



جامعة بجاية
Tasdawit n'Bgayet
Université de Béjaïa



Faculté de la
Technologie
كلية
التكنولوجيا
Université de Béjaïa

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Abderrahmane MIRA-Béjaïa

Faculté de Technologie

Département de Génie Electrique

Filière : Electrotechnique

Mémoire de fin de cycle

En vue de l'obtention de diplôme master en électrotechnique

Option : Réseaux Electriques.

Thème

Répartition Economique des Puissances Actives utilisant le Dispositif TCSC

Présenté par

Mr TOUATI Salim

Mr KHALDI Moussa

Encadré par

M^{me} AOUZELLAG.N

Promotion 2011/ 2012

Remerciements

A l'issue de ce travail, nous tenons à remercier en premier lieu le bon Dieu de nous avoir donné l'aide afin de réaliser ce projet et surtout de nous avoir donné du courage pour le finir.

Nous souhaitons tout d'abord exprimer notre profonde reconnaissance à notre promotrice Mme AOUZELLAG, pour son aide et ses critiques.

Nous exprimons nos vifs remerciements aux membres de jury qui ont accepté de juger notre travail.

Enfin, nous remercions toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicaces

Je tiens sincèrement à dédier ce modeste travail :

À mes chers parents qui m'ont élevé, formé, encouragé, et soutenu
durant toute ma vie.

À mes chères sœurs : Ghnima, Zohra et Samira

À mon frère : Aissa

À toute la famille TOUATI

À tous mes oncles, tantes, cousins et cousines sans exception et à toute
ma famille un par un.

À mes meilleures amis (Bilal, Rahim, Reda , Fahem, Daoud, Sifax,
Sofiane , Yacine ,Samir, Mustapha , Menad, ...)

À tous ceux qui me connaissent un par un

Salim

Dédicaces

Je tiens sincèrement à dédier ce modeste travail :

À mes chers parents qui m'ont élevé, formé, encouragé, et soutenue
durant toute ma vie.

À mes chères sœurs : Samira, Siham

À mes frères : Abdelhafed, Nadir

À toute la famille KHALDI

À tous mes oncles, tantes, cousins et cousines sans exception et à toute
ma famille un par un.

À mes meilleurs amis (Sifax, Daoud, Hanafi, Redouane, Ferhat,
Madjid, ourdia ,naima ,...)

À mes camarades de section

À tous ceux qui me connaissent un par un

Moussa

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre I Solution du dispatching économique avec les méthodes classiques	4
I.1 Introduction	4
I.2 Constitution des réseaux électriques	4
I.2.1 Centrales électriques.....	5
I.2.2 Réseau de transport.....	6
I.2.3 Réseau de répartition	6
I.2.4 Réseau de distribution	6
I.3 Services système	6
I.4 Formulation du problème de l'écoulement de puissance optimal	7
I.4.1 Dispatching économique	7
I.4.2 Solution du dispatching économique sans pertes	8
I.4.3 La méthode de Kuhn-Tucker.....	8
I.4.4 La méthode d'itération de Lambda.....	10
I.4.5 Solution du dispatching économique avec pertes.....	11
I.5 Dispatching économique avec les pertes en fonction des puissances générées	12
I.5.1 Calcul des pertes dans les lignes.....	12
I.5.2 Solution du DE avec pertes par la méthode de Lagrange.....	14
I.5.3 Solution du DE avec pertes par la méthode de Newton	14
I.5.4 Calcul des coefficients B_{ij}	16
I.5.5 Calcul des facteurs de pénalité et modification des coefficients des fonctions coûts .	18
I.6 Conclusion	18
Chapitre II Etude du contrôleur de transit de puissance TCSC.....	19
II.1 Introduction	19
II.2 Structures de base des systèmes FACTS.....	20
II.2.1 Inductance commandée par thyristor TCR	20
II.2.2 Condensateur commuté par thyristor TSC.....	20
II.2.3 Inductance commutée par thyristors TSR.....	21
II.2.4 Condensateur commuté mécaniquement MSC.....	21
II.3 Généralités sur les différents systèmes FACTS	21
II.3.1 Types des dispositifs FACTS.....	21

II.3.2	Compensateurs shunts.....	21
II.3.2.1	Compensateur statique de puissance (SVC).....	21
II.3.2.2	Compensateur synchrone statique (STATCOM).....	22
II.3.3	Compensateurs séries.....	23
II.3.3.1	Compensateurs série commutés par thyristors (TCSC).....	23
Fig. II.7 :	principe du TCSC.....	24
II.3.3.2	Transformateur déphaseur (PST).....	24
Fig. II.8 :	Déphaseur avec injection de tensions perpendiculaires.....	25
II.3.3.3	Compensateur série synchrone statique (SSSC).....	25
II.3.4	Éléments hybrides.....	26
II.3.4.1	Contrôleur de transit de puissance universel (UPFC).....	26
II.3.4.2	Contrôleur de transit de puissance entre ligne IPFC.....	26
II.4	Etude du contrôleur série TCSC.....	27
II.4.1	Mode de fonctionnement du TCSC.....	27
II.4.1.1	Mode de blocage.....	27
II.4.1.2	Mode by-pass.....	27
II.4.2	Modélisation mathématique du TCSC.....	28
II.4.3	Rôles du dispositif TCSC.....	29
II.4.3.1	Compensation du déséquilibre des courants de charge.....	29
II.4.3.2	Amélioration de la stabilité dynamique, de l'amortissement des oscillations de puissance et de la stabilité de la tension.....	29
II.4.3.3	Réduction des risques de résonance hypo-synchrone.....	29
II.4.3.4	Interconnexion des réseaux.....	29
II.4.4	Dimensionnement du TCSC.....	30
II.5	Insertion du TCSC dans le réseau.....	30
II.5.1	Nouveau schéma équivalent de la ligne avec insertion du TCSC.....	31
II.5.2	Modification de la matrice admittance.....	31
II.5.3	Modification de la matrice Jacobien.....	33
II.5.4	Modèle de l'écoulement de puissance basé sur l'angle d'allumage.....	35
II.5.5	Algorithme de calcul de transit de puissance par la méthode de Newton Raphson d'un réseau muni du dispositif FACTS.....	36
II.6	Conclusion.....	37
Chapitre III	Calcul du dispatching économique utilisant le dispositif TCSC.....	38
III.1	Introduction.....	38

III.2	Application sur le réseau IEEE 26 Jeux de Barres.....	38
III.3	Calcul de répartition de puissances classique par la méthode de NR	42
III.4	Dispatching économique sans pertes.....	44
III.4.1	Solution par la méthode de Kuhn-Tucker.....	44
III.4.2	Solution par la méthode d'itération de Lambda	45
III.5	Dispatching économique avec pertes	45
III.6	Insertion du contrôleur TCSC dans le réseau.....	46
III.6.1	Calcul de l'écoulement de puissances dans le réseau avec un seul TCSC	46
III.6.1.1	Solution du DE par la méthode de Kuhn-Tucker.....	48
III.6.2	Calcul de l'écoulement de puissance dans un réseau avec deux TCSC	49
III.6.2.1	Solution du DE du réseau avec deux TCSC	51
III.7	Synthèse	51
III.8	Conclusion.....	53
	Conclusion générale	54
	<i>BIBLIOGRAPHIE</i>	55
	Annexes.....	57

Listes des figures

Fig. I.1 : Structure radiale.....	5
Fig. I.2 : Structure bouclée.....	5
Fig. I.3 : Structure Maillée.....	5
Fig. I.4 : Structure arborescente.....	5
Fig. I.5 : Caractéristique entrée-sortie d'une unité de production.....	5
Fig. I.6 : Ligne avec un générateur.....	12
Fig. I.7 : Ligne avec deux générateurs.....	13
Fig. I.8 : Ligne avec trois générateurs	14
Fig. II.1 : Structure de base d'un TCR.....	20
Fig. II.2 : Structure de base d'un TSC.....	20
Fig. II.3 : Structure de base d'un MSC.....	21
Fig. II.4 : Principe du SVC.....	22
Fig. II.5: Schéma de base d'un STATCOM	23
Fig. II.6 : Diagramme de principe de STATCOM: (a) un circuit de puissance; (b) échange de puissance.....	23
Fig. II.7 : Principe du TCSC.....	24
Fig. II.8 : Déphaseur avec injection de tensions perpendiculaires.....	25
Fig. II.9 : Schéma de base du SSSC.....	25
Fig. II.10: Schéma d'un contrôleur de puissance universel (UPFC).....	26
Fig. II.11 : Schéma du contrôleur de transit de puissance entre lignes.....	27
Fig. II.12:Module et phase de l'impédance du TCSC.....	28
Fig. II.13 : Insertion du TCSC dans une ligne.....	28
Fig. II.14 : Transformations Y- Δ donnant une ligne équivalente.....	31
Fig.III.1 : Diagramme unifilaire du réseau étudié IEEE 26 jeux de barres.....	39
Fig.III.2 : Module des tensions aux jeux de barres.....	43
Fig.III.3 : Déphasage des tensions en ($^{\circ}$).....	43
Fig.III.4 : Les pertes dans les lignes en (pu).....	44
Fig.III.5 : Schéma avant insertion du TCSC.....	46
Fig.III.6 : Schéma avant insertion du TCSC.....	46
Fig.III.7 : Module des tensions avec un TCSC.....	47
Fig.III.8 : Déphasage des tensions avec un TCSC.....	47
Fig.III.9 : Pertes actives dans les lignes avec un TCSC.....	48
Fig.III.10 : Module des tensions avec deux TCSC.....	49
Fig. II.11 : Déphasage des tensions avec deux TCSC.....	50
Fig.III.12 : Les pertes actives dans les lignes avec deux TCS.....	50
Fig.III.13 : Pertes actives totales en (MW) sans et avec TCSC.....	51
Fig.III.12 : Coûts total de production en (\$/h) sans et avec TCSC.....	52
Fig.III.13 : Coûts incrémental en (\$/MWh) sans et avec TCSC.....	52

Liste des tableaux

Tab.III.1 : Données aux nœuds.....	40
Tab.III.2 : Paramètres des lignes.....	41
Tab.III.3 : Les puissances transitées dans les lignes.....	42
Tab.III.4 : La méthode de Kuhn-Tucker.....	44
Tab.III.5 : D E par la méthode d'itération de Lambda.....	45
Tab III.6 : résultats du dispatching du réseau sans TCSC.....	45
Tab.III.7 : Résultat du dispatching du réseau avec un TCSC.....	48
Tab III.8 : Résultat du dispatching du réseau avec 2 TCSC.....	51
Tab.III.9 : Résultats du dispatching par la méthode de Lambda sur le réseau IEEE 26-bus...53	

Liste des symboles et abréviations

a_i b_i c_i	Coefficients de la courbe du coût quadratique du générateur i
ASC	Advanced Series Capacitor
B	Un élément de la partie imaginaire de la matrice admittance du réseau
BT	Basse Tension
C_i	Coût incrémental de la centrale i
C_T	Coût total
CSC	Consommation spécifique de chaleur
DE	Dispatching économique
FACTS	Flexible alternatif current transmission system
G	Un élément de la partie réel de la matrice admittance du réseau
HT	Haute Tension
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
I_L	Le courant traversant la ligne
IPFC	Interline power-flow controller
[I]	Matrice des courants injectés aux nœuds.
[J]	Matrice jacobien
KWh	Kilos Watt heure
L	Fonction de Lagrange ou le Lagrangien
M	Matrice d'incidence des lignes
MSC	Mecanically Switched Capacitor
n	Nombre de centrale
N-R	Newton Raphson
P_i	Puissance active injectée au jeu de barres i
P_D	Puissance demandée
P_L	Pertes dans les lignes
$P_{Max i}$	La puissance maximale générée par la centrale i .
$P_{Min i}$	La puissance minimale générée par la centrale i .
PU	Pert unit
PST	Phase Shifting Transformer
P_{Gi}	Puissance active générée par la centrale i
P_{ij}	Transit de puissance active du jeu de barres i vers le jeu de barres j
P_{fi}	Facteur de pénalité
P_{sp}	Puissance active spécifiée
Q_{Gi}	Puissance réactive générée par la centrale i
Q_i	Puissance réactive injectée au jeu de barres i
Q_{ij}	Transit de puissance réactive du jeu de barres i vers le jeu de barres j
Q_{sp}	Puissance réactive spécifiée
RPF	Réglage primaire de fréquence
RSF	Réglage secondaire de fréquence : RSF
RTF	Réglage tertiaire de fréquence
RPT	Réglage primaire de tension
RST	Réglage secondaire de tension
RTT	Réglage tertiaire de tension
R_L	Résistance
R	Résistance de la ligne
S_i	Puissance apparente dans le nœud i

Liste des abréviations

S_{ij}	Transit de puissance apparente du jeu de barres i vers le jeu de barres j
STATCOM	Static Compensator
SVC	Static var compensator
SSSC	Static synchronous series compensator
TCR	Thyristor Controlled Reactor
TCSC	Thyristor-controlled series capacitor
TSC	Thyristor-switched capacitor
TSR	Thyristor-switched reactor
UPFC	Unified power-flow controller
V_{Gi}	Tension a la sortie de la centrale i
VSC	Voltage Source Converter
V_i	Module de tension au jeu de barres i
[V]	Matrice de tensions injectées aux nœuds.
X_{TCSC}	Réactance du TCSC
X_i	Réactance de la ligne i
[Y]	Matrice admittance nodale du réseau.
λ	Un multiplicateur de Lagrange pour les contraintes d'égalités
θ_i	Angle de tension au jeu de barres i
Ψ	Vecteur des déphasages entre lignes

Introduction Générale

Introduction générale

Actuellement, la très grande majorité de l'énergie électrique consommée dans le monde est acheminée par l'ensemble des réseaux électriques existants. En un peu plus d'un siècle, ce que représente le terme de « réseau électrique » est passé de la mutualisation de quelques unités de production à une interconnexion généralisée au niveau des continents tout entiers. Les étendues et les ramifications qui caractérisent ces réseaux en multipliant les performances et les potentiels, il faut savoir qu'elles sont gérées par une multitude d'intervenants et tirillées par des contraintes technico-économiques de plus en plus pesantes.

Le système électrique est un réseau-source alimentant un très grand nombre de clients à partir d'un petit nombre de centrales de production. L'énergie produite par les centrales transite sur les lignes de haute et très haute tensions du réseau de transport maillé sur une zone couvrant un ou plusieurs états, puis est acheminée sur des réseaux de distribution de moyennes et basses tensions dont l'arborescence permet d'atteindre les clients finals. L'énergie électrique est produite en mêmes temps qu'elle est consommée, donc, en permanence, la production doit s'adapter à la consommation. Il faut donc, ajuster les puissances active et réactive des générateurs interconnectés dans un réseau électrique dans leurs limites admissibles afin de satisfaire la charge électrique fluctuante avec un coût minimal. Cela est appelé l'écoulement de puissance optimal (OPF) et parfois connu comme le problème de dispatching économique de l'écoulement de puissance.

Le problème du dispatching économique d'un réseau de production et de transport de l'énergie a toujours été un thème intensément étudié dans l'histoire de l'électricité. Les nombreuses publications sur ce sujet en sont une preuve bien claire.

Les premières recherches ont négligé les pertes dues au réseau de distribution et ont conduit à la loi bien connue: Répartir la demande sur les unités génératrices de sorte que les différents coûts marginaux de production soient égaux. L. K. Kir chmayer a ensuite indiqué l'importance de considérer ces pertes et a proposé la "méthode des coefficients B" pour les calculer. Elle suppose, entre autres, des tensions constantes sur tout le réseau et ne livre que le dispatching des puissances actives. Plusieurs améliorations de la proposition originale ont été développées et certaines appliquées industriellement. Une technique intéressante considérant la répartition optimale de la puissance réactive, Indépendamment de celle de la puissance active, est due à R. Baumann.

Un nouvel essor fut donné en 1961 par la publication de M. J. Carpentier, dans laquelle il pose le problème du dispatching économique sous sa forme générale en tenant compte des limitations du réseau et propose une méthode de solution. Son application s'est avérée difficile et différents essais furent tentés afin de contourner, entièrement ou partiellement, les difficultés rencontrées. La méthode proposée par L.A.Krumm représente un effort dans ce sens. [ANDR-1969]

Introduction générale

La complexité du problème d'optimisation de l'écoulement de puissance surtout dans un environnement de marché d'électricité libre, avec l'apparition de nouvelles contraintes en matière de réduction des émissions de gaz polluant (protocole de Kyoto, 2005) et l'utilisation de sources d'énergies renouvelables, fait en sorte qu'il est souvent nécessaire d'utiliser des méthodes exactes de solution compte tenu du manque de flexibilité des méthodes classiques intégrer diverses contraintes spécifiques.

L'introduction des systèmes flexibles de transmission à courant alternatif "FACTS" dans les systèmes énergétiques est un élément essentiel dans la recherche et dans le développement des réseaux de demain.

Ces dispositifs sont des solutions qui permettent aux opérateurs de réseau d'accroître la capacité de puissance des équipements existants, tout en maintenant ou en améliorant les marges d'exploitation indispensable à la stabilité des réseaux. On augmente ainsi, la quantité d'énergie électrique acheminée jusqu'aux centres de consommation avec un impact minimum sur l'environnement, avec des projets beaucoup plus rapides à mettre en œuvre et des dépenses d'investissements réduites par rapport aux autres solutions telles que la construction de nouvelles lignes de transport ou de nouveaux moyens de production. [GHER-2010]

Un grand nombre de travaux de recherche ont été réalisés sur la détermination des emplacements optimaux de dispositifs *FACTS* dans un réseau électrique. Ils se différencient principalement les uns des autres par :

- Les régimes de fonctionnement pour lesquels les dispositifs sont installés ;
- Les modèles adoptés pour les dispositifs *FACTS* ;
- Les méthodes et les critères d'optimisation ;
- La taille et la topologie des réseaux utilisés pour les simulations.

Dans le cadre de ce travail, notre but est de localiser les emplacements optimaux des dispositifs *FACTS*. Plus précisément, nous avons traité seulement la compensation série et nous avons choisi comme dispositifs *FACTS* série : le *TCSC*.

La méthodologie adoptée consiste à chercher la configuration optimale à partir d'une ou plusieurs solutions proposées (selon l'algorithme utilisé) et à essayer de les améliorer au cours des itérations successives. L'évaluation de la qualité d'une solution se fait au moyen d'un calcul de répartition des puissances classiques. Conformément à la modélisation du *TCSC*, le dispositif modifie la matrice d'admittance nodale du réseau. C'est à partir des éléments modifiés que l'écoulement de puissance est calculé.

Dans le premier chapitre, nous allons présenter la description et la modélisation des éléments de puissance essentiels du réseau de transport, la formulation du problème de l'écoulement de puissance. Nous allons aussi décrire les principales méthodes d'optimisation classique ayant été appliquées jusqu'à maintenant, en les explicitant sur le plan théorique et valider sur le réseau IEEE 26 jeux de barres.

Introduction générale

Le deuxième chapitre est consacré à des rappels sur les différents dispositifs FACTS shunt, série et hybride, leurs définitions, applications et leur mode de fonctionnement, et nous allons considérer le TCSC pour notre étude.

Dans le troisième chapitre nous donnerons les résultats de simulation obtenus à partir d'un programme en langage MATLAB. Les résultats obtenus sont analysés et interprétés pour le dispositif FACTS série (TCSC) selon son emplacement optimal. On tire de ces résultats et de leurs interprétations des conclusions à propos d'efficacité de ce dispositif FACTS pour maximiser la puissance transitée dans les lignes des réseaux électriques, minimiser les pertes, et nous calculerons le dispatching économique tout en observant les contraintes de sécurité.

Enfin dans la conclusion générale nous donnerons un résumé des points importants de notre étude et nous présenterons quelques suggestions pour de futurs travaux.

Chapitre I

*Solution du dispatching économique avec
les méthodes classiques*

Chapitre I

Solution du dispatching économique avec les méthodes classiques

I.1 Introduction

Pour résoudre le problème de l'acheminement de la puissance disponible sur les lieux de consommation, il est nécessaire de déterminer le niveau de production de chaque groupe et les transits de puissance dans le réseau. Il faut faire face à la demande, en respectant les contraintes technico-économiques d'exploitation afin de minimiser les coûts de production.

Etant donné un ensemble de centrales électriques alimentant un ensemble de consommateurs par l'intermédiaire d'un réseau de transport, il s'agit de déterminer la répartition des puissances actives fournies par ces centrales à un instant donné, de telle sorte que le coût de production de cette énergie soit minimal.

Dans ce chapitre, nous allons présenter la description des éléments de puissance essentiels du réseau électrique et la formulation du problème de l'écoulement de puissance. Nous allons aussi décrire les principales méthodes d'optimisation classiques ayant été appliquées jusqu'à maintenant, en les explicitant sur le plan théorique et qui seront, par la suite, validées sur le réseau IEEE 26 jeux de barres.

I.2 Constitution des réseaux électriques

Le réseau électrique peut être subdivisé en quatre parties essentielles :

- La production d'énergie électrique
- Le transport et la répartition
- La distribution
- La consommation

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs types de structures exposées ci-dessous :

- Structure radiale (figure I.1)
- Structure bouclée (figure I.2)
- Structure maillée (figure I.3)
- Structure arborescente (figure I.4)

Chaque type de structure possède des spécificités et des modes d'exploitation très différents. Les grands réseaux d'énergie utilisent tous ces types de structure. Dans les niveaux de tension les plus élevés comme dans les réseaux de transport, on utilise la structure maillée. Dans les niveaux de tension inférieurs comme dans les réseaux de répartition la structure bouclée est utilisée en parallèle de la structure maillée. Enfin, pour les plus bas niveaux de tension, comme dans les réseaux de distribution la structure arborescente est quasiment utilisée. [AOUZ-2011], [WIKI]



Fig. I.1 : Structure radiale

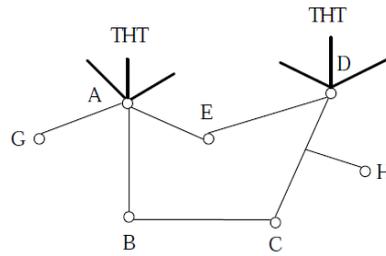


Fig. I.2 : Structure bouclée

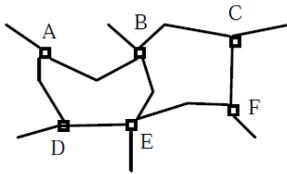


Fig. I.3 : Structure Maillée

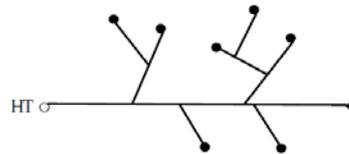


Fig. I.4 : Structure arborescente

I.2.1 Centrales électriques

Les caractéristiques technico-économiques des centrales électriques sont déterminantes pour leur exploitation. Trois types de caractéristiques ont une influence pour l'exploitation d'une centrale électrique à court terme : son coût de production, ses contraintes techniques et sa fiabilité. Le plus important de ces trois caractéristiques est le coût variable de production. Pour les centrales thermiques, il reflète principalement le coût du combustible utilisé et les autres coûts d'exploitation et de maintenance de la centrale. Le coût du combustible est évalué en utilisant des valeurs de consommation spécifique de chaleur (une quantité d'énergie thermique nécessaire pour produire de l'électricité) de la centrale et le prix du combustible. La valeur de consommation spécifique de chaleur (CSC) est proportionnelle à l'inverse du rendement énergétique: plus la CSC est grande, moins la centrale est performante.

La fonction coût a une forme non linéaire qui peut être approximée à une courbe quadratique du type $C_i(P_{Gi}) = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2$ où P_{Gi} est la quantité produite (figure I.5).

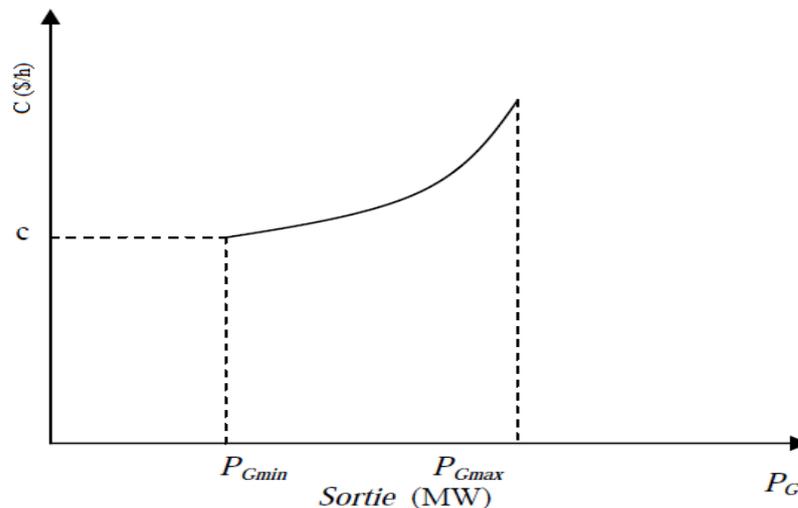


Fig. I.5 Caractéristique entrée-sortie d'une unité de production

Généralement, l'unité de production ne peut fonctionner de manière stable qu'à partir d'un niveau de production minimal (capacité minimale de production) et jusqu'à un niveau maximal de production (capacité maximale de production). L'inertie propre des moyens de production limite la vitesse à laquelle les unités de production peuvent changer leur niveau de production [SLIM-2009].

I.2.2 Réseau de transport

Les réseaux de transport sont à haute tension HTB (de 50 kV à 400 kV), ils ont pour but de transporter l'énergie des grands centres de production vers les régions consommatrices d'électricité. Les grandes puissances transitées imposent des lignes électriques de forte capacité de transit, ainsi qu'une structure maillée (ou interconnectée). Les réseaux maillés garantissent une très bonne sécurité d'alimentation, car la perte de n'importe quel élément (ligne électrique, transformateur ou groupe de production) n'entraîne aucune coupure d'électricité.

I.2.3 Réseau de répartition

Les réseaux de répartition sont à haute tension (de l'ordre de 30 à 150 kV), ils ont pour but d'assurer à l'échelle régionale la fourniture d'électricité. L'énergie y est injectée essentiellement par le réseau de transport via des transformateurs, mais également par des centrales électriques de moyennes puissances (inférieures à environ 100 MW). Les réseaux de répartition sont distribués de manière assez homogène sur le territoire d'une région. Ils ont une structure à la fois maillée et bouclée suivant les régions considérées.

I.2.4 Réseau de distribution

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs. Il existe deux sous niveaux de tension :

- les réseaux à moyenne tension (de 3 à 33 kV) ;
- les réseaux à basse tension (de 110 à 600 V), sur lesquels sont raccordés les utilisateurs domestiques.

Les réseaux à moyenne tension (HTA) ont de façon très majoritaire une structure arborescente, qui autorise des protections simples et peu coûteuses : à partir d'un poste source (lui-même alimenté par le réseau de répartition), l'électricité parcourt une artère (ou ossature) sur laquelle sont reliées directement des branches de dérivation au bout desquelles se trouvent les postes HTA/BTA de distribution publique, qui alimentent les réseaux basse tension (BT) sur lesquels sont raccordés les plus petits consommateurs. La structure arborescente de ces réseaux implique qu'un défaut sur une ligne électrique MT entraînera forcément la coupure des clients alimentés par cette ligne, même si des possibilités de secours plus ou moins rapides existent.

I.3 Services système

En tout point d'un réseau, l'amplitude de la tension alternative peut différer de quelques pourcents de sa valeur nominale sans que cela ne constitue une gêne pour le consommateur. Par contre, il importe que cette amplitude reste la plus constante possible au cours du temps.

La fréquence doit également rester constante. Mais, comparativement à la tension, les écarts que l'on peut admettre par rapport à la valeur nominale (50 ou 60 Hz) sont beaucoup plus faibles. En effet, d'une part, une variation de la fréquence reflète un déséquilibre entre production et consommation. D'autre part, les groupes de production n'admettent pas les sur ou sous fréquences et sont mis à l'arrêt pour des écarts de l'ordre de 2 ou 3 Hz.

La régulation de la fréquence et de la tension sont des services vitaux, appelés services systèmes (ou même abusivement services auxiliaires) ne pouvant être fournis que par les producteurs. Avec l'essor de la production distribuée que l'on connaît dans certains pays, la participation, à ces services, des nouvelles petites unités de production, devient une nécessité.

Parmi les services système, on retrouve:

- Le réglage de tension et de puissance réactive,
- Le réglage de fréquence et de puissance active,
- La contribution à la reconstruction du réseau à la suite de pannes,
- L'amélioration de la stabilité du réseau entier par l'utilisation d'équipements spéciaux.

Généralement, les services système sont indépendants de la production de l'énergie électrique.

Mais un même producteur peut injecter de la puissance dans le réseau et simultanément offrir des services système. La participation à de tels services est donc très intéressante. Une partie des services système est obligatoire pour toutes les unités de production raccordées au réseau de transport (réglage primaire de tension et réglage primaire de fréquence), indépendamment de la taille ou du type de producteur. [AOUZ-2011]

I.4 Formulation du problème de l'écoulement de puissance optimal

Le problème de la répartition optimale des puissances est un problème d'optimisation dont l'objectif est de minimiser le coût total de la production de la puissance d'un réseau électrique.

Si on prend en considération seulement la fonction objective, on parle alors d'une optimisation sans contraintes. Mais si on prend en considération les équations de l'écoulement de puissance, on est donc devant un problème d'optimisation avec contraintes d'égalités. Si on prend de plus les limites minimales et maximales. Des puissances générées par les alternateurs, la surcharge des lignes de transports et les niveaux de tensions admissibles pour les jeux de barres de charges, on est alors devant un problème d'optimisation avec contraintes d'égalités et d'inégalités.

I.4.1 Dispatching économique

Dans un écoulement de puissance, les puissances actives générées par les centrales classiques sont spécifiées (à l'exception de celle du nœud pivot) permettant ainsi l'obtention d'une solution. Le dispatching économique est un problème d'optimisation statique qui consiste à répartir la production de la puissance active demandée entre les différentes centrales du réseau, de sorte à exploiter ce dernier de la manière la plus économique possible. Cette distribution doit évidemment respecter les limites de production des centrales. La fonction objective à optimiser est donc le coût de production.

I.4.2 Solution du dispatching économique sans pertes

Le dispatching économique sans perte ne tient pas compte des pertes engendrées par le transit de puissance dans les lignes. La topologie du réseau n'aura donc aucune incidence sur la répartition de la production, seuls les coûts liés à la production sont pris en charge. Ces coûts sont modélisés sous la forme d'une équation polynomiale quadratique :

$$C(P_{Gi}) = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad (\text{I.1})$$

Où P_G est la puissance générée (en MW) par la centrale considérée et a , b et c des coefficients constants propres à la centrales. Il faut bien évidemment respecter les valeurs limites de productions des centrales.

I.4.3 La méthode de Kuhn-Tucker

La puissance totale demandé P_D est liée à la puissance totale générée par la relation d'égalité [DRAI-2010] :

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} = P_D \quad (\text{I.2})$$

Il faut également s'assurer que la puissance générée par chaque centrale reste dans les limites imposées qui sont modélisée par les équations d'inégalité suivantes :

$$\begin{cases} P_{Gi} \leq P_{Max\ i} \Rightarrow P_{Gi} - P_{Max\ i} \leq 0 \\ P_{Min\ i} \leq P_{Gi} \Rightarrow P_{Min\ i} - P_{Gi} \leq 0 \end{cases} \quad (\text{I.3})$$

Tel que:

P_{Gi} : La puissance générée par la centrale i .

P_D : La puissance totale demandée.

$P_{Max\ i}$: La puissance maximale générée par la centrale i .

$P_{Min\ i}$: La puissance minimale générée par la centrale i .

n : nombre de centrale.

Le coût associé à la puissance totale générée est donné par:

$$C_T = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) \quad (\text{I.4})$$

C'est cette fonction coût qu'il faudra minimiser afin d'obtenir un fonctionnement optimal.

La solution consiste à appliquer la méthode de *Lagrange* qui est utilisée dans les problèmes d'optimisation avec contraintes comme suit :

$$L = C_T + \lambda(P_D - \sum_{i=1}^n P_{Gi}) + \sum_{i=1}^n \beta_{Min,i} (P_{Min\ i} - P_{Gi}) + \sum_{i=1}^n \beta_{Max,i} (P_{Gi} - P_{Max\ i}) \quad (\text{I.5})$$

Avec,

C_T : Fonction à optimiser

$P_D - \sum_{i=1}^n P_{Gi}$: Contrainte d'égalité

$P_{Min\ i} - P_{Gi}$ et $P_{Gi} - P_{Max\ i}$: contraintes d'inégalité

λ : Multiplicateur de Lagrange pour les contraintes d'égalités

$\beta_{Min,i}$: Coefficient minimal d'émission des générateurs

$\beta_{Max,i}$: Coefficient minimal d'émission des générateurs

Dans un premier temps, il convient de résoudre le problème en négligeant les contraintes d'inégalité ($\beta_i=0$). Si la solution trouvée ne respecte pas une contrainte d'inégalité, celle-ci devient une contrainte d'égalité et on résout à nouveau le problème jusqu'à ce que la solution respecte toutes les contraintes d'inégalité. Cette solution sera donc l'optimum recherché.

La solution recherchée doit satisfaire les équations suivantes en dérivant le Lagrangien par rapport à P_{Gi} et λ , on obtient :

$$n \text{ équation} \quad \frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} = \frac{dC_i}{dP_{Gi}} - \lambda = 0 \quad (\text{I.6})$$

$$1 \text{ équation} \quad \frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_D - \sum_{i=1}^n P_{Gi} = 0 \quad (\text{I.7})$$

La dérivée $\frac{dC_i}{dP_{Gi}}$ est connue sous le nom de coût incrémental du $i^{\text{ème}}$ générateur. Elle représente l'accroissement du coût (monnaie/MWh) correspondant à la production d'une entité de puissance supplémentaire.

De l'équation (1.6) nous obtenons,

$$\lambda = \frac{dC_i}{dP_{Gi}} = b_i + 2 \cdot c_i P_{Gi} \quad (\text{I.8})$$

Donc,

$$P_{Gi} = \frac{\lambda - b_i}{2c_i} \quad (\text{I.9})$$

De l'équation (1.7) nous obtenons :

$$P_D = \sum_{i=1}^n P_{Gi} = \sum_{i=1}^n \frac{(\lambda - b_i)}{2c_i} \quad (\text{I.10})$$

En remplaçant λ par sa valeur et en isolant P_{Gi} on obtient :

$$P_{Gi} = \frac{1}{2c_i} \left(\left(\sum_{i=1}^n \frac{1}{2c_i} \right)^{-1} \left(P_D + \sum_{i=1}^n \frac{b_i}{2c_i} \right) - b_i \right) \quad (\text{I.11})$$

Cette expression donne ainsi la répartition optimale de la production.

On résout le problème sans les contraintes d'inégalité, si on trouve que certains générateurs sont en dehors des plages permises, on définit les ensembles suivants :

- ❖ $E_{sup} = \{i / P_{Gi} > P_{Gmax}\}$ ensembles des générateurs ayant violés les limites supérieures.
- ❖ $E_{inf} = \{i / P_{Gi} < P_{Gmin}\}$ ensembles des générateurs ayant violés les limites inférieures.
- ❖ $E_{sat} = \{i / P_{Gmin} \leq P_{Gi} \leq P_{Gmax}\}$ ensembles des générateurs satisfaisant les contraintes d'inégalité.

On calcul alors la différence $\Delta h = \sum h_i^{max} - \sum h_i^{min}$

$$\begin{cases} h_i^{max} = P_{Gi} - P_{Gmax} > 0 \\ h_i^{min} = P_{Gmin} - P_{Gi} > 0 \end{cases}$$

- Si $\Delta h > 0$, il faut fixer tous les générateurs qui ont violés leurs limites supérieures et considérer les autres pour le dispatching.
- Si $\Delta h < 0$, il faut fixer tous les générateurs qui ont violés leurs limites inférieures et considérer les autres pour le dispatching.
- Si $\Delta h = 0$, il faut fixer les générateurs qui ont violés les deux limites et considérer les autres pour le dispatching.

L'algorithme de résolution de ce problème est comme suit:

- 1-** on calcule la puissance générée de chaque générateur par la formule:

$$P_{Gi} = \frac{1}{2c_i} \left(\left(\sum_{i=1}^n \frac{1}{2c_i} \right)^{-1} \left(P_D + \sum_{i=1}^n \frac{b_i}{2c_i} \right) - b_i \right)$$

- 2-** on vérifie les dépassements des puissances générées:

$$\text{si } P_{Gk} \geq P_{Gkmax} \quad P_{Gk} = P_{Gkmax}$$

$$\text{si } P_{Gk} \leq P_{Gimin} \quad P_{Gk} = P_{Gkmin}$$

- 3-** on prend la puissance générée qui atteint sa limite min ou max comme une charge c.-à-d.: $P'_{DK} = -P_{Gk}$ pour toute puissance générée dépassée k (k=1,...nk)
- 4-** on recalcule l'équation de l'équilibre de puissance comme suit:

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} = P_D - \sum_{k=1}^{nk} P_{GK}$$

nk nombre de générateurs qui ont violé leurs limites inférieure ou supérieure

- 5-** le processus itératif continue en retournant à l'étape 1 jusqu'à ce que toutes les contraintes seront satisfaites.

Cette méthode est applicable si les pertes dans le réseau sont vraiment négligeables. Sinon elle va nous donner de fausses informations de point de vue coût puisqu'elle va répartir la plupart de la demande sur les générateurs qui ont l'incrément du coût le plus petit malgré que ces générateurs sont les plus éloignés de la charge.

I.4.4 La méthode d'itération de Lambda

La méthode d'itération de Lambda est une des méthodes utilisées pour trouver la valeur de Lambda du système et trouver le dispatching économique optimal des générateurs. Contrairement aux autres méthodes d'itération, comme : Gauss-Seidel et Newton – Raphson, Lambda itération n'utilise pas la valeur précédente de l'inconnue pour trouver la valeur suivante c'est-à-dire il n'y a pas une équation qui calcule la valeur suivante en fonction de la

valeur précédente. La valeur suivante est prédéfinie par *intuition*, elle est projetée avec interpolation de la bonne valeur possible jusqu'à ce que le décalage spécifié soit obtenu.

La méthode exige qu'il y ait une correspondance entre une valeur lambda et la sortie (en MW) de chaque générateur [DRAI-2010] :

La méthode commence avec des valeurs de lambda en-dessous et en-dessus de la valeur optimale (qui est inconnue), puis par itération limite la valeur optimale

On choisit et tel que : λ^L et λ^H comme suit :

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi}(\lambda^L) - P_D < 0 \quad \text{Et} \quad \sum_{i=1}^n P_{Gi}(\lambda^H) - P_D > 0 \quad (\text{I.12})$$

$$\text{On pose} \quad \lambda^M = \frac{\lambda^L + \lambda^H}{2} \quad (\text{I.13})$$

$$\text{Si} \quad \sum_{i=1}^n P_{Gi}(\lambda^M) - P_D > 0 \quad (\text{I.14})$$

$$\text{On pose} \quad \lambda^H = \lambda^M$$

$$\text{Si} \quad \sum_{i=1}^n P_{Gi}(\lambda^M) - P_D < 0$$

$$\text{On pose} \quad \lambda^L = \lambda^M$$

$$\text{On refait le calcul jusqu'à} \quad |\lambda^L - \lambda^H| > \varepsilon \quad (\text{I.15})$$

D'où ε est la tolérance de convergence

I.4.5 Solution du dispatching économique avec pertes

Les pertes de puissances dans les lignes de transport varient en fonction de la répartition des puissances entre les centrales et la charge. Ainsi, contrairement à celui sans perte, le dispatching économique avec perte tient compte de la topographie du réseau. Pour pénaliser les centrales qui produisent de la puissance dont le transit provoque d'importantes pertes, nous multiplions leur coût incrémental par un facteur de pénalité. La justification physique de ce facteur de pénalité s'explique par le fait qu'à cause des pertes, il peut être plus intéressant de produire pour plus cher près du lieu de consommation que loin et pour moins cher. Le dispatching économique avec perte est un procédé itératif qui doit converger vers la solution optimale. Si on prend en considération les pertes de puissance constantes, on doit évaluer celles-ci et les inclure dans la demande [BELH-2012].

La puissance totale demandée P_D est liée à la puissance totale générée en plus des pertes dans les lignes par la relation suivante:

$$P_D + P_L - \sum_{i=1}^n P_{Gi} = 0 \quad (\text{I.16})$$

Deux approches sont essentiellement utilisées pour la solution de dispatching économique avec pertes, la première est le développement d'une expression mathématique des pertes en fonction des puissances de sortie de chaque unité de production. La deuxième approche consiste à utiliser les équations de l'écoulement de puissances optimal (optimal power flow).

I.5 Dispatching économique avec les pertes en fonction des puissances générées

Dans les réseaux électriques réels les générateurs sont situés loin du centre de la charge électrique, alors les pertes de transport deviennent importantes [YUN-2007], [GHER-2010].

I.5.1 Calcul des pertes dans les lignes

A Cas d'un seul générateur

Soit le réseau représenté par la figure (I.6), les pertes actives à travers la ligne sont données d'après l'expression:

$$P_L = 3 \cdot R_L \cdot |I_L|^2 \quad (\text{I.17.a})$$

Où R est mesurée par unité de longueur

Le courant traversant la ligne peut être calculé comme suit :

$$|I_L| = \frac{P_G}{\sqrt{3} \cdot V_G \cdot \cos \varphi_G} \quad (\text{I.17.b})$$

En remplaçant (I.17.b) dans (I.17.a), on obtient : $P_L = 3 \cdot \frac{R_L}{3 \cdot V_G^2 \cdot \cos^2 \varphi_G} P_G^2$

Donc,

$$P_L = \left(\frac{R_L}{V_G^2 \cdot \cos^2 \varphi_G} \right) \cdot P_G^2 \quad (\text{I.17.c})$$

L'expression générale des pertes en fonction de la puissance générée est donnée par :

$$P_L = B_{11} \cdot P_G^2 \quad (\text{I.18})$$

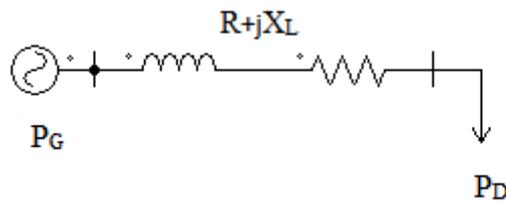


Fig. I.6: Ligne avec un générateur

B. Cas de deux générateurs

La figure (I.7) représente, le cas de deux générateurs fournissant la puissance demandée à travers deux lignes. En se basant sur l'expression (I.18.c) on peut écrire dans ce cas :

$$P_L = \left(\frac{R_{L1}}{V_{G1}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{G1}} \right) \cdot P_{G1}^2 + \left(\frac{R_{L2}}{V_{G2}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{G2}} \right) \cdot P_{G2}^2 \quad (\text{I.19.a})$$

De la même manière, nous obtenons l'expression générale des pertes en fonction des puissances générées qui sont données par :

$$P_L = B_{11} \cdot P_{G1}^2 + B_{22} \cdot P_{G2}^2 \quad (\text{I.19.b})$$

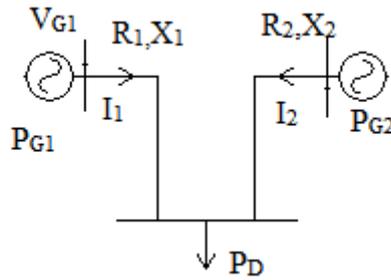


Fig. I.7: Ligne avec deux générateurs

C. Cas de deux générateurs et trois lignes

En considérant le schéma de la figure (I.8), et en adoptant le même principe que dans les deux cas précédents nous obtenons l'expression:

$$P_L = 3 \cdot (R_{L1} \cdot |I_{L1}|^2 + R_{L2} \cdot |I_{L2}|^2 + R_{L3} \cdot |I_{L3}|^2) \quad (\text{I.20.a})$$

Sachant que les courants dans les trois lignes peuvent être exprimés sous la forme:

$$|I_{L1}| = \frac{P_{G1}}{\sqrt{3} \cdot V_{G1} \cdot \cos \varphi_{G1}}, \quad |I_{L2}| = \frac{P_{G2}}{\sqrt{3} \cdot V_{G2} \cdot \cos \varphi_{G2}} \quad \text{et} \quad |I_{L3}| = \frac{P_{G3}}{\sqrt{3} \cdot V_{G3} \cdot \cos \varphi_{G3}}$$

Avant de développer la méthode de résolution du dispatching avec pertes, nous allons d'abord chercher l'expression générale de ces pertes en fonction des puissances générées. En remplaçant les courants dans l'expression (I.17.a), on obtient:

$$P_L = \left(\frac{R_{L1}}{V_{G1}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{G1}} \right) \cdot P_{G1}^2 + \left(\frac{R_{L2}}{V_{G2}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{G2}} \right) \cdot P_{G2}^2 + \left(\frac{R_{L3}}{V_{G3}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{G3}} \right) \cdot (P_{G1}^2 + P_{G2}^2)^2$$

Ou bien:

$$P_L = \left(\frac{R_{L1}}{V_{G1}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{G1}} + \frac{R_{L3}}{V_{G3}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{G3}} \right) \cdot P_{G1}^2 + \left(\frac{R_{L2}}{V_{G2}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{G2}} + \frac{R_{L3}}{V_{G3}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{G3}} \right) \cdot P_{G2}^2 + 2 \cdot \left(\frac{R_{L3}}{V_{G3}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{G3}} \right) \cdot (P_{G1} + P_{G2})$$

L'expression générale est alors donnée par :

$$P_L = B_{11} \cdot P_{G1}^2 + 2 \cdot B_{12} \cdot P_{G1} \cdot P_{G2} + B_{22} \cdot P_{G2}^2 \quad (\text{I.20.b})$$

D'une manière générale, on obtient l'expression générale des pertes suivante:

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n P_{Gi} \cdot B_{ij} \cdot P_{Gj} \quad (\text{I.21})$$

i=1,n
j=1,n

Avec i et j variant de 1 à n.
n : nombre de générateurs.

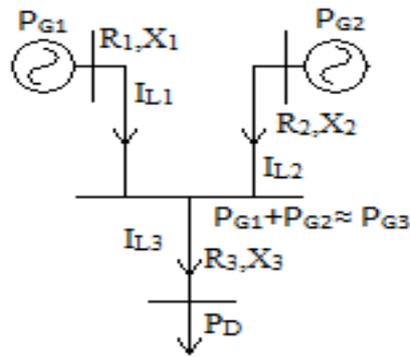


Fig. I.8: Ligne avec trois générateurs

I.5.2 Solution du DE avec pertes par la méthode de Lagrange

On considère que P_L peuvent être exprimés en fonction de P_{Gi} , le Lagrangien est alors donné par:

$$L = C_T + \lambda \cdot (P_D + P_L - \sum_{i=1}^n P_{Gi}) \quad (\text{I.22})$$

En dérivant l'expression (I.23) par rapport à P_{Gi} et à λ on obtient:

$$\begin{cases} \frac{dL}{dP_{Gi}} = \frac{dC_i}{dP_{Gi}} - \lambda \left(1 - \frac{dP_L}{dP_{Gi}}\right) = 0 \\ \frac{dL}{d\lambda} = 0 \Rightarrow P_D + P_L - \sum_{i=1}^n P_{Gi} = 0 \end{cases} \quad (\text{I.23})$$

Avec $\frac{dL}{dP_{Gi}}$ est dénommée la perte incrémentale

De l'expression (I.23), $\frac{dL}{dP_{Gi}} = 0$ implique que

$$\frac{dC_i}{dP_{Gi}} = \lambda \left(1 - \frac{dP_L}{dP_{Gi}}\right) \quad (\text{I.24})$$

En dérivant l'expression (I.21) par rapport à P_{Gi} et en remplaçant dans l'équation (I.24), on aura:

$$\begin{cases} \frac{dC_i}{dP_{Gi}} = \lambda \left(1 - 2 \cdot \sum_{j=1}^n B_{ij} \cdot P_{Gj}\right) \\ \text{Pour } P_{Gi} = P_{Gj} \end{cases} \quad (\text{I.25})$$

I.5.3 Solution du DE avec pertes par la méthode de Newton

La méthode de Newton est très puissante à cause de sa convergence rapide au voisinage de la solution. Cette propriété est spécialement utile pour les applications du système électrique parce qu'une estimation initiale proche de la solution est facile à obtenir. Les niveaux de tension du système peuvent être pris au voisinage des valeurs nominales, les puissances produites des générateurs peuvent être estimées à partir des données historiques et les taux de prises de charges peuvent être pris proches de l'unité.

La solution du problème d'écoulement de puissance optimal en présence des contraintes d'égalités et d'inégalités par la méthode de Newton demande la création du Lagrangien appelé aussi la fonction de coût augmentée.

Supposant un système à n générateurs, on va construire $(n+1)$ équations:

$$\begin{cases} f_1(P_{G1}, P_{G2}, P_{G3}, \dots, P_{Gn}, \lambda) = 0 \\ f_2(P_{G1}, P_{G2}, P_{G3}, \dots, P_{Gn}, \lambda) = 0 \\ f_3(P_{G1}, P_{G2}, P_{G3}, \dots, P_{Gn}, \lambda) = 0 \\ \vdots \\ f_n(P_{G1}, P_{G2}, P_{G3}, \dots, P_{Gn}, \lambda) = 0 \\ f_{n+1}(P_{G1}, P_{G2}, P_{G3}, \dots, P_{Gn}, \lambda) = 0 \end{cases} \quad (\text{I.26})$$

La solution consiste dans un premier temps à construire le Lagrangien comme suit :

$$L = C_T + \lambda(P_D + P_L - \sum_{i=1}^n P_{Gi})$$

- la fonction $f_i(P_{G1}, \dots, \lambda)$ correspond à la dérivée partielle du Lagrangien par rapport à la puissance P_{Gi}
- la fonction $f_{n+1}(P_{G1}, \dots, \lambda)$ correspond à la dérivée partielle du Lagrangien par rapport à λ .

La solution est obtenue par la résolution du système suivant :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{G1} \\ \vdots \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = -J^{-1} \begin{bmatrix} f_1(P_{G1}, \dots, \lambda) \\ \vdots \\ f_{n+1}(P_{G1}, \dots, \lambda) \end{bmatrix} \quad (\text{I.27})$$

Tel que la matrice Jacobien est donnée comme suit

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial P_{G1}} & \frac{\partial f_1}{\partial P_{G2}} & \dots & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial P_{Gn}} & \frac{\partial f_1}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial f_2}{\partial P_{G1}} & \frac{\partial f_2}{\partial P_{G2}} & \dots & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial P_{Gn}} & \frac{\partial f_2}{\partial \lambda} \\ \vdots & \vdots & \dots & \dots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial P_{G1}} & \frac{\partial f_n}{\partial P_{G2}} & \dots & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial P_{Gn}} & \frac{\partial f_n}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial f_{n+1}}{\partial P_{G1}} & \frac{\partial f_{n+1}}{\partial P_{G2}} & \dots & \dots & \frac{\partial f_{n+1}}{\partial P_{Gn}} & \frac{\partial f_{n+1}}{\partial \lambda} \end{bmatrix} \quad (\text{I.28})$$

On donne la solution initiale:

$$X^0 = \begin{pmatrix} P_{G1}^0 \\ P_{G2}^0 \\ \vdots \\ P_{Gn}^0 \\ \lambda \end{pmatrix} \quad (\text{I.29})$$

Les éléments du Jacobien sont donnés par :

- pour $f_i = 0$ correspond à $\frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} = 0$ on obtient $\frac{\partial C_i}{\partial P_{Gi}} - \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}\right) = 0$

pour n équations (correspondant à n générateurs)

$$\text{C'est-à-dire} \begin{cases} \frac{dC_1}{dP_{G1}} - \left(1 - \frac{dP_L}{dP_{G1}}\right) = 0 \\ \frac{dC_2}{dP_{G2}} - \left(1 - \frac{dP_L}{dP_{G2}}\right) = 0 \\ \vdots \\ \frac{dC_n}{dP_{Gn}} - \left(1 - \frac{dP_L}{dP_{Gn}}\right) = 0 \end{cases}$$

- pour la (n+1)^{ième} équation qui correspond à la dérivée du Lagrangien par rapport à λ , on obtient : $f_{n+1} = 0$ correspond à $\frac{dL}{d\lambda} = 0$

$$\text{Alors : } P_D + P_L - \sum_{i=1}^n P_{Gi} = 0$$

On obtient alors le système suivant :

$$\begin{bmatrix} P_{G1}^i \\ P_{G2}^i \\ \vdots \\ \lambda^i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{G1}^{i-1} \\ P_{G2}^{i-1} \\ \vdots \\ \lambda^{i-1} \end{bmatrix} - J^{-1} \begin{bmatrix} f_1(P_{G1}^{i-1}, P_{G2}^{i-1}, \dots, \lambda^{i-1}) \\ f_2(P_{G1}^{i-1}, P_{G2}^{i-1}, \dots, \lambda^{i-1}) \\ \vdots \\ f_n(P_{G1}^{i-1}, P_{G2}^{i-1}, \dots, \lambda^{i-1}) \end{bmatrix} \quad (\text{I.30})$$

i est le nombre d'itération

I.5.4 Calcul des coefficients B_{ij}

Pour calculer les pertes dans les lignes, nous partons des équations de l'écoulement de puissance [SLIM-2009]:

$$P_{ij} = V_i^2 G_{ij} - V_i V_j (G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)) \quad (\text{I.31})$$

$$P_{ji} = V_j^2 G_{ji} - V_i V_j (G_{ij} \cos(\delta_j - \delta_i) + B_{ij} \sin(\delta_j - \delta_i)) \quad (\text{I.32})$$

Avec P_{ij} = puissance qui quitte le nœud i en direction du nœud j.

P_{ji} = puissance qui quitte le nœud j en direction du nœud i .

La somme de ces termes représente les pertes sur la ligne qui lie les nœuds i et j :

$$\begin{aligned} P_{Lij} &= P_{ij} + P_{ji} \\ &= G_{ij}[V_i^2 - 2V_iV_j \cos(\delta_i - \delta_j) + V_j^2] \\ &= G_{ij}[(V_i - V_j)^2 + V_iV_j(\delta_i - \delta_j)^2] \end{aligned} \quad (I.33)$$

Ce dernier résultat est obtenu en considérant que $\delta_i - \delta_j \approx 0$ on peut donc utiliser le développement en série de Taylor $\cos x = 1 - \frac{x^2}{2}$

Si de plus nous faisons l'hypothèse que les tensions aux nœuds sont toutes proches de leur valeur nominale (1 p.u.), nous obtenons l'approximation :

$$P_{Lij} = G_{ij}(\delta_i - \delta_j)^2 \quad (I.34)$$

$$P_L = \sum_{\text{sur toutes les lignes}} P_{Lij} \quad (I.35)$$

Ce qui nous donne sous forme matricielle :

$$P_L = \Psi^T G \Psi \quad (I.36)$$

où G = matrice diagonale des conductances de ligne

$$G = \begin{bmatrix} G_{ij} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & G_{13} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & \dots & 0 \\ \cdot & \cdot & \dots & \dots & \cdot \\ \cdot & \cdot & \dots & \dots & \cdot \\ \cdot & \cdot & \dots & \dots & \cdot \\ 0 & 0 & 0 & \dots & G_{(n-1)n} \end{bmatrix}$$

$\Psi = M \delta$ = vecteur des déphasages entre lignes

M = matrice d'incidence des lignes

δ = vecteur des phases des nœuds

Le vecteur δ peut être approximé par l'approche de l'écoulement de puissance à cc avec :

$$P_G - P_D = A\delta \Leftrightarrow \delta = A^{-1}(P_G - P_D) \quad (I.37)$$

Pour rappel, l'écoulement de puissance à cc se base sur les approximations suivantes :

- Toutes les conductances de lignes sont négligeables : $G_{ij} \approx 0$
- Toutes les différences angulaires sont petites: $\sin \delta = \delta$
- Toutes les tensions restent constantes à leur valeur nominale : $\forall i, V_i = 1 \text{ pu}$

Nous obtenons donc l'équation de l'écoulement de puissance :

$$P_i = V_i^2 - V_i \sum_{j \in K(i)} V_j [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (I.38)$$

$$\approx -V_i \sum_{j \in K(i)} V_j B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)$$

$$\approx \sum_{j \in K(i)} (-V_i V_j B_{ij}) \sin(\delta_i - \delta_j)$$

$$\Leftrightarrow P_i \equiv \sum_{j \in K(i)} (-a_{ij})(\delta_i - \delta_j) = A\delta$$

$$\text{Où} \quad \begin{cases} a_{ij} = V_i V_j B_{ij} \quad \forall i \neq j \\ a_{ii} = -\sum_{j \in K(i)} a_{ij} \end{cases}$$

On peut donc en conclure que les pertes de ligne deviennent :

$$P_L = \Psi^T G \Psi \quad (\text{I.39})$$

$$= (P_G - P_D)^T A^{-1} M^T G M A^{-1} (P_G - P_D)$$

$$= P_D^T B P_D - 2P_D^T B P_G + P_G^T B P_G$$

Avec

$$B = A^{-1} M^T G M A^{-1} \quad (\text{I.40})$$

I.5.5 Calcul des facteurs de pénalité et modification des coefficients des fonctions coûts

A partir de la formule des pertes ci-dessus, il est possible de calculer les facteurs de pénalité pour chaque centrale :

$$f_i = \left(1 - \frac{dP_L}{dP_{Gi}}\right)^{-1} \quad (\text{I.41})$$

Nous multiplions ensuite les coefficients des fonctions coûts des différentes centrales afin d'obtenir de nouveaux coefficients qui tiendront compte de l'influence des pertes. Ainsi pour chaque centrale nous aurons :

$$\begin{cases} b'_i = b_i f_i \\ c'_i = c_i f_i \end{cases}$$

L'équation (I.9) devient alors :

$$\lambda = \frac{dC_i}{dP_{Gi}} = b'_i + 2 \cdot c'_i P_{Gi} \quad (\text{I.42})$$

I.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté des généralités sur la constitution des réseaux électriques, les différentes topologies et niveaux de tension. Nous avons aussi exposé le problème du dispatching économique en développant les différentes équations sans et avec pertes de puissances dans les lignes.

Nous avons traité le calcul de l'écoulement de puissance optimal en utilisant la méthode du multiplicateur de Lagrange, la méthode de Newton et les itérations de lambda pour solutionner le problème de dispatching économique. On a calculé les pertes linéiques en se basant sur les équations de l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques.

Chapitre II

*Etude du contrôleur de transit de
puissance TCSC*

Chapitre II

Etude du contrôleur de transit de puissance TCSC

II.1 Introduction

La dérégulation du marché de l'électricité, qui concerne progressivement tous les pays, modifie profondément l'approche technico-économique dans l'exploitation et l'optimisation des réseaux électriques. C'est dans ce nouveau contexte que les spécialistes des réseaux électriques se voient de plus en plus confrontés à de nombreux défis. Le développement des dispositifs à base d'électronique de puissance ouvre de nouvelles perspectives pour une meilleure exploitation des réseaux par leur action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau.

Les Systèmes Flexibles de Transmission en Courant Alternatif FACTS, sont des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statique utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau. Avec leurs aptitudes à modifier les caractéristiques apparentes des lignes, les FACTS sont capables d'accroître la capacité du réseau dans son ensemble en contrôlant les transits de puissances.

Les dispositifs FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes. Ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant. Ils peuvent aider à s'affranchir de ces contraintes, C'est une alternative très favorable du point de vue technique, économique et environnement. Les dispositifs FACTS sont insérés dans un réseau pour satisfaire plusieurs besoins tels que [HAIM-2009] [DELEN-2009] :

- Améliorer le contrôle de la tension et la stabilité du réseau.
- Réduire les pertes actives totales.
- Compenser l'énergie réactive.
- Amortir les oscillations de puissance.
- Augmenter la capacité de transport de la puissance active.
- Maîtriser la répartition et le transit des puissances.
- Améliorer les oscillations de puissance et de tension susceptibles d'apparaître dans les réseaux à la suite d'un défaut.
- Améliorer la stabilité électromécanique des groupes de production.
- Permettre un meilleur contrôle et une meilleure gestion de l'écoulement de puissance.
- Augmenter la capacité de transmission de puissance des lignes en s'approchant des limites thermiques de celle-ci.

II.2 Structures de base des systèmes FACTS

La majorité des systèmes FACTS possèdent des éléments contrôlables analogues dont les plus courants sont les suivants [MADI-2006] :

II.2.1 Inductance commandée par thyristor TCR

Le TCR est constitué d'une bobine d'induction de valeur fixe L , branchée en série avec une valve à thyristors bidirectionnelles. Le courant à la fréquence fondamentale est réglé par la commande de phase de la valve à thyristors.

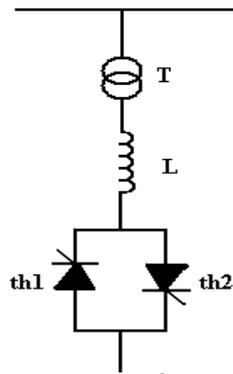


Fig. II.1 : structure de base d'un TCR

II.2.2 Condensateur commuté par thyristor TSC

Le TSC comprend un condensateur branché en série avec une valve à thyristors bidirectionnelle et une bobine d'induction d'atténuation comme le montre la figure (II.2) La fonction de commutateur à thyristors consiste à enclencher et à déclencher le condensateur pour un nombre entier de demi-cycles de la tension appliquée. Le condensateur n'est pas commandé en phase et l'inductance du circuit sert à limiter le courant lors des conditions anormales, ainsi qu'à accorder le circuit à la fréquence voulue.

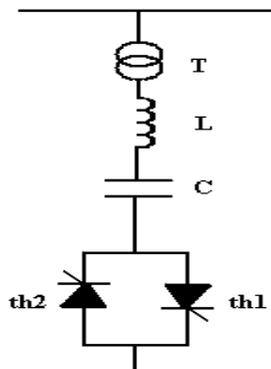


Fig. II.2 : structure de base d'un TSC

II.2.3 Inductance commutée par thyristors TSR

Le TSR est un TCR mais sans commande de la phase du courant, il est enclenché et déclenché comme un TSC. L'avantage du TSR par rapport au TCR réside dans l'absence de formation de courants harmoniques.

II.2.4 Condensateur commuté mécaniquement MSC

Le MSC comme le montre la figure (II.3) est une branche accordée comprenant un banc de condensateurs et une bobine d'induction. Il est conçu pour n'être commuté qu'un petit nombre de fois par jour, vu que les commutations sont effectuées par des disjoncteurs. Le but du MSC consiste à fournir de la puissance réactive en régime permanent.

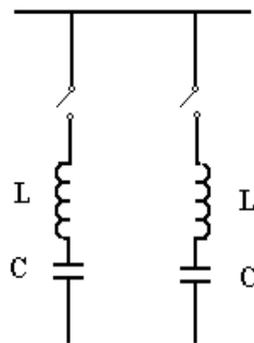


Fig. II.3 : Structure de base d'un MSC

II.3 Généralités sur les différents systèmes FACTS

II.3.1 Types des dispositifs FACTS

Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois catégories :

- Les compensateurs parallèles (shunts), (SVC, STATCOM)
- Les compensateurs séries, (TCSC, SSSC)
- Les compensateurs hybrides (série - parallèle), (UPFC, IPFC)

II.3.2 Compensateurs shunts

Ce sont le plus souvent des éléments statiques qui génèrent ou absorbent de l'énergie réactive. Ce contrôle de l'énergie réactive injectée permet de maintenir le niveau de tension à une valeur consigne. En effet la chute de tension dans une ligne peut être réduite en jouant sur la valeur de l'énergie réactive. Nous citons par la suite les dispositifs les plus utilisés.

II.3.2.1 Compensateur statique de puissance (SVC)

Le réglage de la tension d'une ligne de transport, en y branchant un condensateur ou une inductance shunt pour générer ou absorber de la puissance réactive, peut se faire automatiquement en utilisant un compensateur statique (SVC), avec un faible temps de réponse, et avec un comportement sûr en régime transitoire. Les SVC sont souvent composés de , réactances réglés par thyristor (TSR) qui absorbent de la puissance réactive ceci en faisant varier l'angle de retard à l'amorçage α d'où, variation du courant inductif d'une valeur nominale à zéro et d'unités de condensateurs commutés par thyristors (TSC), contrairement à

la branche inductive (TSR) où le courant peut être ajusté de façon continue entre zéro et une valeur nominale, les branches capacitatives(TSC) sont commandées en "tout ou rien" selon que les thyristors conduisent ou pas, le courant capacitif varie d'une valeur nominale à zéro, ce qui nécessite un circuit d'amortissement. On peut aussi doubler la puissance en y ajoutant un autre circuit (TSC).L'application principale du SVC est le réglage de la tension de ligne dans le cas de charges fluctuantes (laminoirs, fours à arc,...) ; ainsi que la compensation d'une charge alimentée par une ligne longue de manière à maintenir la tension et à éviter son effondrement. [DAHM-2003]

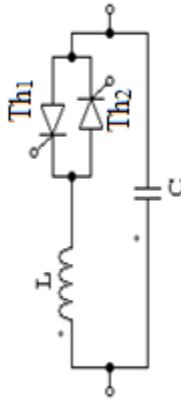


Fig. II.4 : principe du SVC

II.3.2.2 Compensateur synchrone statique (STATCOM)

Un STATCOM est un convertisseur à source de tension connectée en parallèle à un réseau alternatif (transmission ou distribution), en général, par le biais d'un transformateur abaisseur. Si l'on règle l'amplitude de la tension du VSC de façon à ce qu'elle soit supérieure à la tension du réseau, une puissance réactive est fournie et augmente la tension au point de connexion. De la même façon, si l'on règle la tension du VSC à une valeur inférieure à la tension du réseau, une puissance réactive est absorbée par le VSC et la tension au point de connexion est réduite. La plage de fonctionnement du STATCOM est pratiquement symétrique, ce qui signifie qu'il peut fournir ou absorber des quantités de puissance réactive quasi identiques.

Le STATCOM a une fonction comparable à celle du SVC avec des performances dynamiques plus importante, tel que le contrôle optimal de la tension où les phases sont contrôlées séparément pendant les perturbations du système, ainsi qu'il ne présente pas d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductif du réseau [AOUZ-2011] [GHOL-2003].

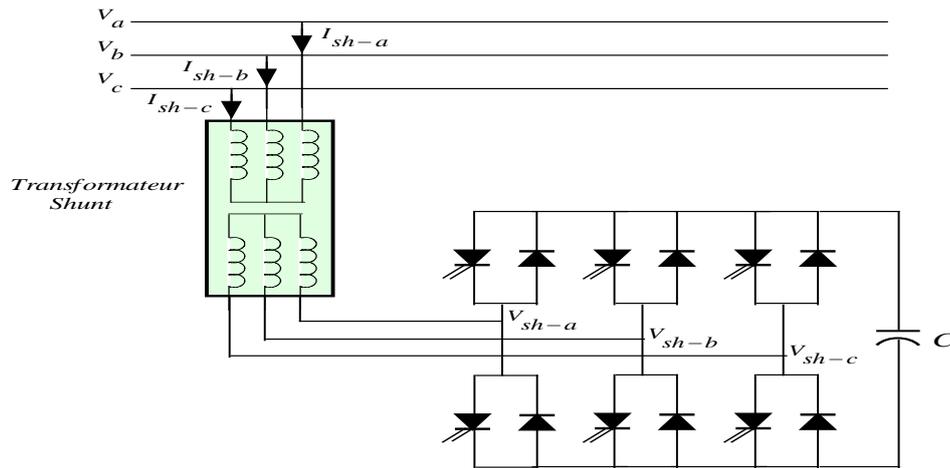


Fig. II.5: Schéma de base d'un STATCOM

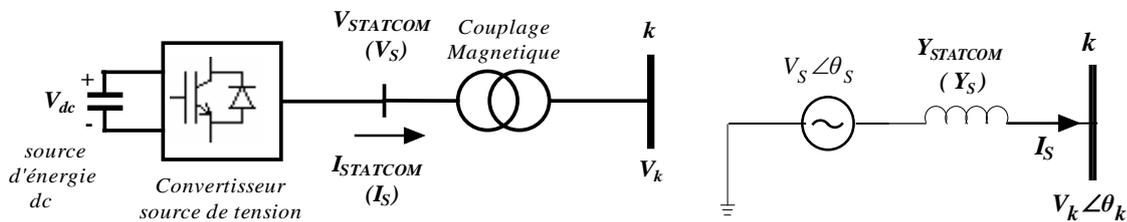


Fig. II.6 : Diagramme de principe de STATCOM: (a) un circuit de puissance; (b) échange de puissance

II.3.3 Compensateurs séries

La compensation des lignes de transport peut être effectuée par des condensateurs séries fixes ou réglables et permet d'améliorer les caractéristiques des réseaux pour une importante augmentation de la charge sur les circuits des réseaux électriques, et une bonne approche de la limite thermique de ces derniers.

Ces systèmes de compensation travaillent par l'insertion de tension capacitive pour compenser la chute de tension inductive réduisant ainsi la réactance efficace des lignes. Leurs rôles principaux sont : la régulation de la tension en régime permanent, prévention des chutes de tension et la commande du flux d'énergie.

II.3.3.1 Compensateurs série commutés par thyristors (TCSC)

Le TCSC utilise des condensateurs fixes placés en parallèle sur des inductances contrôlées par un variateur de courant à thyristors de manière à rendre continu le réglage de la compensation capacitive ou inductive en deçà de la fréquence de résonance et sont aussi appelés ASC.

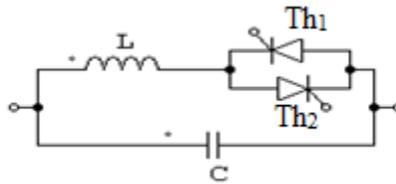


Fig. II.7 : principe du TCSC

L'objectif principal du TCSC est de minimiser le risque de résonance hypo synchrone, et permet un contrôle lent du flux de puissance et un contrôle rapide de l'écart de fréquence entre zones interconnectées.

L'application principale d'un TCSC est l'amortissement des oscillations électromécaniques caractérisées par [MADI-2006] :

:

- L'efficacité du TCSC pour la régulation des oscillations de puissance augmente parallèlement au niveau de la puissance transportée.
- L'effet d'amortissement d'un TCSC ne dépend pas de l'endroit d'implantation du TCSC.
- L'effet d'amortissement est insensible à la caractéristique de la charge.
- Quand un TCSC est conçu pour amortir les modes interzones, il n'existe aucun mode local.

II.3.3.2 Transformateur déphaseur (PST)

Ce sont des transformateurs de régulation d'angle de phase qui sont utilisés pour régler l'amplitude de la direction du flux de l'énergie électrique à travers des lignes de transport en variant le déphasage.

Il est possible de remplacer le régulateur en charge mécanique par un commutateur à thyristors. Ce système permet d'introduire l'amplitude réglable rapidement par gradins déphasés de la tension du réseau, ce déphasage s'obtient par l'extraction d'une tension ligne tenue sur une phase et en injectant une partie de celle-ci en série dans une autre phase, en utilisant deux transformateurs : le transformateur de régulation et l'autre en série. La tension ajoutée est perpendiculaire à la tension de la ligne, ainsi l'angle du déphaseur est réglé par des condensateurs de réglage en charge. [CATZ]

(1) : Transformateur de magnétisation, V_a : Tension à travers le transformateur série.

(2) : Transformateur série, V_{Ai}, V_{Bi}, V_{Ci} : Tension ligne-terre

(3) : Réseau de communication, V_{A0}, V_{B0}, V_{C0} : Tension ligne-terre

Φ : Déphasage.

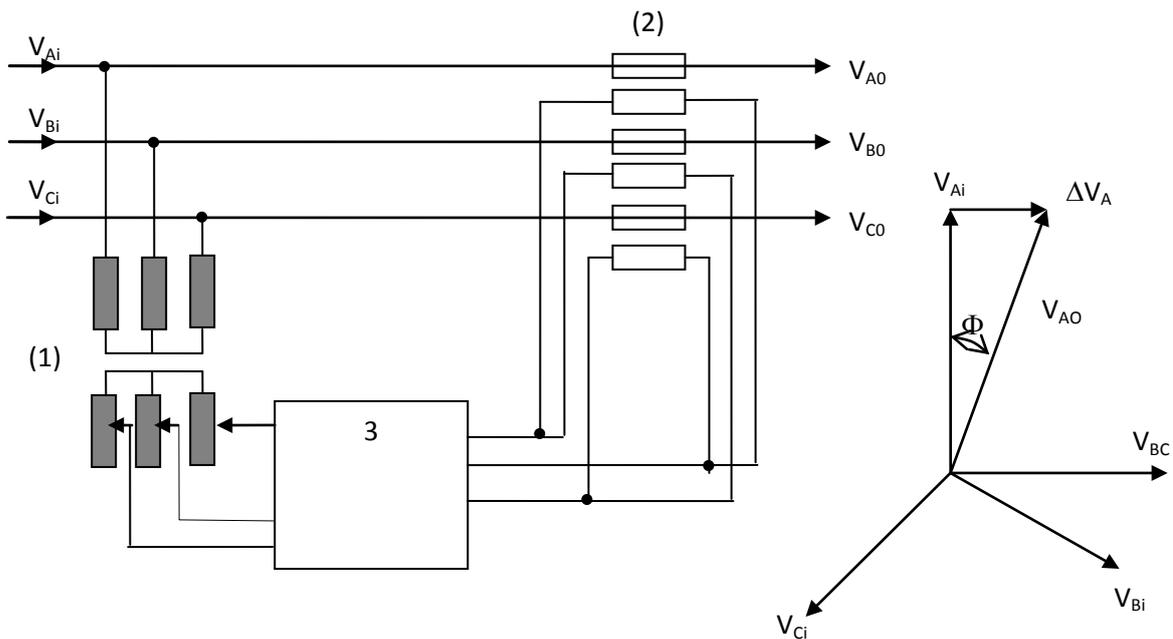


Fig. II.8 : Déphaseur avec injection de tensions perpendiculaires.

II.3.3.3 Compensateur série synchrone statique (SSSC)

Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur. Son rôle est d'introduire une tension triphasée, à la fréquence du réseau, en série avec la ligne de transport. Cette tension est en quadrature avec le courant de ligne. Ce qui permet de régler continuellement la valeur apparente de la capacité ou de l'inductance ainsi introduite dans la ligne. L'avantage de ce compensateur est de ne pas introduire physiquement un condensateur ou une inductance, mais de simuler leurs fonctions. Cela évite l'apparition des oscillations dues à la résonance avec les éléments inductifs du réseau. [GHOL-2003]

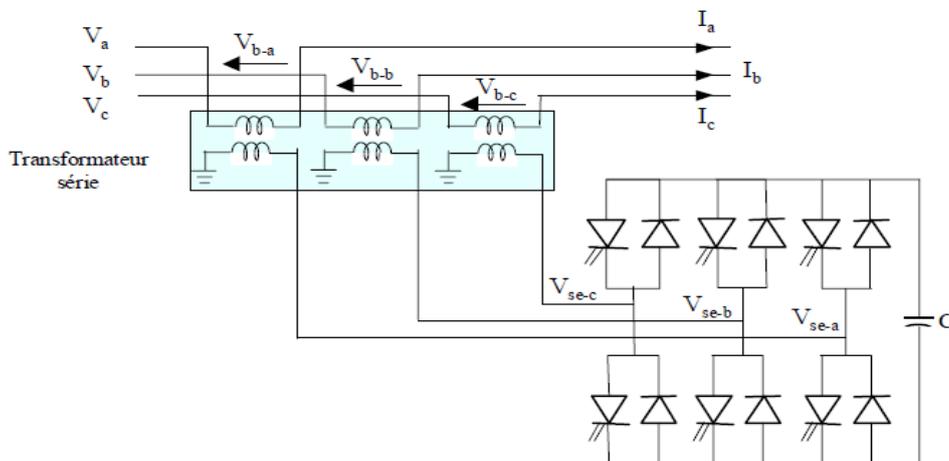


Fig. II.9 : Schéma de base du SSSC

II.3.4 Eléments hybrides

Ce sont des éléments qui combinent des convertisseurs shunt et série et qui permettent un contrôle avancé du transit de puissance. Les plus connus des éléments de cette famille sont l'UPFC et l'IPFC.

II.3.4.1 Contrôleur de transit de puissance universel (UPFC)

L'UPFC est constitué de deux convertisseurs de commutation exploités avec une liaison à CC commune et permet de commander les puissances actives et réactive transportées sur une ligne. Pour expliquer son fonctionnement, considérons deux régions A et B qui sont tellement puissante que les tensions et leurs angles respectifs ne s'influencent pas (en régime normal, ce qui se passe sur la région A n'affecte pas la région B, et vice versa).

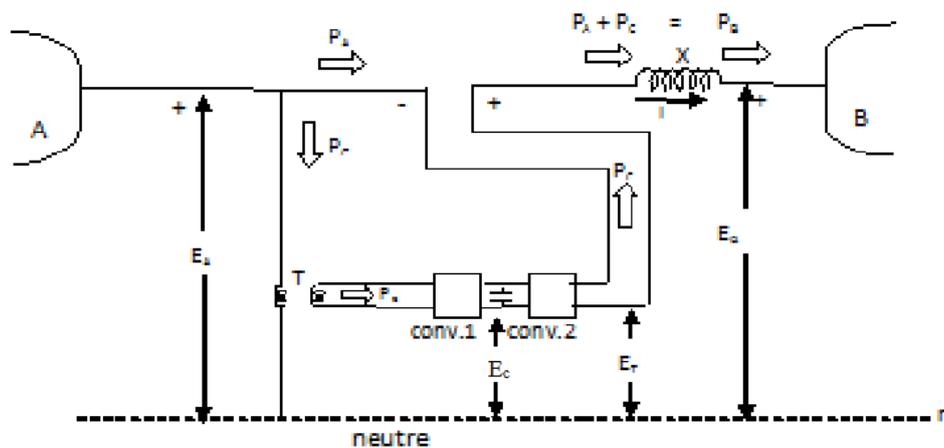


Fig. II.10:Schéma d'un contrôleur de puissance universel (UPFC)

L'UPFC peut imposer la valeur et la direction de la puissance P_C . Selon le besoin, et à l'intérieur de leurs limites, les convertisseurs (1) et (2) peuvent donc imposer la circulation de n'importe quelle puissance, active ou réactive, entre les deux régions. Pour ce faire, il suffit de contrôler l'angle et l'amplitude de la tension E_C . En plus de pouvoir fournir ou absorber de la puissance active de la ligne de transport, le convertisseur (1), peut simultanément absorber ou débiter de la puissance réactive selon les besoins de la région A. Le convertisseur (1) peut donc agir comme un compensateur STATCOM.

II.3.4.2 Contrôleur de transit de puissance entre ligne IPFC

L'IPFC est utilisé dans le cas d'un système de lignes multiples reliées à un même poste. Il est formé de plusieurs SSSC, chacun d'eux fournissant une compensation série à une ligne différente. Du côté continu, tous les convertisseurs sont reliés entre eux via des disjoncteurs.

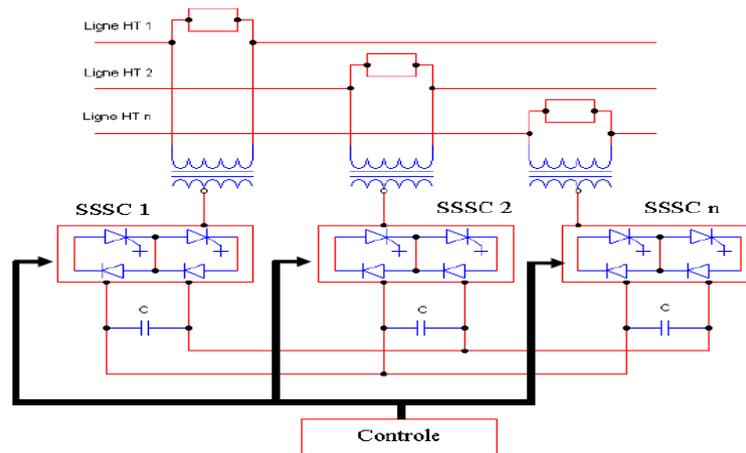


Fig. II.11 : Schéma du contrôleur de transit de puissance entre lignes

L'IPFC permet de transférer de la puissance active entre les lignes compensées pour égaliser les transits de puissances active et réactive sur les lignes ou pour décharger une ligne surchargée vers une autre moins chargée. Les tensions injectées possèdent une composante en quadrature et une composante en phase avec les courants respectifs des lignes. La composante en quadrature permet une compensation série indépendante dans chaque ligne, alors que la composante en phase définit le niveau de puissance active échangée avec les autres lignes. Sur la liaison continue, le bilan est toujours nul. [HAIM-2009]

Notre étude se limitera au dispositif TCSC que nous allons développer en détail dans ce qui suit.

II.4 Etude du contrôleur série TCSC

II.4.1 Mode de fonctionnement du TCSC

II.4.1.1 Mode de blocage

Lorsque la valve à thyristor n'est pas enclenchée et que les thyristors restent à l'état non passant, le TCSC travaille en mode de blocage, le courant I_L de la ligne passe alors uniquement à travers le banc de condensateurs. Ainsi :

$$\bar{V}_c = jX_c \bar{I}_L \quad (\text{II.1})$$

Dans ce mode, le TCSC fonctionne comme un condensateur série fixe avec un facteur de survoltage égal à 1.

II.4.1.2 Mode by-pass

Si la valve à thyristor est commandée en permanence, elle reste constamment à l'état passant et le TCSC se comporte comme la connexion parallèle d'un banc de condensateurs série et de réactance de la branche de la valve à thyristors.

Dans ce mode, la tension du condensateur pour un courant de ligne donné est beaucoup plus faible qu'en mode de blocage.

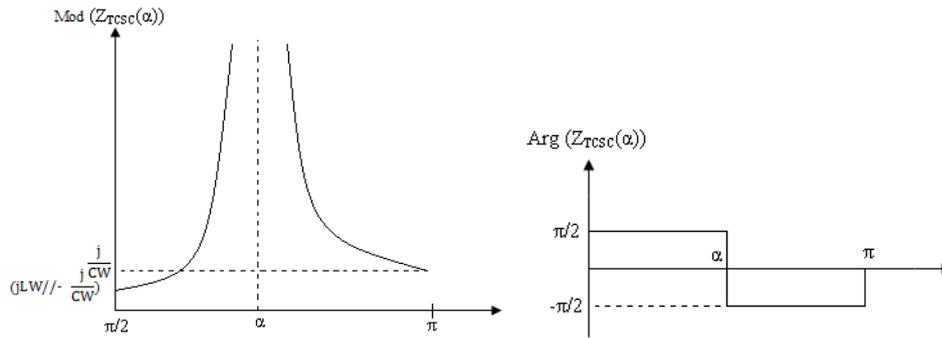


Fig. II.12:Module et phase de l'impédance du TCSC.

II.4.2 Modélisation mathématique du TCSC

Pour pouvoir observer l'impact du TCSC dans un réseau électrique, il est nécessaire de le représenter par un modèle mathématique approprié. Celui-ci est ensuite intégré dans des programmes de calcul permettant de simuler son effet sur la stabilité de tension ainsi que les pertes actives.

Dans le cadre de ce travail, nous nous limiterons à l'étude des régimes permanents et plus particulièrement aux effets du TCSC sur la stabilité statique de tension ainsi que sur les pertes actives. Ce type de FACTS est modélisé pour des régimes statiques, Les régimes transitoires n'étant pas abordés dans ce travail.

Plusieurs modèles mathématiques du TCSC en régime permanent sont proposés dans la littérature [MADI-2006]. Les caractéristiques électriques des équipements sont traduites et remplacées par des puissances injectées. Une autre méthode consiste à modéliser les TCSC comme des réactances variables dont les valeurs dépendent de l'angle d'amorçage des thyristors.

$$\overline{X}_{TCSC}(\alpha) = j \frac{\pi.L\omega}{2\pi - 2\alpha + \sin 2\alpha - \pi.LC\omega^2} \tag{II.2}$$

La figure (II.13) présente l'implantation d'un TCSC dans une ligne électrique. La réactance totale est la somme algébrique de la réactance du TCSC et la réactance réelle de la ligne.

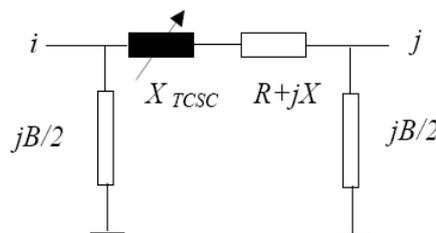


Fig. II.13: Insertion du TCSC dans une ligne

$$X_{ij\text{ nouveau}} = X_{ij\text{ ancien}} + X_{TCSC} \tag{II.3}$$

Avec, $X_{ij\text{ ancien}} = R + jX$

R : résistance de la ligne

X : réactance de la ligne

II.4.3 Rôles du dispositif TCSC

Les capacités séries contrôlées par thyristor, utilisant l'électronique de puissance, peuvent aider à s'affranchir de ces contraintes, dans tous les cas où il est nécessaire de transporter de grandes quantités d'énergie sur de longues distances ou lors de la mise en place de liaisons entre pays ou entre régions. C'est une alternative très favorable du point de vue technique, économique et environnemental.

II.4.3.1 Compensation du déséquilibre des courants de charge

Optimisation du partage des courants circulants sur des circuits parallèles et sur différents niveaux de tension, sans manœuvres excessives, utilisation au mieux des capacités des lignes, avec simultanément minimisation des pertes.

II.4.3.2 Amélioration de la stabilité dynamique, de l'amortissement des oscillations de puissance et de la stabilité de la tension

Augmentation de la disponibilité du réseau et de la capacité de transport sur les lignes existantes ou nouvelles. De cette façon, une quantité d'énergie supérieure est transmise en utilisant moins de lignes, ce qui réduit en même temps les investissements et l'impact sur l'environnement.

II.4.3.3 Réduction des risques de résonance hypo-synchrone

La compensation série s'accompagne, dans certains cas défavorables, d'un phénomène de résonance hypo-synchrone. L'élimination de ce risque notamment dans les cas les plus difficiles, permet d'utiliser la compensation série là où autrement elle aurait dû être évitée, ce qui élargit son champ d'application.

II.4.3.4 Interconnexion des réseaux

Les échanges d'énergie entre pays ou entre régions, de plus en plus fréquents partout dans le monde, ont rendu nécessaire l'interconnexion des réseaux. L'UCTE est un exemple du premier type. Il y a également de nombreux exemples d'interconnexion de régions éloignées à l'intérieur d'un même pays. Il en est ainsi dans les pays nordiques, l'Argentine, le Brésil. En courant alternatif, dans tous les cas de lignes longues comme d'interconnexion de réseaux, il faut faire attention à ne pas perdre le synchronisme et la stabilité de la tension notamment lors d'apparition de défaut sur le réseau. De nos jours, grâce à la compensation série, il existe des lignes CA de plus de 1000 km pour la grande transmission de puissance. L'arrivée de la compensation série contrôlée par thyristors repousse encore plus loin les limites d'utilisation des réseaux de transport CA.

II.4.4 Dimensionnement du TCSC

Afin d'éviter la surcompensation dans la ligne, la valeur de la réactance X_{TCSC} dépend de la valeur de la réactance de la ligne X_{ligne} .

Telle que :

$$-0,2 \cdot X_{ligne} \leq X_{TCSC} \leq 0,8 \cdot X_{ligne} \quad (II.4)$$

A. Détermination de la capacité du TCSC

Elle peut être déterminée à partir de :

$$-j0,2 \cdot X_{ligne} = -\frac{j}{C\omega} \quad (II.5)$$

Donc,
$$C = \frac{1}{0,8 \cdot X_{ligne} \cdot \omega} \quad (II.6)$$

B. Détermination de l'inductance du TCSC

On peut retrouver l'expression de l'inductance comme suit :

$$j0,8 \cdot X_{ligne} = j \frac{L\omega}{CL\omega^2 - 1} \quad (II.7)$$

Ou,
$$0,8 \cdot X_{ligne} = \frac{X_L X_C}{X_C - X_L}$$

Tel que
$$\begin{cases} X_C = \frac{1}{jC\omega} \\ X_L = jL\omega \end{cases}$$

Alors,
$$X_L = \frac{0,8 \cdot X_{ligne} \cdot X_C}{0,8 \cdot X_{ligne} + X_C}$$

Enfin,
$$L = \frac{0,8 \cdot X_{ligne} \cdot X_C}{(0,8 \cdot X_{ligne} + X_C) \cdot \omega} \quad (II.8)$$

II.5 Insertion du TCSC dans le réseau

L'introduction du dispositif TCSC dans un réseau électrique produit des modifications dans la matrice admittance nodale et dans la matrice Jacobien.

- Modification de la matrice admittance nodale : Elle consiste à faire varier le facteur de contrôle du TCSC à étudier (angle α_{TCSC} d'allumage ou la réactance X_{TCSC}) et observer des changements sur les tensions et déphasages aux nœuds et les puissances transitées dans les lignes.
- Modification de la matrice Jacobien : Elle consiste à la fixation d'une valeur consigne de tension ou de puissance pour laquelle le programme trouvera la valeur de la grandeur de contrôle. Ceci en introduisant des modifications dans la matrice Jacobien

pour introduire le paramètre de contrôle comme variable. la vérification, ainsi de la possibilité de réguler une grandeur (tension ou puissance) à une valeur consigne sans que cela ne détériore les performances statiques du réseau.

II.5.1 Nouveau schéma équivalent de la ligne avec insertion du TCSC

Pour un TCSC introduit au début d'une ligne selon la figure (II.14), Par des transformations de type étoile-triangle, une nouvelle matrice admittance de la ligne modifiée par le dispositif FACTS est construite [GERB-2003].

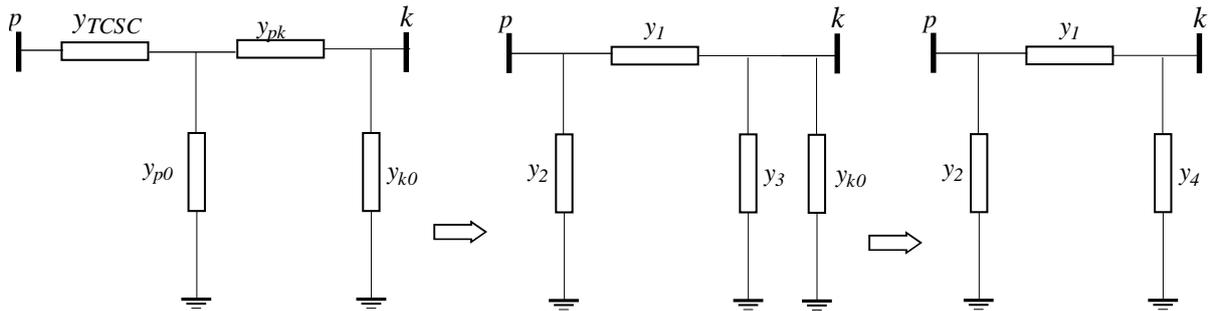


Fig. II.14 : Transformations Y-Δ donnant une ligne équivalente

II.5.2 Modification de la matrice admittance

L'introduction du TCSC au début de la ligne introduit des modifications dans la matrice admittance, plus précisément aux éléments des nœuds p et k.

La nouvelle matrice admittance est ainsi donnée.

$$J^{nv} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \dots & Y_{1p} & \dots & Y_{1k} & \dots & Y_{1n} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \vdots & & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{p1} & \dots & Y_{pp}^{anc} - (y_{pk} + y_{p0}) + Y_{pp}^{aj} & \dots & Y_{pk}^{anc} + y_{pk} + Y_{pk}^{aj} & \dots & Y_{pn} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \vdots & & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{k1} & \dots & Y_{kp}^{anc} + y_{kp} + Y_{kp}^{aj} & \dots & Y_{kk}^{anc} - (y_{pk} + y_{k0}) + Y_{kk}^{aj} & \dots & Y_{kn} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \vdots & & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{n1} & \dots & Y_{np} & \dots & Y_{nk} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (II.9)$$

$Y_{pp}^{anc}, Y_{kk}^{anc}, Y_{pk}^{anc}, Y_{kp}^{anc}$ sont les éléments de la matrice avant l'introduction du TCSC .

Les nouvelles valeurs des admittances modifiées sont ainsi données par :

$$Y_{PP}^{aj} = \frac{y_{TCSC}}{y_{TCSC} + y_{PK} + y_{p0}} (y_{PK} + y_{p0}) \quad (\text{II.10})$$

$$Y_{KK}^{aj} = \frac{y_{TCSC}}{y_{TCSC} + y_{PK} + y_{p0}} (y_{TCSC} + y_{p0}) + y_{K0} \quad (\text{II.11})$$

$$Y_{KP}^{aj} = \frac{y_{TCSC} y_{KP}}{y_{TCSC} + y_{PK} + y_{p0}}$$

L'indice 'aj' représente les éléments ajoutés.

La puissance transitée au nœud k après l'insertion du TCSC entre les nœuds p et k est donnée comme suit :

$$\overline{S}_{KP} = \overline{V}_K \cdot \overline{I}_{KP}^* = \overline{V}_K \overline{Y}_{KP}^* (\overline{V}_K^* - \overline{V}_P^*) \quad (\text{II.12})$$

Tel que

$$\overline{Y}_{KP}^* = \left(\frac{1}{r_{PK} + j(x_{PK} + x_{TCSC})} \right)^* = \frac{r_{PK} + j(x_{PK} + x_{TCSC})}{r_{KP}^2 + (x_{PK} + x_{TCSC})^2}$$

On pose

$$\frac{r_{PK} + j(x_{PK} + x_{TCSC})}{r_{KP}^2 + (x_{PK} + x_{TCSC})^2} = g_{KP} - jb_{KP}$$

On a, $\overline{V}_K = V_K e^{j\theta_K}$ et $\overline{V}_P = V_P e^{j\theta_P}$,

$$\text{Alors,} \quad \overline{V}_K (\overline{V}_K^* - \overline{V}_P^*) = V_K^2 - V_K V_P e^{j\theta_{PK}} \quad (\text{II.13})$$

Avec, $\theta_{PK} = \theta_K - \theta_P$

Donc,

$$\overline{S}_{KP} = V_K^2 (g_{KP} - jb_{KP}) - V_K V_P (g_{KP} - jb_{KP}) \cos \theta_{PK} + j \sin \theta_{PK} \quad (\text{II.14})$$

On déduit que,

$$P_{KP} = V_K^2 g_{KP} - V_K V_P (g_{KP} \cos \theta_{PK} + b_{KP} \sin \theta_{PK}) \quad (\text{II.15})$$

$$Q_{KP} = -V_K^2 b_{KP} - V_K V_P (g_{KP} \sin \theta_{PK} - b_{KP} \cos \theta_{PK}) \quad (\text{II.16})$$

La puissance injectée au nœud k est:

$$\overline{S}_K = \overline{V}_K \overline{I}_K^* = \overline{V}_K \sum_{i=1}^n \overline{Y}_{Ki}^* \overline{V}_i^*$$

$$\overline{S}_K = \overline{V}_K \left(\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq P, i \neq K}}^n \overline{Y}_{Ki}^* \overline{V}_i^* \right) + V_K^2 \overline{Y}_{KK}^* + \overline{V}_K \overline{Y}_{KP}^* \overline{V}_P^*$$

Alors on aura

$$\overline{S}_K = \overline{V}_K \sum_{i \neq P, i \neq K}^n \overline{Y}_{Ki}^* \overline{V}_i^* - V_K^2 \sum_{j \neq P}^n \overline{Y}_{Kj}^* - V_K^2 \overline{Y}_{KP}^* + \overline{V}_K \overline{Y}_{KP}^* \overline{V}_P^*$$

Enfin,

$$\overline{S}_K = \overline{V}_K \sum_{i \neq P, i \neq K}^n \overline{Y}_{Ki}^* \overline{V}_i^* - V_K^2 \sum_{j \neq P}^n \overline{Y}_{Kj}^* - \overline{S}_{KP} \quad (\text{II.17})$$

Les puissances active et réactive sont données comme suit :

$$P_K = \sum_{i \neq P, i \neq j}^n (g_{Ki} \cos \theta_{Ki} + b_{Ki} \sin \theta_{Ki}) \cdot V_i - V_K^2 \sum_{i=1}^n g_{Kj} - P_{KP} \quad (\text{II.18})$$

$$Q_K = \sum_{i \neq P, i \neq j}^n (g_{Ki} \sin \theta_{Ki} - b_{Ki} \cos \theta_{Ki}) \cdot V_i - V_K^2 \sum_{i=1}^n b_{Kj} - Q_{KP} \quad (\text{II.19})$$

II.5.3 Modification de la matrice Jacobien

Les dérivées des puissances injectées au nœud k par rapport à α sont données comme suit :

$$\frac{\partial P_K}{\partial \alpha} = -\frac{\partial P_{KP}}{\partial \alpha} = -V_K^2 \frac{\partial g_{KP}}{\partial \alpha} + V_K V_P \left(\frac{\partial g_{KP}}{\partial \alpha} \cdot \cos \theta_{KP} + \frac{\partial b_{KP}}{\partial \alpha} \cdot \sin \theta_{KP} \right) \quad (\text{II.20})$$

$$\frac{\partial Q_K}{\partial \alpha} = -\frac{\partial Q_{KP}}{\partial \alpha} = -V_K^2 \frac{\partial b_{KP}}{\partial \alpha} + V_K V_P \left(\frac{\partial g_{KP}}{\partial \alpha} \cdot \sin \theta_{KP} - \frac{\partial b_{KP}}{\partial \alpha} \cdot \cos \theta_{KP} \right) \quad (\text{II.21})$$

Sachant que,

$$\frac{\partial g_{KP}}{\partial \alpha} = \frac{\partial}{\partial \alpha} \frac{r_{KP}}{r_{KP}^2 + (x_{PK} + x_{TCSC})^2} = \frac{-2r_{PK}(x_{PK} + x_{TCSC})}{[r_{KP}^2 + (x_{PK} + x_{TCSC})^2]^2} \cdot \frac{\partial x_{TCSC}}{\partial \alpha} \quad (\text{II.22})$$

$$\frac{\partial b_{KP}}{\partial \alpha} = \frac{\partial}{\partial \alpha} \frac{(x_{KP} x_{TCSC})}{r_{KP}^2 + (x_{PK} + x_{TCSC})^2} = \frac{(x_{KP} + x_{TCSC})^2 - r_{KP}^2}{[r_{KP}^2 + (x_{PK} + x_{TCSC})^2]^2} \cdot \frac{\partial x_{TCSC}}{\partial \alpha} \quad (\text{II.23})$$

$$\frac{\partial x_{TCSC}}{\partial \alpha} = \frac{2\pi x_1 (1 - \cos 2\alpha)}{[2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha - \pi \frac{x_1}{x_c}]^2} \quad (\text{II.24})$$

On procède de la même façon pour le nœud p, il suffit juste de remplacer l'indice K par l'indice P, L'introduction du TCSC dans la ligne modifie la matrice Jacobien, la dimension du Jacobien est augmentée d'une ligne qui correspond à la puissance ΔP_{KP} , et d'une colonne qui correspond à la différence $\Delta \alpha$.

Le nouveau système matriciel est donné par :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_K \\ \vdots \\ \Delta P_P \\ \vdots \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_K \\ \vdots \\ \Delta Q_P \\ \vdots \\ \Delta P_{KP} \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_K \\ \vdots \\ \Delta \theta_P \\ \vdots \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_K \\ \vdots \\ \Delta V_P \\ \vdots \\ \Delta \alpha \end{bmatrix} \tag{II.25}$$

Tel que

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_p} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_p} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_k} & \dots & 0 \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial P_p}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_p}{\partial \theta_p} & \dots & \frac{\partial P_p}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_p}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_p}{\partial V_p} & \dots & \frac{\partial P_p}{V_k} & \dots & \frac{\partial P_p}{\partial \alpha} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial P_k}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_p} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial V_p} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \alpha} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_p} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_p} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \alpha} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial Q_p}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_p}{\partial \theta_p} & \dots & \frac{\partial Q_p}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial Q_p}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_p}{\partial V_p} & \dots & \frac{\partial Q_p}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_p}{\partial \alpha} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_p} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial V_p} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \alpha} \\ \vdots & & \vdots \\ 0 & \dots & \frac{\partial P_{PK}}{\partial \theta_p} & \dots & \frac{\partial P_{PK}}{\partial \theta_k} & \dots & 0 & \dots & \frac{\partial P_{PK}}{\partial V_p} & \dots & \frac{\partial P_{PK}}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_{PK}}{\partial \alpha} \end{bmatrix} \tag{II.26}$$

II.5.4 Modèle de l'écoulement de puissance basé sur l'angle d'allumage

L'expression fondamentale de l'impédance du TCSC, comme une fonction de l'angle d'amorçage des thyristors, est donnée par l'expression suivante [AOUZ-2011] :

$$X_{TCSC} = -X_C + C_1(2(\pi - \alpha_{TCSC}) + \sin(2(\pi - \alpha_{TCSC}) - C_2 \cdot \cos^2(\pi - \alpha_{TCSC}))[\varpi \cdot \tan(\varpi(\pi - \alpha_{TCSC})) - \tan(\pi - \alpha_{TCSC})] \quad (\text{II.27})$$

$$X_{LC} = \frac{X_L \cdot X_C}{X_C - X_L}$$

$$C_1 = \frac{X_C + X_{LC}}{\pi}$$

$$C_2 = \frac{4 \cdot X_{LC}^2}{\pi \cdot X_L}$$

$$\varpi = \left(\frac{X_C}{X_L}\right)^{1/2}$$

Avec $\begin{cases} X_C = \frac{1}{C\omega} \\ X_L = L\omega \end{cases}$ qui sont respectivement la réactance du banc de capacités et réactance de l'inductance linéaire.

α_{TCSC} est l'angle d'allumage après le passage par zéro de la tension aux bornes de la capacité.

$$\begin{aligned} \varpi &= \frac{\omega}{\omega_0} \\ \omega_0 &= \frac{1}{\sqrt{LC}} \\ \omega &= 2 \cdot \pi \cdot f \end{aligned}$$

Les équations des puissances active et réactive du TCSC au nœud k sont données par :

$$P_K = V_K \cdot V_P \cdot B_{KP} \cdot \sin(\theta_K - \theta_P) \quad (\text{II.28})$$

$$Q_K = -V_K^2 \cdot B_{KK} - V_K \cdot V_P \cdot \cos(\theta_K - \theta_P) \quad (\text{II.29})$$

Ou

$$\begin{cases} B_{KK} = -B_{KP} = B_{TCSC} \\ B_{TCSC} = -\frac{1}{X_{TCSC}} \end{cases}$$

Pour le cas où le TCSC contrôle la puissance active transitant du nœud k au nœud p, à une valeur spécifiée, l'ensemble des équations d'écoulement de puissances linéarisées est :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_K \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_K \\ \Delta Q_m \\ \Delta P_{km}^{\alpha_{TCSC}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_K}{\partial \theta_K} & \frac{\partial P_K}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_K}{\partial V_K} & \frac{\partial P_K}{\partial V_m} & \frac{\partial P_K}{\partial \alpha_{TCSC}} \\ \frac{\partial \theta_K}{\partial P_m} & \frac{\partial \theta_m}{\partial P_m} & \frac{\partial V_K}{\partial P_m} & \frac{\partial V_m}{\partial P_m} & \frac{\partial \alpha_{TCSC}}{\partial P_m} \\ \frac{\partial P_K}{\partial \theta_K} & \frac{\partial P_K}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_K}{\partial V_K} & \frac{\partial P_K}{\partial V_m} & \frac{\partial P_K}{\partial \alpha_{TCSC}} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \frac{\partial P_{km}^{\alpha_{TCSC}}}{\partial \theta_K} & \frac{\partial P_{km}^{\alpha_{TCSC}}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_{km}^{\alpha_{TCSC}}}{\partial V_K} & \frac{\partial P_{km}^{\alpha_{TCSC}}}{\partial V_m} & \frac{\partial P_{km}^{\alpha_{TCSC}}}{\partial \alpha_{TCSC}} \\ \frac{\partial \theta_K}{\partial P_m} & \frac{\partial \theta_m}{\partial P_m} & \frac{\partial V_K}{\partial P_m} & \frac{\partial V_m}{\partial P_m} & \frac{\partial \alpha_{TCSC}}{\partial P_m} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_K \\ \Delta \theta_m \\ \Delta V_K \\ \Delta V_m \\ \Delta \alpha_{TCSC} \end{bmatrix} \quad (II.30)$$

$$\text{Ou} \quad \Delta P_{KP}^{\alpha_{TCSC}} = \Delta P_{KP}^{reg} - \Delta P_{KP}^{\alpha_{TCSC},cal} \quad (II.31)$$

Qui est l'erreur sur la puissance active transitée pour le module TCSC, $\Delta \alpha_{TCSC}$ est donnée par :

$$\Delta \alpha_{TCSC} = \Delta \alpha^{i+1}_{TCSC} - \Delta \alpha_{TCSC}^i \quad (II.32)$$

Qui est le changement incrémental dans l'angle d'allumage du TCSC à la i^{ieme} itération, et $\Delta P_{KP}^{\alpha_{TCSC},cal}$ est la puissance calculée comme donnée par l'équation (II.28).

Les éléments du Jacobien pour la réactance série, comme fonction de l'angle d'allumage α_{TCSC} sont donnés comme suit :

$$\frac{\partial P_K}{\partial \alpha_{TCSC}} = P_K \cdot B_{TCSC} \cdot \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha_{TCSC}} \quad (II.33)$$

$$\frac{\partial Q_K}{\partial \alpha_{TCSC}} = Q_K \cdot B_{TCSC} \cdot \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha_{TCSC}} \quad (II.34)$$

$$\frac{\partial B_{TCSC}}{\partial \alpha_{TCSC}} = B_{TCSC}^2 \cdot \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha_{TCSC}} \quad (II.35)$$

Avec

$$\begin{aligned} \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha_{TCSC}} &= -2 \cdot C_1 [1 + \cos(2\alpha_{TCSC})] + C_2 \cdot \sin(2\alpha) + [\overline{\omega} \cdot \tan(\overline{\omega}(\pi - \alpha_{TCSC})) - \tan(\alpha_{TCSC})] + \\ &C_2 \cdot \overline{\omega}^2 \cdot \frac{\cos^2(\pi - \alpha_{TCSC})}{\cos^2(\overline{\omega}(\pi - \alpha_{TCSC}))} - 1 \end{aligned} \quad (II.36)$$

II.5.5 Algorithme de calcul de transit de puissance par la méthode de Newton Raphson d'un réseau muni du dispositif FACTS

Pour introduire un dispositif FACTS dans le programme, nous procédons à quelques changements à partir des étapes suivantes:

1. Introduire les données du réseau ainsi que les valeurs initiales.
2. Introduire les paramètres du TCSC dans les données initiales.
3. Calculer la réactance du TCSC à partir de l'équation (II.27) .
4. Si la ligne possède un TCSC, construire la matrice d'admittance en appliquant l'équation (II.9), sinon on construit la matrice d'admittance sans modifications.

5. Si la ligne possède un TCSC, construire la matrice Jacobien en appliquant l'équation (II.25), sinon utiliser l'équation (II.30).
6. résoudre l'équation (1.16) pour calculer les tensions, les déphasages ainsi que les puissances actives et réactives transitées dans les lignes.
7. Choix de l'emplacement optimal.
8. Afficher les résultats.

II.6 Conclusion

Le concept des dispositifs FACTS pour les réseaux électriques couvre un certain nombre de technologies destinées à renforcer la sécurité, la capacité de transit et la flexibilité des réseaux de transport d'énergie.

Une classification des dispositifs FACTS, en tenant compte de la variable de contrôle et du mode de branchement au réseau, a été aussi abordée. Une partie importante a été consacrée pour montrer l'influence de l'insertion du dispositif TCSC dans un réseau électrique sur la matrice admittance nodale du réseau et la matrice Jacobien et par conséquent, sur le transit de puissance dans ce réseau. L'objectif principal est la modification artificielle des caractéristiques des lignes de transport afin de contrôler l'énergie active transitant et minimiser ainsi les pertes totales.

Chapitre III

*Calcul du dispatching économique utilisant
le dispositif TCSC*

Chapitre III

Calcul du dispatching économique utilisant le dispositif TCSC

III.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons traiter la répartition économique de l'énergie électrique qui est un secteur d'étude essentiel dans les réseaux électriques, dont le but est la diminution de la production totale d'énergie pour la même demande, avec une bonne gestion et une distribution pré-calculée des paquets d'énergie avec le moindre coût possible, en diminuant les pertes d'énergie, c'est-à-dire, moins de combustible consommé, cela apporte des gains économiques énormes avec une baisse du prix du kWh et une bonne contribution à la préservation de l'environnement par la réduction des émissions en CO₂ (centrales thermiques), la diminution des déchets nucléaires (centrales nucléaires),..., etc.

Ce chapitre traite la solution du dispatching économique avec les méthodes de calcul classiques, à savoir la méthode d'optimisation de Kuhn-Tucker, la méthode itérative de lambda ainsi que la méthode de Newton. La formule des pertes linéiques sera ensuite ajoutée à la solution du dispatching économique (deux approches possibles) à partir des équations de l'écoulement de puissance des réseaux maillés, où on va calculer les pertes. Finalement, nous allons évaluer et comparer les valeurs en coût de production d'énergie électrique, qui est la fonction objective à minimiser, sans et avec le contrôleur de transit de puissance TCSC, en satisfaisant les contraintes de type égalité et inégalité de cette fonction. Une comparaison des différents résultats trouvés sera aussi exposée.

III.2 Application sur le réseau IEEE 26 Jeux de Barres

Le réseau de transport qui va servir de base à notre étude est le réseau test IEEE 26 jeux de barres. Ce réseau électrique est constitué de 6 générateurs (aux jeux de barre 1, 2, 3, 4,5, et 26) injectant leurs puissances à un système alimentant 23 charges à travers 46 lignes de transport comme montré sur la figure III.1. Le nœud 1 avec sa tension constante de 1.025∠0 est considéré comme nœud bilan.

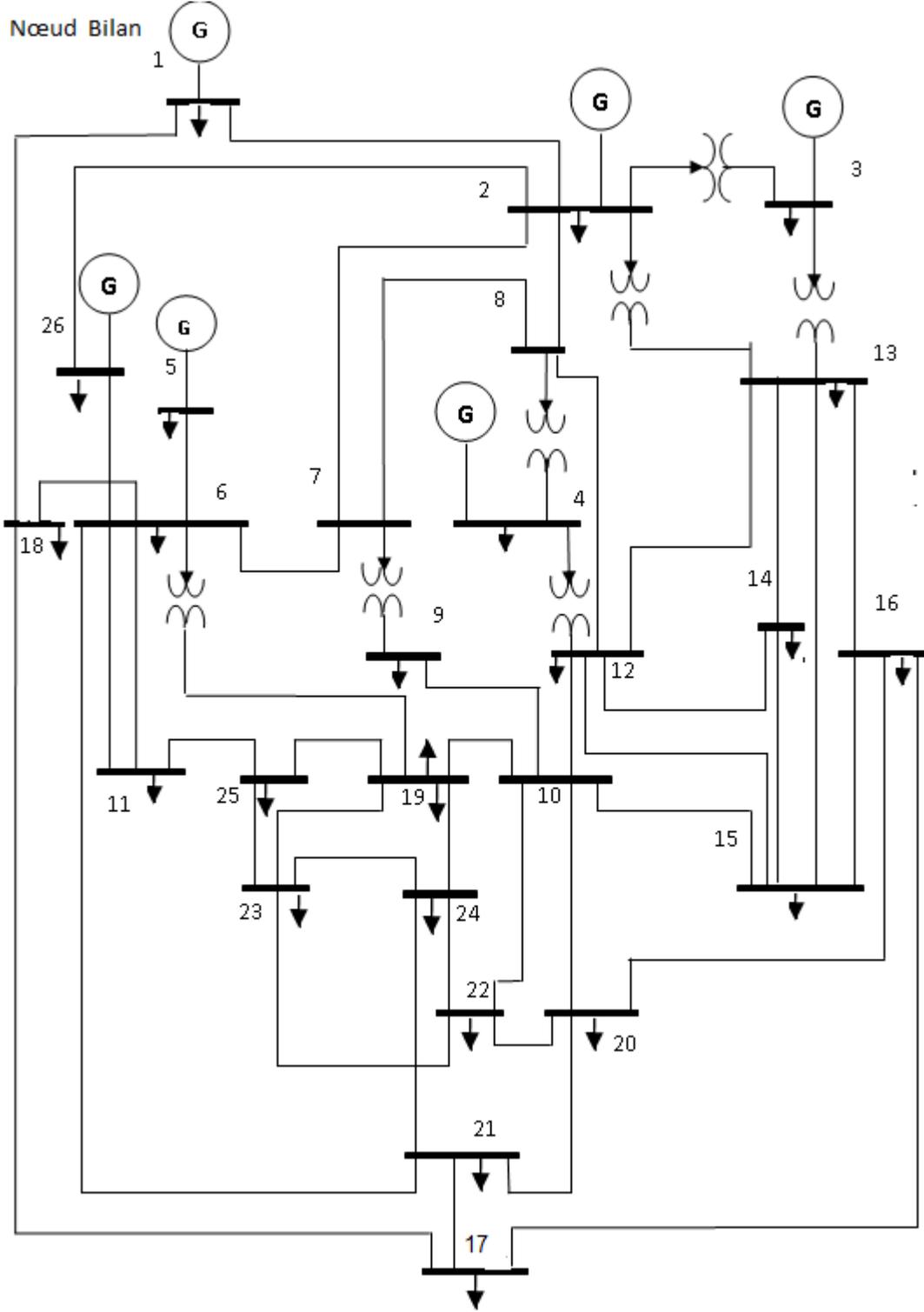


Fig.III.1 Diagramme unifilaire du réseau étudié IEEE 26 jeux de barres

Les paramètres du réseau sont donnés dans les tableaux (III.1) et (III.2)

Nœuds	V(pu)	$\theta(^{\circ})$	Génération		Charge	
			P(pu)	Q(pu)	P (pu)	Q(pu)
1	1.025	0	1	0	0.51	0.41
2	1.02	0	1.730869	0	0.22	0.15
3	1.025	0	2.633631	0	0.64	0.5
4	1.05	0	1.387161	0	0.25	0.1
5	1.045	0	1.660992	0	0.5	0.3
6	1	0	0	0	0.76	0.29
7	1	0	0	0	0	0
8	1	0	0	0	0	0
9	1	0	0	0	0.89	0.5
10	1	0	0	0	0	0
11	1	0	0	0	0.25	0.15
12	1	0	0	0	0.89	0.48
13	1	0	0	0	0.31	0.15
14	1	0	0	0	0.24	0.12
15	1	0	0	0	0.7	0.31
16	1	0	0	0	0.55	0.27
17	1	0	0	0	0.78	0.38
18	1	0	0	0	1.53	0.67
19	1	0	0	0	0.75	0.15
20	1	0	0	0	0.48	0.27
21	1	0	0	0	0.46	0.23
22	1	0	0	0	0.45	0.22
23	1	0	0	0	0.25	0.12
24	1	0	0	0	0.54	0.27
25	1	0	0	0	0.28	0.13
26	1.015	0	0.869388	0	0.4	0.2

Tab.III.1 : Données aux nœuds

Ligne	Connexion	R(pu)	X(pu)	B(pu)
1	1-2	0.00055	0.0048	0.06
2	1-18	0.0013	0.0115	0.12
3	2-3	0.00146	0.0513	0.1
4	2-7	0.0103	0.0586	0.036
5	2-8	0.0074	0.0321	0.078
6	2-13	0.00357	0.0967	0.05
7	2-26	0.0323	0.1967	0
8	3-13	0.0007	0.00548	0.001
9	4-8	0.0008	0.024	0.0002
10	4-12	0.0016	0.0207	0.03
11	5-6	0.0069	0.03	0.198
12	6-7	0.00535	0.0306	0.00201
13	6-11	0.0097	0.057	0.0002
14	6-18	0.00374	0.0222	0.0024
15	6-19	0.0035	0.066	0.09
16	6-21	0.005	0.09	0.0452

17	7-8	0.0012	0.00693	0.0002
18	7-9	0.00095	0.0429	0.05
19	8-12	0.002	0.018	0.04
20	9-10	0.00104	0.0491	0.002
21	10-12	0.00247	0.0132	0.02
22	10-19	0.0547	0.236	0
23	10-20	0.0066	0.016	0.002
24	10-22	0.0069	0.0298	0.01
25	11-25	0.096	0.27	0.02
26	11-26	0.0165	0.097	0.008
27	12-14	0.0327	0.802	0
28	12-15	0.018	0.0598	0
29	13-14	0.0046	0.0271	0.002
30	13-15	0.0116	0.061	0
31	13-16	0.01793	0.0888	0.002
32	14-15	0.0069	0.0382	0
33	15-16	0.0209	0.0512	0
34	16-17	0.099	0.06	0
35	16-20	0.0239	0.0585	0
36	17-18	0.0032	0.06	0.076
37	17-21	0.229	0.445	0
38	19-23	0.03	0.131	0
39	19-24	0.03	0.125	0.004
40	19-25	0.119	0.2249	0.008
41	20-21	0.0657	0.157	0
42	20-22	0.015	0.0366	0
43	21-24	0.0476	0.151	0
44	22-23	0.029	0.099	0
45	22-24	0.031	0.088	0
46	23-25	0.0987	0.1168	0

Tab.III.2 : Paramètres des lignes

Les fonctions coût des générateurs sont données comme suit :

$$C_1(P_{G1}) = 240 + 7 P_{G1} + 0.007 P_{G1}^2$$

$$C_2(P_{G2}) = 200 + 10 P_{G2} + 0.0095 P_{G2}^2$$

$$C_3(P_{G3}) = 220 + 8.5 P_{G3} + 0.009 P_{G3}^2$$

$$C_4(P_{G4}) = 200 + 11 P_{G4} + 0.009 P_{G4}^2$$

$$C_5(P_{G5}) = 220 + 10.5 P_{G5} + 0.008 P_{G5}^2$$

$$C_{26}(P_{G26}) = 190 + 12 P_{G26} + 0.0075 P_{G26}^2$$

Sous les contraintes de type égalité :

$$\sum_{i=1}^n (P_{Gi}) - P_D - P_L = 0$$

Sous les contraintes de type inégalité tel que :

$$100 \text{ (MW)} \leq P_{G1} \leq 500 \text{ (MW)}$$

$$50 \text{ (MW)} \leq P_{G2} \leq 200 \text{ (MW)}$$

$$80 \text{ (MW)} \leq P_{G3} \leq 300 \text{ (MW)}$$

$$50 \text{ (MW)} \leq P_{G4} \leq 150 \text{ (MW)}$$

$$50 \text{ (MW)} \leq P_{G5} \leq 200 \text{ (MW)}$$

$$50 \text{ (MW)} \leq P_{G26} \leq 120 \text{ (MW)}$$

III.3 Calcul de répartition de puissances classique par la méthode de NR

Un calcul d'écoulement de puissance par la méthode de Newton Raphson est effectué afin d'évaluer l'état du réseau c'est-à-dire les tensions et déphasages aux jeux de barres ainsi que les puissances transitées dans les lignes, par la suite, un calcul des pertes de puissances actives dans ces dernières dans le but d'évaluer les pertes totales.

Le tableau III.3 représente les puissances transitées dans les lignes.

Lignes	Puissances transitées (pu)	Lignes	Puissances transitées (pu)
1	0.9443	24	0.6377
2	3.0193	25	0.2348
3	0.2195	26	-0.4719
4	0.6836	27	-0.2193
5	1.3149	28	-0.0410
6	0.2300	29	0.8720
7	0.0062	30	0.6449
8	2.2127	31	0.6115
9	0.0907	32	0.4075
10	1.0465	33	0.3050
11	1.1610	34	0.1068
12	-0.2425	35	0.2498
13	0.0132	36	-0.7147
14	-0.7580	37	0.0402
15	0.8608	38	0.0697
16	0.5137	39	0.1135
17	0.4357	40	0.0442
18	0.8446	41	0.0668
19	0.9822	42	0.2799
20	-0.0462	43	0.1582
21	-1.3859	44	0.1892
22	0.1206	45	0.2733
23	0.5814	46	0.0072

Tab.III.3 : Les puissances transitées dans les lignes

Les figures III.2 et III.3 représentent respectivement les modules et déphasages des tensions aux différents jeux de barres. La figure III.4 représente l'évolution des pertes actives dans chaque ligne du réseau en pu.

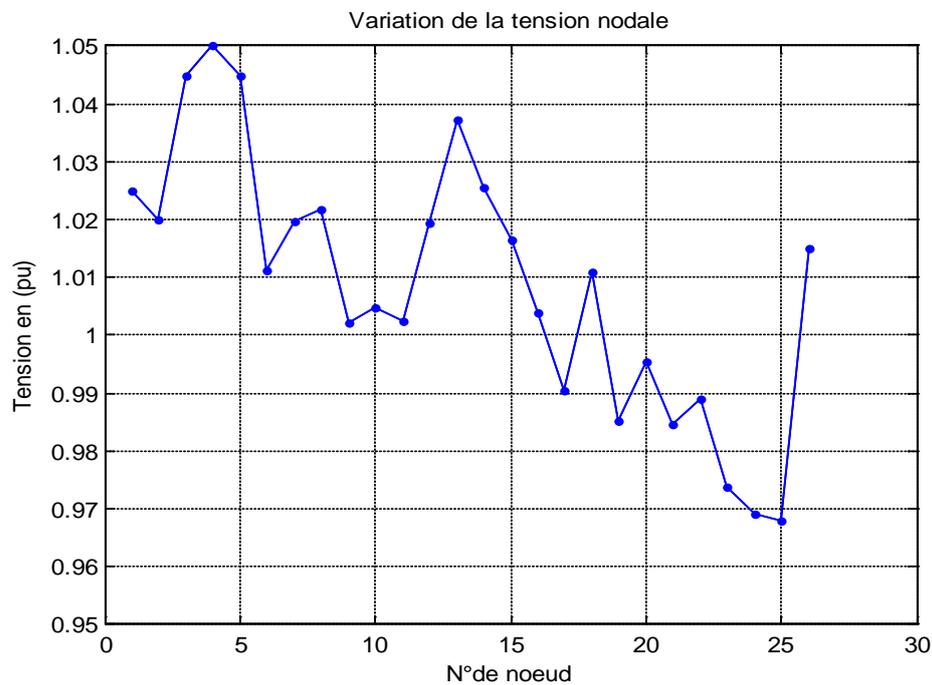


Fig.III.2 : Module des tensions aux jeux de barres

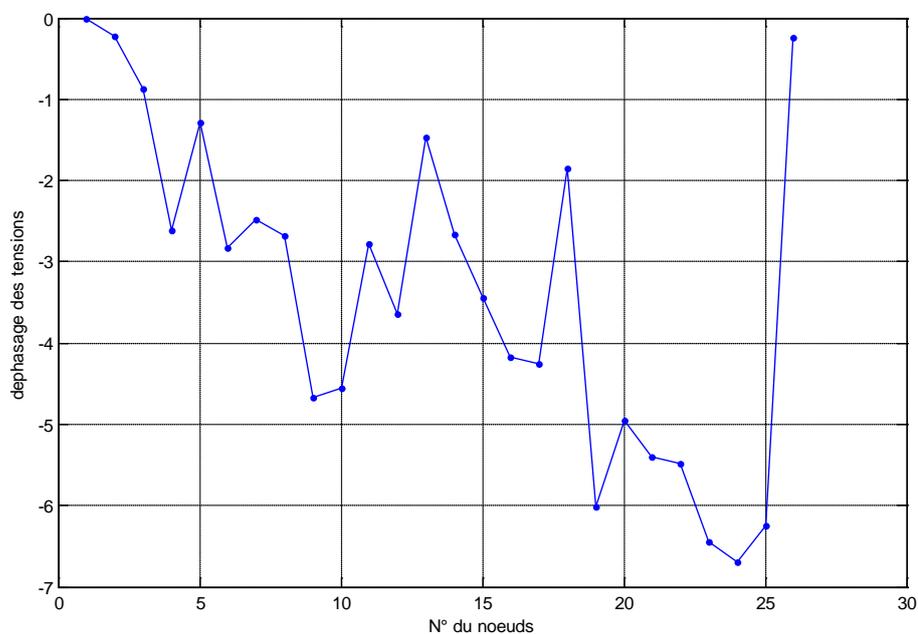


fig.III.3 : Déphasage des tensions en (°)

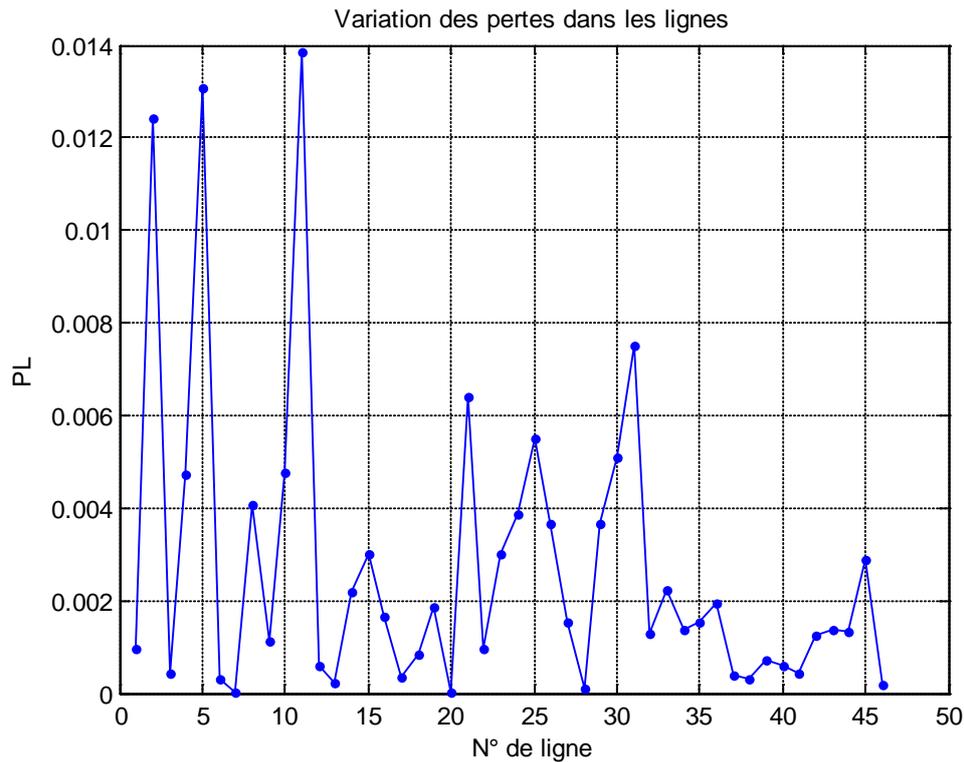


Fig.III.4 Les pertes dans les lignes en (pu)

Les pertes totales du réseau électrique sont obtenues en sommant les pertes dans les lignes calculées par l'expression (I.33), elles sont égale à 12.56MW

III.4 Dispatching économique sans pertes

Comme on a déjà vu dans le premier chapitre, Le problème du dispatching économique sans pertes est peu complexe car le seul paramètre qui influence le coût est la puissance active générée par la centrale (sans tenir compte de la puissance perdue dans les lignes lors des transits de puissances entre les centrales et les charges).

La solution du dispatching économique sans pertes est obtenue à l'aide de deux types de méthodes d'optimisation, le premier type appliqué est la fonction de Lagrange, à savoir, la méthode de Kuhn-Tucker. Le deuxième type appliqué est la méthode d'itération de Lambda.

III.4.1 Solution par la méthode de Kuhn-Tucker

N° du générateur	Puissances optimales
P_{G1} (MW)	451.3967
P_{G2} (MW)	174.7133
P_{G3} (MW)	267.7530
P_{G4} (MW)	128.8641
P_{G5} (MW)	176.2221
P_{G26} (MW)	77.6208
Coût incrémental (lambda) (\$/MWh)	13.3196
Coût de production (\$/h)	15463

Tab.III.4 : La méthode de Kuhn-Tucker

III.4.2 Solution par la méthode d'itération de Lambda

N° du générateur	Puissances optimales
P_{G1} (MW)	451.3967
P_{G2} (MW)	174.7133
P_{G3} (MW)	267.7530
P_{G4} (MW)	128.8641
P_{G5} (MW)	176.2221
P_{G26} (MW)	77.6208
Coût incrémental (lambda) (\$/MWh)	13.3196
Coût de production (\$/h)	15463

Tab.III.5 : D E par la méthode d'itération de Lambda

Interprétation

Nous avons obtenu les résultats suivants pour une demande totale de 1276 MW. On constate que les deux méthodes (méthode de Kuhn-Tucker et la méthode d'itération de Lambda) donnent des résultats identiques pour le coût incrémental et le coût total. Les puissances actives optimales sont dans leurs gammes permises et sont loin des limites min et max.

III.5 Dispatching économique avec pertes

Nous avons adopté les mêmes méthodes de calcul pour le dispatching économique sans pertes. Pour l'appliquer au dispatching économique avec pertes, il nous faut :

- Tenir compte de la topographie du réseau
- Calculer les pertes totales constantes à partir du calcul de l'écoulement de puissance classique par la méthode de Newton Raphson. Les pertes actives sont évaluées à 12.56 MW (d'après le paragraphe III.3)

Le tableau III.6 représente les puissances débitées par chaque générateur ainsi que le coût incrémental et le coût total de production par la méthode de Kuhn-Tucker

N° du générateur	Puissances optimales
P_{G1} (MW)	453.9133
P_{G2} (MW)	176.5677
P_{G3} (MW)	269.7103
P_{G4} (MW)	130.8214
P_{G5} (MW)	178.4241
P_{G26} (MW)	79.6933
Coût incrémental (lambda) (\$/MWh)	13.3548
Coût de production (\$/h)	15630

Tab III.6 : résultats du dispatching du réseau sans TCSC

D'après les résultats obtenus après optimisation avec pertes, le coût de production trouvé par la méthode de Kuhn-Tucker est égal à 15630 \$/h et le coût incrémental est de

13.3548 \$/MWh qui sont nettement supérieurs à ceux trouver sans pertes et qui sont égales à 15463 \$/h et 13.3196 \$/MWh respectivement, Les puissances générées avec pertes augmentent par rapport à celles sans pertes.

III.6 Insertion du contrôleur TCSC dans le réseau

Le but de cette partie est de localiser les emplacements optimaux du dispositif TCSC pour une répartition optimale, par une compensation série afin de contrôler les flux de puissance dans le réseau de transport et de compenser la chute de tension inductive en insérant une tension capacitive sur la ligne. En effet, lorsque plusieurs chemins parallèles mènent au même nœud, en contrôlant les réactances des lignes, il est possible de forcer la puissance à circuler dans les lignes sous-exploitées et ainsi réduire la charge des lignes surchargées ou proches de leur limite thermique.

Le principe de l'insertion du TCSC dans une ligne entre deux nœuds I et J de créer un nœud fictif supplémentaire K entre ces deux nœuds tel que :

Entre les nœuds I et K la ligne est représentée par la réactance du TCSC, " X_{TCSC} ".

Entre les nœuds K et J la ligne garde les mêmes paramètres avant l'insertion du TCSC c'est-à-dire X_{ligne} entre I et J

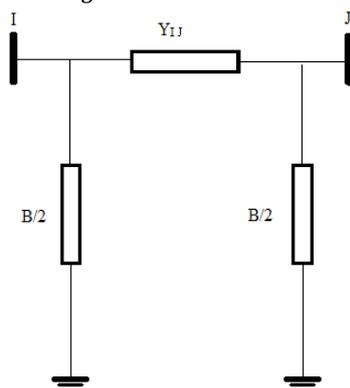


Fig.III.5 : schéma avant insertion

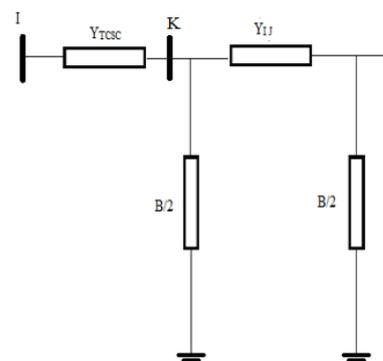


Fig.III.6 : schéma après insertion

III.6.1 Calcul de l'écoulement de puissances dans le réseau avec un seul TCSC

On installe un seul contrôleur $TCSC_1$ dont les paramètres choisis sont :

Un premier TCSC est installé dans la 33^{ième} (entre les nœuds 15 et 16)

Donnés du $TCSC_1$

La réactance capacitive $X_{C1}=0.02$ pu

La réactance inductive $X_{L1}=0.007$ pu

La valeur initiale $\alpha_{TCSC1}=142^\circ$

La valeur initiale $\alpha_{TCSC1\ min}=130^\circ$

La valeur initiale $\alpha_{TCSC1\ max}=180^\circ$

Un calcul d'écoulement de puissance a été effectuée afin d'évaluer l'état du réseau après insertion du TCSC. L'angle d'allumage des thyristors est considéré comme une variable d'état à déterminer par ce calcul la convergence est obtenu à la 7^{ième} itération, pour un angle

$\alpha_{TCSC1} = 146.63^\circ$ équivalent a une réactance du contrôleur de $X_{TCSC} = -0.0027338$ pu donc une compensation de 53% de la ligne.

Les figures (III.7) et (III.8) représentent respectivement le module et le déphasage des tensions aux jeux de barres après insertion du TCSC. La figure (III.9) donne la valeur des pertes actives dans chaque ligne.

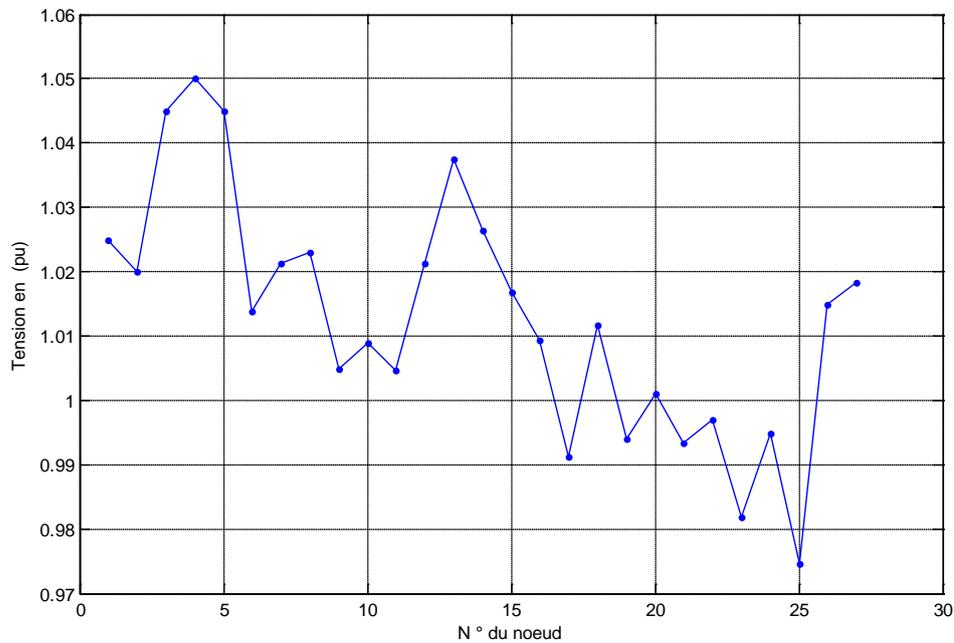


Fig.III.7 : Module des tensions avec un TCSC

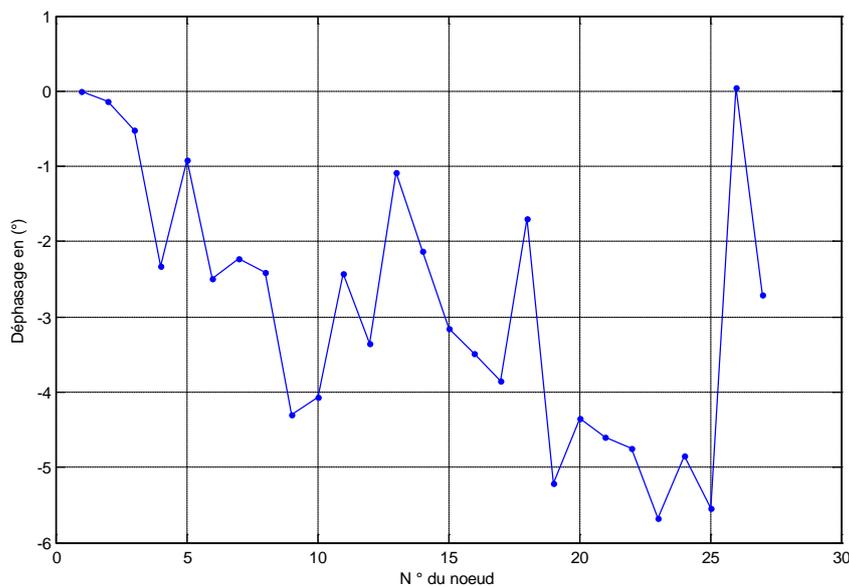


Fig.III.8 : Déphasage des tensions avec un TCSC

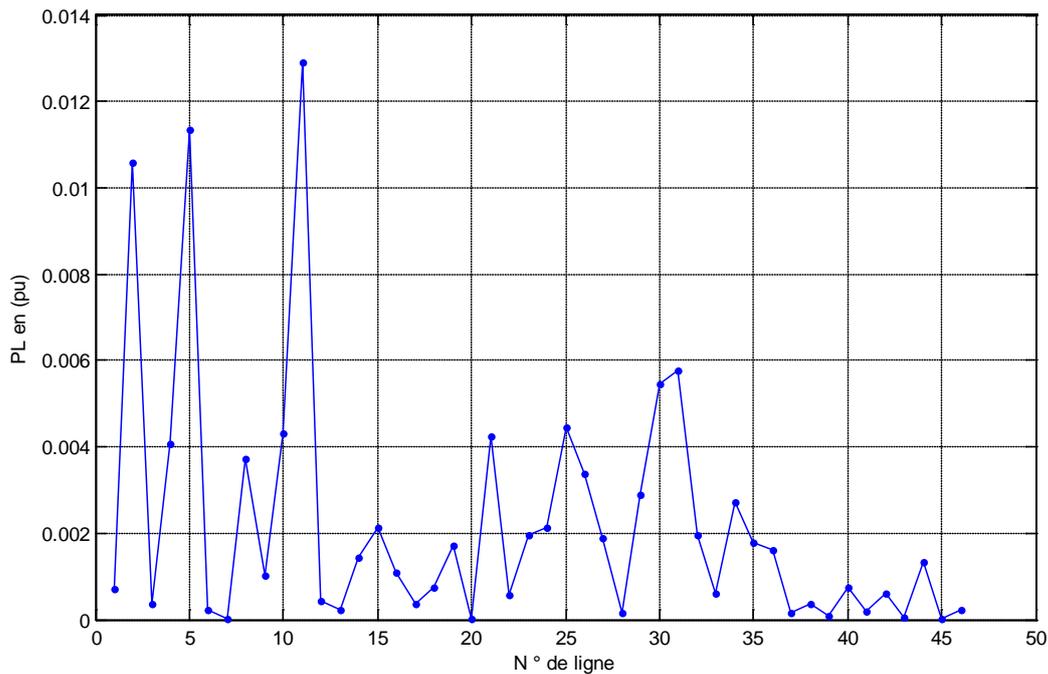


Fig.III.9 : Pertes actives dans les lignes avec un TCSC

En comparant les figures (III.6) et (III.9), on remarque une diminution remarquable des pertes dans les lignes ce qui induit des pertes totales de 10.283MW, donc une réduction de 2.517MW.

III.6.1.1 Solution du DE par la méthode de Kuhn-Tucker

N° du générateur	Puissances optimales
P_{G1} (MW)	453.4570
P_{G2} (MW)	176.2315
P_{G3} (MW)	269.3555
P_{G4} (MW)	130.4666
P_{G5} (MW)	178.0249
P_{G26} (MW)	79.3175
Coût incrémental (λ) (\$/MWh)	13.3484
Coût de production (\$/h)	15600

Tab.III.7 : Résultat du dispatching du réseau avec un TCSC

La réduction des pertes influe sur les puissances produites par les générateurs. D'après le tableau (III.7) les puissances optimales sont plus faibles par rapport à celles avant insertion du TCSC et sans dépassement des limites min et max, par conséquent, une réduction du coût de la production d'environ (30\$/h) ainsi que le facteur λ

III.6.2 Calcul de l'écoulement de puissance dans un réseau avec deux TCSC

Dans la même option, nous avons introduit deux contrôleurs TCSC dont les paramètres de calcul du deuxième sont les suivant :

Donnés du TCSC₂

La réactance capacitive $X_{C2}=0.02$ pu

La réactance inductive $X_{L2}=0.007$ pu

La valeur initiale $\alpha_{TCSC2}=142^\circ$

La valeur initiale $\alpha_{TCSC2\ min}=130^\circ$

La valeur initiale $\alpha_{TCSC2\ max}=180^\circ$

On garde le premier TCSC₁ placé dans la ligne (15-16) avec les mêmes caractéristiques et on insère un deuxième dans la ligne (2-13). on effectue à nouveau un calcul de l'écoulement de puissance avec l'insertion d'un deuxième TCSC₂ en changeant son emplacement chaque fois jusqu'à trouver l'optimale qui donne les pertes minimales , la convergence est obtenu après la 18^{ième} itération avec les résultats suivants :

- Pour le premier TCSC₁, la réactance $X_{TCSC1}=-0.024831$ pour un angle d'allumage $\alpha_{TCSC1} = 149.97^\circ$, la compensation de la 33^{ième} ligne est de 48.5%.
- Pour le deuxième TCSC₂, la réactance $X_{TCSC2}=-0.078$ pour un angle d'allumage $\alpha_{TCSC2} = 132.49^\circ$, la compensation de la 6^{ième} ligne est d'environ 80%

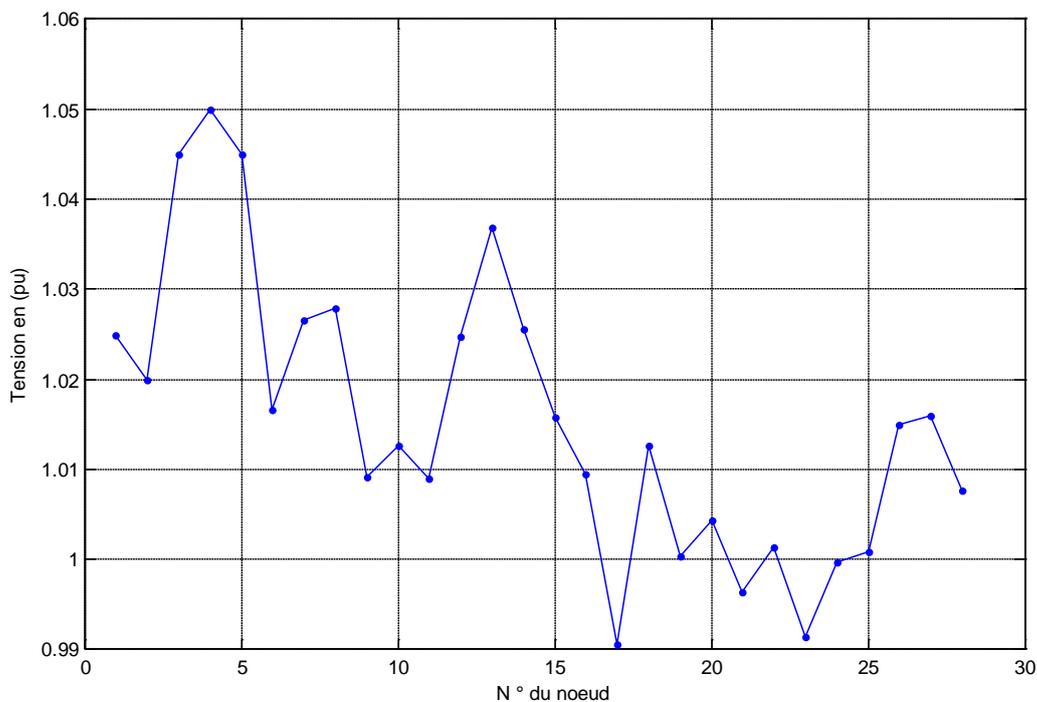


Fig.III.10 : Module des tensions avec deux TCSC

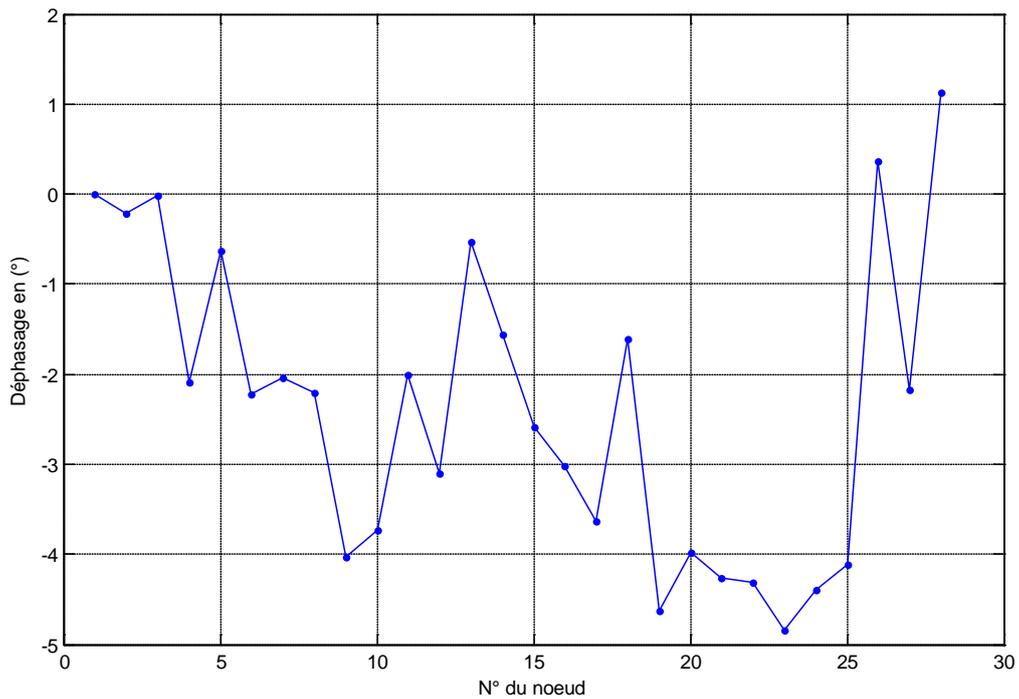


Fig. II.11 : Déphasage des tensions avec deux TCSC

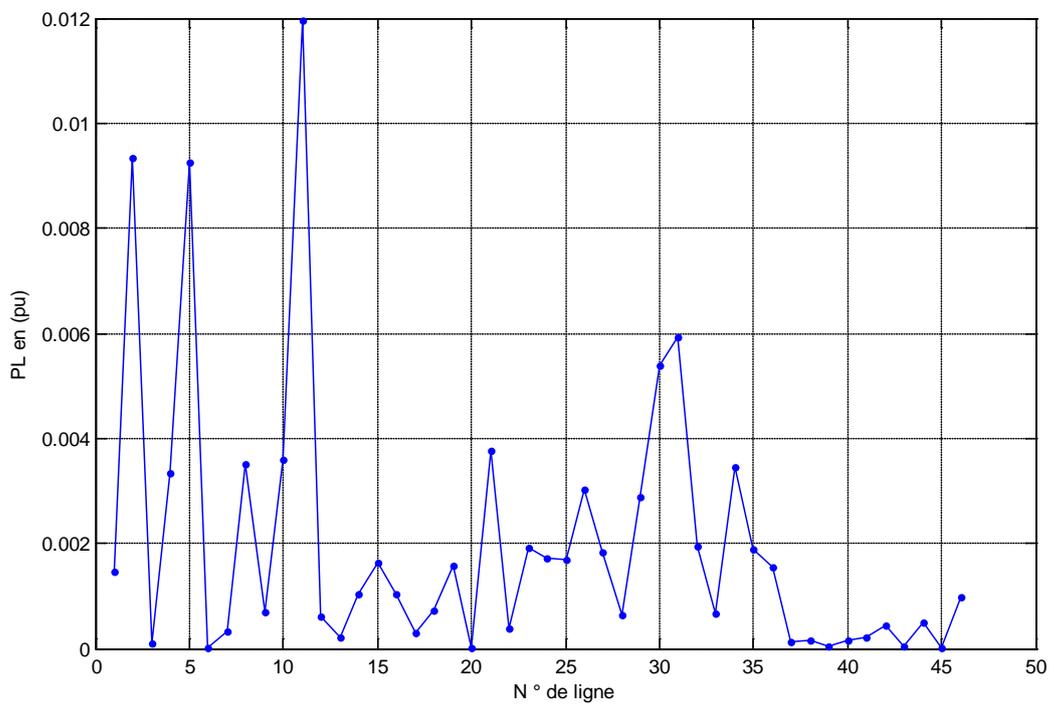


Fig. III.12 : les pertes actives dans les lignes avec deux TCSC

Les figures III.10 et III.11 représentent le module et le déphasage des tensions aux jeux de barres. La figure III.12 donne les pertes de puissances actives dans les lignes du réseau avec présence de deux TSCS, on remarque que les pertes ont chuté pratiquement dans la

majorité des lignes par rapport à l'état initial, par conséquent, une diminution des pertes totales qui sont équivalent dans ce cas à 9.2057MW.

III.6.2.1 Solution du DE du réseau avec deux TCSC

N° du générateur	Puissances optimales
P_{G1} (MW)	453.2412
P_{G2} (MW)	176.0724
P_{G3} (MW)	269.1876
P_{G4} (MW)	130.2987
P_{G5} (MW)	177.8360
P_{G6} (MW)	79.1398
Coût incrémental (lambda) (\$/MWh)	13.3454
Coût de production (\$/h)	15585

Tab III.8 : Résultat du dispatching du réseau avec 2 TCSC

Le tableau III.8 donne les résultats du dispatching du réseau avec la présence de deux TCSC. La diminution des pertes de 1.0773 MW engendre des puissances produites optimales plus faibles par rapport aux deux cas étudiés précédemment, même remarque pour le facteur lambda et le coût de production qui est réduit de 45\$/h par rapport à l'état initial.

III.7 Synthèse

Une diminution remarquable des pertes a engendré une chute considérable du coût de production des centrales.

Les histogrammes représentés dans les figures (III.13), (III.14) et (III.15) donnent respectivement l'évaluation des pertes actives totales dans un réseau électrique et l'évaluation du coût total de production et l'évolution du coût incrémental sans et avec la présence du contrôleur TCSC.

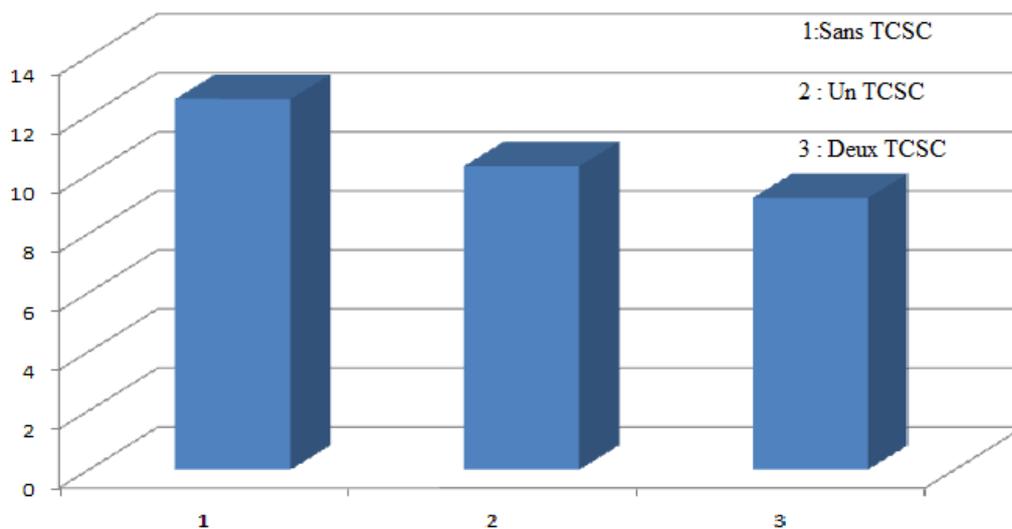


Fig.III.13 : pertes actives totales en (MW) sans et avec TCSC

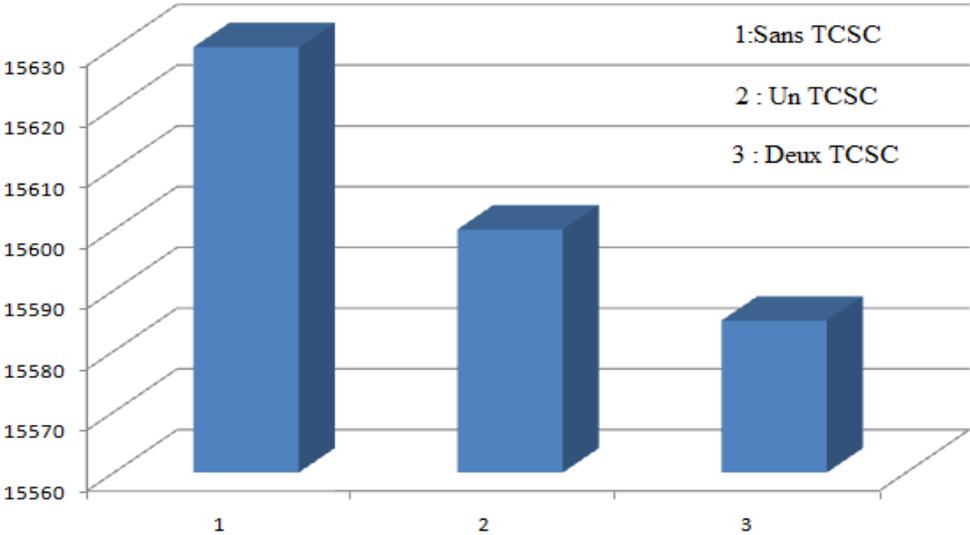


Fig.III.14 : Coûts total de production en (\$/h) sans et avec TCSC

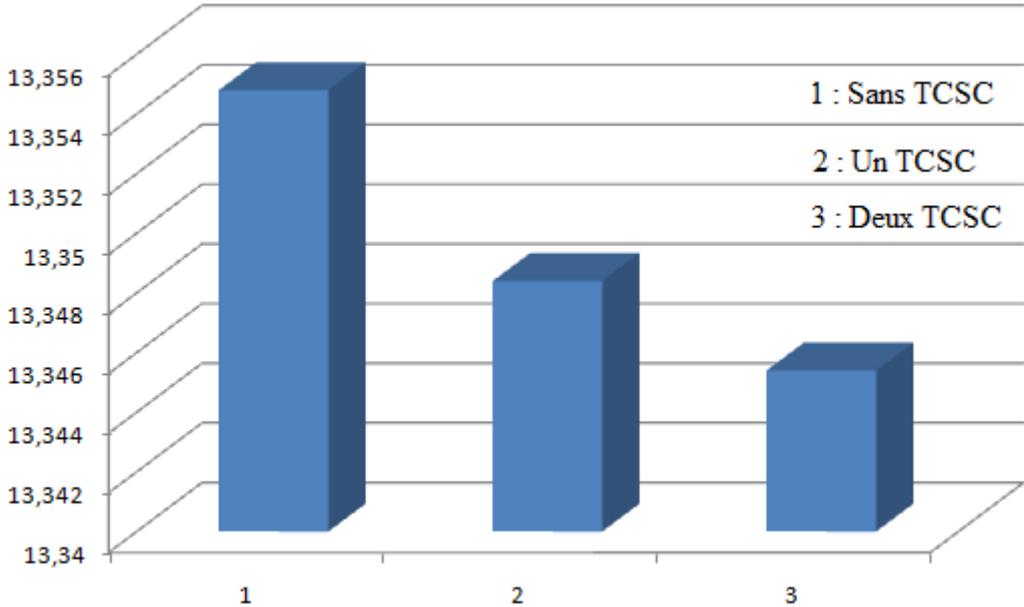


Fig.III.15 : Coûts incrémental en (\$/MWh) sans et avec TCSC

Variables	Min	Max	DE sans perte	DE avec perte	DE avec un TCSC	DE avec deux TCSC
P_{G1} (MW)	100	500	451.3967	453.9133	453.4570	453.2412
P_{G2} (MW)	50	200	174.7133	176.5677	176.2315	176.0724
P_{G3} (MW)	80	300	267.7530	269.7103	269.3555	269.1876
P_{G4} (MW)	50	150	128.8641	130.8214	130.4666	130.2987
P_{G5} (MW)	50	200	176.2221	178.4241	178.0249	177.8360
P_{G26} (MW)	50	120	77.6208	79.6933	79.3175	79.1398
Coût incrémental (lambda) (\$/MWh)			13.3196	13.3548	13.3484	13.3454
Coût de production (\$/h)			15463	15630	15600	15585
Pertes totales(MW)			0	12.56	10.283	9.2057

Tab.III.9 : Résultats du dispatching par la méthode de Lambda sur le réseau IEEE 26-bus.

Nous avons vérifié à travers les résultats de simulation donnés dans le tableau III.9, la capacité du TCSC à contrôler le transit de puissances actives à travers les lignes d'un réseau. Nous avons inséré le TCSC dans des emplacements optimaux afin d'obtenir les pertes actives minimales par un calcul de l'écoulement de puissance, ce qui a engendré un coût de production minimales.

En comparant les résultats obtenus de tous les cas étudiés, on a une totale satisfaction de toutes les contraintes de sécurité y compris les puissances actives et réactives des générateurs.

III.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons appliqué la méthode de Newton Raphson pour le calcul de la répartition de puissance afin d'évaluer les pertes dans chaque ligne ainsi que les pertes totale. Nous avons calculé par la suite le dispatching économique, le coût incrémental et le coût total par la méthode de Kuhn-Tucker sans et avec pertes.

L'insertion optimale des contrôleurs TCSC dans la ligne (15-16) et (2-13) ont fait que les pertes du réseau électrique ont chuté énormément par rapport à l'état initial, ce qui a conduit à un coût de production lambda et un coût total plus faibles.

Dans ce contexte, le but d'optimisation est d'exploiter au mieux la capacité du réseau. Les dispositifs TCSC sont placés dans le système de manière à maximiser la puissance desservie aux consommateurs, tout en observant les contraintes de sécurité.

Dans notre étude, les contrôleurs TCSC sont réglés de manière à atteindre un niveau optimal de compensation sous des contraintes de puissance. Les compensateurs ont conduit à des solutions plus économiques que dans les cas où la puissance est fixée à une valeur spécifiée. Le programme que nous avons utilisé, nous a donné des résultats satisfaisants.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Le dispatching optimal d'énergie électrique est un secteur essentiel dans les réseaux électrique, où on doit générer moins d'énergie pour la même demande en diminuant les pertes linéiques, avec une bonne gestion économique pour avoir le moindre coût du KWh possible.

Les travaux présentés dans ce mémoire traitent deux axes de recherches. Le premier est relatif aux problèmes d'optimisation de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique pour une répartition économique des puissances et le deuxième est lié à l'impact de l'insertion des dispositifs FACTS, particulièrement le contrôleur TCSC, sur le réseau électrique. L'objectif ultime est d'évaluer et comparer les valeurs en coût de production d'énergie électrique sans et avec le contrôleur de transit TCSC, en satisfaisant les contraintes imposées par les centrales et le réseau électrique en tenant compte des pertes.

L'efficacité de la méthode que nous avons développée est testés pour un réseau électrique de 26 nœuds et six générateurs, les résultats de calcul sont satisfaisants et prouvent que la méthode est performante.

L'insertion du contrôleur TCSC va apporter un gain économique énorme, par l'augmentation de la fiabilité et la réduction des pertes, donc la réduction de la consommation des combustibles. Cette diminution de la production implique une contribution à la préservation de l'environnement par la réduction de la pollution et de l'effet de serre.

En perspective, nous proposons la continuité sur cet axe de recherche en étalant sur l'impact de l'insertion des sources renouvelables sur la répartition optimale de puissance dans le système énergétique.

Bibliographie

BIBLIOGRAPHIE

[ABB-2010] ABB « Thyristor Controlled Series Capacitors Power Systems» ABB Asea Brown Boveri Ltd. Zurich, Suisse 2010.

[ALIB-2009] A. ALIBI « Contrôle des Réseaux Electriques par les Systèmes FACTS», mémoire de magistère université de Batna, 2009

[ANDR-1969] A ANDRÉ TAGHER «Contribution à l'étude de la répartition optimale de la production d'énergie active et réactive dans un réseau électrique de distribution», Ecole polytechnique fédérale, Zurich 1969.

[AOUZ-2011] N. Lahaçani AOUZELLAG «Contribution à l'Amélioration de la Flexibilité dans les Réseaux Electriques Liée à l'Intégration des Générateurs Eoliens», Thèse de Doctorat, université de Bejaia 2011.

[ARRI-1990] J. Arrillaga, C.P Arnold, « Computer Analysis of Power Systems», John Wiley & Sons,1990.

[BELH-2012] R.BELHACHEM «Résolution de Dispatching Optimal en Combinant l'Écoulement de Puissance pour le calcul des pertes » IRECOM Laboratory, université Djillali Liabes Sidi Bel Abbes 2012.

[BENA-2007] R BENABID « Optimisation Multi objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques » mémoire de magistère Université Amar Telidji, Laghouat 2007.

[BENK-2007] L BENKHELLAT, S MAHLOUL «Étude et Simulation des Dispositifs FACTS» université de Bejaia 2007.

[CATZ-1999] E. CATZ « évolutions techniques du système de transport et de distribution d'électricité », AREVA, T&D 1999.

[DAHM-2003] Dahmani M,Djibrilla A « Etude du réglage du plan de tension par un dispositif SVC» Université de Bejaïa 2003

[DELEN-2009] DELENDI LOUARDI «Contrôle De l'Écoulement De Puissance Active Par Système FACTS », mémoire de magistère université de Batna 2009

[DRAI-2010]_DRAIDI A « répartition économique de l'énergie électrique utilisant les techniques d'intelligence artificielle » thèse de magistère Université Mentouri de Constantine 2010.

[GERB-2003] S GERBEX « Métaheuristiques appliquées au placement optimal de dispositif FACTS dans un réseau électrique » Thèse de Doctorat, Ecole polytechnique fédérale de Lausanne 2003.

[GHER-2010] F.Z. GHERBI, F. LAKDJA, R. BERBER et H. BOUDJELLA « Dispatching économique au moyen du dispositif FACTS», université de Saida 2010.

[GHOL-2003] Eskandar GHOLIPOUR SHAHRAKI «Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques» Docteur de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I 2003.

[GROS-1986] C A. Gross « Power System Analysis », John Wiley & Sons, 1986.

[HAIM-2009] HAIMOUR R « Contrôle des Puissances Réactives et des Tensions par les Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique », mémoire de magistère ENSET Oran 2009.

[IDOU-2010] IDOUGHI R IHDENE B « impact des FACTS sur les performances des réseaux électriques», université de Bejaia 2010.

[MADI-2006] Madi H, Teghidet C « Etude de l'influence des systèmes FACTS-séries sur les réglages du transit de puissance et des dispositifs de protection » université de Bejaïa 2006

[SLIM-2009] SLIMANI L «Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes métaheuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé. » Thèse de Doctorat, université de Batna 2009.

[YUN-2007] Fraipont M, Le Yun Kang «Dispatching économique avec/sans pertes », ULB Ecole Polytechnique 2007.

[WIKI] wikipedia « généralités sur les réseaux »
[http://fr.wikipedia.org/wiki/Fichier:Réseaux électriques.](http://fr.wikipedia.org/wiki/Fichier:Réseaux_électriques)

[ZEHA-2008] K Zehar, S Sayah «Energy Conversion and Management» Université de Ferhat Abbas setif 2008.

Annexes

1.1 Méthode de Newton Raphson

En analyse numérique, une méthode itérative est un procédé algorithmique utilisé pour résoudre un problème, par exemple la recherche d'une solution d'un système d'équations ou d'un problème d'optimisation. En débutant par le choix d'une *valeur initiale* considérée comme une première ébauche de solution, la méthode procède par itérations au cours desquelles elle détermine une succession de solutions approximatives raffinées qui se rapprochent graduellement de la solution cherchée.

Pour résoudre les équations d'écoulement statique des charges, un grand nombre de solutions numériques sont disponibles, Ce sont en général :

- La méthode de Gauss
- La méthode de Gauss Seidel
- La méthode de relaxation ou des résidus
- La méthode de Newton Raphson

Parmi les diverses méthodes de résolution passées, une seule a été retenue et sera utilisée dans la résolution du problème posé, Il s'agit de la méthode de Newton Raphson.

Cette méthode possède sur les autres les avantages suivants :

- La convergence est plus rapide (pour une solution initiale bien choisie) que les autres méthodes de Gauss ou Gauss Seidel
- La méthode de Newton Raphson est facilement formulable en utilisant l'approche matricielle (qui dans un grand réseau est la plus appréciable)
- La formulation permet de tenir en considération tout type de nœuds d'un réseau, elle est donc plus réaliste;
- La méthode présente également l'avantage de pouvoir être utilisée à la résolution de nombreux problèmes qui constituent aussi des préoccupations dans l'analyse des réseaux. Ce sont les détections des courants de défauts, le dispatching économique, le calcul des impédances de court-circuit, etc.
- Il faut aussi noter que malgré des itérations plus longues, la solution par N.R est obtenue après un nombre d'itérations plus faible. [GROS-1986]

1.2 Résolution par la méthode de Newton Raphson (Hessien)

Formulation mathématique

Soit un système d'équations non linéaires :

$$\left\{ \begin{array}{l} Y_1 = f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ Y_2 = f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \quad \quad \quad \cdot \\ \quad \quad \quad \cdot \\ \quad \quad \quad \cdot \\ Y_n = f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{array} \right. \quad (1.1)$$

Le développement en série de Taylor au point $x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0$ s'écrit comme suit:

$$\begin{cases} Y_1 = f_1(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) + \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \Delta x_n + c_1 \\ Y_2 = f_2(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) + \frac{\partial f_2}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \Delta x_n + c_2 \\ \vdots \\ Y_n = f_n(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) + \frac{\partial f_n}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \Delta x_n + c_n \end{cases} \quad (1.2)$$

En posant les constantes $c_1 = c_2 = \dots = c_n = 0$, on aura

$$\begin{pmatrix} Y_1 - f_1 \\ Y_2 - f_2 \\ \vdots \\ Y_n - f_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{pmatrix} \quad (1.3)$$

Sous la forme matricielle :

$$[\Delta Y] = [J] \cdot [\Delta x] \quad (1.4)$$

[J] : Matrice jacobien.

La solution est alors donnée par:

$$X^{k+1} = X^k - (J_k)^{-1} \cdot f(X^k)$$

Tel que k est le nombre d'itération

1.3 Application de la méthode de NR dans le calcul de l'écoulement de puissance

La forme générale du système d'équation courant-tension est donnée par :

$$[I] = [Y] \cdot [V] \quad (1.5)$$

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} * V_j \quad (1.6)$$

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (1.7)$$

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = \sum_{j=1}^n Y_{ij} * V_j \quad (1.8)$$

Tel que :

[I] : Matrice des courants injectés aux nœuds.

[V] : Matrice de tensions injectées aux nœuds.

[Y] : Matrice admittance nodale du réseau.

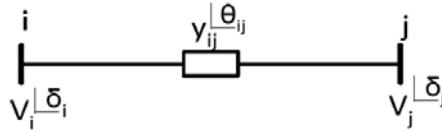


Fig. I.8 : Admittance de la ligne reliant l'accès i à l'accès j

En adoptant la forme hybride, on obtient les expressions suivantes :

$$Y_{ij} = |Y_{ij}|e^{j\psi_{ij}} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (1.9)$$

$$P_i - jQ_i = |V_i|e^{-j\theta_i} \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| e^{j\theta_j} e^{j\psi_{ij}} \quad (1.10)$$

Calcul de l'écoulement de puissance avec la forme hybride est alors comme suit :

$$P_i = |V_i| \sum_{j=1}^n |V_j| [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (1.11)$$

$$Q_i = |V_i| \sum_{j=1}^n |V_j| [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (1.12)$$

Le vecteur des variables d'état est donné par : $X = \begin{bmatrix} [\theta] \\ [V] \end{bmatrix}$

$$\text{Avec, } (\theta) = \begin{pmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_n \end{pmatrix} \quad \text{et} \quad (|V|) = \begin{pmatrix} |V_1| \\ |V_2| \\ \vdots \\ |V_n| \end{pmatrix}$$

Au niveau des nœuds de charge les puissances active et réactive sont constantes. Le but est donc de trouver le vecteur [X] pour des puissances active et réactive P_i, Q_i données.

$$\begin{cases} P_i(x^k) = P_i \\ Q_i(x^k) = Q_i \end{cases} \quad \text{Implique que} \quad \begin{cases} P_i - P_i(x^k) = 0 \\ Q_i - Q_i(x^k) = 0 \end{cases} \quad (1.13)$$

On peut écrire alors :

$$\begin{pmatrix} P_1 - P_1(x^k) \\ P_2 - P_2(x^k) \\ \vdots \\ P_n - P_n(x^k) \\ Q_1 - Q_1(x^k) \\ Q_2 - Q_2(x^k) \\ \vdots \\ Q_n - Q_n(x^k) \end{pmatrix} = 0 \text{ et } \Delta x = \begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta |V| \end{pmatrix} \quad (1.14)$$

Traitement du problème :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^k = [J]^k \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta |V| \end{bmatrix}^k \quad (1.15)$$

$$\begin{bmatrix} [\theta] \\ [|V|] \end{bmatrix}^{k+1} = \begin{bmatrix} \theta \\ |V| \end{bmatrix}^k + \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-1k} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^k \quad (1.16)$$

La matrice $J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}$ est appelé le Jacobien

Avec:

$$J_1 = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} \quad i=1,2,\dots,n \quad j=1,2,\dots,n$$

$$J_2 = \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} \quad i=1,2,\dots,n \quad j=1,2,\dots,n$$

$$J_3 = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} \quad i=1,2,\dots,n \quad j=1,2,\dots,n$$

$$J_4 = \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} \quad i=1,2,\dots,n \quad j=1,2,\dots,n$$

Pour déterminer les éléments du Jacobien, il suffit de dériver les équations de puissances actives et réactive par rapport à θ et V .

A. Les éléments de J1

Les éléments de la diagonale

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| [B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) - G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad i \neq j \quad (1.17)$$

Les éléments en dehors de la diagonale

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} = |V_i| |V_k| [G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)] \text{ pour } k \neq i \quad (1.18)$$

B. Les éléments de J2

Les éléments de la diagonale

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = \sum_{j=1}^n |V_j| [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] + 2|V_i| G_{ii} \quad i \neq j \quad (1.19)$$

Les éléments en dehors de la diagonale

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_k|} = |V_i| [G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)] \text{ Pour } k \neq i \quad (1.20)$$

C. Les éléments de J3

Les éléments de la diagonale

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad i \neq j \quad (1.21)$$

Les éléments en dehors de la diagonale

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} = |V_i| |V_k| [G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)] \quad (1.22)$$

D. Les éléments de J4

Les éléments de la diagonale

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = \sum_{j=1}^n |V_j| [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] - 2|V_i| B_{ii} \quad i \neq j \quad (1.23)$$

Les éléments en dehors de la diagonale

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_k|} = |V_i| [G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)] \quad (1.24)$$

Pour les accès (P, V) où le module de la tension est spécifié et la puissance réactive est inconnue, les équations ΔQ dans les systèmes d'équations précédents doivent être remplacées par les équations régissant le module de la tension soit ΔV en fonction de V et θ .

Par conséquent, les éléments de la ligne correspondants à chaque accès (P, V) dans J1 et J2 doivent être remplacés par :

$$\frac{\partial |V_i|^2}{\partial |V_i|} = 0 \quad (I.25)$$

$$\frac{\partial |V_i|^2}{\partial |V_i|} = \begin{cases} 2|V_i| & \text{si } i = j \\ 0 & \text{si } i \neq j \end{cases} \quad (1.26)$$

$$\Delta |V_i^k|^2 = (V_{i,sp})^2 - (|V_i^k|)^2 \quad (1.27)$$

E. Types d'accès dans le réseau électrique

Pour résoudre le problème du transit de puissance, on doit définir la topologie du réseau à étudier et les données relatives aux nœuds tel que :

- La puissance active
- La puissance réactive
- Le module de la tension
- L'argument ou le déphasage de la tension

Pour chaque accès du réseau nous avons au moins deux variables qui sont connues et deux autres inconnues. On distingue dans un réseau 3 types d'accès

1. accès bilan ou $|V|$ et δ sont connus et P et Q à déterminer
2. accès générateurs ou P et $|V|$ connus, Q et δ à déterminer
3. accès charges P et Q sont connus et $|V|$ et δ à déterminer

En résumé :

Accès charge (P,Q), on calcul les résidus par :

$$\Delta P_i^k = P_{i\ sp} - P_i^k \quad (1.28)$$

$$\Delta Q_i^k = Q_{i\ sp} - Q_i^k \quad (1.29)$$

Accès générateur (P,|V|) :

$$\Delta P_i^k = P_{i\ sp} - P_i^k \quad (1.30)$$

$$|V_i^k|^2 = |V_{i\ sp}|^2 - |V_i^k|^2 \quad (1.31)$$

Les quatre sous-matrices [J1], [J2], [J3], [J4], permettent de construire la matrice Jacobien. Cela nous permet d'écrire le système suivant :

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta^1 \\ \Delta V^1 \end{bmatrix} = [J^{-1}] \begin{bmatrix} \Delta P^1 \\ \Delta Q^1 \end{bmatrix} \quad (1.32)$$

Tel que :

ΔV et $\Delta\theta$ représente les vecteurs de variation des tensions et de phases.

ΔP et ΔQ représente les vecteurs de variation des puissances active et réactive.

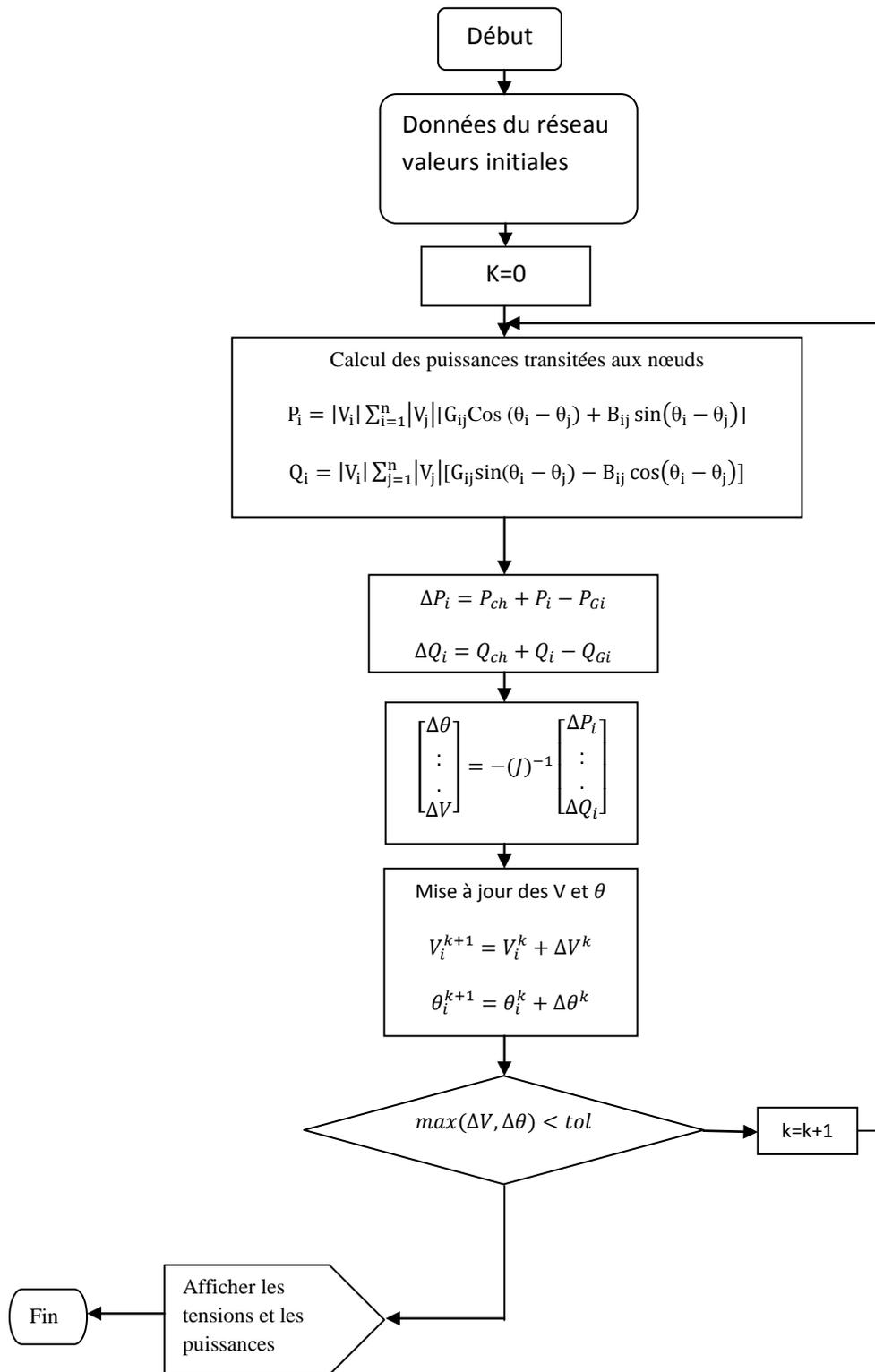
l : détermine l'itération à laquelle le calcul est fait.

$$\Delta\theta^l = \begin{bmatrix} \Delta\theta_1^l \\ \Delta\theta_2^l \\ \vdots \\ \Delta\theta_n^l \end{bmatrix} \quad \Delta V^l = \begin{bmatrix} \Delta V_1^l \\ \Delta V_2^l \\ \vdots \\ \Delta V_n^l \end{bmatrix} \quad \Delta P^l = \begin{bmatrix} \Delta P_1^l \\ \Delta P_2^l \\ \vdots \\ \Delta P_n^l \end{bmatrix} \quad \Delta Q^l = \begin{bmatrix} \Delta Q_1^l \\ \Delta Q_2^l \\ \vdots \\ \Delta Q_n^l \end{bmatrix}$$

Les vecteurs tensions et phase à l'itération $l+1$ sont données comme suit :

$$V_i^{l+1} = V_i^l + \Delta V_i^l$$

$$\theta_i^{l+1} = \theta_i^l + \Delta\theta_i^l$$



Organigramme de la méthode de Newton Raphson

Synthèse sur les FACTS

Les différents dispositifs FACTS présentés dans ce chapitre possèdent tous leurs propres caractéristiques tant en régime permanent qu'en régime transitoire. Chaque type de dispositif sera donc utilisé pour répondre à des objectifs bien définis. Des considérations économiques entreront également dans le choix du type d'installation à utiliser. Synthétise les principaux avantages techniques des différentes technologies de FACTS. Le nombre "+" est proportionnel à l'efficacité du dispositif. [HAIM-2009]

Avantages techniques des dispositifs FACTS				
Contrôle du transit de Puissance	Contrôle de la tension	Stabilité transitoire	Stabilité statique	Dispositif
+	+++	+	++	SVC
+	+++	++	++	STATCOM
++	+	+++	++	TCSC
++	+	+++	++	SSSC
+++	+++	+++	+++	UPFC
+++	+	+++	++	IPFC

Tab 1.1 : différent dispositifs FACTS et leur efficacités

Résumé : Nous avons présenté dans ce mémoire des notions sur le dispatching économique et la fonction du coût. Nous avons traité aussi les méthodes d'optimisation (minimisation) qui utilisent le gradient ou les itérations pour solutionner le problème de dispatching économique. Nous avons calculé les pertes linéiques en se basant sur les équations de l'écoulement de puissance dans les réseaux interconnectés. Ensuite nous avons insérer le dispositif série TCSC dans son emplacement optimal, afin de minimiser le coût total de production et les pertes linéiques et nous avons fait une étude comparative sans et avec TCSC qui nous à donner des résultats satisfaisants.

Abstract: We presented in this paper on the concepts of economic dispatch and the cost function. We treated as methods of optimization (minimization) using the gradient or iterations to solve the problem of economic dispatch. We calculated the linear losses based on the equations of power flow in interconnected networks. Then we insert the device in its series TCSC optimal location to minimize the total cost of production and the linear losses and we made a comparative study with and without TCSC us to give satisfactory results.