot I_i^* \quad (\text{II.4})$$

En considérant un système simple à deux bus, on peut facilement montrer que le flux de puissance active dépend de l'angle de tension, alors que le flux de puissance réactive dépend de la magnitude de la tension.

Le courant dans une ligne reliant deux bus peut être exprimé par :

(II.5)

$$\frac{|V_1|\angle\delta_1 - |V_2|\angle\delta_2}{|Z|\angle\rho}$$

En insérant l'expression du courant dans l'équation 1, on trouve les expressions de la puissance apparente sur les deux bus

$$S_1 = |V_1|\angle\delta_1 \cdot \left(\frac{|V_1|\angle\delta_1 - |V_2|\angle\delta_2}{|Z|\angle\rho} \right)^* \quad (\text{II.6})$$

$$S_2 = |V_2|\angle\delta_2 \cdot \left(\frac{|V_1|\angle\delta_1 - |V_2|\angle\delta_2}{|Z|\angle\rho} \right)^* \quad (\text{II.7})$$

Si l'on suppose que la résistance dans l'impédance de ligne $Z = R + jX$ peut être négligée, on aura $Z = jX$. Lorsque on applique la formule d'Euler, $e^{j\theta} = \cos \theta + j \sin \theta$, on obtient les expressions de la puissance active et réactive.

Les équations pour les deux bus sont données ci-dessous.

$$P_1 = \frac{|V_1| \cdot |V_2|}{|X|} \cdot \sin \delta_{12} \quad (\text{II.8})$$

$$Q_1 = \frac{|V_1|}{|X|} \cdot (|V_1| - |V_2| \cos \delta_{12}) \quad (\text{II.9})$$

$$P_2 = \frac{|V_1| \cdot |V_2|}{|X|} \cdot \sin \delta_{12} \quad (\text{II.10})$$

$$Q_2 = \frac{|V_2|}{|X|} \cdot (|V_1| \cos \delta_{12} - |V_2|) \quad (\text{II.11})$$

L'angle δ_{12} correspond à $\delta_1 - \delta_2$. Pour montrer que P dépend de δ_{12} et que Q dépend de $|V|$, on suppose que $\delta_{12} \rightarrow 0$. Cela est vrai pour les conditions de fonctionnement normales. On obtient alors les approximations suivantes: $\sin \delta_{12} \rightarrow \delta_{12}$ et $\cos \delta_{12} \rightarrow 1$. Les équations se résument alors à ce qui suit:

$$P_1 = \frac{|V_1| \cdot |V_2| \delta_{12}}{|X|} \quad (\text{II.12})$$

$$Q_1 = \frac{|V_1|}{|X|} \cdot (|V_1| - |V_2|) \quad (\text{II.13})$$

$$P_2 = \frac{|V_1| \cdot |V_2| \delta_{12}}{|X|} \quad (\text{II.14})$$

$$Q_2 = \frac{|V_2|}{|X|} \cdot (|V_1| - |V_2|) \quad (\text{II.15})$$

On peut maintenant observer que le flux de puissance active dépend de l'angle de tension, car la puissance active circule du bus avec le plus grand angle de tension vers le bus avec le plus petit angle. La puissance réactive dépend par contre de la valeur de la tension, car elle provient du bus dont la tension est la plus élevée vers le bus le plus bas. Pour éviter tout flux indésirable de puissance réactive, il est donc nécessaire de contrôler les amplitudes de tension sur les bus, si ces dernières ne sont pas contrôlées, la puissance réactive peut circuler, cela augmenterait les pertes et réduirait la capacité du système électrique à générer et à transférer de l'énergie réelle.

II.4. Régulation de la tension dans les réseaux de transport

Cette régulation est assurée par les services systèmes et elle est faite sur trois niveaux différents :

II.4.1. Réglage primaire de tension

Principe : Le réglage primaire agit au niveau local, avec une constante de temps de l'ordre de 100ms, sur la tension aux bornes des groupes pour faire face à des variations rapides de la tension qui peuvent être induites par des variations de demande de puissance réactive, par des défauts ou par des manœuvres sur le réseau. Le RPT est le premier à intervenir suite à une perturbation. Il se caractérise par une action basée sur des critères locaux en asservissant la tension aux bornes du groupe à une valeur de référence. Grâce à cet asservissement les générateurs actuels, essentiellement des alternateurs, fixent la tension à une valeur de consigne sur leur point de raccordement. [28]

Méthode : Le principe est d'agir sur l'excitation de ces machines pour garder le niveau de tension désirée. Ceci est réalisable dans les limites propres de chaque alternateur. Le RPT permet donc, dans la limite des réserves primaires des groupes (en réactif), de maintenir l'équilibre local entre la production et la consommation de puissance réactive et de répondre rapidement aux fluctuations aléatoires de la tension. [28]

II.4.2. Réglage secondaire de tension

Principe : Comme pour la fréquence les réglages primaires sont réalisés de manière locale par chacun des groupes de production concernés. Ils agissent rapidement mais doivent être coordonnés pour éviter toute dérive ou encore pour optimiser le fonctionnement de groupes proches et éviter que certains fournissent trop de puissance réactive pendant que d'autres n'en fournissent pas ou pire en absorbent, c'est le rôle du réglage secondaire de tension. [1]

Méthode : Cette action est réalisée en élaborant une correction des valeurs de consigne de chaque groupe participant au réglage secondaire. Le correcteur du réglage secondaire élabore un niveau de participation à partir de l'écart entre la consigne de tension du nœud pilote et la tension

mesurée en ce même nœud. Ce niveau est ensuite utilisé par la boucle de réactif de chaque alternateur pour déterminer la correction à apporter sur la consigne de tension de ce dernier. Afin de protéger le réseau contre d'éventuelles oscillations dues à des actions contradictoires des réglages primaire et secondaire, ce dernier a un temps de réponse nettement plus long que le précédent : il est de l'ordre de la minute. [27]

II.4.3. Réglage tertiaire de tension

Le réglage tertiaire est nécessaire pour coordonner les actions entre deux zones régies par des RST différents. Ce réglage est effectué par les opérateurs de dispatching régional et comprend le calcul des tensions aux points pilotes. Ces réglages hiérarchisés permettent de réguler la tension sur les réseaux HTB (transport et répartition). Pour le réseau de distribution le contrôle se fait localement à l'aide de systèmes gérant l'apport en puissance réactive nécessaire afin de limiter le transit de cette puissance sur les réseaux amont via les postes HTB/HTA qui occasionnent des pertes supplémentaires.

Le réglage tertiaire est manuel, il est effectué par le centre dispatching national et il consiste à réévaluer à intervalles de quinze minutes les consignes de tension des nœuds pilotes de chaque zone de réglage selon des critères technico-économiques dont les principaux sont les suivants :

- Exploiter le réseau en assurant au mieux sa sûreté;
- Respecter les contraintes de fonctionnement des matériels;
- Minimiser les pertes et les coûts de production;
- Utiliser au mieux la capacité des ouvrages de transport.

Il a pour but d'assurer une bonne tenue globale du plan de tension, et d'éviter des situations engendrant des surcoûts ou des risques pour le système électrique. Les consignes de tension des nœuds pilotes sont calculées par un optimal power flow, ou OPF, en tenant compte des critères précédemment cités. [27]

II.5. Régulation de la tension dans les réseaux de distribution

Le réglage de la tension dans les réseaux de distribution est effectué, soit par la connexion ou la déconnexion de condensateurs au niveau du poste source, soit par les régleurs en charge des transformateurs. Ce deuxième moyen de réglage est le principal moyen de réglage de la tension dans les réseaux de distribution. [30]

II.5.1. Le régleur en charge au transformateur HTB/HTA

Le réglage de la tension par les transformateurs avec des changeurs de prises fonctionnant en charge consiste à passer d'une prise à une autre sans déconnecter le transformateur du réseau. Lors du passage d'une prise à une autre, une résistance (plus rarement une inductance) est insérée.

L'insertion de cette résistance permet de limiter le courant lors du changement de prises. En effet, pendant ce changement, un courant important peut circuler dans une partie des spires du transformateur et ceci du fait qu'au moment du changement de la prise il y a un court-circuit. Le changement de prises (qu'il soit pour augmenter ou pour diminuer la tension) intervient lorsque la tension mesurée en un point du réseau dépasse soit la tension minimale U_{\min} soit la tension maximale U_{\max} et que le dépassement de la tension dure un temps minimum t_{\min} .

Le temps t_{\min} évite que le régleur en charge ne cesse de commuter en permanence chaque fois que la tension mesurée dépasse les tensions limites (U_{\min} ou U_{\max}). Les régleurs en charge ne doivent pas intervenir pendant les variations de tension dues aux connections ou aux déconnections de charges importantes comme nous les montre la figure II.2. Les tensions limites (U_{\min} et U_{\max}) sont calculées à partir de la tension de consigne. [30]

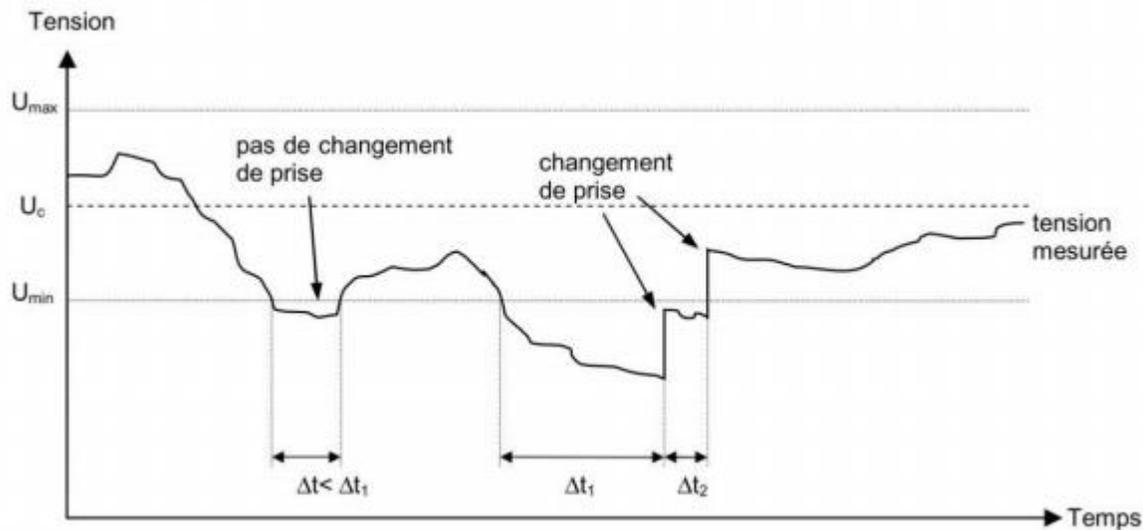


Figure II. 2. Principe de changement de prises

II.5.2. Les bancs de condensateurs

Pour diminuer les transits de puissance réactive dans les postes sources HTB/HTA, des bancs de condensateurs sont connectés au jeu de barres côté HTA. Ils corrigent le facteur de puissance ($\cos\varphi$) du poste source. Ce facteur de puissance est donné par la formule suivante : [24]

$$\cos\varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (\text{II.16})$$

Avec :

- P : la puissance active transitant dans le poste source.
- Q : la puissance réactive transitant dans le poste source.

Afin de connaître la quantité de puissance réactive (ΔQ) à injecter pour passer d'un facteur de puissance effectif ($\cos\varphi_1$) à un facteur de puissance désiré ($\cos\varphi_2$) il est possible d'appliquer la formule suivante : [24]

$$\Delta Q = P(\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) \quad (\text{II.17})$$

$$= P \left(\sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_1} - 1} - \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_2} - 1} \right) \quad (\text{II.18})$$

La manœuvre des condensateurs se fait lorsque la consommation de charges est à son maximum (en état ON) et à son minimum (en état OFF). Généralement le gestionnaire du réseau peut enclencher 1 à 3 bancs par jeu de barres. Le contrôle des bancs de condensateurs est géré par le planning quotidien du gestionnaire et la fréquence de son changement est très limitée (une fois par jour voire beaucoup moins) pour réduire l'usure de dispositif. Les condensateurs sont des moyens de compensation et non de pilotage de la tension. De ce fait, le condensateur n'est pas un moyen fiable pour répondre à une variation rapide du profil de tension due au caractère intermittent de la production décentralisée. [27]

II.6. Les FACTS l'acronyme de Flexible AC Transmission

L'IEEE définit FACTS comme «des systèmes de transmission de courant alternatif intégrant des contrôleurs statiques et d'autres dispositifs statiques afin d'améliorer la contrôlabilité et la capacité de transfert de puissance», L'objectif principal de ces systèmes est d'alimenter le réseau le plus rapidement possible avec une puissance réactive inductive ou capacitive adaptée à ses besoins particuliers, tout en améliorant la qualité de la transmission et l'efficacité du système de transmission de l'énergie. [31]

- Les systèmes FACTS peuvent effectuer les tâches suivantes : [32]
- Contrôle de la tension sous plusieurs conditions de charge
- Équilibrer la puissance réactive et minimiser les pertes de transmission
- Augmenter la stabilité de la transmission de puissance sur longues distances

Les dispositifs FACTS contrôlent efficacement le flux de puissance et amortissent les oscillations du système d'alimentation. En contrôlant le flux d'énergie sur une ligne individuelle, de l'énergie peut être redirigée vers ou depuis différentes parties du réseau électrique. La gestion efficace du réseau de transport à l'aide de FACTS nécessitera une coordination en temps réel des contrôleurs afin d'atteindre les objectifs visés. [32]

Les contrôleurs FACTS constituent de bons outils de régulation de la transmission du courant alternatif, d'augmenter ou de diminuer le flux de puissance dans des lignes spécifiques et de réagir instantanément aux problèmes de stabilité de la puissance. Le potentiel unique de cette

technologie réside dans la possibilité de contrôler l'acheminement de l'énergie et de connecter des réseaux insuffisamment interconnectés, offrant ainsi la possibilité d'échanger de l'énergie entre des agents distants. [32]

II.6.1. Dispositifs de compensation dynamique shunts

A. Static Var Compensator (SVC) [31,33]

IEEE définit le SVC (Static Var Compensator) comme un générateur (ou absorbeur) statique d'énergie réactive shunt, dont la sortie est ajustée en courant capacitif ou inductif afin de contrôler des paramètres spécifiques du réseau électrique, essentiellement la tension des jeux de barres.

Les SVC présentent un moyen rapide et fiable pour contrôler la tension sur les lignes de transmission. Avec des temps de réponse moyens allant de 30 à 40 ms, les SVC sont beaucoup plus rapides que les réacteurs et les condensateurs à commutation mécanique classiques (100 à 150 ms) et peuvent également être utilisés pour amortir activement les oscillations de puissance. Lorsque la tension du système est basse, le SVC génère une puissance réactive capacitive. Lorsque la tension du système est élevée, elle absorbe la puissance réactive inductive. La puissance réactive est modifiée en connectant le condensateur triphasé et les batteries de réacteurs connectées au côté secondaire du transformateur. Chaque batterie de condensateurs est activée et désactivée par des vannes à thyristor (TSC). [31]

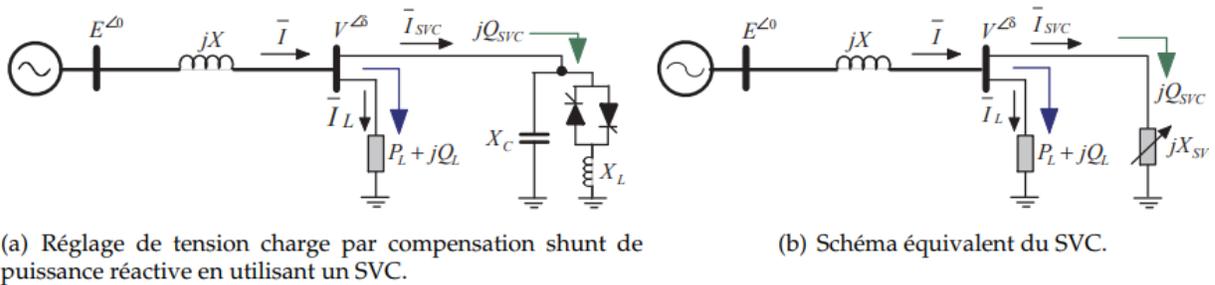


Figure II. 3. Réglage de la tension par un SVC

Le réglage de la tension par un Static Var Compensator nécessite essentiellement la présence d'un condensateur C en parallèle avec un TCR (Thyristor Controlled Reactor). Le TCR est une réactance inductive X_L couplée au jeu de barres via un variateur de tension (gradateur) ce qui fait que sa réactance X_{TCR} devient variable en fonction de l'angle d'amorçage α des thyristors

$$X_{TCR} = \frac{\pi X_L}{\sigma - \sin \sigma}, \quad \sigma = 2(\pi - \alpha) \quad (\text{II.19})$$

La réactance du SVC devient alors

$$X_{SVC} = -X_C // X_{TCR} = \frac{\pi X_C X_L}{X_C(\sigma - \sin \sigma) - \pi X_L} = \frac{\pi X_C X_L}{X_C(2(\pi - \sigma) + \sin(2\alpha)) - \pi X_L} \quad (\text{II.20})$$

Finalement la puissance réactive de SVC est

$$Q_{SVC} = \frac{V^2}{X_{SVC}} = V^2 \frac{X_C(2(\pi - \alpha) + \cos(2\alpha)) - \pi X_L}{\pi X_C X_L} \quad (\text{II.21})$$

Cette équation montre qu'on peut agir sur la puissance réactive du SVC en agissant sur l'angle d'amorçage α pour régler la tension V .

Pour des angles d'amorçage inférieurs à un certain α_0 , la réactance du SVC est positive ou inductive, alors qu'elle est négative ou capacitive pour des angles d'amorçage supérieurs à α_0 . Pour $\alpha = \alpha_0$, la réactance du SVC tends vers l'infini, ce qui implique qu'à cet angle le SVC est ouvert, et par conséquent sa puissance réactive est égale à zéro. Ainsi, d'après l'équation II.21 l'angle α_0 doit résoudre l'équation

$$\sin(2\alpha) - 2\alpha = \pi \left(\frac{X_L}{X_C} - 2 \right) \quad (\text{II.22})$$

Cette équation est non linéaire et nécessite une méthode itérative pour trouver l'angle α_0 . Pour cela, on peut utiliser l'algorithme de Newton-Raphson et on obtient

$$f(x) = \sin(x) - x - \pi \left(\frac{X_L}{X_C} - 2 \right), \quad x = 2\alpha \quad (\text{II.23})$$

B. Static Synchronous Compensator STATCOM [34 ,35]

IEEE définit le STATCOM (Static Synchronous Compensator) comme un générateur synchrone fonctionnant comme un compensateur parallèle de l'énergie réactive dont le courant capacitif ou inductif généré peut être contrôlé séparément de la tension du réseau. [34]

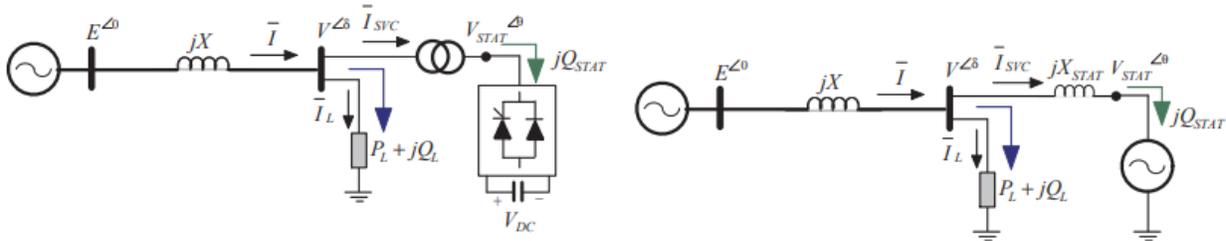
Le principe de fonctionnement du STATCOM est similaire à celui du compensateur synchrone. Les tensions de sortie sont générées par un onduleur de tension au lieu d'être créées par un groupe tournant. L'onduleur de tension (VSI) est raccordé à un jeu de barres du réseau à travers une réactance inductive X_{STAT} (généralement un transformateur) comme le montre la Figure II.4. La commande de l'onduleur permet d'imposer une tension $\bar{V}_{STAT} = V_{STAT}^{\angle\theta}$ à sa sortie. Ainsi, la puissance réactive échangée avec le réseau sera

$$Q_{stat} = \frac{V^2}{X_{STAT}} - \frac{V V_{STAT}}{X_{STAT}} \cos(\delta - \theta) \quad (\text{II.24})$$

Ce principe a pu être mis en œuvre grâce à l'évolution des composants de l'électronique de puissance, et surtout grâce à l'apparition des GTO de forte puissance.

Les cellules de commutation sont bidirectionnelles, c'est -à- dire formés de GTO et de diodes en antiparallèle.

Le rôle du STATCOM est d'échanger l'énergie réactive avec le réseau électrique. L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur V_s , laquelle est en phase avec la tension du réseau E .



(a) Régulation de tension charge par compensation shunt de puissance réactive en utilisant un STATCOM.

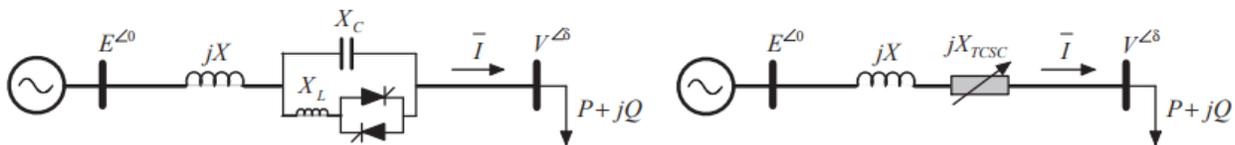
(b) Schéma équivalent du STATCOM.

Figure II. 4. Régulation de la tension par UN STATCOM

II.6.2. Dispositifs de compensation dynamique série

A. Thyristors Controled Series Compensator (TCSC)

IEEE définit le TCSC comme étant un compensateur à réactance capacitive et qui consiste en une série de condensateurs en parallèle avec des inductances commandées par thyristor afin de pouvoir assurer une variation homogène de la réactance capacitive [34]



(a) Régulation de tension charge par compensation d'une partie de la réactance de ligne en utilisant un TCSC (compensation série).

(b) Schéma équivalent du TCSC.

Figure II. 5. Régulation de la tension par un TCSC

Un TCSC est une réactance capacitive contrôlée en série pouvant fournir un contrôle continu de la puissance sur la ligne alternative sur une large plage. Du point de vue du système, le principe de la compensation de série variable consiste simplement à augmenter la tension de fréquence fondamentale aux bornes d'un condensateur fixe (FC) dans une ligne compensée en série par une variation appropriée de l'angle de déclenchement α . Une compréhension simple du fonctionnement du TCSC peut être obtenue en analysant le comportement d'un inducteur variable connecté en parallèle avec un FC.

L'impédance du FC seul est cependant donnée par

$$X_c = -j \left(\frac{1}{\omega C} \right) \quad (\text{II.25})$$

si $\omega C - \left(\frac{1}{\omega L} \right) > 0$ ou en d'autres termes $\omega L > \left(\frac{1}{\omega C} \right)$, La réactance de la FC est inférieure à celle du réacteur variable connecté en parallèle et que cette combinaison fournit une réactance capacitive variable implicite.

Si $\omega C - \left(\frac{1}{\omega L} \right) = 0$, Une résonance alors se développe donnant lieu à une impédance capacitive infinie, une condition bien-sûr inacceptable.

Si, toutefois, $\omega C - \left(\frac{1}{\omega L} \right) < 0$, La combinaison LC fournit une inductance supérieure à la valeur de l'inductance fixe. Cette situation correspond au mode inductif de l'opération TCSC. Dans le mode à capacité variable du TCSC, lorsque la réactance inductive de l'inducteur variable est augmentée, la réactance capacitive équivalente diminue progressivement. La réactance capacitive équivalente minimale est obtenue pour une réactance inductive extrêmement grande ou lorsque l'inductance variable est en circuit ouvert, dans laquelle la valeur est égale à la réactance de la FC lui-même. [36]

B. Compensateur série synchrone (SSSC)

IEEE définit le SSSC (Static Synchronous Series Compensator) comme étant un générateur synchrone statique fonctionnant sans source d'énergie électrique extérieure comme les compensateurs série, dont la tension de sortie est contrôlable indépendamment du courant de ligne afin d'augmenter ou de diminuer la chute de tension globale, et ainsi de contrôler la puissance électrique transmise. [34]

En fait, un SSSC est une source de tension basée sur convertisseur, qui a été proposé par Gyugyi en 1989 avec l'idée d'utilisation unifiée de technologies basées sur convertisseur pour les compensations en série et en parallèle, et pour la commande de l'angle de transmission. Les GTO sont compris dans l'appareil de SSSC. Dans l'application pratique, il peut être combiné effectivement avec un condensateur fixe. En ajustant la sortie de la source de tension, l'angle et l'amplitude de tension de compensation V_{com} peuvent être variés afin de commander la répartition de la puissance de transmission et la stabilité du réseau de transmission électrique [36]

Dans le model adopté pour ce dispositif la valeur de la source de tension connectée en série et donnée par la formule: [37]

$$V_{se} = |V_{se}| (\cos \delta_{se} + j \sin \delta_{se}) \quad (\text{II.26})$$

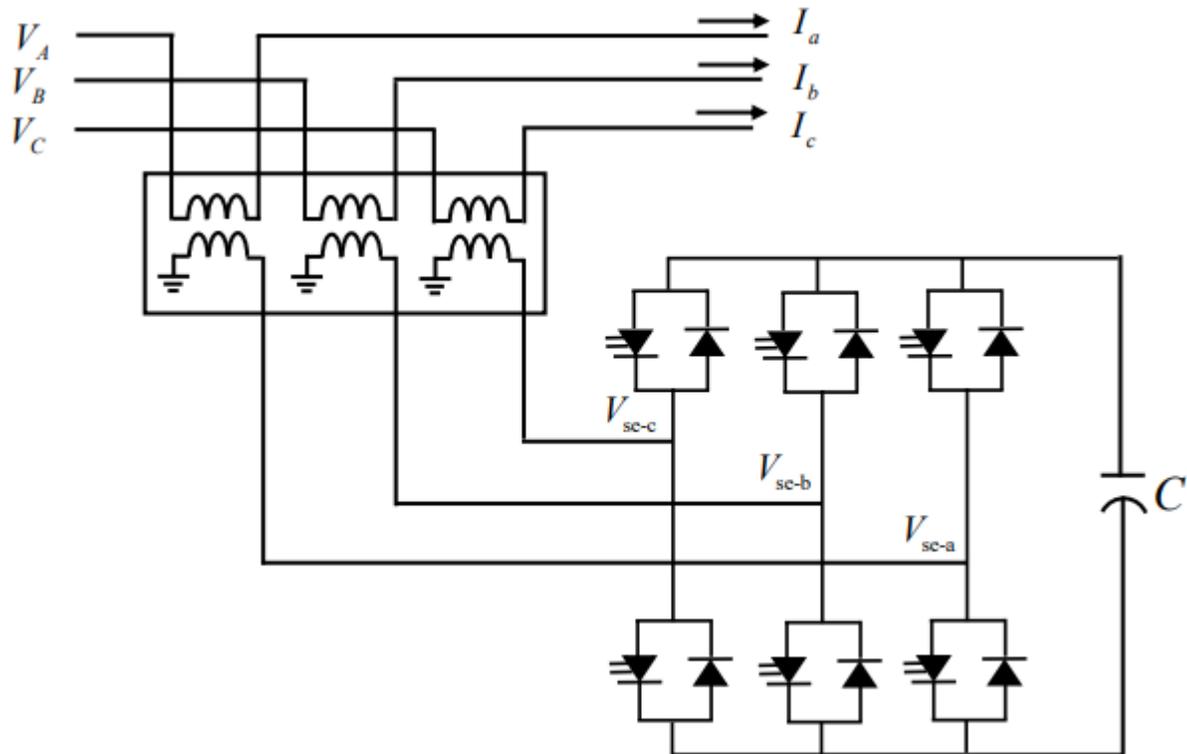
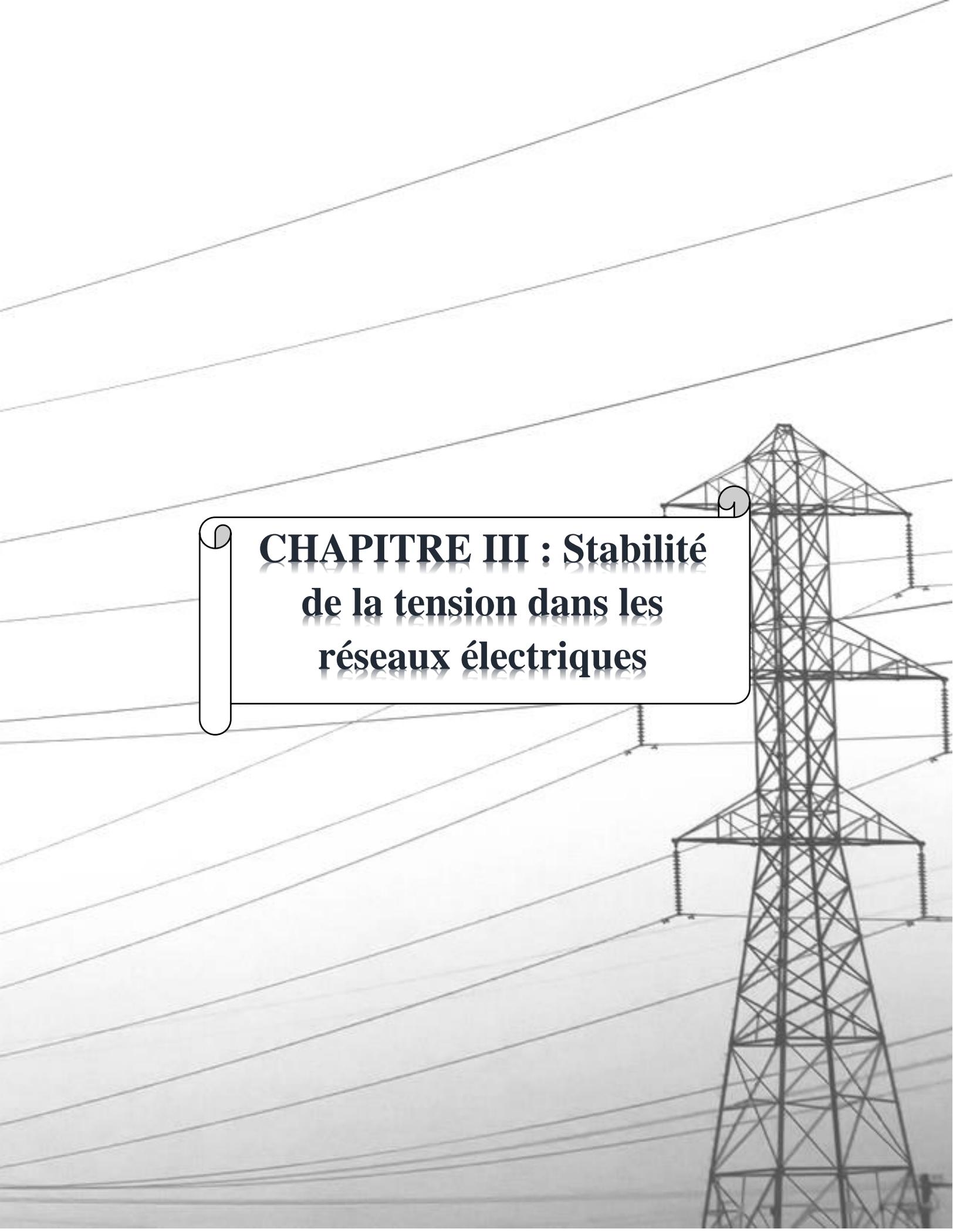


Figure II. 6. Schéma de base du SSSC

Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre le principe et la méthode de réglage de la tension et de la fréquence, et l'intérêt majeur des services systèmes dans le maintien de l'équilibre entre la production et la consommation dans le réseau de transport. Les dispositifs qui participent à la régulation de la tension dans le réseau de distribution sont aussi présentés, enfin nous avons exposé les différents dispositifs du système FACTS.

Cette diversité de dispositifs et appareils de réglage nous permet de garantir pour les différents clients quel que soit moyenne ou basse tension réseau une bonne qualité d'énergie électrique et une sécurité indirect pour les matériels connectés au réseau.



**CHAPITRE III : Stabilité
de la tension dans les
réseaux électriques**

Introduction

L'accroissement énorme de la demande en énergie électrique et les contraintes économiques pousse à construire de nouveaux ouvrages 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 dans le bon fonctionnement de ces derniers, Les situations des pays à forte consommation augmente encore les risques d'apparition du phénomène d'instabilité. [47]

Dans ce chapitre nous allons voir quand peut-on dire qu'une tension est stable ou instable et quels sont les types de stabilité et d'instabilité, ainsi que les causes de cette instabilité, ensuite on va approfondir dans les méthodes d'analyse de stabilité statique en parlant d'abord sur la méthode de Courbe d'effondrement de la tension puis, les courbes P-V et Q-V, et enfin sur la méthode d'écoulement de puissance. Cette dernière est la méthode la plus importante dans notre travail, car c'est sur laquelle est basée notre cas d'étude dans le chapitre 4.

III.1. La Stabilité de tension

La stabilité de tension, par définition, se rapporte à la capacité d'un système de puissance, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de maintenir des valeurs de tensions acceptables à tous les nœuds du système après avoir subi une perturbation. La stabilité de tension dépend donc de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre la demande de la charge et la fourniture en puissance à la charge. L'instabilité résultante se produit très souvent sous forme de décroissance progressive de tension à quelques nœuds.

Suite à une perturbation, certaines charges ont tendance à restaurer la puissance consommée avant perturbation. C'est le cas des moteurs asynchrones, des charges dont la tension est contrôlée par un régulateur en charge automatique, des chauffages électriques commandé par thermostat, ... Il existe une puissance maximale transmissible entre les centres de production et ceux de consommation. Cette puissance maximale disponible dépend non seulement des caractéristiques du réseau de transport (distances électriques) mais également de celles des générateurs (possibilité de maintenir la tension grâce à une réserve de puissance réactive suffisante). Par conséquent, si la puissance que les charges tendent à restaurer devient supérieure à la puissance maximale transmissible, le mécanisme de restauration des charges va contraindre le réseau haute tension en augmentant la puissance réactive consommée et en faisant donc baisser progressivement la tension du réseau jusqu'à des valeurs inacceptables [39]

La stabilité de la tension comprend deux sous-classes principales: la stabilité de la tension de perturbation étendue et la stabilité de la tension de perturbation faible

III.1.1. Stabilité de tension à longue perturbation

La stabilité de la tension de perturbation importante fait référence à la capacité du système à maintenir des tensions constantes à la suite de perturbations importantes telles que des

défaillances du système, une perte de production ou des imprévus de circuit. Cette capacité est déterminée par les caractéristiques du système et de la charge, ainsi que par les interactions des commandes et des protections continues et discrètes. La détermination de la stabilité de la tension de perturbation importante nécessite l'examen de la réponse non linéaire du système d'alimentation sur une période de temps suffisante pour capturer les performances et les interactions de dispositifs tels que les moteurs, les changeurs de prise de transformateur de sous-charge et les limiteurs de courant de champ du générateur. La période d'étude qui nous intéresse peut aller de quelques secondes à plusieurs dizaines de minutes. [42]

III.1.2. Stabilité de tension à courte perturbation

La stabilité de la tension de faible perturbation fait référence à la capacité du système à maintenir des tensions constantes lorsqu'il est soumis à de petites perturbations telles que des modifications incrémentielles de la charge du système. Cette forme de stabilité est influencée par les caractéristiques des charges, des commandes continues et des commandes discrètes à un instant donné. Ce concept est utile pour déterminer, à tout moment, comment les tensions du système réagiront aux changements mineurs du système. Avec des hypothèses appropriées, les équations du système peuvent être linéarisées pour analyse, ce qui permet de calculer des informations de sensibilité précieuses utiles pour identifier les facteurs influençant la stabilité. Cette linéarisation ne peut toutefois pas prendre en compte les effets non linéaires tels que les commandes du changeur de prise (bandes mortes, pas de prise discrets et délais). Par conséquent, une combinaison d'analyses linéaires et non linéaires est utilisée de manière complémentaire. La période de temps intéressante pour les problèmes de stabilité de la tension peut varier de quelques secondes à plusieurs dizaines de minutes. Par conséquent, la stabilité de la tension peut être un phénomène à court ou à long terme. [42]

III.2. Types de stabilité :

III.2.1. Stabilité dynamique

En général, à la fin d'un régime transitoire provoqué par une perturbation, le système atteint son régime permanent. Dans ce cas, l'étude de la stabilité du système, porte sur l'évaluation de l'état statique du réseau. Le système n'est pas en état de stabilité statique si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées. Cet état est appelé : état d'urgence. Dans un réseau qui est en 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, l'une des parties du réseau se sépare du système le reste continuant son fonctionnement normal.

Une autre définition peut être donnée à la stabilité statique qui consiste à dire qu'un réseau d'énergie électrique est dit stable en régime statique si suite à une perturbation quelconque infiniment petite, il trouve un état de marche synchrone, identique ou infiniment voisin de l'état d'origine. [41]

III.2.2. Stabilité statique

Il arrive que de petites oscillations apparaissent 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, une partie ou tout le réseau. Dans ce cas nous pouvons utiliser des modèles linéaires afin de simuler le réseau. Les principaux éléments tels que les machines synchrones, les excitatrices, les systèmes de régulation de vitesse, la turbine et le PSS (Power System Stabilizer) dont les dynamiques ne sont pas négligeables seront pris en compte dans ces modèles. [41]

III.3. L'instabilité de tension

La stabilité de la tension peut être atteinte par une production et un transport d'énergie suffisants. Les unités de production et de transmission ont des capacités définies qui leur sont propres. Ces limites ne doivent pas être dépassées dans un système d'alimentation en bonne santé. Un problème de stabilité de la tension survient lorsque le système est fortement chargé, ce qui dépasse les limites du système d'alimentation [38]. Un système d'alimentation entre dans un état d'instabilité de tension lorsqu'une perturbation, une augmentation de la puissance demandée par la charge ou un changement de l'état du système entraîne une baisse progressive et incontrôlable de la tension. Le principal facteur d'instabilité est l'incapacité du système d'alimentation à répondre à la demande d'énergie réactive.

L'instabilité de la tension peut s'étendre de plusieurs secondes à quelques minutes. Selon l'intervalle de temps, elle peut être classée comme un phénomène à court terme (de l'ordre de plusieurs secondes) ou, dans le cas limite, comme un phénomène à long terme.

III.3.1. L'instabilité de tension à court terme

L'effondrement de tension se produit immédiatement après la perturbation. Les récepteurs et les dispositifs, avare en réactif comme c'est le cas des moteurs asynchrones, consomment, juste après la perturbation, beaucoup de puissance réactive pour assurer leur stabilité vis-à-vis de leur charge. D'autres éléments sont impliqués dans cette instabilité à savoir les convertisseurs et les charges non linéaires. [40]

III.3.2. L'instabilité de tension à long terme

L'instabilité de tension à long terme se développe lors d'un manque graduel de puissance réactive d'un nœud ou une partie du système. Elle implique quant à elle des équipements ayant une action plus lente tels les régulateurs en charge automatique, les charges commandées thermo-statiquement. [40]

III.4. Cause d'instabilité de tension

III.4.1. Manque d'énergie réactive

L'effondrement de tension est fortement lié au manque de la puissance réactive requise pour maintenir le profil de tension dans une marge de fonctionnement permise [12]. A un certain niveau de charge, le réseau électrique ne satisfait pas la puissance réactive demandée par la charge à cause des limitations sur la production et la transmission de la celle-ci. La limitation de production de la puissance réactive inclut les générateurs et les équipements FACTS ainsi que la puissance réactive limitée des condensateurs [14]. La limite de production de la puissance réactive des générateurs est due principalement aux contraintes thermiques exercées sur le bobinage rotorique et statorique. Sans la limitation thermique, l'instabilité et l'effondrement de tension sont souvent impossibles. Dans le même contexte, les équipements FACTS sont de très grande dimension. Pour bien comprendre l'influence de la puissance réactive sur l'effondrement de tension, on considère un réseau simple à deux nœuds de la figure 1.

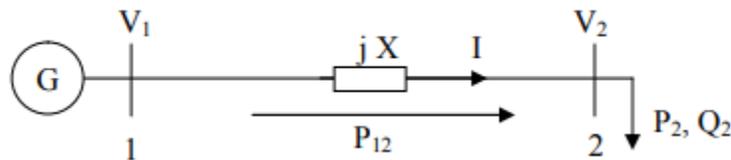


Figure III. 1. Réseau électrique à 2 nœuds

$$\bar{S}_2 = P_2 + jQ_2 \quad (\text{III.1})$$

$$= V_2 \left[\frac{V_1 \cos(\delta) + jV_1 \sin(\delta) - V_2}{jX} \right] \quad (\text{III.2})$$

$$= \frac{V_1 * V_2}{X} \sin(\delta) + j \left[\frac{V_1 * V_2 \cos(\delta) - V_2^2}{X} \right] \quad (\text{III.3})$$

$$P_2 = \frac{V_1 \cdot V_2}{X} \sin(\delta) = P_{max} \cdot \sin(\delta) \quad (\text{III.4})$$

$$Q_2 = \frac{V_1 * V_2 \cos(\delta) - V_2^2}{X} \quad (\text{III.5})$$

De même pour le nœud 1 :

$$P_1 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta = P_{max} \cdot \sin \delta \quad (\text{III.6})$$

$$Q_2 = \frac{V_1 \cdot V_2 \cos(\delta)}{X} - \frac{V^2}{X} \quad (\text{III.7})$$

Pour la puissance active au bus 2, l'équation III.4 montre clairement que lorsque la puissance P_2 augmente, la turbine doit fournir plus d'énergie pour augmenter l'angle de puissance δ afin de satisfaire la demande de la charge. Par conséquent, la puissance réactive Q_2 diminuera ou même reviendra négative à cause de la diminution du $\cos(\delta)$. Autrement, l'équation III.5 montre que la puissance réactive Q_2 augmentera brusquement. Donc la différence entre la puissance réactive aux nœuds 1 et 2 (pertes réactives) augmentera rapidement. On peut conclure que le transport de la puissance réactive n'est pas économique à cause de l'augmentation des pertes réactives à des niveaux de charge relativement élevés. La meilleure solution de ce problème est de produire cette énergie localement, proche de la consommation, par l'installation de batteries de condensateurs, de compensateurs synchrones (génératrices synchrones avec $P=0$) ou des compensateurs statiques (FACTS).

III.4.2. Charge appelée trop importante

L'une des causes de l'instabilité de tension correspond à une charge élevée. Ceci est dû à l'augmentation croissante de la demande et à un large transfert d'énergie entre compagnies. Une instabilité de tension peut se produire en particulier lorsque la charge élevée est plus importante que celle prévue et le risque est d'autant plus grand que la consommation réactive est également plus grande que prévue [43]

III.4.3. Production trop éloignée de la consommation

En général, les groupes de production sont suffisamment répartis sur le réseau pour qu'il n'y ait pas de grandes distances de transport d'énergie électrique. Cependant, il peut arriver que les groupes proches d'un point de consommation soient tous arrêtés, soit parce qu'ils sont en panne, soit parce qu'il n'est pas économique de les faire fonctionner durant certaines périodes.

De même, la distance électrique peut être augmentée par les indisponibilités de ligne, notamment à la suite d'incidents. [10]

III.5. Méthode d'analyse de la stabilité

III.5.1. Méthode de Courbe d'effondrement de la tension [44]

La courbe d'effondrement de tension est considérée parmi les techniques les plus utilisées dans l'étude et l'analyse de la stabilité statique de tension. Elle trace l'évolution de la tension en fonction de l'augmentation de la charge dans le nœud. Dans ce qui suit, nous essayons d'élaborer et développer le modèle mathématique qui décrit la variation de la tension en fonction de la charge. D'après la figure III.1, on peut exprimer la puissance apparente au nœud 2 suivant l'équation :

Dans ce circuit (figure III.1), l'alternateur alimente une charge à travers une ligne de transmission. Avec :

V_1 : tension au début de la ligne

V_2 : tension à l'extrémité de la ligne

X : réactance de la ligne

θ : angle de charge

$$V_2^2 = \frac{1}{2} \left[V_1^2 - 2QX \pm V_1 \left(V_1^2 - \frac{4P^2X^2}{V_1^2} - 4QX \right)^{1/2} \right] \quad (\text{III.8})$$

$$Q = \tan \theta \times P = B \times P$$

On remplace Q par son expression. Donc la solution est:

$$V_2^2 = \left[\frac{V_1^2}{2} - BPX \pm \left(\frac{V_1^4}{4} - PX(PX + BV_1^2) \right)^{1/2} \right] \quad (\text{III.9})$$

D'après l'équation précédente, on peut conclure que, la tension au nœud 2 est une fonction de la puissance active, de la réactance de la ligne, et du facteur de puissance. La figure II.2 présente la courbe de bifurcation du système étudié. La courbe montre l'évolution de la tension en fonction de la puissance active. La charge est considérée purement active ($Q = 0$ donc $B = 0$), la réactance de la ligne $X = 0.5 \text{ pu}$

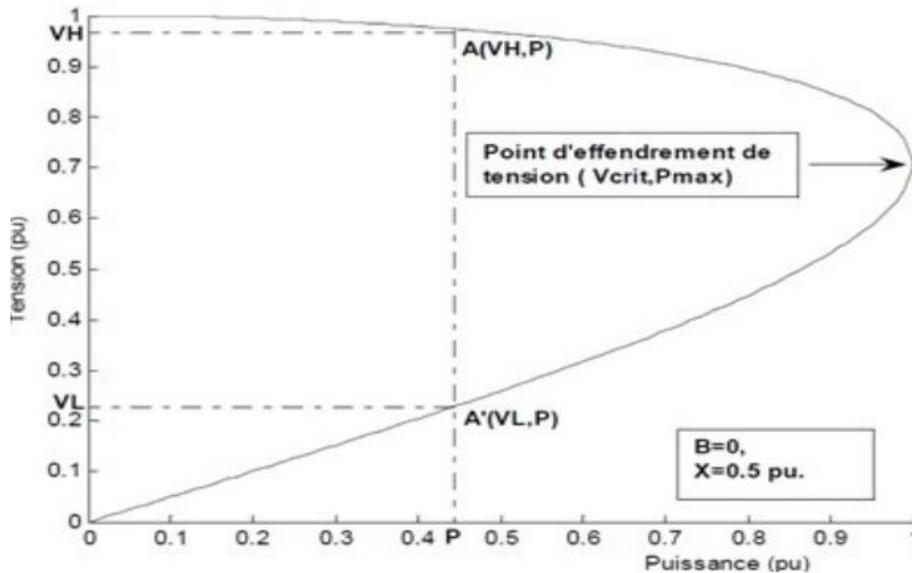


Figure III. 2. Courbe de bifurcation de tension

III.5.2. Les courbes P-V Q-V :

La première zone correspond à la zone de stabilité. Le power flow permet de déterminer deux solutions distinctes pour chaque variation de la puissance, on a une solution dans la zone de stabilité et l'autre dans la zone d'instabilité.

La deuxième zone correspond au point maximum où les deux solutions se juxtaposent pour former une solution unique pour la puissance maximale.

La troisième zone c'est la zone d'instabilité, le système n'a pas de solution.

Ces calculs sont effectués pour quelques barres du système. Chaque barre est chargée sur une base individuelle jusqu'à ce que les limites de transfert maximal de puissance soient atteintes. Les nombreux calculs nécessaires d'écoulement de puissance exigent beaucoup de temps processeur. Par ailleurs, l'augmentation de la charge à une seule barre à la fois peut perturber la condition de stabilité du réseau de façon irréaliste. [45]-[46]

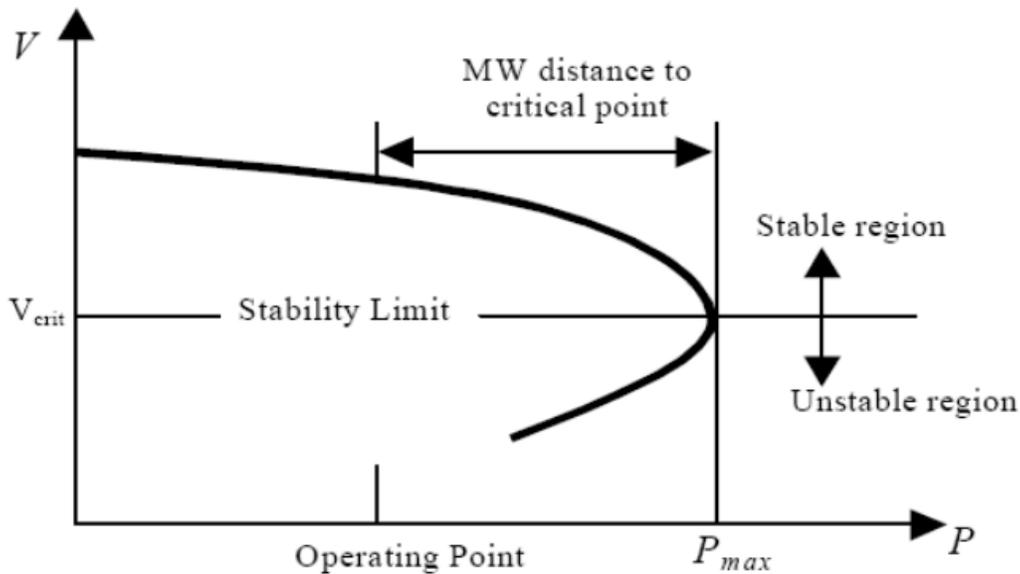


Figure III. 3. La caractéristique P-V

Les courbes QV sont actuellement une méthode d'analyse nécessaire à la stabilité de la tension dans de nombreux bureaux d'études. Les courbes QV montrent la sensibilité et la variation de la tension du jeu de barre par rapport à des injections de puissance réactive. Elle détermine les (MVAR) et les marges de tension par rapport au point d'instabilité et permet de fournir des informations sur l'efficacité des sources de puissance réactive dans le contrôle de la tension dans les différentes parties du système.

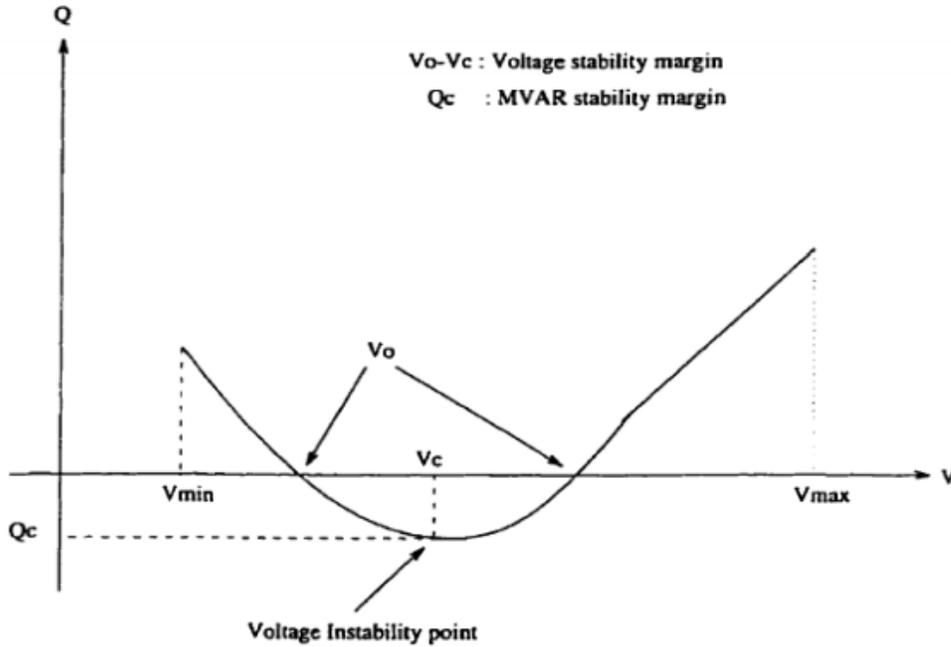


Figure III. 4. Caractéristique Q-V

III.5.3. La méthode de calcul d'écoulement de puissance

III.5.3.1. Equations générales de la puissance

La puissance complexe $S_i = P_i + jQ_i$, injecté au nœud I , en fonction des tensions aux nœuds et les éléments de la matrice admittance nodale **Ybus**, en tenant compte de l'expression du courant injecté I_i au nœud i , est donnée par la relation suivante

$$\bar{S}_i = \bar{P}_i + j\bar{Q}_i = \bar{V}_i^* \cdot \bar{V}_i \cdot I_i^* = \bar{V}_i^* \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij}^* \cdot \bar{V}_j^* \quad (\text{III.10})$$

La conjuguée de l'expression complexe de la puissance est

$$\bar{S}_i^* = \bar{P}_i - j\bar{Q}_i = \bar{V}_i^* \cdot (\bar{Y}_{ii} \cdot \bar{V}_i^* + \sum_{j \neq i} \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{V}_j) \quad (\text{III.11})$$

$$\bar{S}_i^* = \bar{Y}_{ii} \cdot \bar{V}_i^* \cdot \bar{V}_i + \bar{V}_i^* \sum_{j \neq i} \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{V}_j \quad (\text{III.12})$$

III.5.3.2. Puissances écoulées dans les lignes

Pour calculer la puissance qui s'écoule dans la branche reliant les accès i et j , le courant qui circule entre les accès i et j a pour expression :

$$I_{ij} = \bar{Y}_{ij} * (\bar{V}_i * \bar{V}_j) + \bar{Y}_{i0} * \bar{V}_i \quad (\text{III.13})$$

Et l'expression de la puissance active

$$S_{ij} = \bar{V}_i * \bar{I}_{ij}^* \quad (\text{III.14})$$

$$\bar{S}_i = * [\bar{Y}_{ij} * (\bar{V}_i - \bar{V}_j) + \bar{Y}_{i0} * \bar{V}_i]^* \quad (\text{III.15})$$

$$\bar{S}_i = |\bar{V}_i|^2 * \bar{Y}_{ij}^* - \bar{V}_i * \bar{V}_j^* * \bar{Y}_{ij}^* + |\bar{V}_i|^2 * \bar{Y}_{i0}^* \quad (\text{III.16})$$

De même la puissance apparente qui s'écoule de l'accès j vers l'accès i vaut

$$\bar{S}_{ij} = |\bar{V}_j|^2 * \bar{y}_{ij}^* - \bar{V}_j * \bar{V}_i^* * \bar{y}_{ij}^* + |\bar{V}_j|^2 * \bar{y}_{j0}^* \quad (\text{III.17})$$

III.5.3.3. Calcul des pertes totales dans le réseau

Pour un élément du réseau reliant deux accès i et j on a :

$$\bar{S}_{lossij} = \bar{S}_{ij} + \bar{S}_{ji} \quad (\text{III.18})$$

D'où

$$\bar{P}_{lossij} = \text{real}\{\bar{S}_{lossij}\} \quad (\text{III.19})$$

$$\bar{Q}_{lossij} = \text{imag}\{\bar{S}_{lossij}\} \quad (\text{III.20})$$

Avec :

\bar{S}_{lossij} : Puissance apparente perdue dans la branche $(i-j)$.

\bar{S}_{ij} : Puissance apparente qui transite de l'accès i vers l'accès j .

\bar{S}_{ji} : Puissance apparente qui transite de l'accès j vers l'accès i .

Pour la puissance totale perdue dans le réseau, elle est égale à la somme des puissances perdues dans toutes les branches du réseau.

$$\bar{S}_{lossi j} = \sum \bar{S}_{lossi j} \quad (\text{III.21})$$

$$\bar{P}_{lossi j} = \sum \text{real}\{\bar{S}_{lossi j}\} \quad (\text{III.22})$$

$$\bar{Q}_{lossi j} = \sum \text{imag}\{\bar{S}_{lossi j}\} \quad (\text{III.23})$$

Avec :

$\bar{P}_{lossi j}$: Puissance active perdue dans la branche (i-j)

$\bar{Q}_{lossi j}$: Puissance réactive perdue dans la branche (i-j)

III.5.3.4. Classification des accès d'un réseau électrique

-Accès bilan : C'est un nœud connecté avec un générateur relativement puissant ; il est considéré dans le calcul d'écoulement de puissance afin de compenser les pertes actives et assurer l'égalité entre la demande et la génération de la puissance active. Dans un nœud bilan, l'amplitude et l'angle de la tension sont supposés connus.

- Accès charge : C'est un nœud connecté directement avec la charge, il ne possède aucune source d'énergie. Les puissances actives et réactives sont considérées connues.

-Accès générateur : C'est un nœud connecté directement avec un générateur ou une source d'énergie réactive. La puissance active et la tension sont considérées connues. La production de l'énergie réactive est limitée par des valeurs inférieures et supérieures, Q_{gmin} et Q_{gmax} respectivement. Si l'une des deux limites est atteinte, la valeur se fixe à cette limite et la tension se libère, le Nœud devient alors un nœud PQ.

III.5.3.5. Calcule de la matrice d'admittances

La matrice d'admittance est un ensemble de données qui représente les relations d'admittances dans un réseau électrique.

Il existe trois méthodes pour la détermination de la matrice [Y_{nodale}], à savoir :

- Par inversion de la matrice impédance nodale. (Sans prise en compte des impédances des générateurs).
- À partir des admittances des éléments du réseau.
- À partir des admittances des éléments du réseau et la matrice d'incidence (topologique).

On utilise dans notre cas la deuxième méthode car elle est la plus simple et la plus commode nécessitant moins d'opérations que les autres méthodes et surtout dans le cas où le réseau ne présente pas de couplage mutuel entre ses éléments. [30]

Formation de $[Y_{nodale}]$ à partir des admittances des éléments du réseau A Dérivation de la matrice $[Y_{bus}]$:

Soit un réseau à n accès indépendant et un accès $n+1$ représentant l'accès de référence. Considérons un accès i parmi les n accès différents de celui de référence. Pour cet accès on a :

$$I_i = \sum_{j=1}^n I_{ij} \quad (\text{III.24})$$

Avec :

I_i : Le courant injecté à l'accès i par une source extérieure.

I_{ij} : Le courant qui circule entre l'accès i et l'accès j à travers la branche $(i-j)$.

On a aussi :

$$I_{ij} = (V_i - V_j) * y_{ij} \quad (\text{III.25})$$

Telle que:

V_i et V_j : Sont respectivement les tensions aux accès i et j .

Y_{ij} : L'admittance propre de la branche $(i-j)$.

On aura alors :

$$I_i = \sum_{j=1}^n y_{ij}(V_i - V_j) = y_{i0}(V_i - V_0) + y_{i1}(V_i - V_1) + y_{i2}(V_i - V_2) + \dots + y_{in}(V_i - V_n) \quad (\text{III.26})$$

Telle que : $V_0 = 0$ et $i = 1 \dots n$

Y_{i0} : La somme des admittances transversales des lignes reliées à l'accès i

$$I_i = V_i \left[y_{i0} + \sum_{j=1}^n y_{ij} \right] - y_{i1} * V_1 - y_{i2} * V_2 + y_{i3} * V_3 + \dots + y_{in} * V_n \quad (\text{III.27})$$

Si on écrit l'équation précédente sous la forme matricielle pour les n accès on aura :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_i \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1i} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2i} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & \cdots & Y_{ii} & \cdots & Y_{in} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \vdots & Y_{ni} & \vdots & Y_{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_0 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (\text{III.28})$$

Tel que:

$$\begin{cases} Y_{ii} = y_{i0} + \sum_{j=1}^n Y_{ij} \\ Y_{ij} = -y_{ij} \end{cases} \quad (\text{III.29})$$

[Y] : La matrice nodale des admittances carrée d'ordre ($n*n$).

III.5.3.6. Ecoulement de puissance loads flow

L'étude de l'écoulement de puissance ou de flux de puissance est une étape essentielle pour l'étude et la conception des réseaux électriques. Cette étude est nécessaire pour la planification, l'échange de puissance entre les centres de production et le dispatching économique. Elle est aussi essentielle pour l'évaluation de la stabilité transitoire, stabilité dynamique et l'estimation de l'état du réseau ainsi que la prise de mesure adéquate à d'éventuelle imprévue.

A. Présentations :

Le calcul de l'écoulement de puissances dit aussi calcul de la répartition des charges (load flow) permet de déterminer :

- Les tensions complexes aux niveaux des différents nœuds ;
- Les puissances transitées d'un nœud à un autre ;
- Les puissances injectées à chaque nœud ;
- Les pertes actives et réactives dans le réseau électrique.

Pour résoudre le problème de l'écoulement de puissances, il existe deux méthodes, l'une dite des mailles, l'autre dite des nœuds. Cette dernière méthode est préférable car elle prend en considération la matrice admittance [Y], qui est une matrice creuse, de même elle facilite l'introduction des données du problème. Le développement de l'outil informatique a permis d'élaborer plusieurs méthodes, on peut citer les méthodes de Gauss Seidel et de Newton-Raphson.

B. Méthode de calcul utilisé

Pour notre cas d'étude on a utilisé la méthode de Newton-Raphson qui est la plus utilisée pour résoudre l'équation algébrique non linéaire. Cette méthode est une procédure d'approximation successive basée sur une estimation initiale et utilise la décomposition en série de Taylor.

Principe de la méthode

Soit le système d'équation non linéaire suivant :

$$\begin{cases} Y_1 = F_1(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \\ Y_2 = F_2(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \\ Y_n = F_n(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \end{cases} \quad \text{(III.30)}$$

On suppose que les solutions initiales du système sont :

$$(x_1^0, x_2^0, x_3^0 \dots \dots x_n^0)$$

Les erreurs sont :

$$(\Delta x_1^0, \Delta x_2^0, \Delta x_3^0 \dots \dots \Delta x_n^0)$$

Donc :

$$(x_1^0 + \Delta x_1^0, x_2^0 + \Delta x_2^0 \dots \dots x_n^0 + \Delta x_n^0)$$

En appliquant le développement en série de Taylor aux points $(x_1^0, x_2^0, x_3^0 \dots \dots x_n^0)$ on aura :

$$Y_i = F_i(x_1^0, x_2^0, x_3^0 \dots \dots x_n^0) + \Delta x_1^0 \frac{\partial F_i}{\partial x_1} + \Delta x_2^0 \frac{\partial F_i}{\partial x_2} + \Delta x_3^0 \frac{\partial F_i}{\partial x_3} \dots \dots \Delta x_n^0 \frac{\partial F_i}{\partial x_n} + C_i \quad \text{(III.31)}$$

En négligeant les termes d'ordre supérieur posant : C1, C2, C3, ... Cn, on aura le système d'équations :

$$\begin{bmatrix} \Delta Y_1^0 \\ \Delta Y_2^0 \\ \vdots \\ \Delta Y_n^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_1 & - & f_1^0 \\ Y_2 & - & f_2^0 \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_n & - & f_n^0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Y_1^0 \\ \Delta Y_2^0 \\ \vdots \\ \Delta Y_n^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta x_1^0 \\ \Delta x_2^0 \\ \vdots \\ \Delta x_n^0 \end{bmatrix} \quad \text{(III.32)}$$

Ou sous forme matricielle :

$$[\Delta Y] = [j] * [\Delta x] \quad (\text{III.33})$$

Avec :

$[j]$: Matrice Jacobien.

La méthode de Newton-Raphson consiste à calculer les éléments du vecteur X , à la $kieme+1$ itération par :

$$xi^{k+1} = xi^{k+1} + \Delta xi^k \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{III.34})$$

Ce vecteur servira pour une nouvelle équation Jacobienne J afin de déterminer les nouvelles valeurs de xi en résolvant le système d'équations par la méthode adéquate de résolution de système linéaires.

Ce processus de calcul est répété jusqu'à l'obtention de la précision désirée, et on arrête le processus d'itération une fois q $|xi^{k+1} - xi^k| \leq \delta$ pour $i = 1, 2, \dots, n$

Application de la méthode de Newton-Raphson

Reprenons l'équation permettant de calculer la puissance apparente

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \left(\sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} * \bar{V}_j \right)^* \quad (\text{III.35})$$

$$Pi = Real\{\bar{S}_i\}; Qi = Imag\{\bar{S}_i\};$$

IL existe différentes formes mais dans notre cas on a utilisé la forme cartésienne, dans cette forme les grandeurs sont exprimées sous leurs formes rectangulaires (partie réelle et partie imaginaire) :

$$V_i = e_i + jf_i \quad i = 1, n \quad (\text{III.36})$$

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad i = 1, n \quad j = 1, n \quad (\text{III.37})$$

Alors on aura :

$$P_i = e_i + \sum_{j=1}^n (G_{ij} * e_j - B_{ij} * f_j) + f_i \sum_{j=1}^n (B_{ij} * e_j - G_{ij} * f_i) \quad (\text{III.38})$$

$$Q_i = f_i + \sum_{j=1}^n (G_{ij} * e_j - B_{ij} * f_j) - e_i \sum_{j=1}^n (B_{ij} * e_j - G_{ij} * f_i) \quad (\text{III.39})$$

Le système d'équations III.38 et III.39 est formé donc de $2n$ équations permettant de calculer P et Q avec $2n$ inconnus θ et V

En différenciant les équations on aura :

$$\Delta P_i = \sum_{j=1}^n \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} \Delta \theta_j + \sum_{j=1}^n \frac{\partial P_i}{\partial [\bar{V}_j]} \Delta [\bar{V}_j] \quad (\text{III.40})$$

$$\Delta Q_i = \sum_{j=1}^n \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} \Delta \theta_j + \sum_{j=1}^n \frac{\partial Q_i}{\partial [\bar{V}_j]} \Delta [\bar{V}_j] \quad (\text{III.41})$$

Physiquement, les ΔP_i et ΔQ_i représentent la différence entre les valeurs spécifiées et celles calculées des puissances actives $P_{spéc}$ et réactives $Q_{spéc}$ qui peuvent être calculées comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \cdots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_1}{\partial [\bar{V}_1]} & \cdots & \frac{\partial P_1}{\partial [\bar{V}_n]} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \cdots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial [\bar{V}_1]} & \cdots & \frac{\partial P_n}{\partial [\bar{V}_n]} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \cdots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial [\bar{V}_1]} & \cdots & \frac{\partial Q_1}{\partial [\bar{V}_n]} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} & \cdots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial [\bar{V}_1]} & \cdots & \frac{\partial Q_n}{\partial [\bar{V}_n]} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta |\bar{V}_1| \\ \vdots \\ \Delta |\bar{V}_n| \end{bmatrix} \quad (\text{III.42})$$

Faire sortir les équations Jacobien , avec :

$$\begin{aligned} j1 &= \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \cdots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \cdots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} \end{bmatrix} & j2 &= \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial [\bar{V}_1]} & \cdots & \frac{\partial P_1}{\partial [\bar{V}_n]} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial [\bar{V}_1]} & \cdots & \frac{\partial P_n}{\partial [\bar{V}_n]} \end{bmatrix} \\ j3 &= \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \cdots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} & \cdots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} \end{bmatrix} & j4 &= \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial [\bar{V}_1]} & \cdots & \frac{\partial Q_1}{\partial [\bar{V}_n]} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial [\bar{V}_1]} & \cdots & \frac{\partial Q_n}{\partial [\bar{V}_n]} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (\text{III.43})$$

Système d'équation à résoudre

Le système d'équation sous forme matriciel à résoudre s'écrit comme suit :

$$\begin{pmatrix} \{\Delta P\} \\ \{\Delta Q\} \end{pmatrix}^k = [j] * \begin{pmatrix} \{\Delta \theta\} \\ \{\Delta \bar{V}\} \end{pmatrix}^k \quad (\text{III.44})$$

Avec :

$$j = \begin{bmatrix} j1 & j2 \\ j3 & j4 \end{bmatrix} \quad (\text{III.45})$$

$$\begin{pmatrix} \{\theta\} \\ \{\bar{V}\} \end{pmatrix}^{k+1} = \begin{pmatrix} \{\theta\} \\ \{\bar{V}\} \end{pmatrix}^k * X \begin{bmatrix} j1 & j2 \\ j3 & j4 \end{bmatrix}^{-1k} * \begin{pmatrix} \{\Delta P\} \\ \{\Delta Q\} \end{pmatrix}^k \quad (\text{III.46})$$

$$\begin{pmatrix} |\bar{V}_i|^{k+1} = |\bar{V}_i|^k + \Delta |\bar{V}_i|^k \\ \theta_i^{k+1} = \theta_i^k + \Delta \theta_i^k \end{pmatrix} \quad i = 1, n \quad (\text{III.47})$$

C. Calcul des éléments du Jacobien

Les éléments du Jacobien peuvent être calculés à partir des équations (1.2), et ce en les dérivant par rapport aux modules des tensions et aux angles de phases.

Eléments de J1 :

Eléments de la diagonale :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = -|\bar{V}_i| * \sum_{j \neq 1}^n |\bar{V}_j| * [B_{ij} * \cos(\theta_i - \theta_j) - G_{ij} * \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (\text{III.48})$$

Eléments hors de la diagonale :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} = -|\bar{V}_i| * |\bar{V}_k| * [-B_{ik} * \cos(\theta_i - \theta_k) + G_{ik} * \sin(\theta_i - \theta_k)] \quad (\text{III.49})$$

Eléments de J2 :

Eléments de la diagonale

$$\frac{\partial P_i}{\partial |\bar{V}_i|} = \sum_{j \neq 1}^n |\bar{V}_j| * [B_{ij} * \sin(\theta_i - \theta_j) + G_{ij} * \cos(\theta_i - \theta_j)] + 2 * |\bar{V}_j| * G_{ii} \quad (\text{III.50})$$

Eléments hors de la diagonale :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |\bar{V}_k|} = |\bar{V}_i| * [B_{ik} * \sin(\theta_i - \theta_k) + G_{ik} * \cos(\theta_i - \theta_k)] \quad (\text{III.51})$$

Elément de J3 :

Eléments de la diagonale :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = -|\bar{V}_i| * \sum_{j \neq i}^n |\bar{V}_j| * [B_{ij} * \sin(\theta_i - \theta_j) + G_{ij} * \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (\text{III.52})$$

Eléments hors de la diagonale :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} = -|\bar{V}_i| * |\bar{V}_k| * [B_{ik} * \sin(\theta_i - \theta_k) + G_{ik} * \cos(\theta_i - \theta_k)] \quad (\text{III.53})$$

Elément de J4 :

Eléments de la diagonale :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |\bar{V}_i|} = \sum_{j \neq i}^n |\bar{V}_j| * [-B_{ij} * \cos(\theta_i - \theta_j) + G_{ij} * \sin(\theta_i - \theta_j)] - 2 * |\bar{V}_i| * B_{ii} \quad (\text{III.54})$$

Eléments hors de la diagonale :

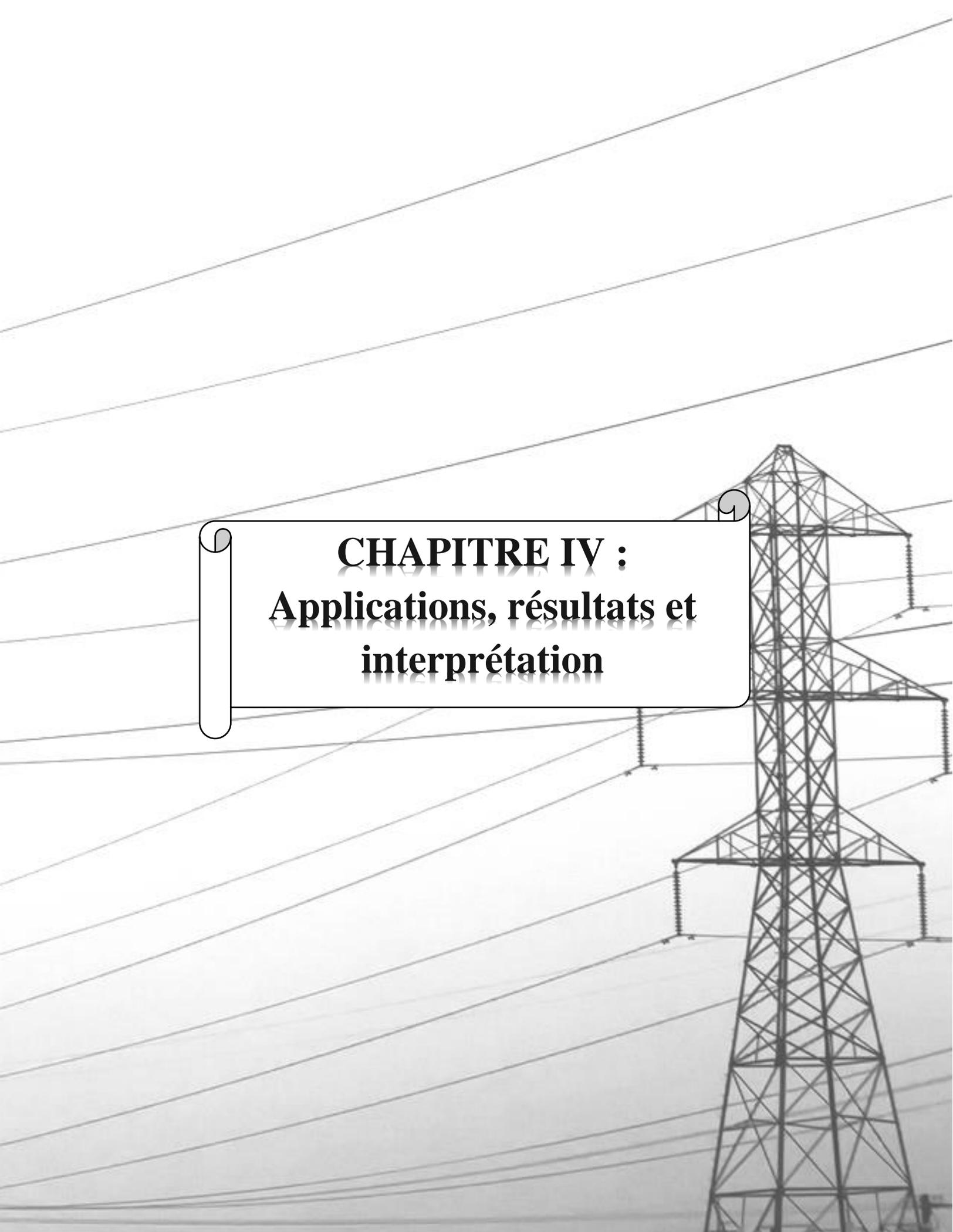
$$\frac{\partial Q_i}{\partial |\bar{V}_k|} = |\bar{V}_i| * [-B_{ik} * \cos(\theta_i - \theta_k) + G_{ik} * \sin(\theta_i - \theta_k)] \quad (\text{III.55})$$

Note : Pour un accès k générateur ($P, /V /$) où l'amplitude de la tension $|V_k|$ est spécifiée et reste constante, alors $\Delta|V_k| = 0$. Il est donc nécessaire de supprimer la ligne et la colonne correspondant à k dans la matrice $J4$ tant que $\Delta|V_k| = 0$. Cela doit être appliqué pour tous les accès générateurs. Par conséquent, les puissances réactives injectées en ces accès peuvent être calculées directement par l'équation III.32. Il est alors nécessaire de vérifier que la puissance réactive calculée à chaque accès générateur « i » est dans les limites de puissance réactive spécifiées ($Q_{i_{min}}, Q_{i_{max}}$)

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons défini la stabilité et l'instabilité de la tension, ensuite nous avons exposé les diverses méthodes d'analyse de stabilité statique à savoir : méthode de Courbe d'effondrement de la tension, les courbes P-V et Q-V, et la méthode d'écoulement de puissance.

On peut conclure, à la fin de ce chapitre que les systèmes électriques sont constamment exposés à de divers causes d'instabilité. Cependant, on dispose de nombreuses méthodes pour analyser cette instabilité dans le but ultime de comprendre le comportement de la tension devant les différentes contraintes afin de trouver des solutions adéquates pour la gérer et garantir ainsi une qualité d'énergie électrique optimale.



CHAPITRE IV :
Applications, résultats et
interprétation

Introduction

Dans ce chapitre, nous allons effectuer un calcul de l'écoulement de puissance à partir de la méthode de Newton Raphson appliquée sur un réseau à 16 accès et 24 lignes. Les différentes grandeurs obtenues du développement et de l'implantation sous MATLAB de cette méthode, seront présentées et discutées.

Dans un premier lieu nous allons faire une analyse sur notre réseau dans son état initial, et ensuite faire varier la puissance des générateurs et puis celle de la valeur de $\cos(\varphi)$ de la charge et sa puissance, dont le but est de voir le comportement du réseau vis-à-vis ces paramètres, et d'évaluer ainsi la tension aux jeux de barres.

Finalement, nous allons intégrer un nouveau générateur avec ligne dans des différents emplacements, pour but d'étudier l'impact de cette insertion sur la tension des nœuds.

IV.1. Présentation de réseaux étudiés

IV.1.1. Topologie du réseau étudié

Le réseau étudié est celui présenté sur la figure IV.1 est constitué de 16 accès notés (1, 2, 3... 16), (24) lignes et (7) générateurs.

- L'accès (1) représente l'accès bilan.
- Les accès (2, 3, 6, 8, 11, 14, 16) sont des accès générateurs.
- Les accès (4, 5, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 15) sont des accès charge.

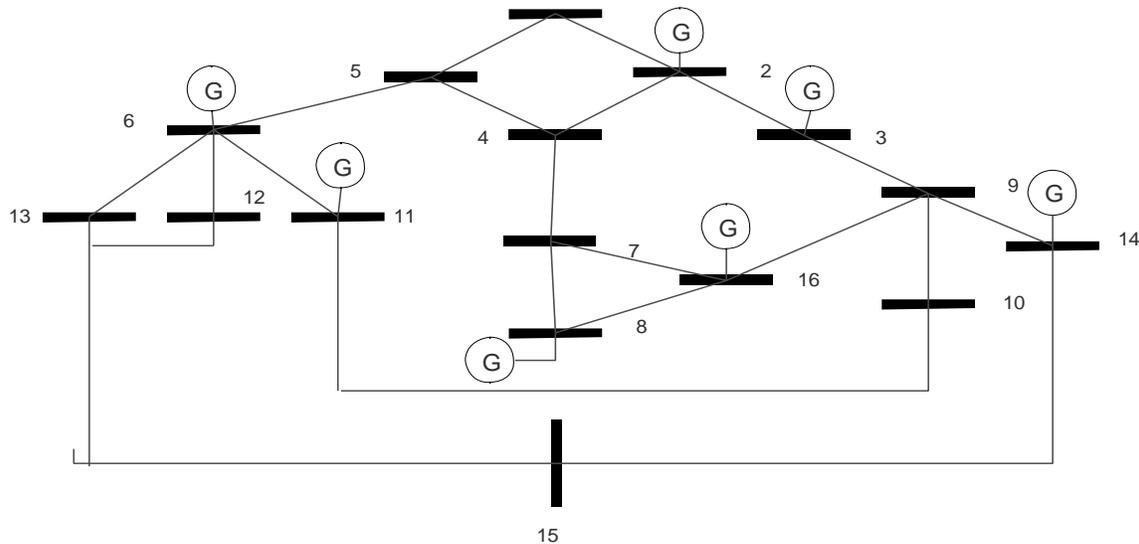


Figure IV. 1. Structure de réseau

Les paramètres des lignes et des charges sont donnés dans les tableaux ci-dessous avec vbase : 230V, Sbase : 100Kw.

Paramètres de la ligne :

Num	NA	NB	R	X
1	1	2	0.01938	0.05917
2	1	5	0.05403	0.22304
3	2	3	0.04699	0.16797
4	2	4	0.02581	0.17632
5	2	5	0.05695	0.17388
6	3	4	0.06701	0.17103
7	4	5	0.01335	0.04211
8	4	7	0.00000	0.20912
9	4	9	0.00000	0.55618
10	5	6	0.00000	0.25202
11	6	11	0.09498	0.19890
12	6	12	0.12291	0.25581
13	6	13	0.06615	0.13027
14	7	8	0.00000	0.17615
15	7	9	0.00000	0.11001
16	9	10	0.03181	0.08450
17	9	14	0.12711	0.27038
18	10	11	0.08205	0.19207
19	12	13	0.22092	0.19988
20	13	15	0.17093	0.34802
21	14	15	0.25150	0.35215
22	7	16	0.22000	0.32587
23	9	16	0.12157	0.26584
24	10	16	0.00000	0.13224

Tableau IV. 1. Paramètres de la ligne

Avec :

NA : représente l'accès départ.

NB : représente l'accès final.

R : représente la résistance de la ligne en ohm.

X : représente la réactance de la ligne en ohm.

Paramètre des accès :**a. Paramètre des accès générateurs :**

Num de Nœud	Pg	Qg	Sg	Qgmin	Qgmax	Pgmax	Pgmin	Cos(θ)	Sin(θ)
2	150KW	0	30 KVar	-40KVA	50KVA	50KW	250KW	0.9041	0.4272
	1.5PU	0	0.3 pu	-0.4 pu	0.5 pu	0.5 pu	2.50 pu		
3	40	0	45 KVar	-10KVA	10KVA	20KW	120KW	0.9531	0.3026
	0.4	0	0.45 pu	-0.1 pu	0.1 pu	0.2 pu	1.2 pu		
6	60	0	55 KVar	-40KVA	50KVA	40KW	140KW	0.8680	0.9465
	0.6	0	0.55pu	-0.4 pu	0.5 pu	0.4 pu	1.4 pu		
8	40	0	19 KVar	-10KVA	60KVA	20KW	120KW	0.9775	0.2110
	0.4	0	0.19 pu	-0.1 pu	0.6 pu	0.2 pu	1.2 pu		
11	40	0	18.64 KVar	-10KVA	10KVA	20KW	120KW	0.9615	0.2748
	0.4	0	0.1864 pu	-0.1 pu	0.1 pu	0.2 pu	1.2 pu		
14	35	0	9.4 Kvar	-10KVA	10KVA	10KW	110KW	0.9490	0.3152
	0.35	0	0.094 pu	-0.1 pu	0.1 pu	0.1 pu	1.1 pu		
16	40	0	20 KVar	-10KV a	10KVA	10KW	110KW	0.9700	0.2430
	0.4	0	0.2 pu	-0.1 pu	0.1 pu	0.1 pu	1.1 pu		

Tableau IV. 2. Paramètres des générateurs

Avec :

Pg= La puissance active fournées par les générateurs à l'accès i**Qg**= La puissance réactive fournées par les générateurs à l'accès i**Sg**= la puissance apparente consommé par le générateur**Qgmin**= La puissance réactive minimale à l'accès i.**Qgmax**= La puissance réactive maximale à l'accès i.**Pgmax**= La puissance active minimale à l'accès i.**Pgmin**= La puissance active maximale à l'accès i.**Cos(θ)**= Facteur de puissance.

b. Paramètre des accès charges :

Nœud de la charge	Sli	Pli	Qli	Cos(θ)	Sin(θ)
4	80KVar	79.72 KW	6.680 KVAR	0.9965	0.0835
	0.8 pu	0.7972 pu	0.0668 pu		
5	90 KVA	88.00 KW	18.86 KVar	0.9778	0.2095
	0.9 pu	0.8800 pu	0.1886 pu		
7	14 KVA	14.00 KW	0.000 KVar	1.0000	0.0000
	0.14 pu	0.1400 pu	0.0000 pu		
9	10 KVA	9.410 KW	3.340KVar	0.9405	0.3340
	0.10 pu	0.0941 pu	0.0334 pu		
10	10 KVA	9.000 KW	4.360 KVar	0.9000	0.4360
	0.10 pu	0.0900 pu	0.0436 pu		
12	9.2 KVA	9.050 KW	1.570 KVar	0.9838	0.1709
	0.092 pu	0.0905 pu	0.0157 pu		
13	8.4 KVA	7.880 KW	2.860 KVar	0.9375	0.3408
	0.084 pu	0.0788 pu	0.0286 pu		
15	6.8 KVA	6.800 KW	6.800 KVar	1.0000	0.0000
	0.068 pu	0.0680 pu	0.0680 pu		

Tableau IV. 3. Paramètres des charges

Avec :

Sli= la puissance apparente consommée par la charge.

Pli= la puissance active consommée par la charge.

Qli= la puissance réactive consommée par la charge.

Cos(θ)= facteur de puissance.

IV.2. Résultats et interprétation**IV.2.1. L'état initial de notre réseau**

Nous allons calculer, dans les conditions normales la tension des nœuds, Avec les paramètres initiaux de notre réseau présenté dans les tableaux IV.1, IV.2 et IV.3. Les résultats sont notés dans le tableau qui suit tableau IV.4.

Résultats :

Num de noeuds	Type d'accès	La tension en pu
1	01 bilan	1.0600
2	02 générateur	1.0000
3	02 générateur	1.0000
4	03 charge	0.9953
5	03 charge	0.9999
6	02 générateur	1.0000
7	03 charge	0.9849
8	02 générateur	1.0000
9	03 charge	0.9845
10	03 charge	0.9904
11	02 générateur	1.0000
12	03 charge	0.9849
13	03 charge	0.9886
14	02 générateur	1.0000
15	03 charge	0.9833
16	02 générateur	1.0000

Tableau IV. 4. Résultats de la simulation dans les conditions initiales

Interprétation des résultats :

On a remarqué que dans les conditions initiales de réseau la tension aux bornes des nœuds est dans la limite acceptable de $\pm 3\%$.

IV.2.2. Impacte de la puissance générée sur la tension

Pour voir l'impact de la puissance générée sur la tension dans le réseau, nous allons augmenter progressivement la puissance active de chaque générateur, de sa puissance minimale jusqu'à sa puissance maximale avec un intervalle de 0.1pu pour chaque générateur

Résultats de la simulation

la puissance totale des generateurs en KW	Tension Nœud Num1 En pu	tension Nœud Num2 En pu	tension Nœud Num3 En pu	tension Nœud Num4 En pu	tension Nœud Num5 En pu	tension Nœud Num6 En pu	tension Nœud Num7 En pu	tension Nœud Num8 En pu	tension Nœud Num9 En pu	tension Nœud Num10 En pu	tension Nœud Num11 En pu	tension Nœud Num12 En pu	tension Nœud Num13 En pu	tension Nœud Num14 En pu	tension Nœud Num15 En pu	tension Nœud Num16 En pu
170	1.060	1.000	1.000	0.9806	0.9848	1.000	0.9883	1.000	0.9908	0.9918	1.000	0.9861	0.9891	1.000	0.9870	1.000
210	1.060	1.000	1.000	0.9848	0.9892	1.000	0.9885	1.000	0.9900	0.9916	1.000	0.9859	0.9891	1.000	0.9865	1.000
250	1.060	1.000	1.000	0.9885	0.9930	1.000	0.9884	1.000	0.9889	0.9913	1.000	0.9857	0.9890	1.000	0.9859	1.000
290	1.060	1.000	1.000	0.9917	0.9963	1.000	0.9879	1.000	0.9876	0.9909	1.000	0.9855	0.9889	1.000	0.9852	1.000
330	1.060	1.000	1.000	0.9943	0.9990	1.000	0.9871	1.000	0.9861	0.9903	1.000	0.9853	0.9888	1.000	0.9845	1.000
370	1.060	1.000	1.000	0.9966	1.0013	1.000	0.9860	1.000	0.9843	0.9897	1.000	0.9850	0.9887	1.000	0.9837	1.000
410	1.060	1.000	1.000	0.9984	1.0031	1.000	0.9845	1.000	0.9826	0.9889	1.000	0.9848	0.9886	1.000	0.9829	1.000
450	1.060	1.000	1.000	0.9998	1.0045	1.000	0.9827	1.000	0.9800	0.9879	1.000	0.9845	0.9884	1.000	0.9820	1.000
490	1.060	1.000	1.000	1.0007	1.0053	1.000	0.9806	1.000	0.9776	0.9869	1.000	0.9842	0.9882	1.000	0.9811	1.000
530	1.060	1.000	1.000	1.0012	1.0058	1.000	0.9782	1.000	0.9749	0.9858	1.000	0.9840	0.9880	1.000	0.9801	1.000
570	1.060	1.000	1.000	1.0013	1.0058	1.000	0.9754	1.000	0.9719	0.9845	1.000	0.9837	0.9877	1.000	0.9791	1.000
610	1.060	1.000	1.000	1.0010	1.0053	1.000	0.9723	1.000	0.9688	0.9831	1.000	0.9834	0.9875	1.000	0.9780	1.000
650	1.060	1.000	1.000	1.0002	1.0044	1.000	0.9688	1.000	0.9654	0.9816	1.000	0.9831	0.9872	1.000	0.9769	1.000
690	1.060	1.000	1.000	0.9990	1.0030	1.000	0.9650	1.000	0.9618	0.9800	1.000	0.9827	0.9869	1.000	0.9757	1.000
730	1.060	1.000	1.000	0.9973	1.0012	1.000	0.9608	1.000	0.9579	0.9782	1.000	0.9824	0.9865	1.000	0.9745	1.000
770	1.060	1.000	1.000	0.9952	0.9989	1.000	0.9562	1.000	0.9537	0.9764	1.000	0.9820	0.9862	1.000	0.9732	1.000
810	1.060	1.000	1.000	0.9926	0.9961	1.000	0.9512	1.000	0.9493	0.9743	1.000	0.9817	0.9858	1.000	0.9718	1.000
850	1.060	1.000	1.000	0.9895	0.9927	1.000	0.9458	1.000	0.9446	0.9722	1.000	0.9813	0.9854	1.000	0.9704	1.000
890	1.060	1.000	1.000	0.9858	0.9888	1.000	0.9398	1.000	0.9396	0.9698	1.000	0.9809	0.9850	1.000	0.9689	1.000
930	1.060	1.000	1.000	0.9815	0.9843	1.000	0.9334	1.000	0.9342	0.9674	1.000	0.9805	0.9845	1.000	0.9673	1.000
970	1.060	1.000	1.000	0.9766	0.9791	1.000	0.9263	1.000	0.9285	0.9647	1.000	0.9800	0.9840	1.000	0.9656	1.000

Tableau IV. 5. La tension du nœud numéro 1 à 8 par rapport à la puissance des générateurs

Les graphes résultants de la simulation

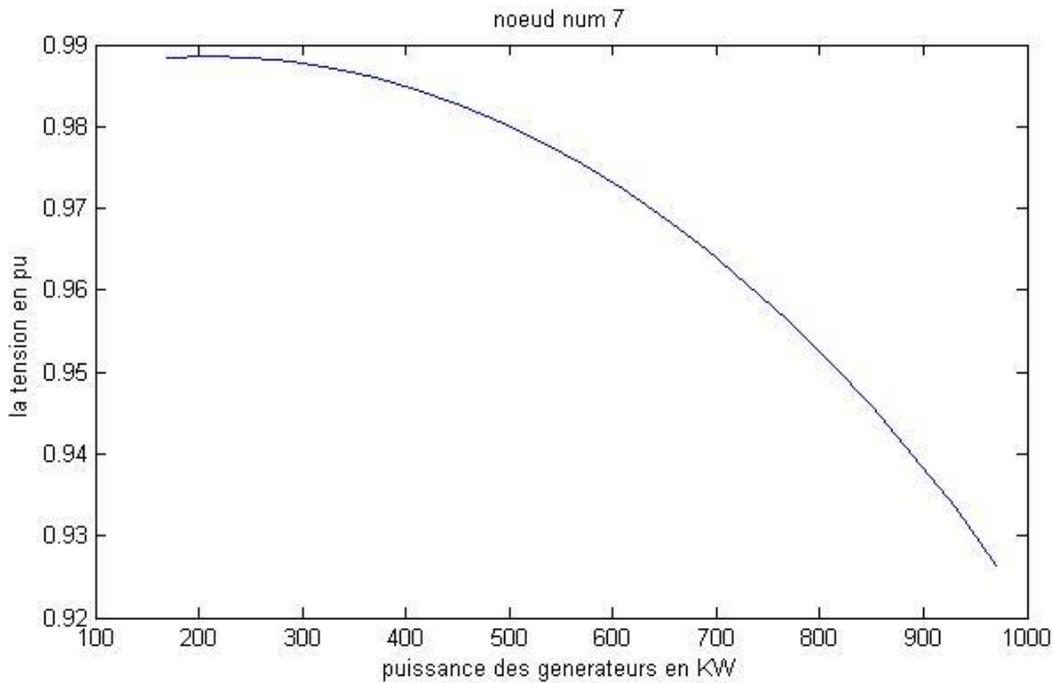


Figure IV. 2. Graphe de la tension en fonction de la puissance en noeud 5

Interprétations des résultats

Nous avons remarqué à partir du tableau IV.5 et la figure IV.2 obtenus grâce à notre programme, que la tension varie en fonction de la variation de la puissance générée et ce processus diffère d'un noeud à un autre, on a en tous 2 cas :

Le premier cas : est situé dans les accès générateur et les accès bilan ou la tension reste fixes et égale à sa valeur initiale

Le 2eme cas : dans le reste des noeuds on a remarqué que la tension diminue avec la variation de la puissance comme le démontre la figure IV.2.

IV.2.3. Impacte de $\cos(\varphi)$ et de la puissance des générateurs sur la tension

Dans ce cas d'étude on va varier la puissance fournie par les générateurs avec un intervalle de 0.05 pu pour chaque générateur de sa puissance minimale jusqu'à atteindre le maximum, pour des différents $\cos(\varphi)$, nous avons fait ce cas de figure sur le noeud 7, et ensuite nous avons apporté nos résultats dans le tableau IV.6 et dans la figure IV.3.

Résultats de la simulation :

Pg En Kw	Pg En pu	cos (φ) 0.2	cos (φ) 0.2	cos (φ) 0.4	cos (φ) 0.4	cos (φ) 0.6	cos (φ) 0.6	cos (φ) 0.8	cos (φ) 0.8	cos (φ) 1
240	0	0.9821	0.9978	0.9823	0.9970	0.9829	0.9958	0.9842	0.9939	0.9887
275	0.05	0.9821	0.9979	0.9824	0.9971	0.9830	0.9959	0.9844	0.9940	0.9889
310	0.1	0.9818	0.9976	0.9821	0.9968	0.9828	0.9957	0.9842	0.9938	0.9888
345	0.15	0.9812	0.9969	0.9815	0.9962	0.9822	0.9951	0.9837	0.9933	0.9883
380	0.2	0.9802	0.9960	0.9806	0.9953	0.9813	0.9942	0.9828	0.9924	0.9875
415	0.25	0.9789	0.9947	0.9793	0.9941	0.9801	0.9930	0.9816	0.9913	0.9863
450	0.30	0.9773	0.9931	0.9777	0.9925	0.9785	0.9915	0.9801	0.9898	0.9848
485	0.35	0.9753	0.9912	0.9758	0.9906	0.9766	0.9896	0.9782	0.9879	0.9830
520	0.40	0.9730	0.9890	0.9735	0.9884	0.9744	0.9875	0.9760	0.9858	0.9809
555	0.45	0.9704	0.9864	0.9709	0.9859	0.9719	0.9850	0.9735	0.9833	0.9784
590	0.50	0.9674	0.9836	0.9680	0.9831	0.9690	0.9822	0.9707	0.9806	0.9757
625	0.55	0.9641	0.9803	0.9647	0.9799	0.9658	0.9790	0.9675	0.9774	0.9726
660	0.60	0.9604	0.9768	0.9611	0.9764	0.9622	0.9755	0.9640	0.9740	0.9691
695	0.65	0.9564	0.9729	0.9571	0.9725	0.9582	0.9717	0.9601	0.9702	0.9653
730	0.70	0.9519	0.9686	0.9527	0.9683	0.9539	0.9675	0.9558	0.9660	0.9611
765	0.75	0.9471	0.9639	0.9479	0.9636	0.9492	0.9629	0.9511	0.9614	0.9565
800	0.80	0.9418	0.9589	0.9427	0.9586	0.9440	0.9579	0.9460	0.9564	0.9515
835	0.85	0.9361	0.9533	0.9381	0.9531	0.9384	0.9524	0.9405	0.9510	0.9461
870	0.90	0.9298	0.9473	0.9308	0.9471	0.9322	0.9465	0.9344	0.9451	0.9402
905	0.95	0.9230	0.9408	0.9240	0.9406	0.9256	0.9400	0.9279	0.9387	0.9337
940	1	0.9155	0.9336	0.9167	0.9336	0.9183	0.9330	0.9207	0.9317	0.9267

Tableau IV. 6. La tension en pu de nœud 7 en fonction de la puissance pour des différent $\cos(\varphi)$

les graphes résultants

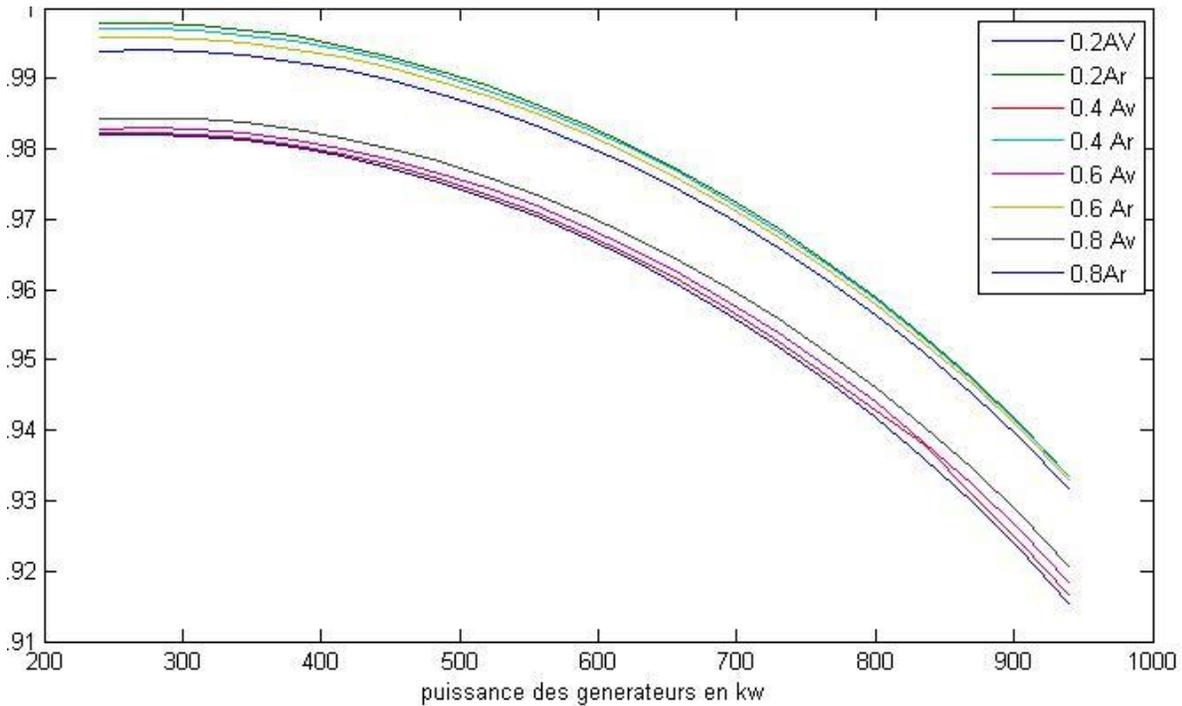


Figure IV. 3. La tension en fonction de la puissance des générateurs pour des différents $\cos(\varphi)$

Interprétation des résultats

La figure IV.3 représente la courbe de la tension en fonction de la puissance pour des différents $\cos(\varphi)$ de la charge, on a constaté que la tension diminue avec l'augmentation de la puissance, le point le plus haut de chaque courbe représente le point de fonctionnement où la tension est dans la limite des $\pm 3\%$, cependant ce point il augmente pour des valeurs de $\cos(\varphi)$ capacitif, contrairement à des $\cos(\varphi)$ inductive ou ce point reste presque le même avec un petit changement de l'ordre de 0.01 pu .

A partir de point de 300kw la tension elle diminue jusqu'à atteindre des point critique où la limite des $\pm 3\%$ n'est pas respecté.

IV.2.4. Impacte de $\cos(\varphi)$ et de la puissance de la charge sur la tension

Pour cette étape nous allons faire varier la puissance apparente de la charge pour de différentes valeurs de $\cos(\varphi)$, nous avons pris le nœud 7 pour ce cas d'étude, nous avons fait varier sa puissance apparente de 0 à 1 pu avec une marge 0.05pu, pour des valeurs de $\cos(\varphi)$: 0.2Av , 0.4Av , 0.6Av , 0.8Av , 1Av , 0.2Ar , 0.4Ar , 0.6Ar , 0.8Ar

S en pu	$\cos(\varphi)$: 0.2Av	$\cos(\varphi)$ 0.4Av	$\cos(\varphi)$ 0.6Av	$\cos(\varphi)$ 0.8Av	$\cos(\varphi)$ 1	$\cos(\varphi)$ 0.2Ar	$\cos(\varphi)$ 0.4Ar	$\cos(\varphi)$ 0.6Ar	$\cos(\varphi)$ 0.8Ar
0.0000	1.0203	1.0203	1.0203	1.0203	1.0203	1.0203	1.0203	1.0203	1.0203
0.0500	1.0181	1.0181	1.0182	1.0185	1.0196	1.0222	1.0222	1.0216	1.0210
0.1000	1.0159	1.0159	1.0161	1.0167	1.0190	1.0242	1.0236	1.0229	1.0218
0.1500	1.0136	1.0137	1.0140	1.0149	1.0184	1.0261	1.0253	1.0242	1.0226
0.2000	1.0114	1.0114	1.0119	1.0131	1.0177	1.0280	1.0270	1.0255	1.0233
0.2500	1.0092	1.0092	1.0098	1.0113	1.0171	1.0299	1.0286	1.0268	1.0240
0.3000	1.0069	1.0070	1.0077	1.0095	1.0164	1.0318	1.0303	1.0280	1.0248
0.3500	1.0047	1.0047	1.0056	1.0077	1.0157	1.0337	1.0319	1.0293	1.0255
0.4000	1.0024	1.0025	1.0034	1.0058	1.0150	1.0356	1.0335	1.0306	1.0262
0.4500	1.0001	1.0002	1.0013	1.0040	1.0144	1.0375	1.0352	1.0318	1.0269
0.5000	0.9978	0.9979	0.9991	1.0021	1.0137	1.0393	1.0368	1.0331	1.0276
0.5500	0.9955	0.9956	0.9969	1.0002	1.0130	1.0412	1.0384	1.0343	1.0283
0.6000	0.9932	0.9933	0.9948	0.9984	1.0122	1.0430	1.0400	1.0356	1.0290
0.6500	0.9909	0.9910	0.9926	0.9965	1.0115	1.0449	1.0416	1.0368	1.0297
0.7000	0.9885	0.9886	0.9903	0.9946	1.0108	1.0467	1.0432	1.0380	1.0304
0.7500	0.9862	0.9863	0.9881	0.9927	1.0101	1.0486	1.0447	1.0392	1.0311
0.8000	0.9838	0.9839	0.9859	0.9907	1.0093	1.0504	1.0463	1.0405	1.0317
0.8500	0.9815	0.9816	0.9836	0.9888	1.0082	1.0522	1.0479	1.0417	1.0324
0.9000	0.9791	0.9792	0.9814	0.9868	1.0078	1.0540	1.0495	1.0429	1.0330
0.9500	0.9767	0.9768	0.9791	0.9849	1.0070	1.0558	1.0510	1.0440	1.0337
1.0000	0.9743	0.9744	0.9768	0.9829	1.0062	1.0575	1.0526	1.0452	1.0343

Tableau IV. 7. La tension en fonction de la puissance de la charge pour des différents $\cos(\varphi)$

Graphes résultants

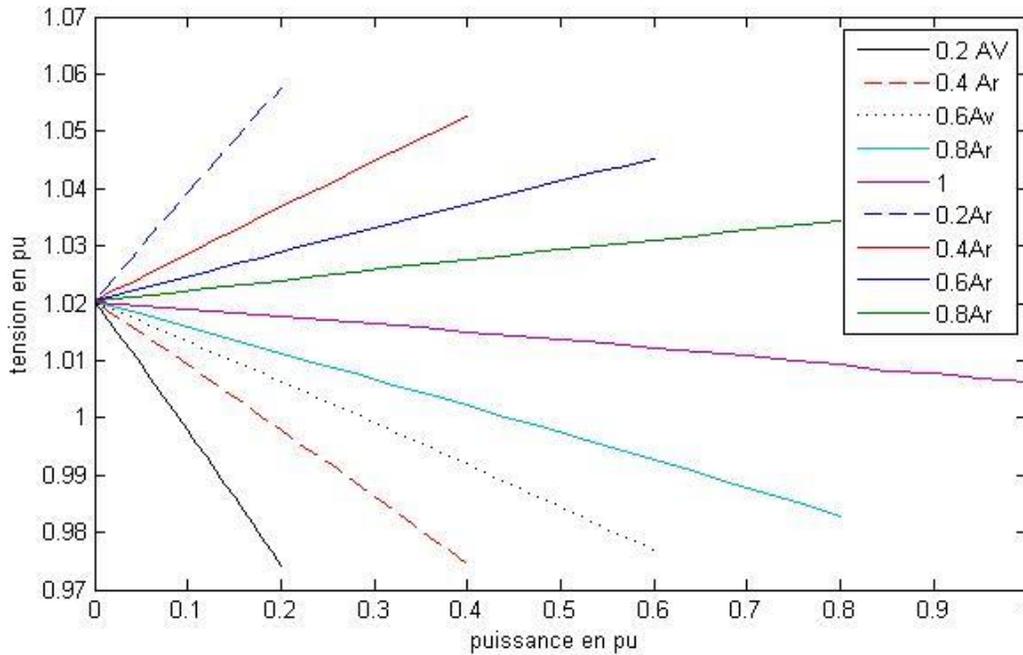


Figure IV. 4. Graphe de la tension en fonction de la puissance de la charge pour des différents $\cos(\varphi)$

Interprétation des résultats :

La figure IV.4 représente la variation de la tension en fonction de la puissance de la charge pour de différentes valeurs de $\cos(\varphi)$; on peut diviser les courbes sur deux parties par rapport à la nature du facteur de puissance.

La 1ere partie : elle correspond a des valeurs de $\cos(\varphi)$ inductive, on remarque dans ce cas que, plus la puissance de la charge est importante plus la tension diminue.

Cependant plus les valeurs de $\cos(\varphi)$ se rapprochent de sa valeur unitaire, plus cette chute de tension est moins importante, d'ailleurs on remarque une stabilité relative de la tension malgré l'augmentation de la puissance de la charge et ce sur la courbe où la valeur de $\cos(\varphi)$ égale à 1.

La 2eme partie : dans ce cas-là le facteur de puissance est capacitif, la tension se comporte inversement au premier cas, plus la puissance de la charge est grande plus la tension augmente.

le facteur de puissance influence aussi la variation de la tension, on remarque d'ailleurs à partir des courbe de la figure IV.4, que plus la valeur de $\cos(\varphi)$ ce rapproche de 1 plus la tension est relativement stable même avec variation de la puissance.

IV.2.5. Intégration d'un nouveau générateur de distribution

Dans ce cas d'étude on intègre un nouveau générateur avec une nouvelle ligne, nous avons ajouté ce générateur différents emplacements du réseau, afin d'étudier la variation de la tension par rapport à cette intégration, on note les résultats dans un tableau IV.8 et puis on les compare ces résultats avec celles de l'état initiale de réseau pour avoir une vue globale sur son impact.

Nous avons relié ce générateur :

- Avec une seule ligne dans le nœud 4 puis 5, 7, 9, 10, 13 et 15.
- Avec deux ligne avec les nœuds 4et5, 7et9, 10et13, 15et13.
- Avec 3 lignes dans les nœuds (4 5 et 15,) (4 7 et10), (10 15et9).
- Avec 4 lignes dans les nœuds (4 10 15 et 9).

Les donner de la ligne qu'on a ajouté sont :

$$R=0.14572 ; X=0.26591 ;$$

Les donner de générateur :

$$P=0.80pu ; S=0.32pu ; \cos (\varphi)=0.900 ; Qgmin=-0.2pu ; Qgmax=0.2pu ; \\ Pgmin=0.6pu ; Pgmax=2pu$$

Les Résultats obtenues :

Num de nœud De liaison	Nœud 1	Nœud 2	Nœud 3	Nœud 4	Nœud 5	Nœud 6	Nœud 7	Nœud 8	Nœud 9	Nœud 10	Nœud 11	Nœud 12	Nœud 13	Nœud 14	Nœud 15	Nœud 16	Nœud 17
4	1.0600	1.0000	1.0000	0.9908	0.9971	1.000	0.9847	1.0000	0.9840	0.9902	1.0000	0.9848	0.9886	1.0000	0.9831	1.0000	1.0000
5	1.0600	1.0000	1.0000	0.9923	0.9942	1.000	0.9847	1.0000	0.9837	0.9899	1.0000	0.9850	0.9887	1.0000	0.9835	1.0000	1.0000
7	1.0600	1.0000	1.0000	0.9979	1.0022	1.000	0.9751	1.0000	0.9818	0.9896	1.0000	0.9845	0.9883	1.0000	0.9818	1.0000	1.0000
9	1.0600	1.0000	1.0000	0.9985	1.0027	1.000	0.9810	1.0000	0.9758	0.9862	1.0000	0.9843	0.9882	1.0000	0.9812	1.0000	1.0000
10	1.0600	1.0000	1.0000	0.9981	1.0027	1.000	0.9799	1.0000	0.9756	0.9818	1.0000	0.9845	0.9884	1.0000	0.9819	1.0000	1.0000
13	1.0600	1.0000	1.0000	0.9987	1.0040	1.000	0.9838	1.0000	0.9807	0.9877	1.0000	0.9790	0.9878	1.0000	0.9866	1.0000	1.0000
15	1.0600	1.0000	1.0000	0.9984	1.0034	1.000	0.9828	1.0000	0.9788	0.9872	1.0000	0.9808	0.9874	1.0000	0.9831	1.0000	1.0000
4 et 5	1.0600	1.0000	1.0000	0.9928	0.9967	1.000	0.9850	1.0000	0.9841	0.9902	1.0000	0.9849	0.9886	1.0000	0.9833	1.0000	1.0000
7 et 9	1.0600	1.0000	1.0000	0.9990	1.0030	1.000	0.9806	1.0000	0.9816	0.9893	1.0000	0.9843	0.9883	1.0000	0.9814	1.0000	1.0000
10et13	1.0600	1.0000	1.0000	0.9988	1.0037	1.000	0.9821	1.0000	0.9783	0.9864	1.0000	0.9830	0.9907	1.0000	0.9860	1.0000	1.0000
15 et 13	1.0600	1.0000	1.0000	0.9987	1.0040	1.000	0.9833	1.0000	0.9797	0.9874	1.0000	0.9814	0.9912	1.0000	0.9920	1.0000	1.0000
4,5 et 15	1.0600	1.0000	1.0000	0.9934	0.9974	1.000	0.9849	1.0000	0.9836	0.9899	1.0000	0.9855	0.9904	1.0000	0.9907	1.0000	1.0000
4, 7 et 10	1.0600	1.0000	1.0000	0.9948	0.9999	1.000	0.9847	1.0000	0.9841	0.9910	1.0000	0.9845	0.9885	1.0000	0.9826	1.0000	1.0000
10, 15 et 9	1.0600	1.0000	1.0000	0.9991	1.0035	1.000	0.9824	1.0000	0.9796	0.9879	1.0000	0.9845	0.9902	1.0000	0.9898	1.0000	1.0000
4,10, 15 et 9	1.0600	1.0000	1.0000	0.9950	1.0002	1.000	0.9849	1.0000	0.9844	0.9911	1.0000	0.9852	0.9904	1.0000	0.9903	1.0000	1.0000

Tableau IV. 8. La tension des nœuds 1 jusqu'à 9 après intégration de générateur

Interprétations des résultats

Pour voir l'impact de l'intégration d'un générateur sur la tension, on calcule le ΔV en comparant la tension des nœuds sans (tableau IV.4) et avec un nouveau générateur (tableau IV.8) :

$$\Delta V = (V_{new} - V_{old})/V_{old} \quad \text{(IV.1)}$$

On obtient les résultats suivants :

Num de nœud De liaison	ΔV Noeud1	ΔV Noeud 2	ΔV Noeud 3	ΔV Noeud 4	ΔV Noeud 5	ΔV Noeud 6	ΔV Noeud 7	ΔV Noeud 8	ΔV Noeud 9	ΔV Noeud 10	ΔV Noeud 11	ΔV Noeud 12	ΔV Noeud 13	ΔV Noeud 14	ΔV Noeud 15	ΔV Noeud 16
4	0.0000	0.0000	0.0000	0.45	0.28	0.0000	0.020	0.0000	0.057	0.020	0.0000	0.010	0.0000	0.0000	0.020	0.0000
5	0.0000	0.0000	0.0000	0.3014	0.57	0.0000	0.020	0.0000	0.081	0.050	0.0000	0.010	0.360	0.0000	0.020	0.0000
7	0.0000	0.0000	0.0000	0.261	0.23	0.0000	0.995	0.0000	0.274	0.080	0.0000	0.040	0.030	0.0000	0.152	0.0000
9	0.0000	0.0000	0.0000	0.3215	0.28	0.0000	0.396	0.0000	0.883	0.424	0.0000	0.060	0.040	0.0000	0.213	0.0000
10	0.0000	0.0000	0.0000	0.2813	0.28	0.0000	0.507	0.0000	0.904	0.868	0.0000	0.040	0.030	0.0000	0.142	0.0000
13	0.0000	0.0000	0.0000	0.251	0.41	0.0000	0.111	0.0000	0.386	0.272	0.0000	0.599	0.080	0.0000	0.335	0.0000
15	0.0000	0.0000	0.0000	0.371	0.35	0.0000	0.213	0.0000	0.579	0.323	0.0000	0.413	0.120	0.0000	0.020	0.0000
4, 5	0.0000	0.0000	0.0000	0.341	0.32	0.0000	0.01	0.0000	0.04	0.020	0.0000	0.0000	0.000	0.0000	0.000	0.0000
7, 9	0.0000	0.0000	0.0000	0.372	0.31	0.0000	0.436	0.0000	0.294	0.111	0.0000	0.060	0.030	0.0000	0.193	0.0000
10, 13	0.0000	0.0000	0.0000	0.3518	0.38	0.0000	0.243	0.0000	-0.629	0.403	0.0000	0.193	0.210	0.0000	0.274	0.0000
15, 13	0.0000	0.0000	0.0000	0.3422	0.41	0.0000	0.121	0.0000	-0.487	0.302	0.0000	0.355	0.260	0.0000	0.884	0.0000
4, 5, 15	0.0000	0.0000	0.0000	0.192	0.25	0.0000	0.0000	0.0000	-0.091	0.050	0.0000	0.060	0.180	0.0000	0.752	0.0000
4, 7, 10	0.0000	0.0000	0.0000	0.050	0.0000	0.0000	0.020	0.0000	-0.040	0.060	0.0000	0.040	0.010	0.0000	0.070	0.0000
10, 15, 9	0.0000	0.0000	0.0000	0.381	0.36	0.0000	0.213	0.0000	-0.497	0.252	0.0000	0.040	0.160	0.0000	0.661	0.0000
4, 10, 15, 9	0.0000	0.0000	0.0000	0.030	0.031	0.0000	0.0000	0.0000	-0.01	0.070	0.0000	0.030	0.180	0.0000	0.711	0.0000

Tableau IV. 9. calcul de l'écart entre la tension avec le nouveau générateur et la tension initiale des nœuds

Le tableau IV.9 qui représentent ΔV de chaque nœuds pour chaque cas d'intégration, à partir de ses résultats on remarque que la tension n'as pas été affecté par cette intégration, d'ailleurs le $\Delta V \leq 1\%$.

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons étudié le comportement de la tension dans un réseau à seize nœuds face à des conditions normales (paramètres par défaut du réseau) et puis dans diverses conditions que nous avons exposé dans l'introduction.

Nous avons créé un programme pour le calcul d'écoulement de puissances par la méthode de Newton Raphson afin d'étudier la variation de la tension en fonction des différentes conditions imposées.

Les résultats de simulations obtenus ont montré :

- L'impact de la puissance des générateurs sur la tension.
- La puissance de la charge influence la tension ce que nous avons exposé lors du troisième chapitre (partie, causes de l'instabilité de tension).
- L'impact de l'intégration du générateur sur le réseau est presque nul.

Conclusion générale :

Les réseaux de distribution sont aujourd'hui à l'aube d'une révolution technologique. Ces dernières années, l'arrivée à maturité du système électrique en termes de croissance ainsi que le fort développement des technologies de l'information constituent les deux déclencheurs principaux des changements majeurs survenant sur le système électrique, notamment dans les réseaux de distribution.

Un des aspects de cette révolution est l'étude de la stabilité de tension et les méthodes de son maintien, d'ailleurs il représente un des aspects fondamentaux de notre travail et il constitue un sujet important pour la planification et l'exploitation des réseaux, comme nous avons pu le constater le long de ce mémoire.

Nous avons réalisé sous environnement MATLAB un programme qui permet le calcul de la tension à partir de données initiales du réseau, ainsi qu'un programme pour le calcul de l'écoulement de puissance afin de pouvoir passer à l'évaluation de la tension des nœuds par la méthode de newton-raphson.

Notre travail est porté sur l'étude de la performance de la tension et sa stabilité dans un réseau électrique. Nous avons fait ces calculs sur un réseau à seize accès et 24 lignes dans les conditions normales de réseau et ensuite pour plusieurs valeurs de $\cos(\varphi)$ de la charge en variant la puissance des générateurs puis celle de la charge et enfin nous avons clôturé notre travail par une analyse de l'état de tension du réseau en cas d'ajout d'un générateur.

Le programme élaboré nous a donné des réponses et des résultats dans les différentes conditions expérimentales que nous avons exposé, des données que nous avons interprété et étudié par la suite.

Cependant, notre étude reste modeste, nécessitant d'autres recherches plus approfondie concernant la problématique étudiée.

Références bibliographiques

- [1] **Guillaume RAMI** « contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution » Thèse de doctorat INPG, 2006.
- [2] **Olivier RICHARDOT** « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée » Thèse de doctorat INPG, 2000.
- [3] : **Miguel Angel FONTELA GARCIA** « Interaction des réseaux de transport et de distribution en présence de production décentralisée », Thèse de doctorat, Institut Polytechnique De Grenoble, Saint Martin d'Hères, 2008.
- [4] **M. ZELLAGUI** « Étude Des Protections Des Réseaux Électriques Mt (30 & 10 Kv) », Université Mentouri Constantine, 2010
- [5] **A. BOUZIDI** « généralités sur le système « production-transport » » cours conduite des réseaux électrique université a.mira bejaia 2018
- [6] **sébastien HENRY** « réseaux de transport d'électricité et transition énergétique » RTE, à la direction Recherche et Développement Innovation
- [7] **Ministère de l'énergie et des mines** « Guide des énergies renouvelables », édition (2007)
- [8] **Sarra MASSOUM** « Contrôle avec les techniques de l'intelligence artificielle d'une source d'énergie éolienne à base d'une machine asynchrone à double alimentation » Thèse Doctorat LMD 3ème Cycle option Commande électrique, Université Djillali Liabes de Sidi-Bel-Abbes
- [9] <http://www.electrocouffigna.site.ac-strasbourg.fr/site-php/postbac2011/exposes/diaporama-bitsch.pdf>
- [10] **Chulasa PRAING** « stabilité d'un réseau de transport avec pôles de production et de consommation éloignés en période de forte croissance », pour obtenir grade docteur de l'institut national polytechnique de Grenoble, spécialité génie électrique 2000.
- [11] **Boris BERSENEF** « Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du Futur », Sciences de l'ingénieur, Thèse de doctorat Université de Grenoble, 2010
- [12] **C. PURET** « les réseaux de distribution publique MT dans le monde », Cahier Technique Schneider Electric, No.155, 1991.
- [13] **Systèmes d'énergie électrique** « guide de référence » édition septembre, 1998.
- [14] **Ph. CARRIVE** « Réseaux de Distribution - Structure et Planification », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique D 4210, 2006.
- [15] **Généralités sur les réseaux électriques, Edition Internet** [En ligne], [<https://fr.scribd.com/doc/4597291/Generalites-sur-les-reseaux-electriques>], 3 mai 2015.

[16] **Vanilli Sandra TEFEGUIM** « étude de la construction d'une ligne électrique haute tension 90KV PA-WONA », mémoire master pour l'obtention du master en ingénierie de l'eau et l'environnement à l'institut 2iE 2014

[17] **H. KANCHEV** « Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable: Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain », Thèse doctorat en génie électrique, Ecole centrale de Lille, 24 janvier 2014.

[18] **Aurélien MERCIER** « Pilotage de la production décentralisée et des charges non conventionnelles dans le contexte Smart Grid et simulation hybride temps réel » thèse doctorat d'université GRENOBLE ALPES 7 août 2006

[19] **DO Minh THANG** « Approche probabiliste pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique intégrant des énergies renouvelables peu prévisibles », Thèse doctorat, Sciences Pour l'Ingénieur, Université Lille 1-sciences et technologie 5 décembre 2012

[20] **G. VALENTIN, R. FONDEUR, B. JOYAUX, Bouillon, J. TURPAIN**; Techniques de l'Ingénieur, « Postes à moyenne tension ». D4600

[21] **Dr Farid HAMOUDI** « réseau de transport et distribution électrique », cours master 1 Université A.Mira Bejaia

[22] <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/energie-maremotrice#notes>

[23] **Arnaud DAVIGNY** « participation aux services système de fermes éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie », thèse doctorat de l'université des sciences et technologie de Lille, 11 décembre 2007

[24] **Boris BERSNEF** « Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du future » pour obtenir le grade de docteur de l'Université de Grenoble délivré par l'Institut polytechnique de Grenoble Spécialité : Génie Électrique 2010

[25] RTE gestionnaire de réseau de transport français, chapitre 4 « contribution des utilisateurs aux performances du RTP » article 4.1 réglage de fréquence/puissance 10-07-2009

[26] **Ye WANG** « Evaluation de la Performance des Réglages de Fréquence des Eoliennes à l'Echelle du Système Electrique : Application à un Cas Insulaire » thèse Présentée en vue d'obtenir le grade de docteur en génie électrique à l'école centrale de Lille 2012

[27] **Yujun HE** « Contribution au réglage de la tension sur un réseau HTA avec producteurs. Apport de la flexibilité de la demande » thèse de doctorat spécialité : énergie à CentraleSupélec, école doctorale STITS « Sciences et Technologies de l'Information des Télécommunications et des Systèmes »

[28] Mme **N. AOUZELAGUE** « Techniques générales de production de l'électricité » cours master 1 Université A.Mira Bejaia 2018.

[29] **Marjorie COSSON** « Stabilité du réseau électrique de distribution. Analyse du point de vue automatique d'un système complexe » thèse de doctorat de l'université Paris-saclay, préparée à Centrale Supélec 2016

[30] **jean-françois CANARD** « IMPACT DE LA GENERATION D'ENERGIE DISPERSÉE DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION » thèse pour obtenir le grade de docteur de l'institut national polytechnique de Grenoble, spécialité génie électrique 2000

[31] « Discover the World of FACTS Technology»
<https://www.semanticscholar.org/paper/Discover-the-World-of-Facts-Technology/473f2e49cff6c521ec26fb1bce330d57d0be2439>

[32] **Ajao, K. R., Ogunmokun, A. A., Nangolo, F. & Adebo, E. O** « electricity transmission losses in Nigeria power sector: a smart grid approach », ATBU, Journal of Science, Technology & Education (JOSTE); Vol. 4 (2), September, 2016

[33] **HAMOUDI Farid** « Contrôle de la puissance réactive et réglage de la tension Réactive power and voltage control » cours master 1 électrotechnique université A.Mira Bejaia 2018

[34] **A. Edris et al** «Proposed Terms and Definition of FACTS» IEEE trans. on power delivery, 12(4):1884-1853, October 1997.

[35] **Nabil MANCER** « Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS) » Mémoire master en Electrotechnique Université Mohamed Khider – Biskra 2012

[36] **Dr.B.V.SANKAR RAM, Dr. K. R. M. RAO** «Automatic Control of Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC) » International Journal of Engineering Research and Applications (IJERA)

[37] **NOUI ISSAM** « réduction des pertes dans les réseaux électriques par la compensation sériés » Mémoire master en électrotechnique université Mohamed Khider Biskra 2012.

[38] **Elisabeth VEUM** « Voltage Control and Provision of Reactive Power Reserves » Master of Energy and Environmental Engineering, Norwegian University of Science and Technology , Department of Electric Power Engineering june 2016

[39] **Custemt.V** « Systèmes Electriques De Puissance », Institut Montefiore, Université De Liège, 2002.

[40] **LAKHAL Yessine. KHANNOUSSI Nesrine** « Amélioration de la stabilité statique d'un réseau électrique ». UNIV EUROPEENNE, 2015.

[41] **Eskandar GHOLIPOUR SHAHRAKI** « apport de l'UPFC a l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques » thèse présenté pour obtention du titre de docteur de l'université Henri Poincaré, Nancy 1 2003

[42] **Prabha KUNDUR** (Canada, Convener), **John Paserba** (USA, Secretary) et autres « Definition and Classification of Power System Stability » IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions 2004

[43] **Mania PAVELLA, Damien Ernst, Daniel Ruiz-Vega** « Transient Stability of Power Systems, A Unified Approach to Assessment and Control », Kluwer's Power Electronics and Power Systems Series, M.A. Pai, Germany, 2000

[44] **Mme AITOUARET Née CHEKKAL Samira** « Compensation d'Energie Réactive », cours de

[45] **BARBIER, C. et BARRET, J.P** (1980). « An analysis of phenomena of voltage collapse in à transmission system Revue générale de l'électricité », tome 89, No. 10, 672-690.

[46] Groupe de travail CIGRE (1987) « Planning against voltage collapse » Electra, mars, 38-01, 55-75.

[47] **J.M. KAUFFMAN** « Commande et régulation des réseaux électriques », Chap.2 Traité EGEM série génie électrique, LAVOISIER 2003.