

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : électrotechnique
Option : réseaux électrique

Réf:.....

**Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme:**

MASTER

Thème

*Gestion de congestion dans les réseaux
électriques*

Présenté par :
Merzougui Nassima
Soutenu le : 03 Juin 2014

Devant le jury composé de :

M^{me} Becha Habiba
Mr Salhi Ahmed
Mr Alloui Lotfi

President
Encadreur
Examinateur

Année universitaire : 2013 / 2014

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : électrotechnique
Option : réseaux électrique

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme:

MASTER

Thème

Gestion de congestion dans les réseaux électriques

Présenté par :

M^{elle}.Merzougui Nassima

Avis favorable de l'encadreur :

Mr.Salhi Ahmed signature

Avis favorable du Président du Jury

*Becha Habiba
Alloui Lotfi*

Signature

Cachet et signature

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : électrotechnique
Option : réseaux électriques

Thème :

Gestion de congestion dans les réseaux électriques

Proposé par : **Nassima Merzougui**

Dirigé par : **Ahmed Salhi**

الملخص :

ندرس في المذكرة مسألة الاحتقان شبكات النقل الكهربائية في حالة الاستقرار الساكن من أجل عدة مستويات متفاوتة من الحمولة مع تحديد مستوى الحمل الأعظمي باستعمال طريقة سريان القدرة المستمر كما يتم الكشف عن احتقان في الشبكة باستعمال سريان القدرة مع معالجته باستعمال معوضات الطاقة الرجعية وزيادة الإنتاج على مستوى محطات التوليد ذات كلفة أقل.

دراستنا تنطبق على شبكة الاختبار المعروفة **IEEE 30jb**

résumés

L'étude dans le numéro de la note de réseaux de transport de la congestion, de la stabilité électrique statique pour plusieurs différents niveaux de charge, avec la détermination de la concentration maximale de la grosseur en utilisant la méthode de la écoulement de puissance continue , comme est détecté congestion dans le réseau en utilisant l'écoulement de puissance avec traitement utilisant des compensateurs d'énergie réactive et augmenter la production le niveau des centrales électriques avec un .coût inférieur

Notre étude s'applique à test de réseau connue **IEEE30JB**.

Remerciements

Le travail présenté dans ce mémoire a été effectué au département d'électrotechnique de l'université Mohamed khider Biskra.

Mes remerciements vont tout premièrement à Dieu tout puissant pour la volonté, la santé et la patience. Qu'il nous a donnée durant toutes ces longues années.

Ainsi, nous tenons également à exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur Salhi Ahmed pour suivi continuel tout le long de la réalisation de cette mémoire et qui n'a pas cessée de nous donner ses conseils et remarque.

Nos sincères remerciements aux messieurs les membres du jury pour l'honneur qu'ils me font en participants au jugement de ce travail.

Nous tenons à remercier vivement toutes personnes qui nous ont aidé et réaliser ce mémoire, ainsi à tous ceux qui nous aidés de près au loin à accomplir ce travail.

Nos remerciements vont aussi à tous les enseignants du département d'électrotechnique qui ont contribué à notre formation.

Enfin nous tenons à exprimer notre reconnaissance à tous nos amis et collègues pour le soutien tout moral matériel...

Merci

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Tableau. (I-1) : Les types des variables des Jeux de barres existent.....	8
Tableau. (III -1) : Application des FACTS a la résolution des problèmes dans le réseau.....	45
Tableau. (IV.1) : tension initiale et la tension dans chaque cas.....	55
Tableau. (IV.2) : puissance transitée dans chaque cas.....	58
Tableau. (IV.3) : puissance transitée avant et après compensation en utilise le TCSC.....	61
Tableau. (IV.4): puissance transitée après compensation en utilise le cout incrémental.....	63
Tableau. (IV.5): comparaison entre le TCSC et le cout incrémental.....	66

Liste des figures

Liste des figures

Figure (I-1) : Formulation de l'équation de l'écoulement de puissance.....	8
Figure(II- 1): limites thermiques, de tension et de stabilité de synchronisme des lignes de transport en fonction du niveau de tension et de leur longueur [ABB 01] [5].....	19
Figure(II- 2): Cas de deux zones avec import/export de 500 MW.....	20
Figure(II- 3): capacité maximale d'échange entre les deux zones atteinte dans le sens A->B.	21
Figure(II- 5):flux physiques la transaction bilatérale résultants.....	22
Figure (II-6) : classification des types de stabilité des réseaux électriques.....	24
Figure (II-7) : Réseau électrique à deux nœuds.....	26
Figure (II-8) : Principe d'écoulement de puissance en continu.....	31
figure (III- 1) : Classification des dispositifs de compensation FACTS.....	36
Figure (III- 2): Modèle mathématique de SVC.....	38
Figure (III- 3): Schéma de base du STATCOM.....	39
Figure (III- 4): Insertion d'un TCSC sur une ligne.....	41
Figure (III- 5) : Schéma de base du SSSC.....	42
Figure (III- 6) : Schéma simplifié d'un UPFC connecté au réseau électrique.....	43
figure (IV-1): Power System Analysis Toolbox (PSAT) interface	49
Figure (IV-2). Bibliothèque du Simulink.....	51
Figure (IV-3) réseau d'IEEE 30JB.....	53
Figure (IV-4) : Variation de module de tension avec N JB.....	56
Figure (IV-5) : Variation de module de tension.....	56
Figure (IV-6): Variation des modules de tension sans compensation et avec compensation au niveau de JB N°30.....	57
Figure (IV-7) : la puissance transitée maximal.....	59
Figure (IV-8) : les puissances transitées pour différents niveaux de charge.....	59
Figure (IV-9). Réseau de IEEE 30 JB avec TCSC	60
Figure (IV-10). Variation de puissance transitée sans compensation et avec compensation (TCSC).....	62

Liste des figures

Figure (IV-11) : Variation des puissances sans compensation et avec AP-CI.....	65
Figure (IV-12) : comparaison entre le Compensateur série commandé par thyristor(TCSC) et augmentation la puissance en utilise le cout incrémental (AP-CI).....	69

Liste des symboles et acronymes

<i>Liste des Symboles et Acronymes</i>	
Symboles	ACRONYMES
<i>JB</i>	Jeux de barre.
<i>pu</i>	Unité relative
<i>P_R</i>	la puissance totale injectée au réseau (W).
<i>X</i>	Vecteurs d'état
<i>U</i>	Vecteur de commande
<i>Y_{sh}</i>	Admittance shunt totale de la ligne ij
<i>Y_{ij}</i>	Admittance série de la ligne ij
<i>S_i*</i>	Le conjugué de la puissance apparente.
<i>Z_{ser}</i>	Impédance série de la ligne (Ω).
<i> V </i>	Le module de la tension.
<i>P_{Gi}</i>	La puissance électrique active générée par la centrale i (W).
<i>V_{imax}</i>	La tension maximale au niveau du JB i (V).
<i>V_{imin}</i>	La tension minimale au niveau du JB i (V).
<i>P_{Gi min}</i>	La puissance active générée minimale dans le JB i (W).
<i>P_{Gio}</i>	La puissance active générée par la machine i dans le cas initial.
<i>K_{Gi}</i>	Le facteur de contribution de chaque générateur i pour satisfaire la demande de la charge.
<i>Q_{Gi}</i>	La puissance électrique réactive générée par la centrale i (VAR).
λ	Multiplicateur de Lagrange concernant les contraintes d'égalités (lambda).
<i>S_i</i>	La puissance apparente de jeu de barre i (VA).
<i>B_{ij}</i>	Les conductances et les susceptance entre le nœud i et j.
σ_i	Valeur singulières réelles positives.
ϵ	Tolérance choisie (précision de calcul).
<i>y</i>	. le vecteur des fonctions objectives.
\bar{V}_i	La valeur complexe de la tension au niveau du JB i (V).
<i>S_{Di}</i>	La puissance apparente demandée au niveau du JB i (VA)
<i>S_{Gi}</i>	La puissance apparente générée au niveau du JB i (VA).
<i>I_i</i>	Le courant du JB i (A).
ΔV	La valeur de la chute de tension dans la ligne de transport (V).
<i>x</i>	Le vecteur des variables d'état.
<i>U</i>	Le vecteur des variables de contrôle.
<i>a_i, b_i, c_i</i>	Les coefficients des puissances générées pour un générateur i.
<i>S_i</i>	La puissance apparente au niveau du JB i (VA).
<i>S_{Di}</i>	La puissance apparente demandée au niveau du JB i (VA)
<i>S_{Gi}</i>	La puissance apparente générée au niveau du JB i (VA).
<i>I_i</i>	Le courant du JB i (A).
<i>Y_{ij}</i>	L'admittance entre les jeux de barre i et j.
$[J^{(0)}]$	La matrice carrée dite Jacobéenne.

Liste des symboles et acronymes

n	Nombre de JB de tout le réseau.
w	le poids affecté au critère.
B_{ij}, G_{ij}	Les conductances et les susceptances entre le nœud i et j
FACTS	Flexible alternatif curant transmission systèmes.
SVC	Static Var Compensator.
X_l	réactance de la ligne de transport.
STATCOM	Static Synchronous Compensator
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
CX	est l'impédance du condensateur
UPFC	Unified Power Flow Controller.
TCPAR	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator
SSSC	Static Synchronous Series Compensator

Sommaire

Titre.....	page
Remerciements.....	I
Liste des tableaux.....	II
Liste des figures.....	III
Liste des symboles et acronymes.....	VI
Résumé.....	VII
Sommaire.....	VIII
Introduction générale.....	1



Chapitre I

Écoulement de puissance

I.1. Introduction.....	4
I.2. Concept général de l'écoulement de puissance.....	5
I.3. Objectif de l'étude de l'écoulement de puissance.....	5
I.4. Classification des variables de l'écoulement de puissance.....	5
I.4.1. Les variables de perturbation ou non contrôlables.....	6
I.4.2. Les variables contrôlables (de contrôle et d'état).....	6
I.4.2.1. Variables d'état.....	6
I.4.2.2. Variables de contrôle.....	7
I.5. Classification des jeux de barre.....	7
I.5.1. Jeu de barres de charges (PQ bus).....	7

Sommaire

I.5.2. Jeu de barres de contrôle (PV bus).....	7
I.5.3. Jeu de barre de référence.....	7
I.5.4. Jeu de barre de contrôle (PQ bus) ou PQ de contrôle.....	8
I.6. Formulation de base de l'équation de l'écoulement de puissance.....	8
I.7. Algorithme de résolution du problème de l'écoulement de puissance.....	12
I.8. Méthode de Gauss-Seidel.....	12
I.8.1. Principe de la méthode de Gauss Seidel.....	12
I.8.2. Application à la solution des équations de l'écoulement de puissance.....	13
I.9. La Méthode itérative de Newton-Raphson.....	13
I.10. Conclusion.....	16



Chapitre II

Congestion des réseaux et stabilité statique

II.1. introduction.....	18
II.2. Définition la congestion.....	18
II.3. Le phénomène de congestion dans les réseaux de transport.....	18
II.3.1. Limites de transit imposé aux ouvrages du réseau de transport.....	18
II.3.2. Les marchés libéralisés face aux limites du réseau.....	19
II.3.3. Le problème des flux parallèles.....	21
II.4. stabilité des réseaux électriques.....	22
II.4.1. Stabilité angulaire.....	23

Sommaire

II.4.1.1. Stabilité angulaire aux petites perturbations.....	23
II.4.1.2. Stabilité transitoire.....	23
II.4.2. Stabilité de fréquence.....	23
II.4.3. Stabilité de tension.....	24
II.4.3.1. Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations.....	24
II.4.3.2. Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations.....	24
II.5. stabilité de tension.....	25
II.5.1. Causes d'instabilité de tension.....	25
II.5.1.1 Production trop éloignée de la consommation.....	26
II.5.1.2 Manqué local d'énergie réactive.....	26
II.5.1.3 Charge appelée trop importante.....	27
II.6. Analyse de la stabilité de tension.....	27
II.6.1. Analyse dynamique.....	27
II.6.2. Analyse statique.....	28
II.6.3 .Méthodes d'Analyse de la stabilité statique de tension.....	28
II.6.3.1 Marge de charge (loading margin).....	27
II.7. Ecoulement de puissance en continu (Continuation Power Flow).....	29
II.8.Conclusion.....	32

Sommaire



Etude des dispositifs facts

III.1. Introduction.....	34
III.2. Définition.....	34
III .3. Rôle des dispositifs FACTS.....	35
III .4. Type des systèmes FACTS.....	36
III.5.Structure des Principaux Dispositifs FACTS.....	37
III.5.1 Dispositifs de compensation dynamique shunts.....	37
III.5.1.1. Compensateur statique de puissance réactive (SVC).....	38
III.5.1.2. Définition.....	38
III.5.1.3. Principe de fonctionnement.....	38
III.5.2. Compensateur statique synchrone(STATCOM)	39
III .5.2.1. Définition.....	39
III .5.2.2. Principe de fonctionnement.....	40
III.6. Compensateurs Séries.....	40
III .6.1. Compensateur série commandé par thyristor(TCSC)	41
III .6. 1. 1. Définition.....	41
III .6. 2. Compensateur statique série synchrone (SSSC)	41
III .6. 2.1. Définition.....	41

Sommaire

III.7. Compensateur série parallèle (hybride).....	42
III.7.1. Contrôleur de transit de puissance universel (UPFC).....	42
III.7.1.1. Définition.....	42
III.7.1.2. Principe de fonctionnement.....	42
III.7.2. Régulateur d'angle de phase commandé par thyristor (TCPAR).....	44
III.7.3. Régulateur de tension commandé par thyristor (TCVR).....	44
III.8. Les Applications des FACTS.....	44
III.9. Coût des dispositifs FACTS.....	45
III.10. Les Avantages et Inconvénients de la Technologie des Dispositifs FACTS.....	45
III.11. Conclusion.....	46



Chapitre IV

Résultat et interprétation

IV.1. Introduction	48
IV.2. Historique.....	49
IV.3. Définition.....	50
IV.4. Réseaux Test.....	53
IV.5. Les résultats de Simulation.....	54
IV.5.1. Cas Sans compensation.....	54
IV.5.2 : Analyse de l'état initial de réseau	56

Sommaire

IV.5.3. Cas de compensation.....	60
IV.5.3.1. Compensateur série commandé par thyristor(TCSC)	60
IV.5.3.2.augmentation la puissance générée en utilise le cout incrémentale.....	62
IV.6.Conclusion	70

Conclusion général

Bibliographie

Annex

Introduction générale

Introduction générale

Introduction générale

Les grands réseaux d'énergie électriques sont des structures vastes et complexes dont le rôle est d'acheminer l'électricité souvent sur de longues distances depuis des centres de production jusqu'aux centres de consommation. Ces réseaux sont soumis à des règles de fonctionnement très strictes, qui obligent les exploitants des centres de conduite à faire fonctionner le réseau dans ses limites de sécurité. Plus précisément, chaque ouvrage du réseau de transport a une limite de transit à ne pas franchir. Ces limites sont fonction de la tenue thermique des ouvrages, mais aussi des limites en tenue de tension et des limites de stabilité du réseau.

Les transferts de puissance engendrent alors l'apparition de contraintes de plus en plus fréquentes sur les réseaux de transport, appelées aussi congestions. Une situation de congestion est définie lorsque le système de transport n'est plus capable de conduire les transactions du marché de l'énergie sans que la limite de transit ne soit violée sur un ou plusieurs ouvrages du réseau. A cause de l'imprévisibilité de l'évolution du marché de l'énergie, de la multiplication des transactions commerciales et de la forte interaction physique des réseaux interconnectés, il est très difficile de prévenir l'apparition des congestions sur le réseau. En fait, plusieurs incidents généralisés survenus dans le monde ont été associés à des instabilités de tension du système électrique est la solution de l'état d'équilibre des réseaux. Habituellement, une centrale n'est pas située à proximité du centre de charge, mais elle peut être loin du centre de distribution en raison de circonstances diverses. Pour répondre à la demande de puissance, sans cesse croissante, les services publics préfèrent s'appuyer sur la production de l'électricité déjà existante au lieu de construire de nouvelles lignes de transmission qui sont limitées par des contraintes diverses.

Les éléments proposés qui permettent ce contrôle amélioré des systèmes sont les dispositifs FACTS « Flexible Alternating Current Transmission System ». Les dispositifs FACTS font en général appel à de l'électronique de puissance, des microprocesseurs, de l'automatique, des télécommunications et des logiciels pour parvenir à contrôler les systèmes de puissance. Ce sont des éléments de réponse rapide. Ils donnent en principe un contrôle plus souple de l'écoulement de puissance. Ils donnent aussi la possibilité de charger les lignes de transit à des valeurs près de leur limite thermique, et augmentent la capacité de transférer de la puissance d'une région à une

Introduction générale

autre. Ils Limitent aussi les effets des défauts et des défaillances de l'équipement, et stabilisent le comportement du réseau électrique.

Le sujet de ce mémoire concerne, en particulier, l'analyse des congestions des réseaux électriques en utilisant l'écoulement de puissances dans un réseau de transport d'énergie électrique. Afin d'analyser l'écoulement de puissance, on a en recours à un logiciel dit "PSAT" pour system analyses toolbox un la grande richesse. On essaye de minimiser les congestions les dispositifs FACTS et en planifiant la puissance générée aux niveaux des centrales de production.

Les niveaux de charge pour l'analyse sont déterminés après la détermination le niveau de charge maximale en utilisant écoulement de puissance continue (CPF).

Pour tous ces objectifs cités ci-dessus en quatre chapitres :

Dans le premier chapitre .le problème du l'écoulement de puissance sera détaillé ainsi que les méthodes de résolution. En particulier la méthode de notamment Newton-Raphson.

Dans le deuxième chapitre est consacré à la congestion des réseaux électriques et la stabilité statique.

Par contre la totalité du troisième chapitre sera réservé est consacrée aux dispositifs FACTS en se basant sur leurs modélisations, et leurs types.

Le quatrième chapitre traite les applications des approches proposés appliques cette étude sur modèle de réseau électrique du transport représenté par le fameux IEEE30JB ou plusieurs constatations vont être dégagées (corriger les congestions).

Finalement une conclusion générale sera établir avec un dégagements de perspective.

Chapitre I

Ecoulement de puissance

I.1. Introduction :

L'étude de l'écoulement de puissance (load flow) permet d'avoir la solution des grandeurs d'un réseau électrique en fonctionnement normal équilibré en régime permanent. Ces grandeurs sont les tensions aux nœuds, les puissances injectées aux nœuds et celles qui transitent dans les lignes. Les pertes et les courants s'en déduisent.

Les études de l'écoulement de puissance permettent de planifier la construction et l'extension des réseaux électriques ainsi que la conduite et le contrôle de ces réseaux.

Un grand nombre de mathématiciens, d'informaticiens et d'ingénieurs ont consacré des années de leur carrière à étudier les méthodes de calcul de l'écoulement de puissance. Il n'y a qu'à voir le nombre de publications dans ce domaine pour apprécier l'effort qu'ils ont développé.

Avant 1929 [1], les calculs de load flow (appelé power flow) se faisaient à la main. En 1929, des calculateurs de réseaux (de Westing House) ou des analyseurs de réseaux (de General Electric) furent employés pour les calculs d'écoulement de puissance. Ce n'est qu'en 1956 que fut développée la première méthode adéquate par Ward et Hale [2].

Les premières méthodes étaient basées sur la méthode itérative de Gauss-Seidel relative à la matrice admittance Y . Elle ne nécessite pas beaucoup d'espace mémoire et sa programmation est relativement simple. Mais, si les petits réseaux ne nécessitent que peu d'itérations pour converger, les grands réseaux, par contre, demandent un grand nombre d'itérations si toutefois ils convergent. Ce qui poussa les chercheurs à développer les méthodes basées sur la matrice impédance Z . Mais même si ces dernières avaient de meilleures caractéristiques de convergence, elles ont comme désavantage de nécessiter beaucoup d'espace mémoire dû au fait que la matrice Z n'est pas éparpillée («sparse»), contrairement à son inverse Y .

Ce qui amena les chercheurs à développer la méthode de Newton-Raphson. Cette méthode nécessite plus de temps par itération que celle de Gauss-Seidel, alors qu'elle ne demande que quelques itérations même pour les grands réseaux. Cependant, elle requiert des capacités de stockage ainsi que des puissances de calcul importantes.

D'autres techniques sont apparues : celles qui exploitent l'éparpillement de la matrice Y et du Jacobien afin d'optimiser stockage et celles qui tiennent compte du fort couplage entre $P-\theta$ et entre $Q-V$ (Fast Decoupled Load Flow) afin d'accélérer le temps de calcul. [3]

I.2. Concept général de l'écoulement de puissance :

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

Pratiquement, dans les méthodes de calcul d'écoulement de puissance, on exploite la configuration du réseau et les propriétés de ses équipements pour déterminer la tension complexe au niveau de chaque nœud. d'autre part, on parfaite symétrie entre les trois phases du système triphasés du réseau électrique.

I.3. Objectif de l'étude de l'écoulement de puissance :

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

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

$$V_{min} < V < V_{max} \quad (\text{Equ.I.1})$$

$$f_{min} < f < f_{max} \quad (\text{Equ.I.2})$$

- 1- La forme d'onde du courant et de la tension doit d'être sinusoïdale (éviter les harmoniques).
- 2- Les lignes de transmission doivent fonctionner dans leurs limites thermiques et de stabilité. $(P_R < P_{max})$.
- 3- La durée de coupure de l'alimentation doit être le minimum possible.
- 4- En outre (plus), à cause de dérégulation (ouverture) du marché d'électricité, le courant de kWh doit être le plus bas possible.
- 5- Pour évaluer toute ces conditions, on doit posséder à des méthodes qui déterminent l'état des grandeurs électrique, en doit calculer ainsi les tensions (modules et arguments) au niveau de tous les jeux de barres qui forme le réseau. Ainsi que toutes les puissances qui transite les lignes de transmission.

I.4. Classification des variables de l'écoulement de puissance :

On peut résumer toutes les grandeurs électriques qui participent à déterminer l'état électrique de réseau en quatre variables : la puissance active (P), la puissance réactive (Q), le module de tension et l'angle θ . La distinction entre ces différentes variables est due à leur nature. [04]

I.4.1. Les variables de perturbation ou non contrôlables :

Parmi les variables des équations de l'écoulement de puissance, les variables de la demande (charge) P_D et Q_D qu'elles ne sont pas contrôlables car elles dépendent seulement des abonnés de la puissance. Les variables de perturbation avec cette définition constituent les composantes du vecteur de perturbation P .

$$P = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ P_n \\ P_{n+1} \\ P_{n+1} \\ \cdot \\ \cdot \\ P_{2n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{D1} \\ P_{D2} \\ \cdot \\ \cdot \\ P_{Dn} \\ Q_{D1} \\ Q_{D2} \\ \cdot \\ \cdot \\ Q_{Dn} \end{bmatrix}$$

I.4.2. Les variables contrôlables (de contrôle et d'état) :

Ces variables peuvent d'être regrouper en deux catégories : les variables de contrôle et d'état.

I.4.2.1. Variables d'état :

Ce sont l'amplitude et l'angle de la tension au niveau de jeux de barres, ils sont qualifiés d'état suite à leur valeur qu'elles peuvent déterminer l'état de réseau. Elles représentés par le vecteur d'état X .

$$X = \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ X_n \\ X_{n+1} \\ X_{n+2} \\ \cdot \\ \cdot \\ X_{2n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \delta_n \\ |V_1| \\ |V_2| \\ \cdot \\ \cdot \\ |V_n| \end{bmatrix}$$

n: nombre de jeux de barres de tout le réseau.

I.4.2.2. Variables de contrôle :

Les puissances générés à savoir P_G ou Q_G (actives ou réactives) sont des variables de contrôles représenté par le vecteur de contrôle U .

$$U = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ U_n \\ U_{n+1} \\ U_{n+2} \\ \cdot \\ \cdot \\ U_{2n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ \cdot \\ \cdot \\ P_{Gn} \\ Q_{G1} \\ Q_{G2} \\ \cdot \\ \cdot \\ Q_{Gn} \end{bmatrix}$$

I.5. Classification des jeux de barre :

Les jeux de barres sont classés suivant les deux variables connus parmi les quatre variables citées ultérieurement. Généralement en les classes sous trois types [04], mais l'actualité du réseau oblige un quatrième type.

I.5.1. Jeu de barres de charges (PQ bus) :

Ce sont les jeux de barres de la demande clientèles, pour ce genre, les puissances actives et réactives sont données, mais l'amplitude et l'argument de la tension sont à déterminer.

I.5.2. Jeu de barres de contrôle (PV bus) : Ce sont les jeux de barres générateurs de réseau où la puissance active et le module de la tension sont connus, puisqu'elles sont contrôlables ; par contre la puissance réactive et l'argument de la tension sont inconnus.

I.5.3. Jeu de barre de référence :

C'est un jeu de barre connecté à une source de tension considérée constante, et son angle de phase est pris comme référence de calcul. Ses puissances actives et réactives, doivent être calculées d'après le calcul de la puissance pour s'adapter aux exigences de jeu de barre de contrôle.

Le tableau suivant résume tous les types des variables des Jeux de barre existent:

Tableau I.1 Les types des variables des Jeux de barres existent			
Type de Jeu de barre (JB)	Variable connue	Nombre de jeux de barre	Existence dans le réseau (%)
Charge (P, Q)	P, Q	$n - m$	≥ 80
Contrôle (P, V)	$P, V $	$m - 1$	≤ 20
Référence (slack/swingbus)	$ V , \theta_i$	1	1

I.5.4. Jeu de barre de contrôle (PQ bus):

Dans le calcul des variables inconnus (Q et θ) d'un jeu de barre de contrôle on peut trouver la valeur de l'énergie réactive Q dépasse les limites d'égalité ou d'inégalité de cette dernière : on est obligés donc de fixer la valeur de Q , ce jeu de barre reçoit un jeu de barre de contrôle (P, Q).

I.6. Formulation de base de l'équation de l'écoulement de puissance :

Pour élaborer les équations de l'écoulement de puissance en possède comme suit :

-On a un réseau quelconque de 'n' jeux de barre.



Figure (I- 1): Formulation de l'équation de l'écoulement de puissance.

On considère un jeu de barre i V_j parmi 'n' jeu de barre du réseau a analysé. Les puissances générées et demandées sont respectivement S_{Gi} et S_{Di} .

$$S_{Di} = P_{Di} + jQ_{Di} \tag{Equ.I.3}$$

-Ainsi les puissances injectés dans le JB k peuvent être représentées par :

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} = (P_{Gi} - P_{Di}) + (Q_{Gi} - Q_{Di}) \quad (\text{Equ. I. 4})$$

Dans le cas général, la relation d'injection de puissance de toute barre i d'un réseau électrique de n nœuds.

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (\text{Equ. I. 5})$$

$$I_i = (S_i^*) / (V_i^*) = (P_i - jQ_i) / (V_i^*) \quad ; i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{Equ.1.6})$$

Le membre de gauche de l'équation (I.6) peut être remplacé par l'expression de l'équation (I.7).

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = V_i Y_{sh} + \frac{(V_i - V_j)}{Z_{ser}} \quad (\text{Equ.I.7})$$

Écrite en fonction des éléments de la matrice des admittances de nœuds. On obtient alors :

$$(P_i - jQ_i) / (V_i^*) = V_1 Y_{i1} + V_2 Y_{i2} + \dots + V_n Y_{in} \quad (\text{Equ.I.8})$$

Ou

$$P_i - jQ_i = V_i^* [V_1 Y_{i1} + V_2 Y_{i2} + \dots + V_n Y_{in}] \quad (\text{Equ. I. 9})$$

La relation équation (I.7) peut être écrite sous forme de sommation mathématique compacte pour obtenir :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{(j=1)}^n V_j Y_{ij} \quad (\text{Equ.I.10})$$

Le courant sortant de la barre i et s'écoulant dans la ligne ij (de i vers j) à partir des composants du modèle en π , s'exprime par :

$$I_{ij} = (V_i - V_j) Y_{ij} + V_i Y_{sh} \quad (\text{Equ. I. 11})$$

Où :

Y_{ij} = admittance série de la ligne ij ;

Y_{sh} = admittance shunt totale de la ligne ij .

Alors, l'écoulement de puissance active et réactive est:

$$S_{ij}^* = P_{ji} - jQ_{ji} = V_i^* I_{ij} = V_j^* (V_j - V_i) Y_{ij} + V_j^* V_j Y_{sh} \quad (\text{Equ. I. 12})$$

Où, à partir de la barre i , P_{ij} et Q_{ij} sont respectivement les puissances active et réactive s'écoulant dans la ligne ij .

Par similitude, les écoulements de puissance de j à i sont :

$$S_{ji}^* = P_{ji}^* - jQ_{ji}^* = V_j^* (V_j^* - V_i^*) Y_{ij}^* + V_j^* V_j^* Y_{sh}^* \quad (\text{Equ. I.13})$$

La puissance complexe perdue dans la ligne ij due à la transmission est obtenue en faisant la somme algébrique des écoulements de puissances déterminés par les équations équation (I. 11) et équation (I. 12)

Ce qui suit est le développement détaillé des équations équation (I.5) et équation (I. 12) Considérons le nœud 1 comme la référence du réseau caractérisé par une tension de module V_1 et de phase $\theta_1=0$.

L'expression de toute autre tension peut s'écrire :

$$V_i = |V_i| e^{j\theta_i} = |V_i| (\cos\theta_i + j \sin\theta_i) = |V_i| \angle \theta_i \quad (\text{Equ. I. 14})$$

On sait d'une part

$$V_i^* = |V_i| \angle (-\theta_i) \quad (\text{Equ. I.15})$$

$$V_j = |V_j| \angle \theta_j \quad (\text{Equ. I.16})$$

Ainsi:

$$V_i^* V_j = |V_i| |V_j| \angle (-\theta_{ij}) = |V_i| |V_j| (\cos \theta_{ij} - j \sin \theta_{ij});$$

Où : $\theta_{ij} =$

$$\theta_i - \theta_j \quad (\text{Equ. I. 17})$$

Ainsi que chaque élément de la matrice admittance est en type complexe :

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \delta_{ij} \quad (\text{Equ. I. 18})$$

D'ici on peut écrire les équations de l'écoulement de puissance séparons les parties réelles et imaginaires [04]:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\theta_i - \theta_j + \delta_{ij}) \\ Q_i = - \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\theta_i - \theta_j + \delta_{ij}) \end{array} \right. \quad (\text{Equ. I. 19})$$

D'autre part, tout élément Y_{ij} de la matrice des admittances de barre peut être écrit en fonction de sa partie réelle et imaginaire comme suit :

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (\text{Equ.I.20})$$

D'où

$$:V_i^* V_j Y_{ij} = |V_j| |V_j| (\cos \theta_{ij} - j \sin \theta_{ij}) (G_{ij} + jB_{ij}) \quad (\text{Equ. I. 21})$$

On obtient une autre forme générale des équations de l'écoulement de puissance :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - j \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (\text{Equ. I. 22})$$

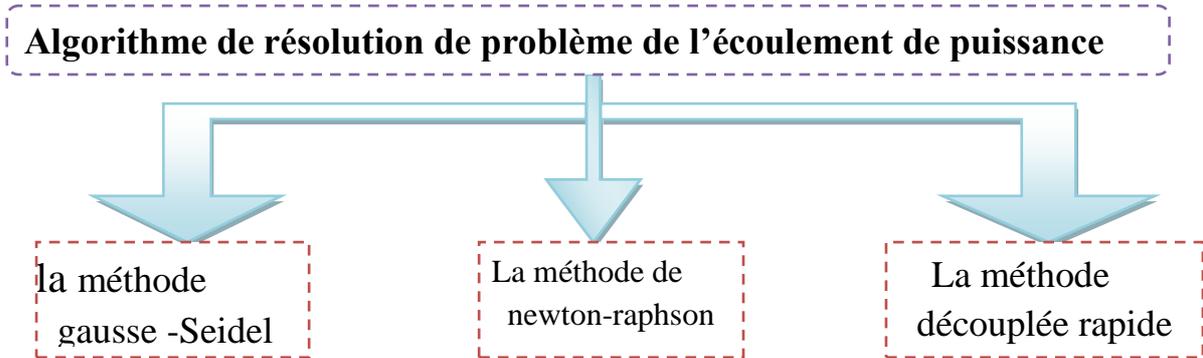
En comparant et en identifiant la partie réelle des deux membres, puis l'imaginaire des deux membres de l'équation de l'écoulement de puissance, on constate que les puissances active et la puissance réactive injectée en tout nœud i du réseau est [04] :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_i = P_{Gi} - P_{Di} = |V_i| \sum_{j=1}^n |V_j| (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} = |V_i| \sum_{j=1}^n |V_j| (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{array} \right. \quad (\text{Equ. I. 23})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} P_i = P_{Gi} - P_{Di} = |V_i| \sum_{j=1}^n |V_j| (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} = |V_i| \sum_{j=1}^n |V_j| (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{array} \right. \quad (\text{Equ. I. 24})$$

I.7. Algorithme de résolution du problème de l'écoulement de puissance :

La méthode initialement utilisée était la méthode de Gauss-Seidel, qui a l'inconvénient de converger en un nombre d'itérations proportionnel à la taille du réseau. Actuellement, la méthode universellement adoptée est la méthode de Newton-Raphson ou la méthode découplée rapide, dont le nombre d'itérations requis pour obtenir une solution est indépendant de la taille du réseau étudié.



I.8. Méthode de Gauss-Seidel :

Cette méthode se considère l'une des plus simple des méthodes itératives, à savoir que la méthode la plus efficace est la méthode de Newton-Raphson, mais la méthode de Gauss-Seidel s'intervient pour les raisons suivantes [04].

- Elle possède une valeur scientifique sûre grâce à sa simplicité.
- Elle est utilisée dans les systèmes à faible puissance, dans lesquelles les programmes sont simples.
- Elle s'utilise dans nombreux cas des grands systèmes pour obtenir une solution approximative.

I.8.1. Principe de la méthode de Gauss Seidel :

Soit à résoudre la fonction : $f(x) = 0$

Il faut changer cette formule par $X=g(x)$, il est toujours possible de trouver une fonction $g(x)$, telle que : $X=g(x)$ « $g(x)$ n'est pas unique »

On estime une valeur initiale X_0 ;

$$X_1 = g(X_0), \quad X_2 = g(X_1), \quad \dots \quad X_{j+1} = g(X_j)$$

où k est le numéro d'itération. k est le numéro d'itération.

Le processus itératif se termine si la différence entre deux valeurs successives vérifie le test de Convergence : k est le numéro d'itération.

Le processus itératif se termine si la différence entre deux valeurs successives vérifie le test de Convergence : $|X_{j+1}-X_j| \leq \epsilon$ (EquI.25)

ϵ : tolérance choisie.

I.8.2.Application à la solution des équations de l'écoulement de puissance :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \cdot \sum_{j=1}^n Y_{ij} \cdot V_j \tag{EquI.26}$$

$$\text{On a } V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \cdot \frac{P_i - jQ_i}{V_i} - \sum_{j \neq i} Y_{ij} \cdot V_j \tag{Equ. I. 27}$$

$$\text{Donc : } V_i^{k+1} = \frac{1}{Y_{ii}} \cdot \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^k} - \sum_{j \neq i} Y_{ij} \cdot V_j \right] \tag{Equ. I. 28}$$

I.9.La Méthode itérative de Newton-Raphson :

Le problème de l'écoulement de puissance peut être résoudre aussi par la méthode de Newton-Raphson. En réalité, parmi nombreux méthode disponible pour l'analyse de l'écoulement de puissance, la méthode de Newton-Raphson est considérée comme la méthode la plus raffinée et la plus importante. Elle n'est pas la plus simple que la méthode de Gauss-Seidel, mais elle est la plus rapide (convergence) surtout pour les réseaux de tailles importantes équation de puissance réelle [04] :

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad i=1,2,3,\dots,n \tag{Equ.I.29}$$

$$S_i = V_i \left(\sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \right)^* = V_i \left(\sum_{j=1}^n Y_{ij}^* V_j \right)^* \tag{Equ.I.30}$$

Alors:

$$V_i = |V_i| \angle \theta_i \tag{Equ.I.31}$$

$$\text{On définit: } \theta_{ij} = \theta_j - \theta_i \tag{Equ. I. 31}$$

$$y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \tag{Equ. I. 32}$$

$$S_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| (\cos(\theta_i - \theta_j) + jsin(\theta_i - \theta_j)) \omega (G_{ij} - jB_{ij}) \tag{Equ. 1. 33}$$

Etape 1: On définit le type de jeux de barres $i=1$, un jeux de barre référence (θ_1, V_1) connues (P_i, Q_i) a déterminer [04].

$$\theta = \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} \tag{Equ. I. 34}$$

$$v = \begin{bmatrix} V_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \tag{Equ. I. 35}$$

$$x = \begin{bmatrix} \theta \\ v \end{bmatrix} \tag{Equ. I. 36}$$

$G_{ij} + jB_{ij}$: La partie réelle et imaginaire de la matrice Y_{ij} .

θ_{ij} : La différence des phases entre les jeux de barres i et j .

Etape 2 : On définit les fonctions de $P_i(x)$ et $Q_i(x)$:

$$P_i = \sum |V_i| |V_j| \omega (G_{ij} \cos(\theta_{ij}) + B_{ij} \sin(\theta_{ij})) \tag{Equ. I. 37}$$

$$Q_i = \sum |V_i| |V_j| \omega (G_{ij} \sin(\theta_{ij}) + B_{ij} \cos(\theta_{ij})) \tag{Equ. I. 38}$$

Etape 3: On formel l'équation $F_i(x) = 0$

$$\left\{ \begin{array}{l} P_i(X) - P_i = 0 \\ Q_i(X) - Q_i = 0 \end{array} \right. \tag{Equ. I. 39}$$

• Ou P_i, Q_i sont des puissances spécifiques.

$$F(X) = \begin{pmatrix} P_2(x) - p_2 \\ P_3(x) - p_3 \\ P_x(x) - p_x \\ q_2(x) - q_2 \\ Q_3(x) - q_3 \\ Q_x(x) - q_x \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \end{pmatrix} \quad (\text{Equ. I. 40})$$

Etape 4:

$$J_{11} = \delta P_i(x) / \delta \theta_j$$

$$J_{12} = \delta P_i(x) / \delta V_j$$

$$J_{21} = \delta Q_i(x) / \delta \theta_j$$

Alors : $J_{21} = \delta Q_i(x) / \delta V_j$ (Equ.I.41)

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{11} & J_{12} \\ J_{21} & J_{22} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{Equ.I.42})$$

J : matrice jacobienne.

La méthode de Newton-Raphson modifié :

En se basant sur les cas des différents réseaux étudiés à constater les valeurs des

Sub-matrices J12 et J21 que sont très petites.

$$J = \begin{pmatrix} J_{11} & J_{12} \\ J_{21} & J_{22} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} J_{11} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & J_{22} \end{pmatrix}$$

$$J_{12} = \partial Q / \partial |V| \approx 0$$

$$J_{21} = \partial Q / \partial \theta \approx 0$$

L'explication de ces faibles valeurs revient au fait que la puissance active P dépend nécessairement du θ_i ; et non du $|V_i|$ par contre Q_i dépend essentiellement du $|V_i|$ et non θ_i . Généralement $B_{ij} \approx 0$ et $\theta_{ij} \approx 0$ d'où $\theta_i - \theta_j = 0$ alors $\sin \theta_{ij} = 0$. La conductance est presque nulle car les éléments connectés aux réseaux sont d'origine réactive.

I.10. Conclusion :

Dans ce chapitre, afin d'analyser le réseau électrique, il nous faut déterminer l'écoulement de puissance dont le calcul doit passer par la résolution des équations différentielles non linéaires, où le recours aux méthodes numériques est inévitable. Quelques méthodes sont étudiées et nous avons conclu que la méthode de Newton-Raphson représente des avantages énormes par rapport aux autres méthodes, c'est pour cette raison que nous allons l'utiliser dans la partie du calcul de l'écoulement de puissance.

Chapitre II

Congestion des réseaux et stabilité statique

II .1.introduction

De nos jours, les problèmes liés au fonctionnement des réseaux de transport et de production d'énergie électrique ont pris une importance considérable .face à une consommation d'électricité qui ne cesse d'augmenter et à des conditions d'environnement très contraignantes, les réseaux d'énergie électrique ont tendance à s'accroître et deviennent de plus en plus maillés et interconnectés. Le transport se fait en outre, sur de longues distances en utilisant des lignes de grande capacité de transport .cette complexité de structure à de très nombreuses conséquences .la difficulté de maintenir un profil de tension acceptable a substantiellement augmenté. La stabilité de tension du réseau est alors caractérisée par sa capacité de maintenir la tension aux bornes de la charge dans les limites spécifiées dans le fonctionnement normal.

II .2.Définition la congestion :

On dit qu'il y a congestion sur un réseau électrique lorsque les capacités physiques de transit sur certaines lignes sont atteintes. Il n'est donc plus possible d'augmenter les flux.

Les problèmes de congestion créent des anomalies sur les marchés de gros de l'électricité, car certaines livraisons "physiques" peuvent devenir impossibles.

Une congestion peut être ponctuelle (par ex. liées à une période de froid exceptionnel), ou se répéter du fait d'une insuffisance du réseau par rapport à la consommation.

II.3. Le phénomène de congestion dans les réseaux de transport :

II.3.1. Limites de transit imposées aux ouvrages du réseau de transport :

Dans les réseaux de transport, des limites en termes de puissance maximale pouvant transiter sur une ligne peut être imposées en fonction :

Des limites thermiques : pour des lignes dites « courtes » (< 80 km), ces sont surtout des limites thermiques qui sont rencontrées en premier. Le courant circulant dans les conducteurs provoque un échauffement (par effet Joule), qui, en cas de forte surcharge, peut détériorer les conducteurs.

Des limites de tenue en tension : les limites en tenue de tension sont plus

contraignantes pour les lignes de longueur « moyenne » (entre 80 et 250 km) que les limites thermiques. Plus la puissance active circulant dans ces lignes est importante, plus on observe un phénomène de chute de tension dû à l'impédance de la ligne. Dans les cas les plus critiques, cela peut provoquer un effondrement de tension en bout de ligne qui une fois entamé nécessite des délestages au niveau de la charge. Ces effondrements peuvent aussi mener à la perte de l'ensemble du réseau (blackout).

Des limites de stabilité de synchronisme : ces contraintes apparaissent pour les lignes longues (>250 km). Des perturbations sur le réseau (perte d'un générateur, défaut...) peuvent

occasionner des oscillations entre deux centres de production relié par une ligne longue. Si ces oscillations ne sont pas amorties, elles peuvent mener jusqu'à déclenchement de la ligne.

La Figure II.1. Nous donne les limites de transit habituelles imposées aux lignes en fonction du niveau de tension (tensions US) [ABB 01] [5] et de leur longueur :

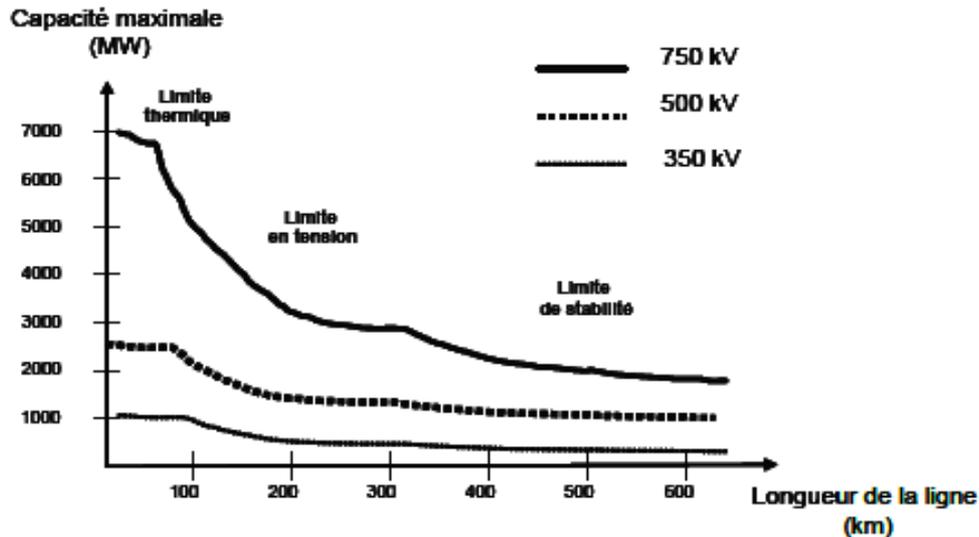


Figure (II- 1): limites thermiques, de tension et de stabilité de synchronisme des lignes de transport en fonction du niveau de tension et de leur longueur [ABB 01] [5].

II.3.2. Les marchés libéralisés face aux limites du réseau :

Le développement des grands réseaux de transport a été jusqu'à récemment assuré par des monopoles nationaux qui adaptaient leur parc de production et le renforcement de leur réseau à leurs prévisions de consommation à long terme. Les réseaux conçus dans une logique « monopoliste », étaient donc bien adaptés au marché intérieur et aux imports/exports connus et établis. Cependant, la libéralisation du secteur de l'électricité a entraîné une internationalisation des échanges, et l'entrée de nouveaux arrivants sur le marché. Cela a pour effet de changer de façon conséquente la répartition des transits de puissance sur le réseau, de les rendre plus imprévisibles, et finalement de pousser toujours au plus près de ses limites un réseau qui n'a pas encore été adapté à ce changement. On peut alors se retrouver dans une situation

où les exigences du marché, qui voudraient que les réseaux fonctionnent « comme des plaques de cuivre », se heurtent aux réalités physiques du fonctionnement des réseaux.

Pour analyser l'interaction des marchés libéralisés avec le fonctionnement des réseaux, prenons un cas de figure très basique où l'on a deux zones A et B reliées par une interconnexion AB

(Fig. II.2) Supposons que la zone B dispose d'une énergie produite plus coûteuse que celle de la zone A, et qu'elle importe 500 MW de la zone A. La capacité de l'interconnexion AB conçue

pour un tel import/export est de 750 MW. Les deux zones consomment chacune 1000 MW. Cette situation peut être assimilée à celle pouvant prévaloir avant la libéralisation du marché.

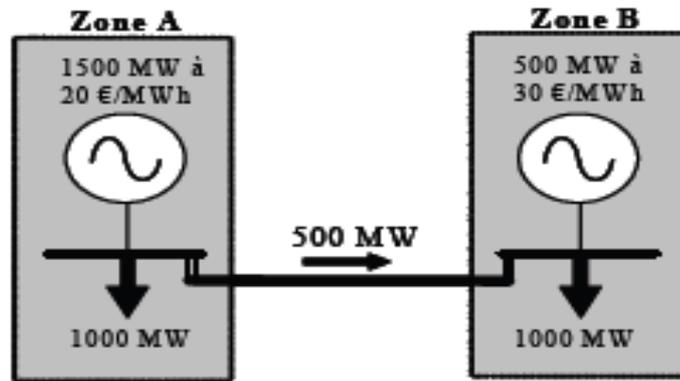


Figure (II- 2): Cas de deux zones avec import/export de 500 MW

Supposons à présent qu'après la libéralisation, certains des consommateurs de la zone B ayant désormais le choix de leur fournisseur préfèrent se fournir en zone A où l'énergie est moins chère. Cela va se traduire par un changement de production qui va modifier les transits et notamment le transit sur l'interconnexion AB qui va augmenter. Si la capacité de l'interconnexion est seulement de 750 MW, cela signifie que le changement de production maximum permis qui respecte les contraintes du réseau serait de 250 MW

(Fig. II .3). Si, dans ces conditions limites, d'autres consommateurs de la zone B veulent encore changer de fournisseur, on aurait dépassé la capacité maximale de l'interconnexion AB. On serait alors dans une situation de congestion, qui obligerait les opérateurs du système des deux zones à prendre des mesures correctives sans quoi, les conditions de sécurité sur l'interconnexion seraient violées.

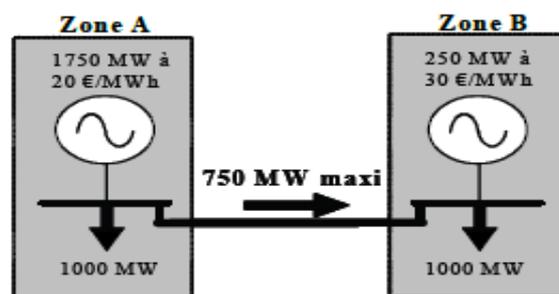


Figure (II- 3): capacité maximale d'échange entre les deux zones atteinte dans le sens A->B

Les interfaces saturées des réseaux de transport interconnectés sont souvent appelés goulots d'étranglements et sont généralement dues à des faiblesses d'interconnexions entre réseaux maillés. Ceci étant dit, le phénomène de congestion n'est pas particulier aux interconnexions, mais à tout ouvrage du réseau fortement chargé, tel que lignes, transformateurs, etc... Toutefois, lorsque nous parlerons de congestions par la suite, nous référerons essentiellement aux congestions sur les lignes et interconnexions du réseau de transport. D'autre part, nous considérerons les congestions comme un problème de transit de puissance active, et les modes d'action que nous examinerons par la suite seront exclusivement liés à la puissance active.

II.3.3. Le problème des flux parallèles :

Lorsque deux participants au marché veulent conclure une transaction bilatérale internationale, il est très courant dans les marchés libéralisés de procéder à des réservations auprès des opérateurs du système concernés de capacités disponibles sur les interconnexions.

Pour ces réservations, on définit un « chemin contractuel » de la transaction du point source au point de soutirage. Le cheminement choisi a le plus souvent un caractère purement administratif et sert à régler les réservations de capacité sur les réseaux. Cependant, le cheminement de l'électricité obéit à des lois physiques bien précises et dépend fortement des caractéristiques des réseaux, et non pas d'un chemin contractuel purement arbitraire. Tout flux imprévu attribuable à une transaction et ne circulant pas sur le chemin contractuel est qualifié de flux parallèle.

Pour analyser le phénomène des flux parallèles, considérons l'exemple de la (Figure II.4) Le producteur situé en zone A conclut une transaction bilatérale avec le consommateur en zone B et ils réservent auprès du gestionnaire de l'interconnexion la capacité sur la ligne 1 qui est choisie comme chemin conventionnel de la transaction. [ABB 01] [5].

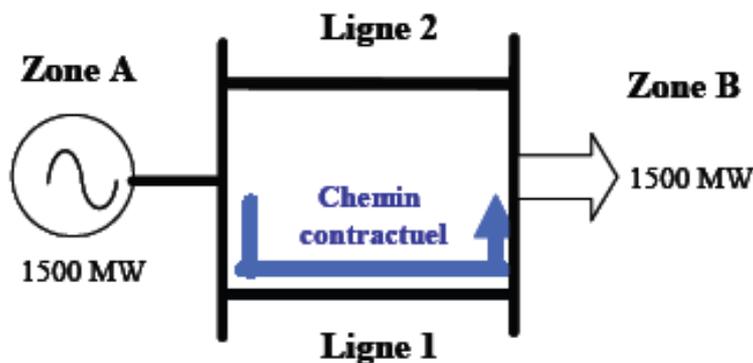


Figure (II- 4): Transaction bilatérale et réservation suivant le chemin contractuel choisi

L'électricité obéit en effet à des lois physiques bien précises, connues sous le nom de lois de Kirchhoff, qui font que les flux se répartissent principalement suivant les impédances des lignes

composant le réseau. Dans notre exemple, nous supposons que la ligne 1 a une impédance de 1 unité réduite (Ur.) et que l'impédance de la ligne 2 a une valeur de 2 Ur. Il en résulte que 2/3 seulement de la puissance contractée passe par la ligne 1 et que 1/3 passe par la ligne 2. (fig. II.5)

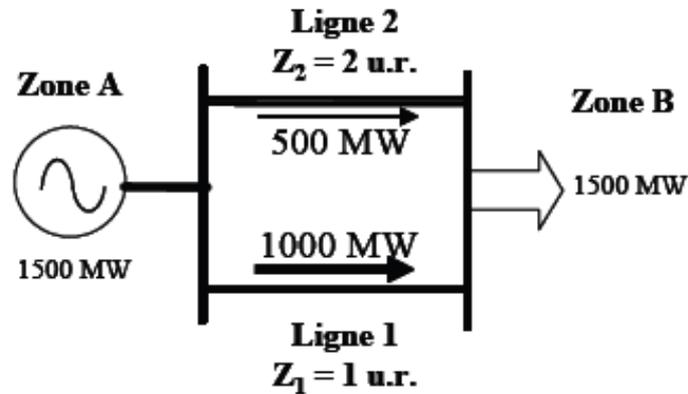


Figure (II- 5):flux physiques la transaction bilatérale résultants

Le phénomène des flux parallèles est fondamental dans les réseaux maillés, et plus le maillage et l'interdépendance des réseaux interconnectés seront forts, plus les flux parallèles seront importants. Ceci explique entre autre pourquoi un ensemble maillé peut difficilement être géré « par morceaux » et que les réseaux, malgré la restructuration du secteur de l'électricité, restent des monopoles naturels.

II.4.stabilité des réseaux électriques :

La stabilité d'un réseau électrique est la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une perturbation [06]. Selon la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude de perturbations, on peut classifier les types de la stabilité comme suit (fig. II.6).

II.4.1. Stabilité angulaire :

Etant donné que les systèmes de puissance recourent principalement aux machines synchrones pour la génération de puissance électrique, un aspect important est le fonctionnement de ces générateurs au synchronisme.

La stabilité angulaire (ou stabilité d'angle rotorique) implique l'étude des oscillations électromécaniques inhérentes aux réseaux électriques [07]. Elle est définie comme la capacité d'un ensemble de machines synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après avoir été soumis à une perturbation.

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

Selon l'amplitude de la perturbation, on parle de la stabilité angulaire aux petites perturbations ou de la stabilité transitoire.

II.4.1.1. Stabilité angulaire aux petites perturbations :

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

II.4.1.2. Stabilité transitoire :

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

II.4.2. Stabilité de fréquence :

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à un incident sévère ayant ou non conduit à un morcellement du système. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active produite et consommée.

II.4.3. Stabilité de tension :

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

Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations.

II.4.3.1. Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations :

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

II.4.3.2. Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations :

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

Dans ce mémoire, nous nous intéressons seulement à la stabilité de tension.

Une étude détaillée sera présentée dans la section suivante :

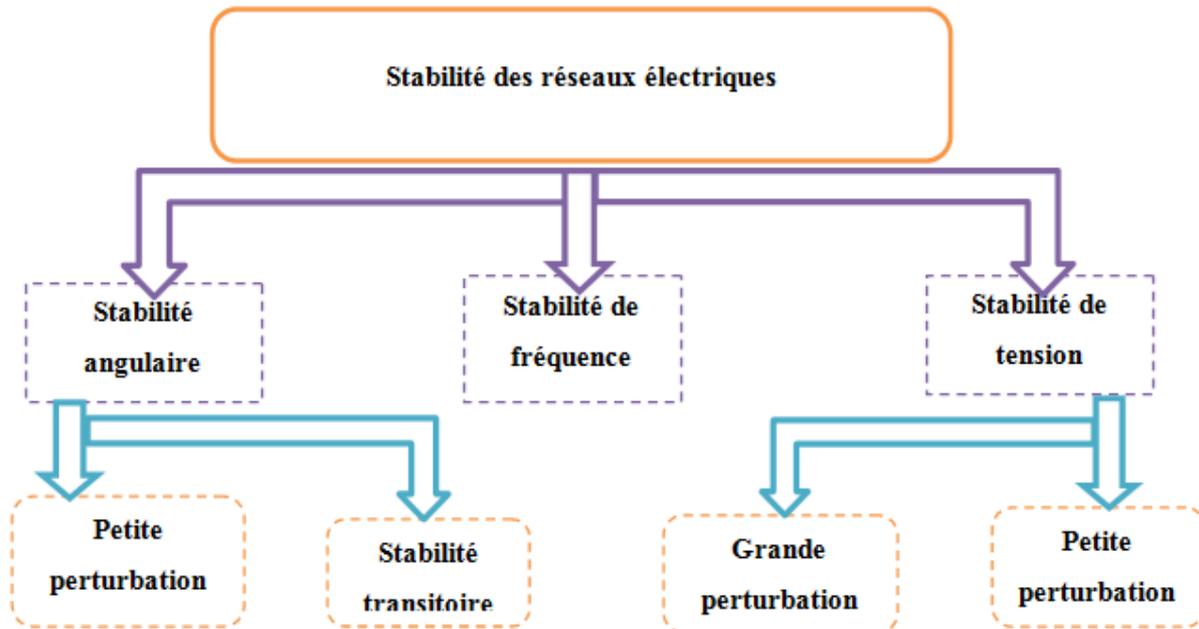


Figure (II- 6) : Classification des types de stabilité des réseaux électriques.

II.5. stabilité de tension :

Dans les années précédentes, la stabilité angulaire a été le sujet préférentiel de nombreuses d'études et de recherches après la multiplication des réseaux interconnectés [07]. Ces travaux ont contribué à l'émergence de nouvelles technologies qui ont considérablement contribué à l'atténuation des oscillations dues à l'instabilité angulaire [07]. Cependant, sous l'influence des perturbations, apparaît un autre type d'instabilité, caractérisé par des chutes de tension dans certaines zones, sans altérer systématiquement le synchronisme entre les générateurs [07]. Ce phénomène est désigné sous le nom d'effondrement de tension. L'analyse des événements d'instabilité de tension, montre que les autres types d'instabilité peuvent se produire à différentes étapes d'un effondrement de tension [07].

L'instabilité de tension englobe plusieurs phénomènes qui se produisent simultanément. Pour cela il existe plusieurs définitions de la stabilité de tension dans la littérature.

Definition IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), [07]

La stabilité de tension est la capacité du réseau à maintenir la tension dans les limites permises de sorte que, lorsque l'admittance de charge augmente, la puissance demandée par la charge augmente, dans ce cas la puissance et la tension doivent être contrôlables.

L'effondrement de tension est le processus par lequel l'instabilité de tension conduit à une tension très faible dans une partie ou dans la totalité du réseau qui cause un effondrement en cascade du réseau, sans détruire nécessairement le synchronisme entre les générateurs.

D'autre part, la notion de la sécurité de tension est plus large que la stabilité de tension, elle est définie comme la capacité du réseau électrique à maintenir son fonctionnement stable après chaque perturbation ou changement défavorable du système.

II.5.1. Causes d'instabilité de tension :

Les problèmes d'apparition du phénomène d'écroulement de tension sont toujours liés à la difficulté de régler la tension au-dessus d'une certaine valeur appelée tension critique [08]. Généralement, l'effondrement de tension se produit dans les réseaux électriques qui sont fortement chargés, court-circuités et/ou ont un manque de la puissance réactive [08] ; dans cette situation le réseau électrique ne peut pas assurer la puissance réactive demandée par la charge. Ceci est dû à des limitations sur la production et la transmission de la puissance réactive, de telle sorte que, la puissance réactive des générateurs et des systèmes FACTS est limitée par des contraintes physiques. En plus, la puissance réactive générée par des bancs de condensateur est relativement réduite à des tensions basses. La limite sur le transport d'énergie réactive est due principalement aux pertes réactives élevées dans les lignes électriques fortement chargées. Les principales causes de l'instabilité de tension sont présentées dans la section suivante.

II.5.1.1 Production trop éloignée de la consommation :

Dans la plupart du temps les sources d'énergie électrique se trouvent loin des zones de consommation. Cette situation rend le transport de l'énergie réactive très difficile à cause des pertes réactives très élevées. Cette difficulté de transport d'énergie réactive augmente la probabilité d'apparition d'une instabilité ou d'un effondrement de tension.

II .5.1.2 Manqué local d'énergie réactive :

L'effondrement de tension est fortement lié au manque de la puissance réactive requise pour maintenir le profil de tension dans une marge de fonctionnement permise [08]. A un certain niveau de charge, le réseau électrique ne satisfait pas la puissance réactive demandée par la charge à cause des limitations sur la production et la transmission de celle-ci. La limitation de production de la puissance réactive inclut les générateurs et les équipements FACTS ainsi que la

puissance réactive limitée des condensateurs [08]. La limite de production de la puissance réactive des générateurs et due principalement aux contraintes thermiques exercées sur le bobinage rotorique et statorique. Sans la limitation thermique, l'instabilité et l'effondrement de tension sont souvent impossibles. Dans le même contexte, les équipements FACTS sont de très grande dimension. Pour bien comprendre l'influence de la puissance réactive sur l'effondrement de tension, on considère un réseau simple à deux nœuds de la (figure. II.7).

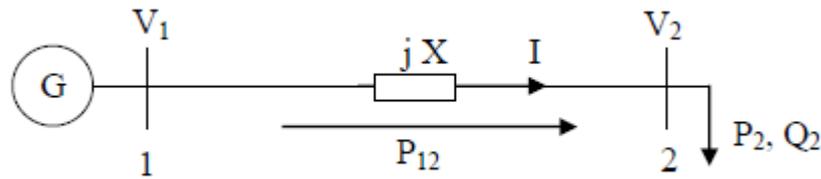


Figure (II- 7) : Réseau électrique à deux nœuds.

$$\overline{S}_2 = P_2 + jQ_2 = \left[\frac{V_1 \cos \delta + j V_2 \sin \delta - V_2^2}{jX} \right] \quad (\text{Equ.II.1})$$

$$= \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta + j \left[\frac{V_1 V_2 \cos \delta - V_2^2}{X} \right]$$

$$P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta = P_{\max} \sin \delta \quad (\text{Equ.II .2})$$

$$Q_2 = \frac{V_1 V_2 \cos \delta - V_2^2}{X} \quad (\text{Equ.II. 3})$$

De même pour le nœud

$$P_1 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta = P_{\max} \sin \delta \quad (\text{Equ.II .4})$$

$$Q_1 = \frac{V_1^2 - V_1 V_2 \cos \delta}{X} \quad (\text{Equ.II.5})$$

Pour la puissance active au bus 2, l'équation (II.2) montre clairement que lorsque la puissance P2 augmente, la turbine doit fournir plus d'énergie pour augmenter l'angle de puissance δ afin de satisfaire la demande de la charge.

Par conséquent, la puissance réactive Q2 diminuera ou même reviendra négative à cause de la diminution du $\cos \delta$. Autrement, l'équation(II.5) montre que la puissance réactive Q1 augmentera brusquement. Donc la différence entre la puissance réactive aux nœuds 1 et 2 (pertes réactives) augmentera rapidement. On peut conclure que le transport de la puissance réactive n'est pas économique à cause de l'augmentation des pertes réactives à des niveaux de charge relativement élevés.

La meilleure solution à ce problème est de produire cette énergie localement, proche de la consommation, par l'installation de batteries de condensateurs, de compensateurs synchrones (génératrices synchrones avec $P=0$) ou des compensateurs statiques (FACTS).

II.5.1.3 Charge appelée trop importante :

L'une des causes de l'instabilité de tension correspond à une charge élevée. Ceci est dû à l'augmentation croissante de la demande et à un large transfert d'énergie entre compagnies [05, 06,09, 10]. Une instabilité de tension peut se produire en particulier lorsque la charge élevée est plus importante que celle prévue et le risque est d'autant plus grand que la consommation réactive est également plus grande que prévue.

II.6. Analyse de la stabilité de tension :

Il y a deux types d'analyse de la stabilité de tension : dynamique et statique .L'analyse dynamique se base sur des simulations dans le temps afin de résoudre des équations non linéaires différentielles/algébriques du système. Par contre, l'analyse statique est basée sur la solution des équations conventionnelles ou modifiées du problème d'écoulement de puissance [06].

II.6.1. Analyse dynamique :

L'analyse elle fournit des réponses temporelles précises dans le domaine de simulation des réseaux électriques. La détermination précise des temps critiques des différents événements menant à l'instabilité de tension est essentielle pour l'analyse post-perturbation et la coordination de la protection et de la commande. Cependant, l'analyse dynamique consomme beaucoup de temps en termes de calculs et de traitement des résultats. En outre, l'analyse dynamique ne fournit pas aisément l'information concernant la sensibilité ou le degré d'instabilité de tension, ce qui la rend impraticable pour l'analyse de certaines conditions du fonctionnement du système ou pour déterminer les limites de stabilité de la tension [06].

II .6.2. Analyse statique :

A l'inverse de l'analyse dynamique, l'analyse statique de la stabilité de tension implique seulement la solution des équations algébriques du problème d'écoulement de puissance. De ce fait, du point et de vue calcul, elle est beaucoup plus efficace que l'analyse dynamique. L'analyse statique est idéale pour la majeure partie des études dans lesquelles des limites de stabilité de tension pour des pré-contingences et des post-contingences doivent être déterminées [06].

Généralement, l'analyse de la stabilité statique de tension est utilisée afin de vérifier si un point de fonctionnement est stable ou instable, évaluer la marge de stabilité d'un point de fonctionnement et identifier le point d'effondrement de tension [10].

Dans notre travail, on s'intéressera seulement aux méthodes d'analyse statique. La section suivante comporte quelques méthodes populaires dédiées à ce type de problème.

II.6.3 .Méthodes d 'Analyse de la stabilité statique de tension :

Dans cette partie, des indices de la stabilité de tension sont proposés avec un modèle standard d'écoulement de puissance où on assumera que la variation des puissances active et réactive est le paramètre essentiel qui conduit le réseau à un effondrement de tension (ou à la singularité de la matrice Jacobiéenne). Les écarts des puissances active et réactive du problème d'écoulement de puissance sont définis par les équations suivantes :

$$\begin{pmatrix} (\Delta P(x, \lambda)) \\ (\Delta Q(x, \lambda)) \end{pmatrix} = f(x, \lambda) = 0 \tag{Equ.II .6}$$

Où X représente le vecteur d'état du problème d'écoulement de puissance qui englobe les vecteurs tensions V et déphasages δ ; la variable λ représente un paramètre scalaire ou le facteur de charge utilisé pour simuler l'augmentation de la charge qui conduit à l'effondrement du système. La variation de la charge et de la génération, est exprimée par les équations (II .7)

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{Di} = \lambda P_{Di0} \\ Q_{Di} = \lambda Q_{Di0} \\ P_{Gi} = \lambda K_{Gi} P_{Gi0} \end{array} \right. \tag{Equ. II.7}$$

Tel que :

- P_{i0} et Q_{i0} les puissances active et réactive au nœudi.
- P_{Gi0} la puissance générée par la machine i dans le cas initial.
- K_{Gi} le facteur de contribution de chaque générateur i pour satisfaire la demande de la charge.

II .6.3.1. Marge de charge (loading margin) :

La marge de charge est l'indice le plus utilisé dans l'évaluation de la stabilité statique de tension : c'est la quantité de la charge additionnelle qui causerait un effondrement de tension. En termes plus simples, c'est la distance entre le point de fonctionnement actuel et le point qui causerait l'effondrement de tension. Dans la plupart des études de stabilité statique de tension, la charge est choisie comme paramètre essentiel qui conduit le système à l'effondrement.

Les avantages de la marge de charge, pris comme indice de stabilité de tension, peut se résumer dans les points suivants :

- Simple à calculer, bien admis, et facile à comprendre.
- Exige seulement un modèle statique du réseau électrique.

La marge de charge est un indice précis qui tient en compte le non linéarité du réseau électrique ainsi que certaines limites telles que les limites sur la production d'énergie réactive.

Une fois la marge de charge calculée, il est facile de déterminer sa sensibilité vis-à-vis de n'importe quel paramètre du réseau.

Malgré ces avantages, la marge de charge dispose de quelques inconvénients, qui peuvent être résumés dans les points suivants :

Le calcul de la marge de charge est plus coûteux, comparée à d'autres indices.

La marge de charge est basée sur la prévision de la direction d'augmentation de la charge, mais cette information n'est pas toujours aisément disponible.

Dans la pratique, la méthode directe et la méthode continue sont utilisées pour l'évaluation de la marge de charge [11]. Dans ce mémoire, on s'intéressera seulement à la méthode continue à cause de ses avantages cités précédemment.

II .7. Ecoulement de puissance en continu (Continuation Power Flow) :

L'une des méthodes simples de calcul de la marge de charge est le calcul d'écoulement de puissance à chaque incrémentation de la charge, jusqu'à la divergence du programme.

Malheureusement cette méthode fournit des résultats non précis à cause de singularité ou de mauvais conditionnement de la matrice Jacobienne autour du point d'effondrement [08]. En plus, cette méthode classique ne trace pas la partie inférieure de la courbe de tension qui est utilisée par d'autres méthodes d'analyse [08]. Ajjarapu et al. [11] proposent une méthode efficace nommée Ecoulement de Puissance en Continu (CPF : Continuation Power Flow) afin d'éviter la singularité de la matrice Jacobienne près du point d'effondrement. L'algorithme est basé sur une reformulation légère des équations d'écoulement de puissance et l'application d'une méthode de para métrisation locale [11]. Durant l'application de cette méthode, la matrice Jacobinne reste bien conditionnée même autour du point d'effondrement [11].

L'avantage de l'écoulement de puissance en continu réside, non seulement dans sa capacité de trouver le point critique d'effondrement de tension mais aussi la détermination du tracé de la courbe PV complète (partie supérieure et inférieure) d'une façon exacte. Ses caractéristiques intéressantes amènent plusieurs compagnies de production d'énergie électrique à utiliser cette méthode comme pourvoyeur d'un indice efficace d'évaluation de la proximité du système du point d'effondrement [12].

L'écoulement de puissance en continu se base sur la méthode Prévision-correction afin de résoudre le problème d'écoulement de puissance avec un bon conditionnement de la matrice jacobienne. Dans cette méthode, l'incrément de la charge est considérée comme une

nouvelle variable du problème d'écoulement de puissance [11]. La (figure II.8), illustre le principe de base de l'écoulement de puissance en continu. D'après la figure on peut remarquer que la méthode démarre par une solution de base (solution initiale du programme d'écoulement de puissance classique), puis elle estime la prochaine solution correspondant à une valeur différente de la charge [11]. La solution estimée est alors corrigée en utilisant la méthode classique de Newton-Raphson en le considérant comme solution initiale du programme d'écoulement de puissance conventionnel [11].

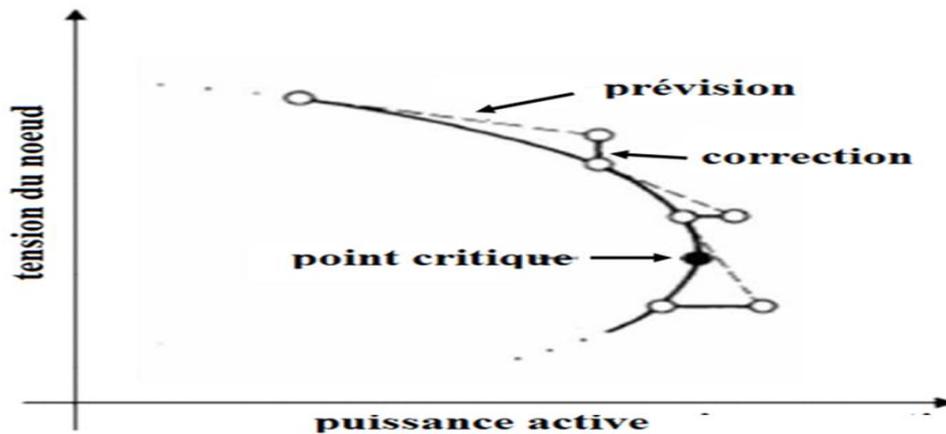


Figure (II- 8) : Principe d'écoulement de puissance en continu.

Comme nous l'avons mentionné précédemment, l'écoulement de puissance en continu se base sur une nouvelle formulation du problème d'écoulement de puissance classique. En plus des variables d'état standard (amplitudes et angles de la tension), la charge est considérée comme une nouvelle entrée dans le calcul. L'équation (II.8) représente la nouvelle formulation du problème d'écoulement de puissance.

$$\mathbf{F} = (\boldsymbol{\delta}, \mathbf{V}, \lambda) = \mathbf{0} \quad 0 \leq \lambda \leq \lambda_{critique} \quad (\text{Equ.II .8})$$

Où, $\boldsymbol{\delta}$ représente le vecteur des angles des tensions nodales, \mathbf{V} est le vecteur des amplitudes des tensions nodales et λ représente le facteur de la charge.

Ainsi, la dimension de \mathbf{F} devient $2n_1 + n_2 + 1$, tel que n_1 représente le nombre de nœuds PQ et n_2 représente le nombre de nœuds PV. La solution de base $(\boldsymbol{\delta}_0, \mathbf{V}_0, \lambda_0)$ est connue en utilisant l'écoulement de puissance conventionnel, dans ce cas $\lambda_0 = 0$ (cas de base).

II.8. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons défini le phénomène de congestion et dégagé ses principales causes d'occurrence qui sont :

Des limitations à imposer de façon nécessaire aux lignes et interconnexions du réseau de transport qui sont fonction du niveau de tension et de la longueur de l'ouvrage.

Des réseaux bien adaptés à l'ancien modèle monopoliste, mais qui n'ont pas encore eu le temps d'évoluer dans un contexte libéralisé, et qui sont exploités toujours au plus près de leurs limites. La libéralisation du secteur de l'électricité, en entraînant une plus grande volatilité du marché de l'énergie, bouleverse la répartition des transits et provoque de plus en plus de flux parallèles non prévus à l'origine, et dont la cause peut devenir difficile à cerner.

Une analyse efficace de la stabilité de tension reste la solution appropriée pour s'éloigner du point d'effondrement. Dans ce mémoire, nous avons présenté les deux types d'analyse qui existent, à savoir, l'analyse statique et l'analyse dynamique. Puis nous avons focalisé notre étude sur l'analyse statique de la stabilité de tension. Trois indices d'évaluation de la stabilité de tension sont présentés : les valeurs propres, la valeur minimale singulière, et la marge de stabilité de tension.

Chapitre III

Étude de dispositif facts

III.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 FACTS (Flexible AC Transmission System) ouvre de nouvelles perspectives pour une meilleure exploitation des réseaux par leur action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau. Les dispositifs FACTS, 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 :

- Améliorer le contrôle de la tension et la stabilité du réseau.
- Réduire des 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 les transits des puissances.
- Améliorer des 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.

III.2. Définition : [13, 14, 15, 16]

Selon l'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), la définition du terme FACTS est la suivante : Systèmes de Transmission en Courant Alternatif comprenant 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.

III .3. Rôle des dispositifs FACTS :

Le développement des dispositifs FACTS est essentiellement dû aux progrès réalisés dans le domaine des semi-conducteurs de puissance et plus particulièrement des éléments commandables tels le thyristor et le thyristor GTO. Les FACTS représentent une alternative aux dispositifs de réglage de puissance utilisant des techniques passives : bobine d'induction et condensateur déclenchés par disjoncteur, transformateur déphaseur à régleur en charge mécanique, etc. dans les dispositifs FACTS, les interrupteurs électromécaniques sont remplacés par des interrupteurs électroniques. Ils disposent ainsi de vitesses de commande très élevées et ne rencontrent pas les problèmes d'usure de leurs prédécesseurs. De ce fait, les FACTS possèdent une très grande fiabilité et une flexibilité pratiquement sans limite.

Dans un réseau électrique, les FACTS permettent de remplir des fonctions tant en régime stationnaire qu'en régime transitoire. Ils agissent généralement en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les angles des tensions. En régime permanent, les FACTS sont utilisés principalement dans les deux contextes suivants :

- ❖ Le maintien de la tension à un niveau acceptable en fournissant de la puissance réactive lorsque la charge est élevée et que la tension est trop basse, alors qu'à l'inverse ils en absorbent si la tension est trop élevée.
- ❖ Le contrôle des transits de puissances de manière à réduire, voire supprimé, les surcharges dans les lignes ou les transformateurs ainsi que pour éviter les flux de bouclage dans le réseau. Ils agissent alors en contrôlant la réactance des lignes et en ajustant les déphasages.

De par leur vitesse de commande élevée, les FACTS possèdent de nombreuses qualités en régime dynamique [16]. Ils permettent en particulier :

- ❖ D'accroître la réserve de stabilité transitoire.
- ❖ D'amortir les oscillations de puissance.

- ❖ De supporter de manière dynamique la tension.

III .4. Type des systèmes FACTS :

La technologie FACTS n'est pas limitée par un seul dispositif mais elle regroupe une collection de dispositifs à base de l'électronique de puissance implantés dans les réseaux électriques afin de mieux contrôler le flux de puissance et augmenter la capacité de transit de leurs lignes. Par action de contrôle rapide de ces systèmes sur l'ensemble de paramètres du réseau : tension, impédance, déphasage ...etc. ils permettent d'améliorer les marges de stabilité et assurer une meilleure flexibilité du transfert d'énergie. (La figure III.1) représente la classification des dispositifs de compensation FACTS [18].

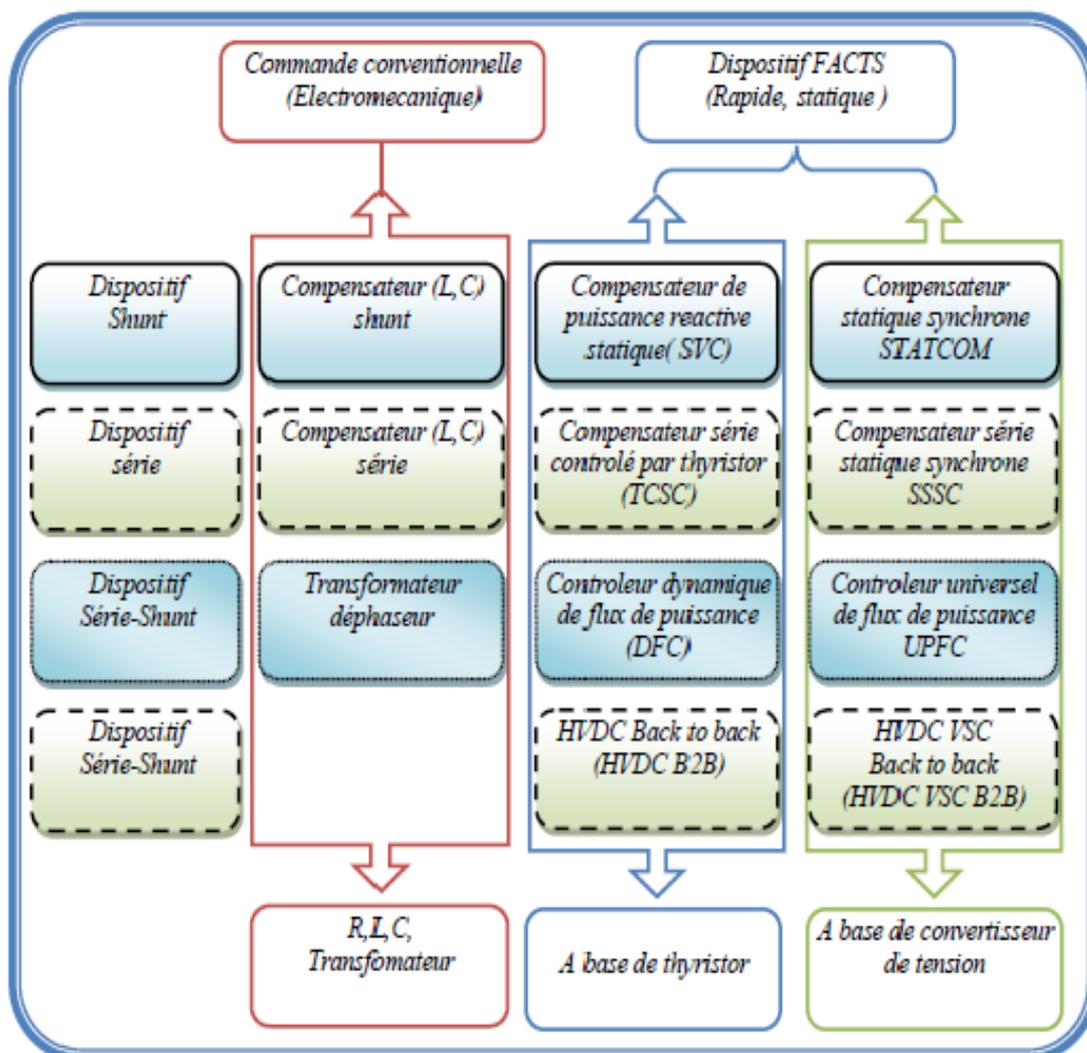


Figure (III- 1) : Classification des dispositifs de compensation FACTS.

Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois catégories [19] :

- Les compensateurs parallèles.
- Les compensateurs séries.
- Les compensateurs hybrides (série - parallèle).

Dans cette section, nous essayons de présenter les FACTS les plus populaires appartenant à chaque catégorie :

Les compensateurs parallèles sont utilisés depuis longtemps dans les réseaux électriques principalement pour contrôler les tensions aux niveaux désirés lorsque les conditions du système changent. Des réactances fixes ou mécaniquement commutés sont appliquées pour réduire au minimum les surtensions du système dans des conditions de faible charge et des condensateurs shunt fixes ou mécaniquement commutés sont appliqués afin de maintenir des niveaux de tension dans des conditions de forte charge. Dans les deux cas, les compensateurs shunts produisent une impédance réactive shunt, variable qui est ajustée en fonction des conditions du réseau de transport.

Les commutateurs mécaniques avaient commencé à être remplacés par les commutateurs statiques à base de thyristors vers la fin des années 70 [17]. Actuellement, les compensateurs shunts et notamment le SVC sont largement répandus dans les réseaux électriques [17].

III.5. Structure des Principaux Dispositifs FACTS :

III.5.1 Dispositifs de compensation dynamique shunts :

Vers la fin des années 60 plusieurs équipements utilisant l'électronique de puissance ont fait leurs apparitions. Ces derniers avaient l'avantage d'éliminer les parties mécaniques et d'avoir un temps de réponse très court. Ces équipements étaient constitués essentiellement d'une inductance en série avec un gradateur. Le retard à l'amorçage des thyristors permet de régler l'énergie réactive absorbée par le dispositif.

En effet tous les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau via le point de raccordement. Quand une impédance variable est connectée en parallèle sur un réseau, elle consomme (ou injecte) un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances actives et réactive qui transitent dans la ligne [20].

III.5.1.1. Compensateur statique de puissance réactive (SVC) :

III.5.1.2. Définition :

Compensateur statique de puissance réactive (SVC) est un dispositif de compensation shunts de la famille flexible de systèmes de transmission à courant alternatif (FACTS). Il peut fournir en continu la puissance réactive nécessaire pour contrôler les fluctuations dynamiques de la tension sous différents régimes de fonctionnement et ainsi améliorer les performances de réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique. L'installation de SVC en un ou plusieurs points spécifiques du réseau peut accroître la capacité de transit et réduire les pertes tout en maintenant un profil de tension régulier sous différents régimes. De surcroît, un compensateur statique sa puissance réactive peut atténuer les oscillations des amplitudes de tension [20, 21].

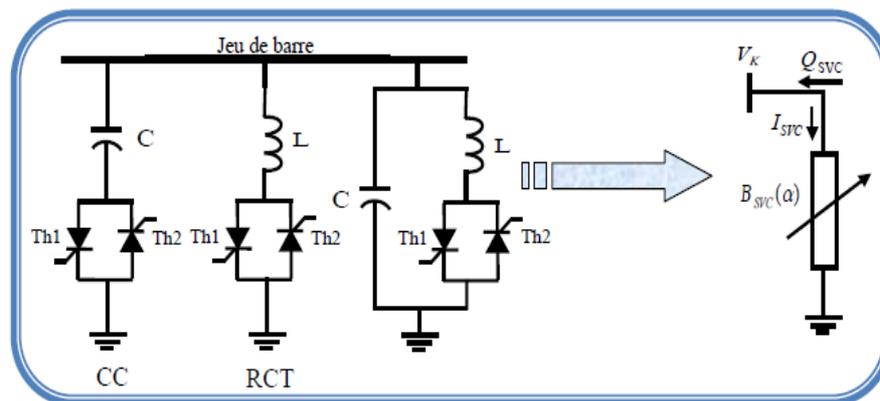


Figure (III- 2): Modèle mathématique de SVC

III.5.1.3. Principe de fonctionnement :

La (figure. III. 2) : donne une représentation schématique monophasée d'un compensateur statique. Il est composé d'un condensateur avec une réactance capacitive X_C et d'une bobine d'inductance avec la réactance X_L . Ce système utilise l'angle d'amorçage α des thyristors pour contrôler le courant dans la réactance alors que le contrôle de la puissance réactive par cette méthode est rapide et d'une façon continue. Le RCT ne peut absorber que de l'énergie réactive, puisque il est constitué d'éléments inductifs. C'est pour cela que l'on associe ses dispositifs avec des bancs de condensateur commandé par thyristor (CCT) qui fournit de l'énergie réactive au réseau. Des thyristors fonctionnent cette fois en pleine conduction (une période complète de la pulsation du réseau). Le réglage de l'énergie absorbée par RCT, le bilan global est la somme de deux énergies.

Ce dispositif est associé à des filtres LC accordés pour éliminer les harmoniques de ces dispositifs RCT, CCT, bancs des capacités fixes et filtres d'harmoniques constitue le compensateur hybride, plus connu sous le nom de SVC dont le premier dispositif a été installé en 1979 en Afrique du Sud. [21]

Le SVC présente plusieurs avantages :

- ✓ Stabiliser la tension dans les systèmes faibles.
- ✓ Réduire les pertes de transmission.
- ✓ Augmenter la capacité de transmission.
- ✓ augmenter la limite de stabilité.
- ✓ Améliorer la commande et la stabilité de tension.
- ✓ Atténuer les oscillations de puissance.

III.5.2. Compensateur statique synchrone (STATCOM) :

III .5.2.1. Définition :

Le STATCOM (Statique Compensateur) a connu jusqu'à maintenant différentes appellations, CSERA (Compensateur statique d'énergie réactive de type avancé). A SVC (Advanced Static Var Compensator). SVG (Static Var Generator) ET STATCON (Static Condenser).

Un STACOM est un système d'électronique de puissance connecté en parallèle, qui injecte dans le réseau un courant alternatif contrôlé en phase et en amplitude. Leur topologie est basée sur des convertisseurs de tension. Le schéma de STATCOM est donné par la

(Figure. III.3)

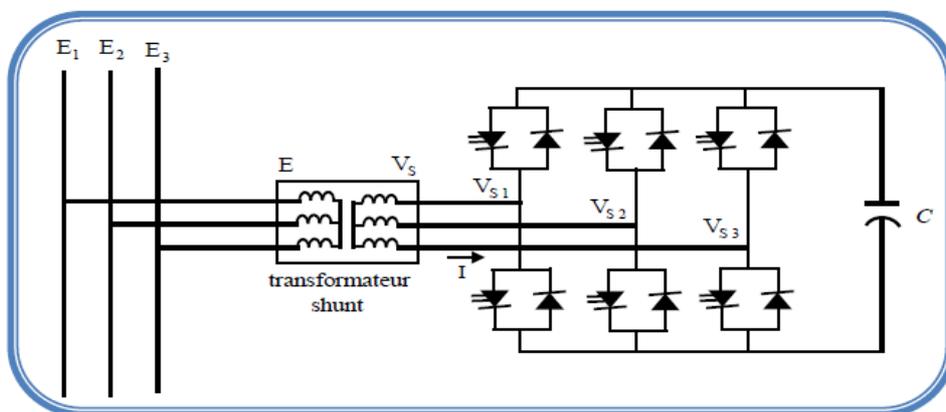


Figure (III- 3): Schéma de base du STATCOM

III .5.2.2. Principe de fonctionnement :

Le principe de fonctionnement de STATCOM est similaire à celui du compensateur synchrone. Les tensions de sortie sont générées par un onduleur au lieu d'avoir été créées par un groupe tournant.

Ce principe a pu être mis en œuvre grâce à l'évolution des composants de l'électronique de puissance, et surtout grâce à l'apparition des GTO de forte puissance. Les cellules de commutation sont bidirectionnelles, c'est-à-dire formées de GTO et de diodes en antiparallèle.

Le rôle de STATCOM est d'échanger l'énergie réactive avec les réseaux électriques [20, 22] et [23]. L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur VS, laquelle est en phase avec la tension du réseau E.

Le STATCOM présente plusieurs avantages :

- ✓ bonne réponse à faible tension : le STATCOM est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle.
- ✓ bonne réponse dynamique : Le système répond instantanément.
- ✓ L'étendue de la plage de l'opération est plus large qu'avec un SVC classique.
- ✓ Pour un contrôle optimal de la tension, les phases sont contrôlées séparément pendant les perturbations du système.
- ✓ Un design modulaire du convertisseur permet une adaptation pour une grande plage de puissances nominales.

III.6. Compensateurs Séries :

Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive) ou une source de tension variable. En général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport en insérant des éléments en série.

III .6.1. Compensateur série commandé par thyristor(TCSC) :

III .6.1. 1. Définition :

La capacité série commande par thyristor (TCSC: Thyristors Controlled Series Compensator) est T1 un dispositif de compensation série, T1elle utilise l'électronique de puissance comme élément de base .Elle connecte en série avec le réseau pour contrôler le transit de puissance, l'amortissement de résonance sub synchrone et des oscillations de puissance. Ce type de compensateur est apparu au milieu des années 80 [23].

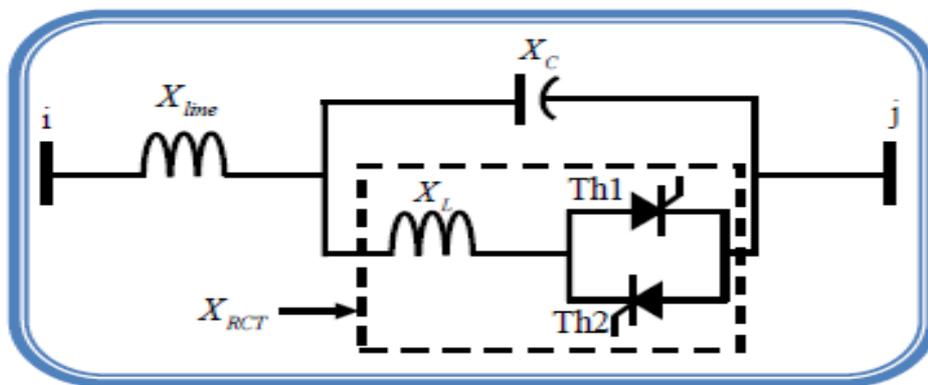


Figure (III- 4): Insertion d'un TCSC sur une ligne

X_C : est l'impédance du condensateur du TCSC.

X_L : est l'impédance de l'inductance du TCSC.

Line X : est l'impédance de la ligne.

III .6.2. Compensateur statique série synchrone (SSSC) :

III. 6.2.1. Définition :

Le SSSC est un système d'électronique de puissance connecté en série qui injecte une tension en série avec la ligne de transmission à travers un transformateur série. Le SSSC, a une fonction comparable au TCSC [22, 23]. Mais contrairement à ce dernier qui présente une zone morte à la résonance parallèle, le réglage est continu. De plus, l'introduction d'un stockage d'énergie est possible du fait de la structure des convertisseurs de tension (VSC).

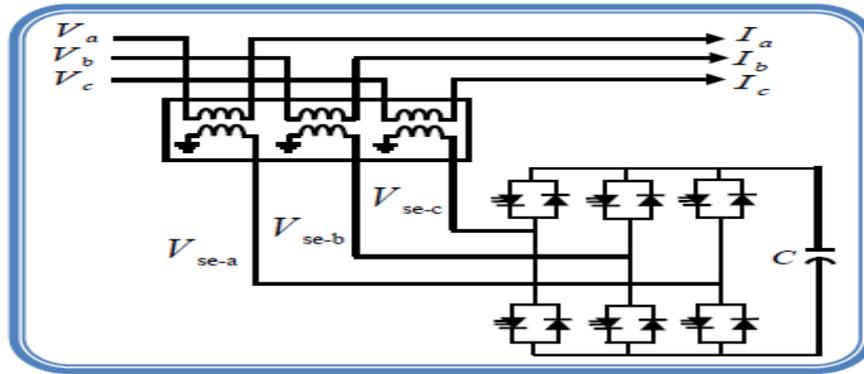


Figure (III- 5) : Schéma de base du SSSC

III.7. Compensateur série parallèle (hybride) :

Les compensateurs FACTS cités précédemment (série ou parallèle), permettent d'agir uniquement sur un des trois paramètres déterminant la puissance transmise dans une ligne (tension, impédance et angle). Par une combinaison des deux types de dispositifs, il est possible d'obtenir des dispositifs hybrides capables de contrôler simultanément les différentes variables précitées.

III.7.1. Contrôleur de transit de puissance universel (UPFC) :

III.7.1.1. Définition :

L'UPFC (Unified Power Flow Controller), appelé aussi Déphaseur Régulateur Universel (DRU) ou variateur de charge universel, est l'un des plus performants des composants FACTS. Il est capable de contrôler, simultanément et indépendamment, la puissance active et la puissance réactive de la ligne. L'originalité de ce compensateur est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique : la tension, l'impédance de la ligne, le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne.

En principe, l'UPFC est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir le réglage de la tension, la répartition de flux d'énergie, l'amélioration de la stabilité et l'atténuation des oscillations de puissance.

III.7.1.2. Principe de fonctionnement :

Le dispositif UPFC est constitué de deux onduleurs triphasés de tension à thyristors GTO, l'un connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur triphasé, l'autre connecté en série avec le réseau via trois transformateurs monophasés dont les primaires sont reliés, entre eux, en étoile [24].

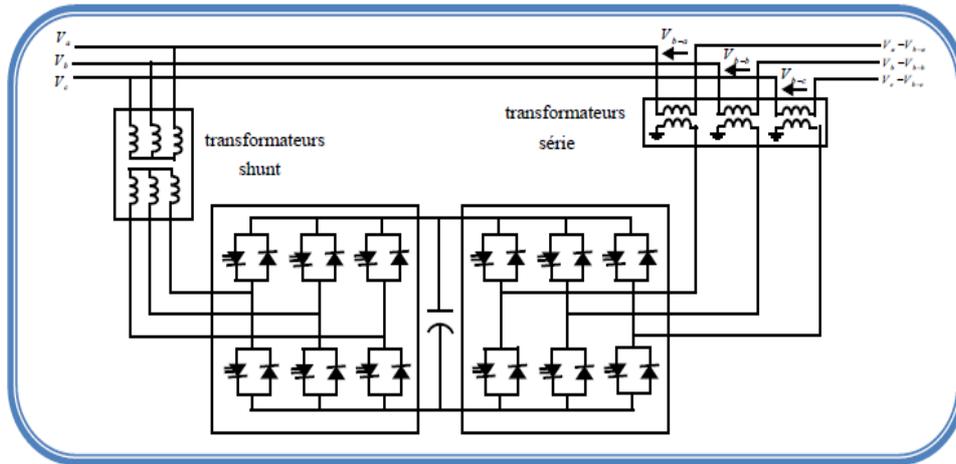


Figure (III- 6) : Schéma simplifié d'un UPFC connecté au réseau électrique

Les deux onduleurs sont interconnectés par un bus continu et par un condensateur de filtrage comme indiqué sur la (figure.III.6)

L'onduleur série injecte une tension à la même fréquence que celle du réseau et dont l'amplitude et la phase est ajustable. Ce réglage d'amplitude et de phase permet d'obtenir trois modes de fonctionnement de la partie série :

- ✓ Contrôle de tension : la tension injectée est en phase avec celle du coté shunt.
- ✓ Contrôle de l'impédance de ligne : la tension injectée est en quadrature avec le courant de ligne. Ce mode permet de faire varier l'impédance de la ligne comme un compensateur série.
- ✓ Contrôle de phase : l'amplitude et la phase de la tension injectée sont calculées de manière à obtenir le même module de la tension avant et après l'UPFC.

Le but principal de ces trois modes de fonctionnement est le contrôle des puissances actives et réactive qui transitent dans la ligne. De plus, l'UPFC est capable de combiner les différentes compensations et de basculer d'un mode de fonctionnement à un autre.

La partie shunt peut être utilisée afin de compenser la puissance réactive pour le maintien du plan de la tension au nœud S et éventuellement fournir de la puissance active injectée dans le réseau par la partie série.

III.7.2. Régulateur d'angle de phase commandé par thyristor (TCPAR) :

IEEE définit le TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator), comme étant un transformateur déphaseur qui permet le contrôle du déphasage entre ses tensions terminales tout en gardant leurs amplitudes invariables [25].

Le régulateur d'angle de phase commandé par thyristor TCPAR, contrairement au TCPST, est capable de fournir (ou d'absorber) l'énergie réactive au réseau.

III.7.3. Régulateur de tension commandé par thyristor (TCVR) :

IEEE définit le TCVR (Thyristor Controlled Voltage Regulator) comme étant un transformateur contrôlé par thyristor qui permet la commande de la phase de tension d'une manière continue [25].

Le régulateur de tension commandé par thyristor TCVR, est un autre membre de la famille des FACTS combinés. Leur prix relativement réduit, leur confère un avantage certain dans le contrôle de l'écoulement d'énergie réactive.

III.8. Les Applications des FACTS :

type	Application
SVC	<ul style="list-style-type: none"> *Stabilisation dynamique de tension, la capacité de transfert accrue de puissance, variation réduite de tension *Améliorations de stabilité d'angle et de tension *Équilibrage de charge dynamique *Appui équilibré de tension
TCSC	<ul style="list-style-type: none"> *Améliorer la stabilité de coupure et de tension *Commander la ligne flux de puissance *Augmenter la capacité de transfert d'énergie *Atténuation de l'oscillation électromécanique *Faciliter des oscillations de subsynchronuos d'atténuation
STATCOM	<ul style="list-style-type: none"> *Stabilisation dynamique de tension *Système d'alimentation amélioré atténuant, atténuation de SSR *Équilibrage de charge dynamique *Amélioration de la qualité de puissance

Tableau. III .1 : Application des FACTS a la résolution des problèmes dans le réseau.

Dispositif	Contrôle du transit de puissance	Contrôle de la tension	Stabilité transitoire	Stabilité statique
SVC	+	+++	+	++
STATCOM	+	+++	++	++
TCSC	++	+	+++	++
SSSC	++	+	+++	++
TCPST	+++	+	++	++
UPFC	+++	+++	+++	+++

Influence :

Petite : +

Moyenne : ++

Grande : +++

III.9. Coût des dispositifs FACTS :

Mis à part les avantages techniques apportés par les FACTS, d’autres critères liés au coût doivent être pris en considération dans la décision d’installer un dispositif. Sur le plan économique, le critère généralement adopté dans l’évaluation des bénéfices obtenus par un FACTS est que l’accroissement des revenus doit excéder les coûts d’exploitations, de maintenance et d’amortissement de l’installation.

Le coût d’une installation FACTS dépend principalement des facteurs tels que les performances requises, la puissance de l’installation, le niveau de tension du système ou encore la technologie du semi-conducteur utilisé.

III.10. Les Avantages et Inconvénients de la Technologie des Dispositifs FACTS [18]

 **Avantage :**

- Contrôle de l’écoulement de puissance : c’est la fonction principale des FACTS.

L’utilisation du contrôle de l’écoulement de puissance peut satisfaire les demandes de charge, atteindre un fonctionnement optimal, et surmonter les conditions d’urgence.

- Amélioration de la stabilité dynamique. Cette fonction supplémentaire des FACTS comprend l’amélioration de la stabilité transitoire, l’amortissement des oscillations de puissance et le contrôle de stabilité de la tension.
- Augmenter la capacité de transport de lignes à leurs capacités thermiques, y compris les demandes à court terme et saisonnière.

- Fournir des connections sécurisées entre les compagnies de production et les régions par la diminution de la réserve de la puissance à générer requise par les deux zones.
- Réduction de l'écoulement de la puissance réactive, ce qui permettra ainsi à la ligne de transporter plus de puissance active.
- Contrôle de la boucle de l'écoulement de puissance.

 **Inconvénients :**

L'introduction des harmoniques du réseau électrique ce qui le rend pollué, c'est-à-dire le signal sera tendu et non sinusoïdale. Il rend le réseau vulnérable au sur tension dues aux commutations répétitives.

III.11.Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté une introduction générale sur les techniques de compensation conventionnelles (série et shunt), au même temps une généralité globale sur les nouveaux dispositifs de contrôle et de commande des systèmes FACTS.

Après l'étude et l'analyse des différents modèles des dispositifs FACTS, on peut conclure que chaque dispositif impose un modèle bien déterminer d'une part, d'autre part la modélisation de ces dispositifs dynamique (shunt, série, mixte) facilitent leur intégration dans les méthodes numériques

A partir d'une étude de planification de l'énergie réactive et l'écoulement de puissance et leurs méthodes qu'on a utilisées comme un outil de base dans notre travail.

Chapitre IV

Résultat et interprétation

IV.1. Introduction :

Dans ce chapitre nous allons étudier les différentes congestions dans le réseau IEEE30JB.

Nous allons traiter les puissances transitées sur les lignes et les module de tension.

On augmentant la charge de 20%,40%,50%,60%,80% le facteur de charge maximal sera déterminé grâce à écoulement de puissance continue (CPF).

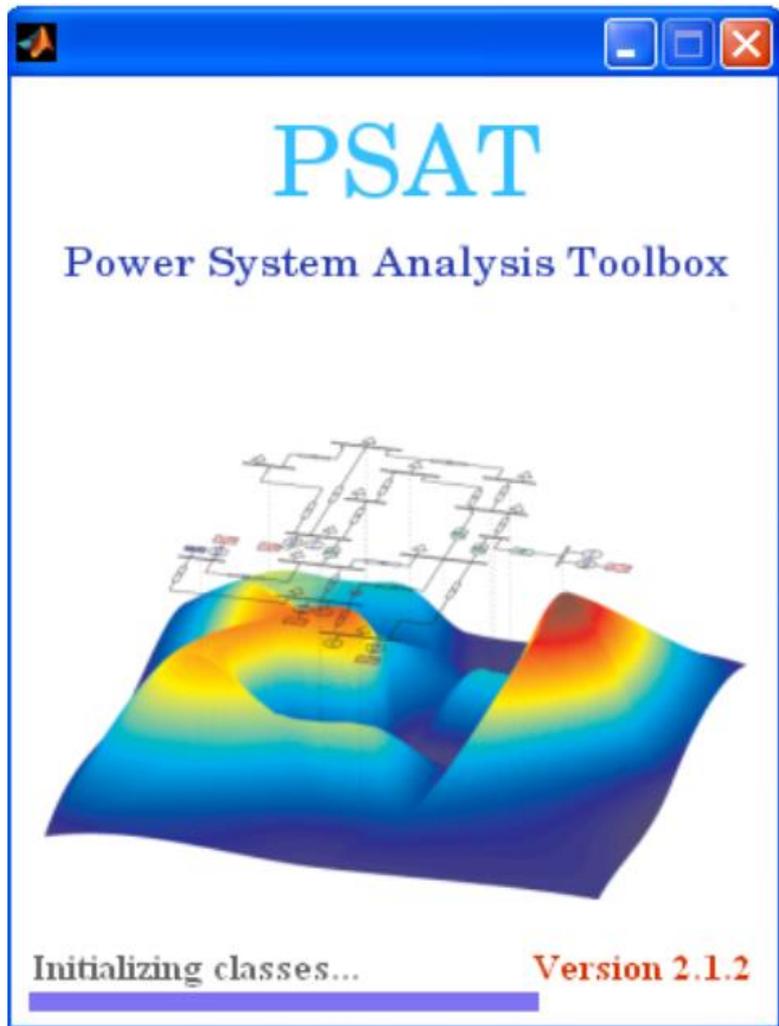
Cette analyse est faite sous l'environnement POWER SYSTEM ANALYSIS TOOLBOX (PSAT).

❖ Le Power System Analysis Toolbox (PSAT):

- ✚ Simulink bibliothèque pour dessiner des réseaux des interfaces graphiques pour le système et les paramètres de réglages de routine.
- ✚ L'utilisateur définit la construction du modèle et de l'installation.
- ✚ Les filtres pour la conversion de données vers et à partir d'autres formats Bûches de commande.

❖ Modèles disponibles et les habitudes à la PSAT :

- Modèle de système électrique
- Power Flow
- Répartition de puissance optimale
- Stabilité petits signaux



(Fig. IV.1): Power System Analysis Toolbox (PSAT) interface

Partie application:

- Obtenir une version récente de l'application « MATLAB ».
- Intégrer le programme PSAT dans le logiciel MATLAB.
- on applique le programme de (PSAT) dans la MATLAB.
- En ouvrir la figure suivant.

IV.2.Historique :

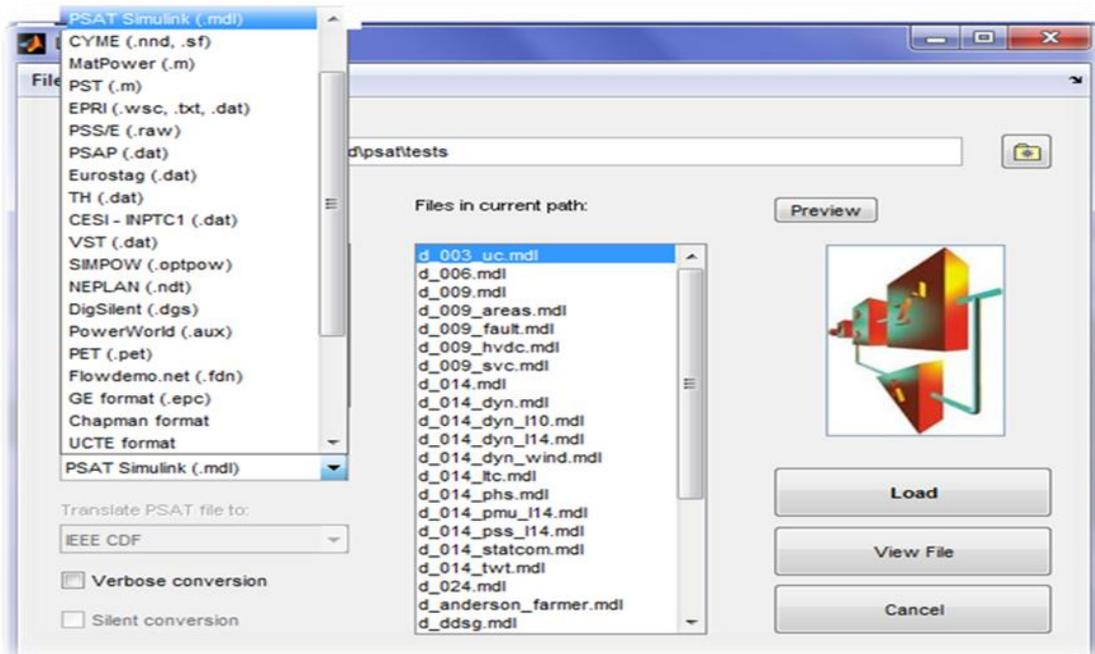
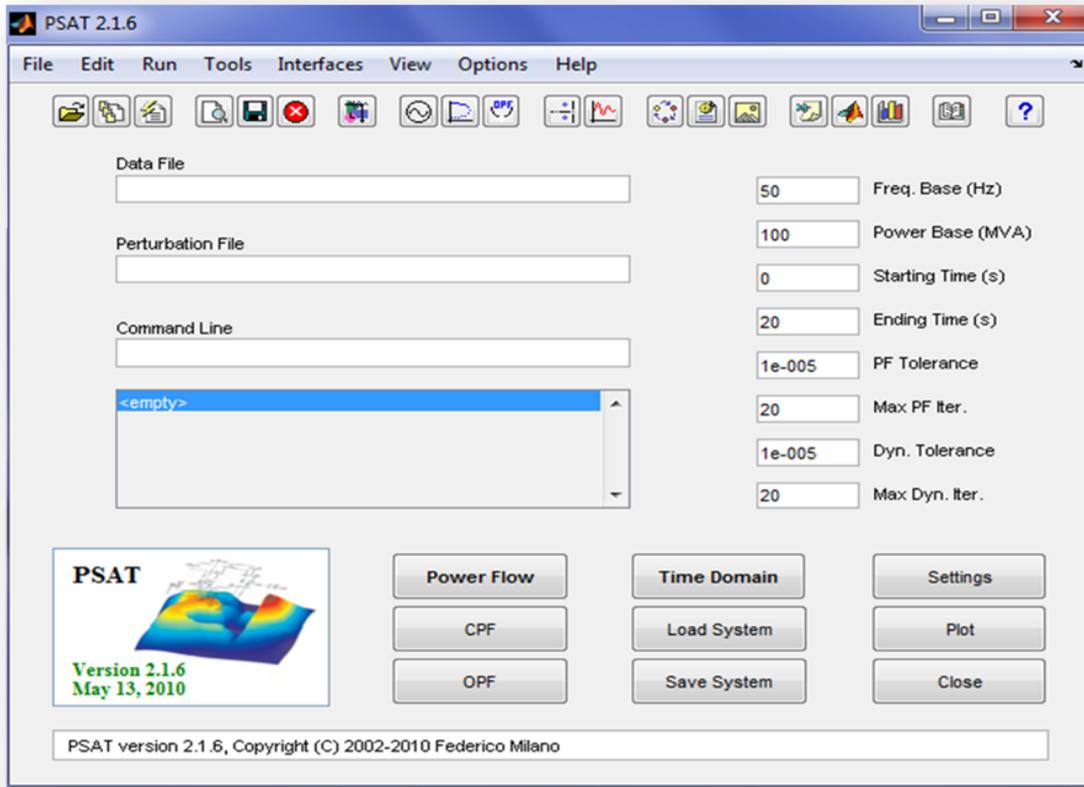
PSAT est écrit par Federico Milano, en Septembre 2001, alors qu'il était étudiant en doctorat étudiant à l'Université di Genova, Italie.

Première version publique de la PSAT achevé en Novembre 2002, quand il a été chercheur invité à l'Université de Canada.

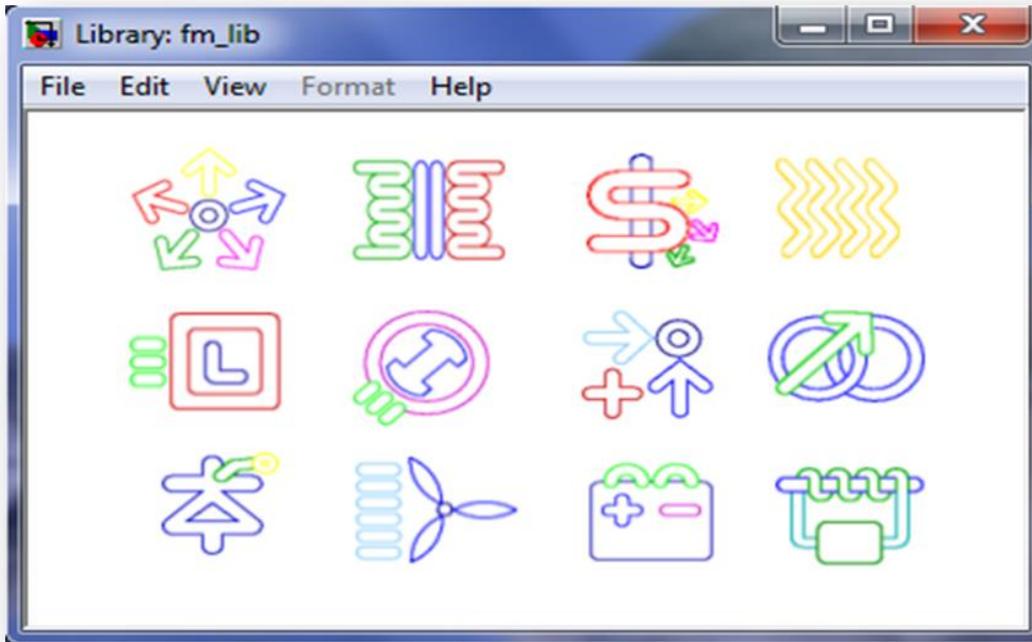
IV.3.Définition :

Psat : est une boîte à outils MATLAB pour l'analyse statique et dynamique et le contrôle des systèmes d'alimentation électrique.

1_L'affichage du modèle voulu.

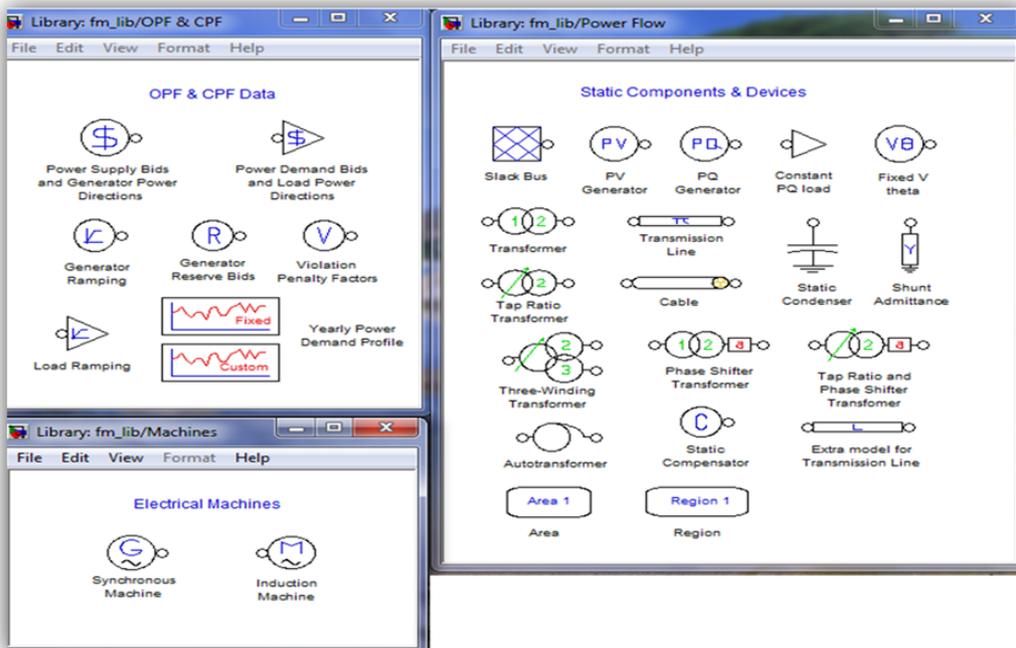


2_ Choisir le thème à partir de la bibliothèque de Simulink.

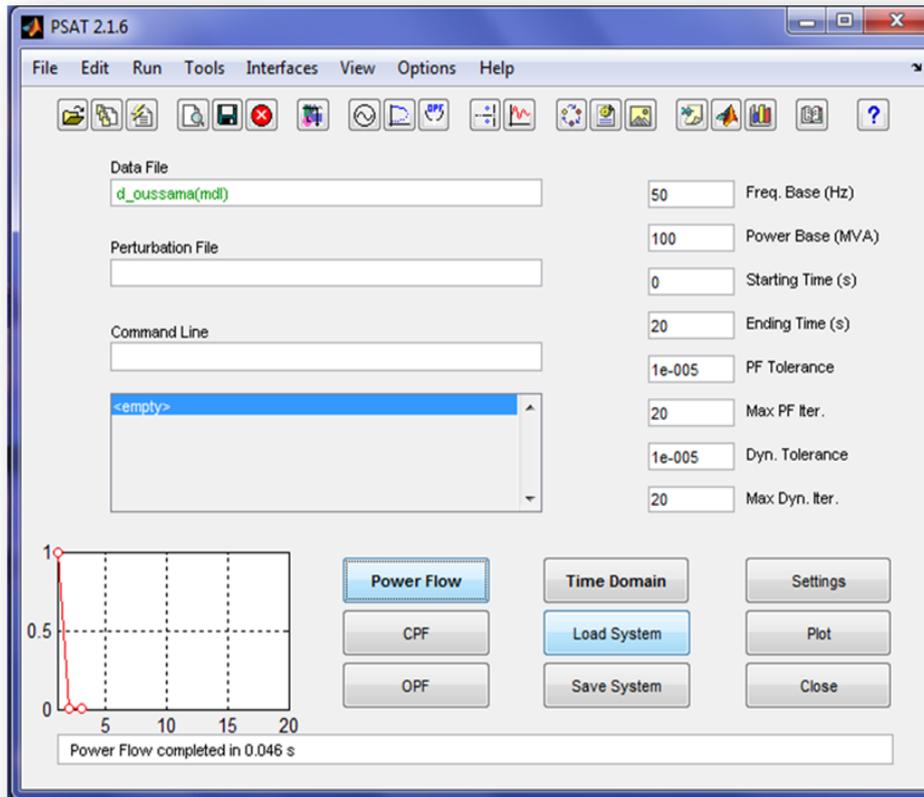


(Fig.IV.2). Bibliothèque du Simulink.

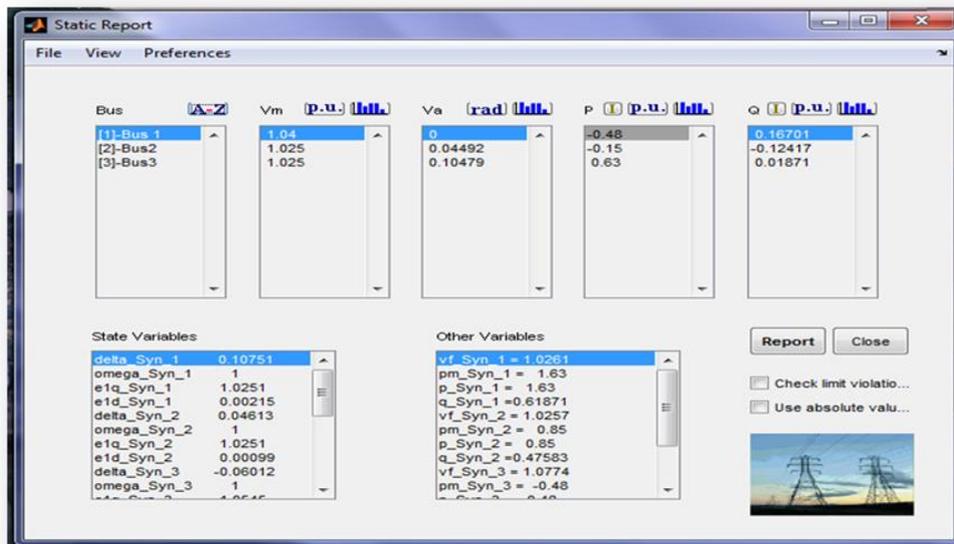
3_ Spécifier les données à étudier Fonctions de bibliothèque Simulink



4_Confirmation de la validité de mon réseau par PSAT.



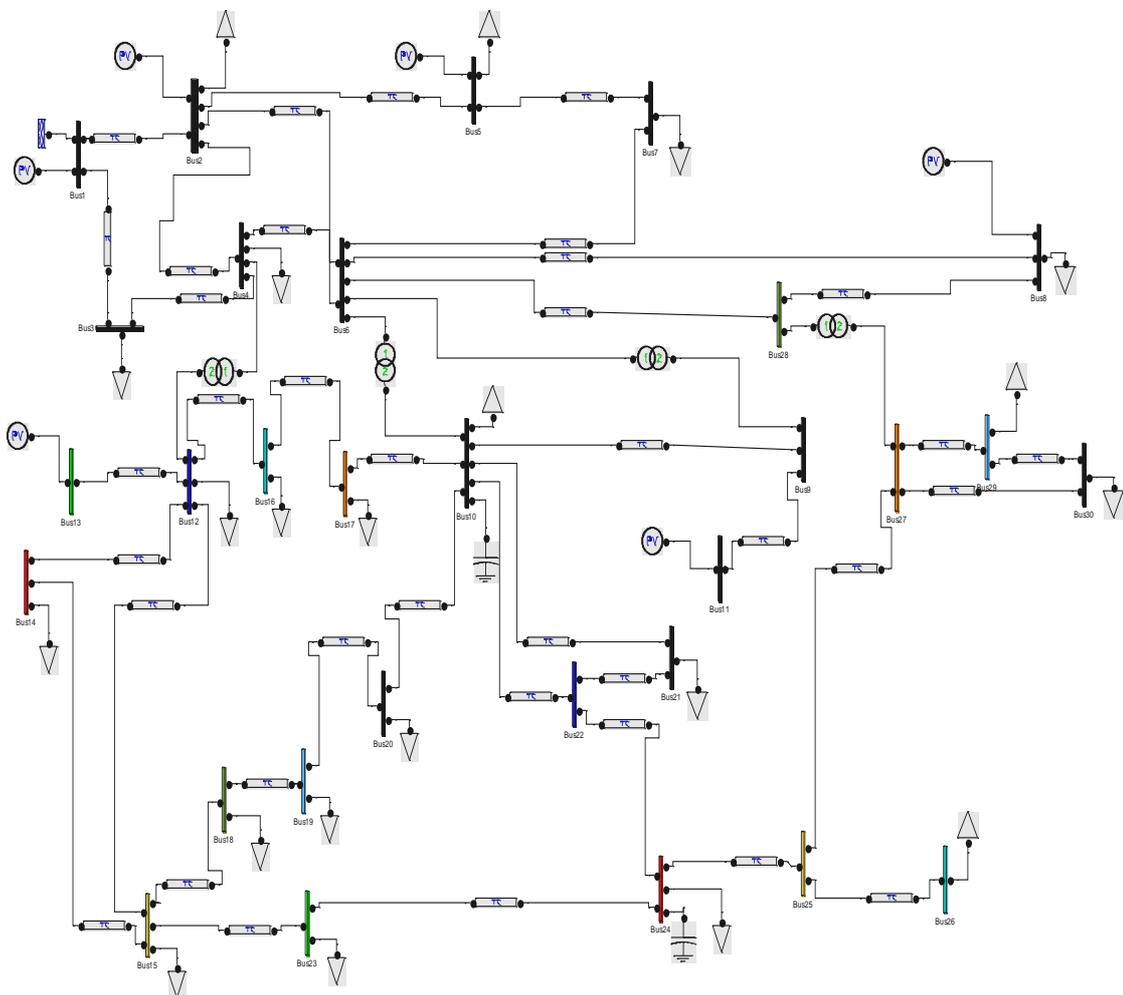
5_Après l'exécution en appuyant sur la commande : Power flow, Le rapport s'affichera



IV.4. Réseaux Test :

C'est le réseau test IEEE 30Bus qui représente une portion du système de puissance électrique américain (in the Midwest in US) pour Décembre 1961.

Ce réseau électrique est constitué de 30 jeux de barres et 6 générateurs (aux jeux de barres n=° 1, 2, 5, 8, 11 et 13) injectant leurs puissances à un système alimentant 20 charges à travers 37 lignes de transport et 4 transformateurs. (fig.IV.3)



(Fig.IV.3) réseau de IEEE 30JB

IV.5. Les résultats de Simulation :

Le programme de Newton-Raphson (N-R) est appliqué au réseau test IEEE30JB, les résultats de programmation sans compensation et avec intégration du TCSC (Compensateur série commandé par thyristor) et augmenté la puissance en utilise un cout incrémental comme suit :

Ecoulement de puissance continue(CPF) : L'une des méthodes simples de calcul de la marge de charge est le calcul d'écoulement de puissance à chaque incrémentation de la charge, jusqu'à la divergence du programme. Malheureusement cette méthode fournit des résultats non précis à cause de singularité ou de mauvais conditionnement de la matrice Jacobéenne autour du point d'effondrement .En plus, cette méthode classique ne trace pas la partie inférieure de la courbe de tension qui est utilisée par d'autres méthodes d'analyse .Ajjarapu et al proposent une méthode efficace nommée Ecoulement de Puissance en Continu (CPF : Continuation Power Flow) afin d'éviter la singularité de la matrice Jacobienne près du point d'effondrement. L'algorithme est basé sur une reformulation légère des équations d'écoulement de puissance et l'application d'une méthode de para métrisation locale .Durant l'application de cette méthode, la matrice Jacobinne reste bien conditionnée même autour du point d'effondrement.

La marge de charge est l'indice le plus utilisé dans l'évaluation de la stabilité statique de tension c'est la quantité de la charge additionnelle qui causerait un effondrement de tension. En termes plus simples, c'est la distance entre le point de fonctionnement actuel et le point qui causerait l'effondrement de tension. Dans la plupart des études de stabilité statique de tension, la charge est choisie comme paramètre essentiel qui conduit le système à l'effondrement.

Le facteur de charge λ (max)=1.89

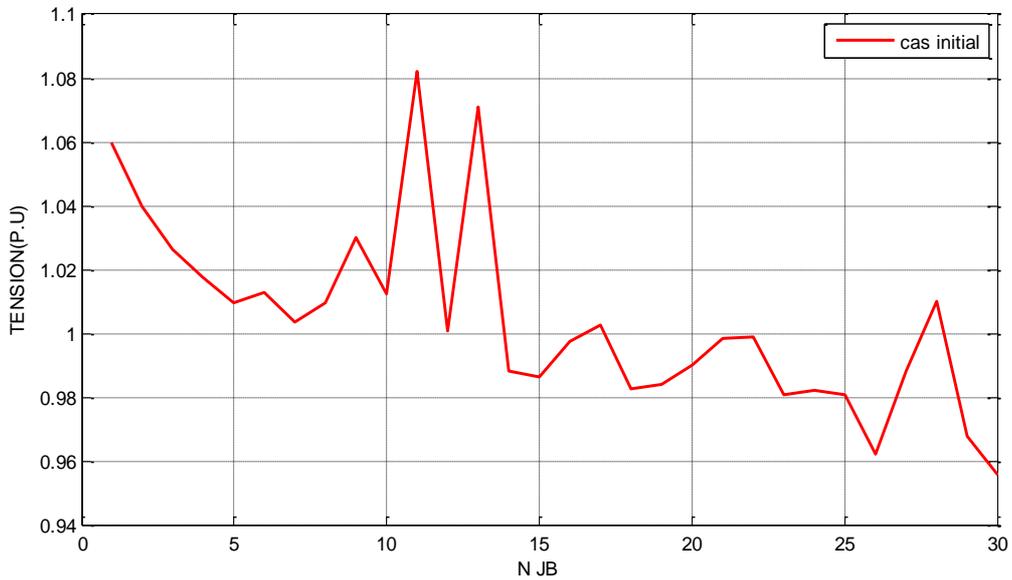
IV.5.1. Cas Sans compensation :

Dans cette première partie, le programme est testé sur le réseau 30jeux de barres dans le cas normal. Afin de détecter les jeux de barres les plus sensibles et Contrôler les puissances transitée et les tensions nous avons appliqués une méthode simple en utilisant l'écoulement de puissance.

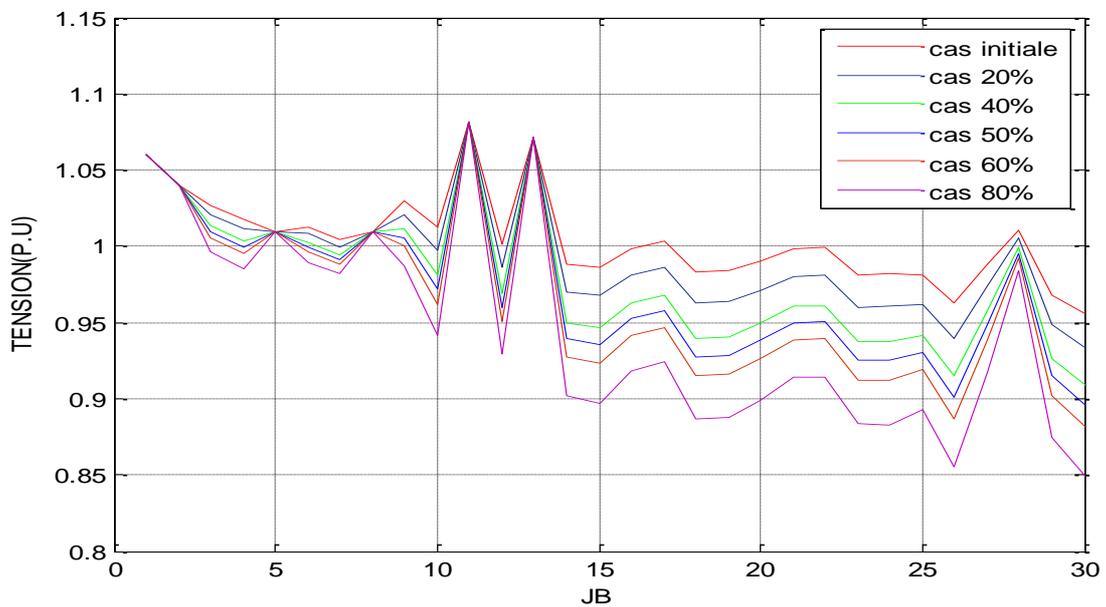
Tableau. (IV.1): la tension à l'état initiale dans chaque cas de charge.

JB	Tension initial	20%	40%	50%	60%	80%
		tension	tension	tension	tension	Tension
01	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06
02	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
03	1.0263	1.0204	1.0135	1.0097	1.0055	0.99618
04	1.0178	1.0112	1.0037	0.99952	0.99507	0.98517
05	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
06	1.013	1.0081	1.0026	0.99963	0.99643	0.98937
07	1.004	0.99925	0.99408	0.99131	0.98841	0.98214
08	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
09	1.03	1.0211	1.0112	1.0059	1.0002	0.98759
10	1.0125	0.99742	0.98075	0.97173	0.9622	0.94128
11	1.082	1.082	1.082	1.082	1.082	1.082
12	1.0012	0.98616	0.96939	0.96024	0.9505	0.92896
13	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071
14	0.98857	0.97032	0.95013	0.93918	0.92759	0.9021
15	0.98653	0.96753	0.94657	0.93522	0.92321	0.89686
16	0.99786	0.98104	0.96246	0.9524	0.94175	0.91839
17	1.0029	0.98606	0.96759	0.95763	0.9471	0.92407
18	0.98296	0.96243	0.9399	0.92776	0.91493	0.88689
19	0.98416	0.96348	0.94083	0.92864	0.91578	0.8877
20	0.99042	0.97094	0.94958	0.93807	0.92593	0.89938
21	0.9987	0.98056	0.96069	0.94999	0.93871	0.91407
22	0.99892	0.98086	0.96106	0.95039	0.93913	0.91454
23	0.98106	0.96019	0.93728	0.92492	0.91187	0.8833
24	0.9826	0.96125	0.93787	0.92527	0.91198	0.88293
25	0.98085	0.9623	0.94176	0.93061	0.91878	0.89266
26	0.96249	0.93972	0.91469	0.90116	0.88685	0.8554
27	0.98869	0.97394	0.95739	0.94831	0.93861	0.91698
28	1.0103	1.005	0.999	0.99574	0.99227	0.98461
29	0.96807	0.94848	0.92669	0.91482	0.90218	0.87415
30	0.95616	0.93377	0.90897	0.89549	0.88117	0.84946
Perte actives totale (p.u)				0.09416		
Perte réactives totale (p.u)				0.05643		

IV.5.2 : Analyse de l'état initial de réseau :



(Fig.IV.4) : Variation de module de tension avec N JB

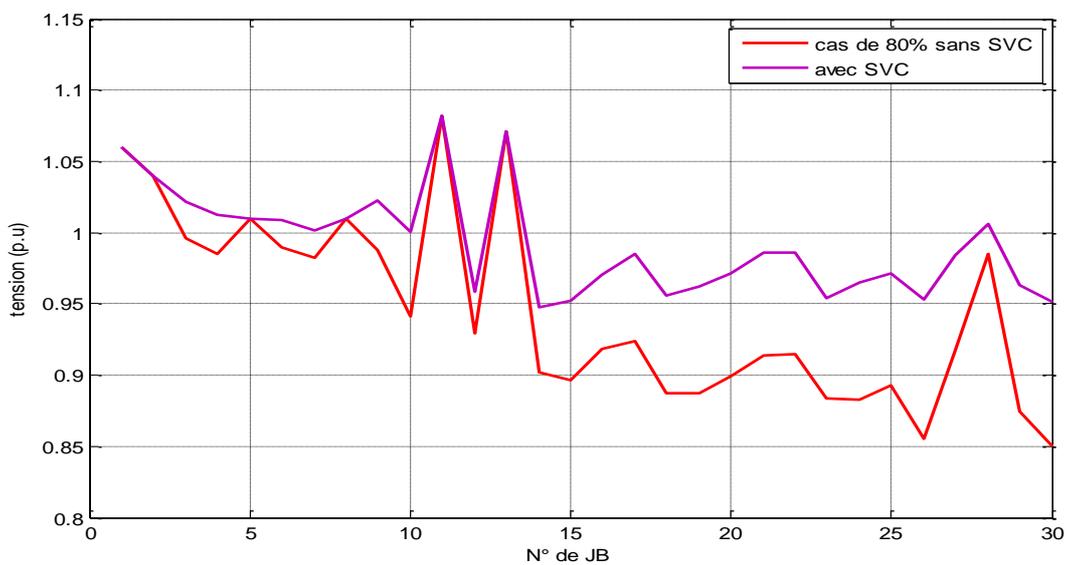
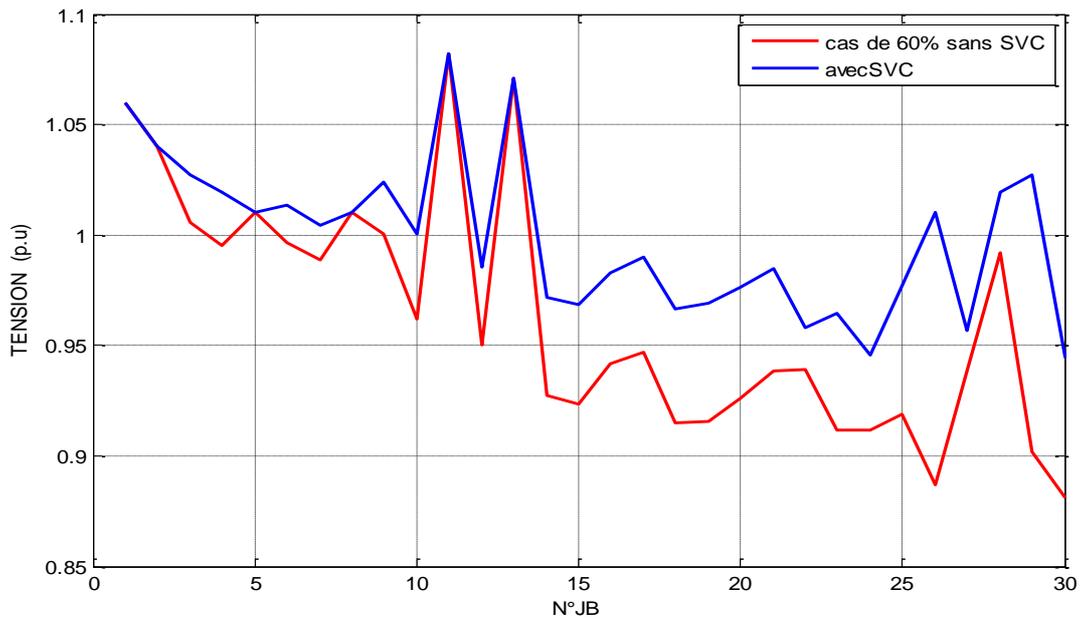


(Fig.IV.5) : Variation de module de tension

Interprétation : Les figures suivantes, illustrent clairement les résultats de programmation correspondant à cette étape.

Ces courbes dessiner la tension dans le cas initial et notre cas (20% 40% 50% 60% 80%) on observe que le module de tension dans le cas 60% en le JB 30 est diminue pour cela nous intéressant d'installé des FACT (static var compensator SVC) pour régler la tension.

Pour le cas 80% le module de tension est diminue a partir du JB 14 sauf les JB 21,22et 28 la tension et diminue donc il faut installer des FACT (static var compensator SVC).

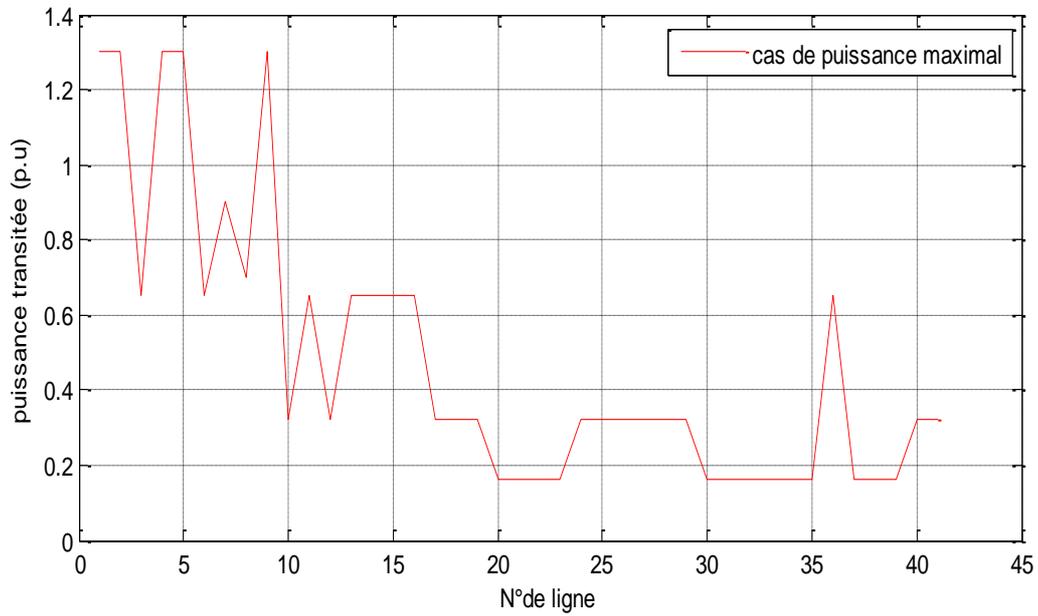


(fig.IV.6): Variation des modules de tension sans compensation et avec compensation au niveau de JB N°30

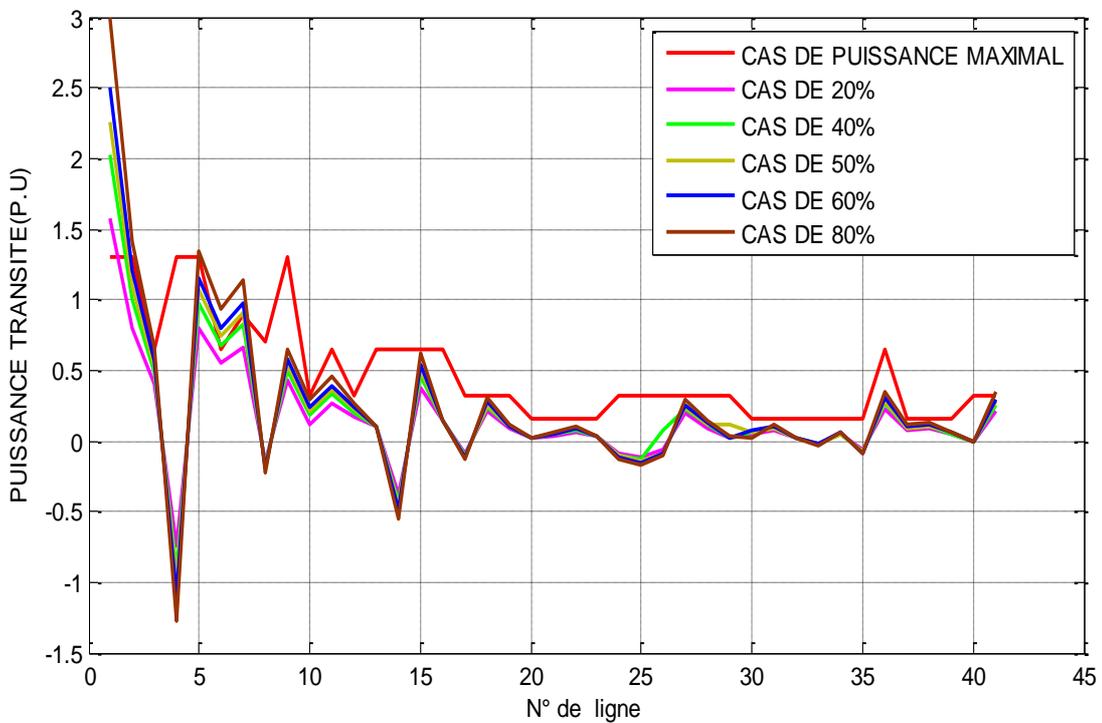
Tableau. (IV.2) : la puissance transitée dans chaque cas de charge.

JB de départ	JB d'arrivée	20%	40%	50%	60%	80%	Puissance transité maximal
1	2	1.569	2.0236	2.2584	2.4986	2.9973	1.3
1	3	0.80176	1.0022	1.1041	1.2072	1.4171	1.3
2	4	0.4006	0.48466	0.5275	0.57096	0.65994	0.65
3	4	-0.73977	-0.91671	-1.0051	-1.0934	-1.2695	1.3
2	5	0.80201	0.97773	1.0675	1.1586	1.3453	1.3
2	6	0.55383	0.6768	0.73974	0.80376	0.93551	0.65
4	6	0.66478	0.8224	0.90167	0.98128	1.1416	0.9
5	7	-0.14649	-0.1728	-0.18527	-0.19721	-0.21925	0.70
6	7	0.42693	0.50211	0.5393	0.57617	0.64871	1.3
6	8	0.12121	0.17885	0.20804	0.23753	0.29758	0.32
6	9	0.27012	0.32954	0.35974	0.39033	0.45291	0.65
6	10	0.17082	0.2035	0.21998	0.23659	0.27022	0.32
9	11	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.65
9	10	-0.37012	-0.42954	-0.45974	-0.49033	-0.55291	0.65
4	12	0.37579	0.45988	0.50182	0.54367	0.62704	0.65
12	13	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.65
12	14	-0.0894	-0.10417	-0.11154	-0.11888	-0.13351	0.32
12	15	0.20754	0.24132	0.2582	0.27507	0.30876	0.32
12	16	0.08337	0.09605	0.10228	0.10842	0.12035	0.32
14	15	0.015	0.01737	0.01854	0.01968	0.02191	0.16
16	17	0.04068	0.04611	0.0487	0.05118	0.05576	0.16
15	18	0.06653	0.07723	0.08249	0.08768	0.09781	0.16
18	19	0.02761	0.03171	0.03365	0.03551	0.03893	0.16
19	20	-0.08647	-0.1014	-0.10897	-0.11663	-0.13224	0.32
10	20	-0.11329	-0.13278	-0.14266	-0.15263	-0.17292	0.32
10	17	-0.06749	0.08009	-0.08652	-0.09307	-0.10654	0.32
10	21	0.19391	0.22594	0.24213	0.25848	0.29168	0.32
10	22	0.09434	0.10979	0.11763	0.12555	0.1417	0.32
21	22	0.01805	0.02183	0.11763	0.0253	0.02838	0.32
15	23	0.05452	0.06231	0.06614	0.06992	0.01894	0.16
22	24	0.07533	0.08662	0.09244	0.0984	0.11085	0.16
23	24	0.0158	0.01705	0.01761	0.01811	0.01894	0.16
24	25	-0.01442	-0.01972	-0.0223	-0.02483	-0.02969	0.16
25	26	0.04273	0.05005	0.05374	0.05745	0.06498	0.16
25	27	-0.0572	-0.06984	-0.07615	-0.08243	-0.0949	0.16
28	27	0.21823	0.25916	0.27984	0.30069	0.34295	0.65
27	29	0.07481	0.08781	0.09441	0.10107	0.11465	0.16
27	30	0.08578	0.10076	0.10837	0.11606	0.13177	0.16
29	30	0.04461	0.05221	0.05604	0.05989	0.06767	0.16
8	28	-0.01092	-0.00768	-0.0061	-0.00455	-0.00154	0.32
6	28	0.20773	0.25211	0.27448	0.29701	0.34259	0.32

On constate qu'avec l'évolution de la charge, le facteur de charge diminue ce qui est expliqué (justifié) par le fait que la capacité du réseau de garder sa stabilité se dégrade avec l'augmentation de la charge.



(Fig.IV.7) : la puissance transmise maximale



(Fig.IV.8) : les puissances transmises pour différents niveaux de charge

Interprétation : cette courbe dessiner la puissance transitée maximale et notre cas des puissances transitée (20% 40% 50% 60% 80%)

Pour le cas de 20% la congestion dans la ligne (1-2)

Le cas 40% la congestion dans les lignes (1-2) et (2-6)

Le cas 50% la congestion dans les lignes (1-2) (1-3) (2-6) et (4-6)

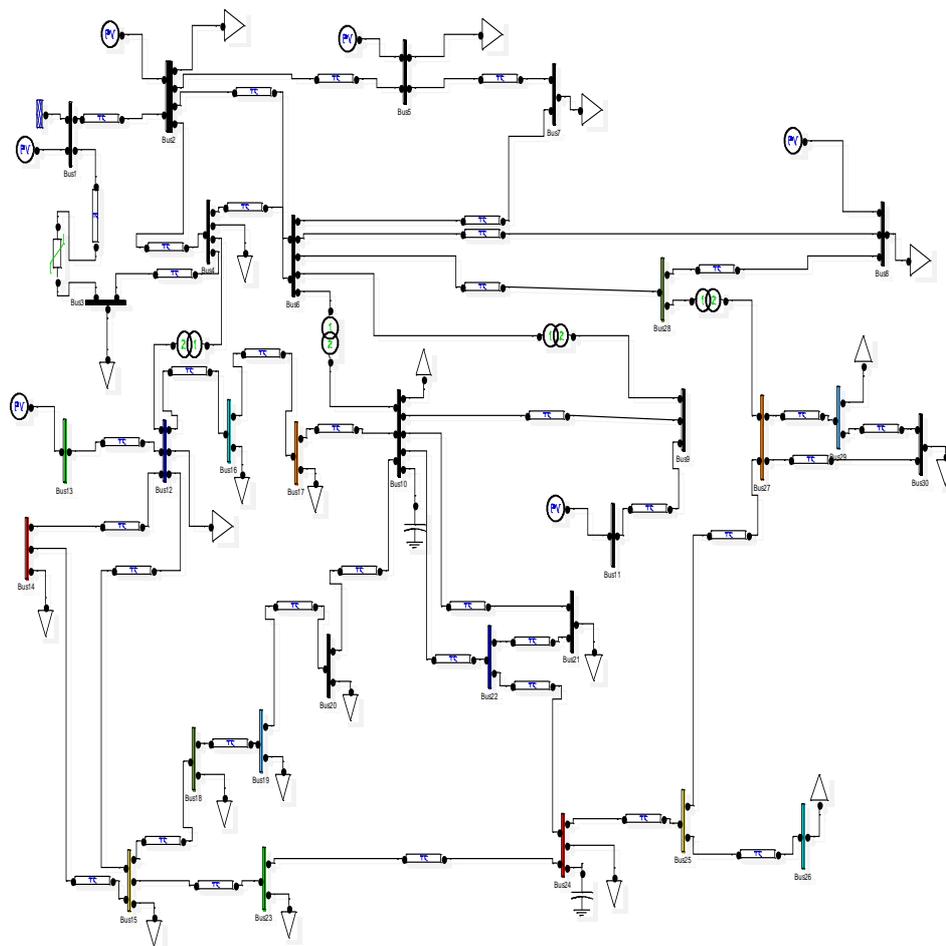
Le cas de 60% la congestion dans les lignes (1-2) (2-6) et (4-6)

Le cas de 80% la congestion dans les lignes (1-2) (1-3) (2-5) (2-6) (4-6) et (6-28)

Pour minimiser la congestion on utilise la compensation (Compensateur série commandé par thyristor(TCSC)) et un cout incrémental (AP-CI)

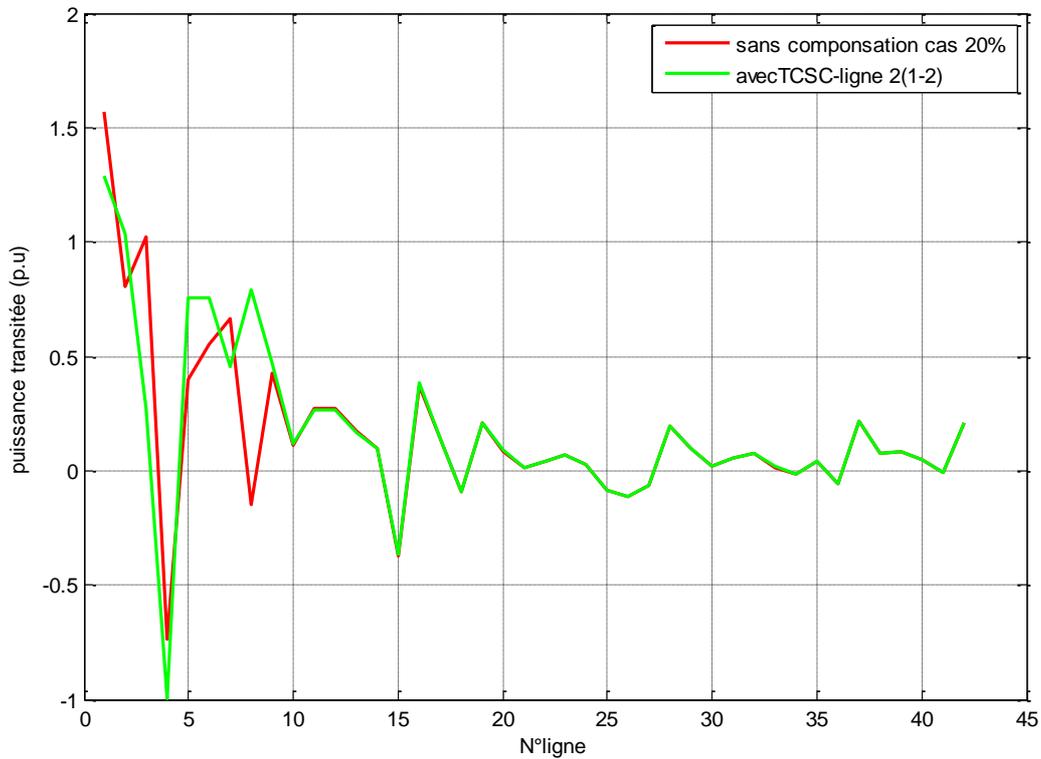
IV.5.3. Cas de compensation:

IV.5.3.1.en utilise le Compensateur série commandé par thyristor(TCSC) :



(fig.IV.9). Réseau de IEEE 30 JB avec TCSC

Tableau. (IV.3) : la puissance transitée avant et après compensation en utilise le TCSC Cas de 20%			
Puissance transitée			
JB de départ	JB d'arrivée	Avant compensation	Après compensation
1	2	1.569	1.2884
1	3	0.80176	1.0384
2	4	1.0204	0.27505
3	4	-0.73977	-0.99682
2	5	0.4006	0.75669
2	6	0.55383	0.75669
4	6	0.66478	0.45787
5	7	-0.14649	0.79238
6	7	0.42693	0.4707
6	8	0.12121	0.12041
6	9	0.27012	0.26542
6	9	0.27012	0.26542
6	10	0.17082	0.1684
9	11	0.1	0.1
9	10	-0.375790	-0.36542
4	12	0.37012	0.38428
12	13	0.14	0.14
12	14	-0.0894	-0.0905
12	15	0.20754	0.21127
12	16	0.08337	0.08701
14	15	0.015	0.0161
16	17	0.04068	0.04428
15	18	0.06653	0.06877
18	19	0.02761	0.02983
19	20	-0.08647	-0.08425
10	20	-0.11329	-0.11104
10	17	-0.06749	-0.06388
10	21	0.19391	0.19324
10	22	0.09434	0.0939
21	22	0.01805	0.01868
15	23	0.05452	0.05703
22	24	0.07533	0.07428
23	24	0.0158	0.01828
24	25	-0.01442	-0.01295
25	26	0.04273	0.04272
25	27	-0.0572	-0.05571
28	27	0.21823	0.21666
27	29	0.07481	0.07478
27	30	0.08578	0.08575
29	30	0.04461	0.0446
8	28	-0.01092	-0.01022
6	28	0.20773	0.20687



(fig.IV.10). Variation de puissance transitée sans compensation et avec compensation (TCSC)

Interprétation:

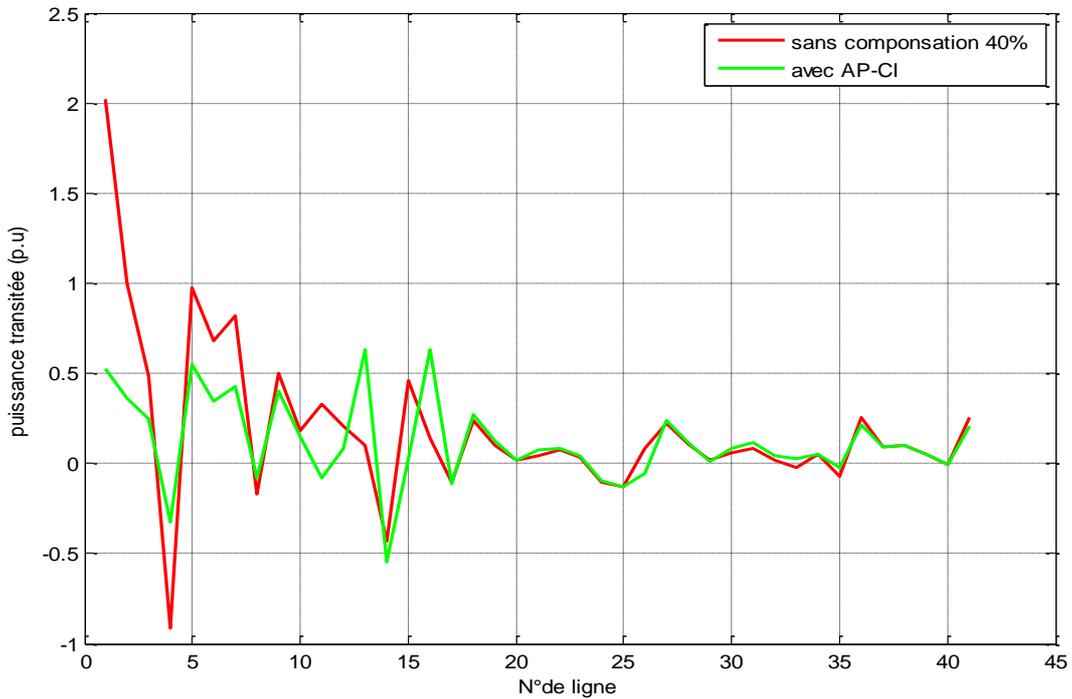
Nous avons présenté la variation de la puissance sans compensation et avec compensation au niveau des différents points dans le réseau. La (fig. IV.10) montre la puissance aux niveaux des lignes pour un seul TCSC installée au niveau au jeu de barre 2 (ligne 1-2).

IV.5.3.2. augmentation de la puissance générée en utilise le cout incrémentale (AP-CI) :

Tableau. (IV.4): la puissance transité après compensation en utilise le cout incrémental (AP-CI)

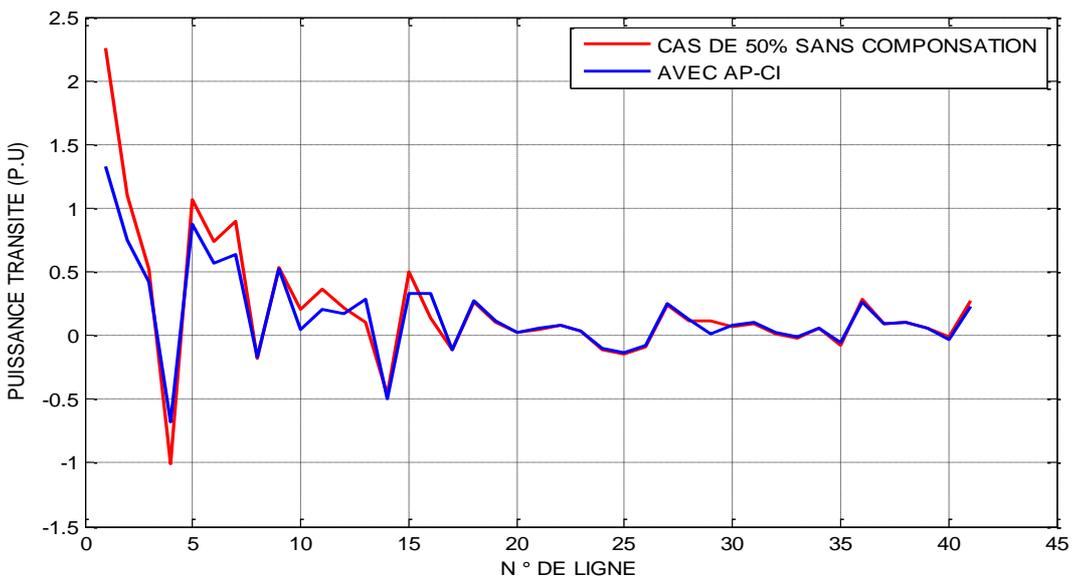
jB		40%		50%		60%		80%	
départ	arrivée	avant	après	avant	après	avant	après	avant	après
1	2	2.0236	0.52447	2.2584	1.3327	2.4986	1.3492	2.9973	1.4183
1	3	1.0022	0.36299	1.1041	0.74653	1.2072	0.71427	1.4171	0.74724
2	4	0.48466	0.24309	0.5275	0.41576	0.57096	0.3754	0.65994	0.39349
3	4	-0.91671	-0.32134	-1.0051	-0.6815	-1.0934	-0.64912	-1.2695	-0.67447
2	5	0.97773	0.55098	1.0675	0.87753	1.1586	0.85938	1.3453	0.93637
2	6	0.6768	0.34123	0.73974	0.56357	0.80376	0.51604	0.93551	0.54345
4	6	0.8224	0.42571	0.90167	0.6391	0.98128	0.60634	1.1416	0.64076
5	7	-0.1728	-0.0812	-0.18527	-0.16909	-0.19721	-0.18007	-0.21925	-0.1975
6	7	0.50211	0.40604	0.5393	0.52166	0.57617	0.55708	0.64871	0.62387
6	8	0.17885	0.14661	0.20804	0.04247	0.23753	-0.01519	0.29758	-0.04326
6	9	0.32954	-0.08134	0.35974	0.21103	0.39033	0.16285	0.45291	0.1471
6	10	0.2035	0.07964	0.21998	0.17478	0.23659	0.16781	0.27022	0.1793
9	11	0.1	0.63	0.1	0.29	0.1	0.39	0.1	0.49
9	10	-0.42954	-0.54866	-0.45974	-0.50103	-0.49033	-0.55285	-0.55291	-0.6371
4	12	0.45988	0.02863	0.50182	0.33471	0.54367	0.28862	0.62704	0.2813
12	13	0.14	0.63	0.14	0.33	0.14	0.43	0.14	0.53
12	14	-0.10417	-0.10874	-0.11154	-0.11378	-0.11888	-0.12225	-0.13351	-0.1373
12	15	0.24132	0.26891	0.2582	0.26933	0.27507	0.29167	0.30876	0.32939
12	16	0.09605	0.12245	0.10228	0.11174	0.10842	0.12329	0.12035	0.14001
14	15	0.01737	0.02194	0.01854	0.02078	0.01968	0.02305	0.02191	0.0257
16	17	0.04611	0.07146	0.0487	0.05793	0.05118	0.06563	0.05576	0.0747
15	18	0.07723	0.08537	0.08249	0.0862	0.08768	0.09327	0.09781	0.10446
18	19	0.03171	0.03949	0.03365	0.03728	0.03551	0.04094	0.03893	0.04531
19	20	-0.1014	-0.09382	-0.10897	-0.10538	-0.11663	-0.11127	-0.13224	-0.12599
10	20	-0.13278	-0.12536	-0.14266	-0.13906	-0.15263	-0.14728	-0.17292	-0.16673
10	17	0.08009	-0.0553	-0.08652	-0.07738	-0.09307	-0.0788	-0.10654	-0.08796
10	21	0.22594	0.242	0.24213	0.24748	0.25848	0.2665	0.29168	0.30233
10	22	0.10979	0.12029	0.11763	0.12112	0.12555	0.1308	0.1417	0.14867
21	22	0.02183	0.00613	0.11763	0.01833	0.0253	0.0174	0.02838	0.01798
15	23	0.06231	0.08501	0.06614	0.0754	0.06992	0.08364	0.01894	0.09406
22	24	0.08662	0.11258	0.09244	0.10117	0.0984	0.11146	0.11085	0.12804
23	24	0.01705	0.0393	0.01761	0.02674	0.01811	0.03161	0.01894	0.03533
24	25	-0.01972	0.02726	-0.0223	-0.0047	-0.02483	0.00126	-0.02969	0.00306
25	26	0.05005	0.05008	0.05374	0.05373	0.05745	0.05745	0.06498	0.06499
25	27	-0.06984	-0.02329	-0.07615	-0.05846	-0.08243	-0.05629	-0.0949	-0.06219
28	27	0.25916	0.21277	0.27984	0.26194	0.30069	0.27429	0.34295	0.31
27	29	0.08781	0.08789	0.09441	0.0944	0.10107	0.10107	0.11465	0.11467
27	30	0.10076	0.10086	0.10837	0.10836	0.11606	0.11606	0.13177	0.13179
29	30	0.05221	0.05223	0.05604	0.05603	0.05989	0.05989	0.06767	0.06768
8	28	-0.00768	-0.00611	-0.0061	-0.03194	-0.00455	-0.04413	-0.00154	-0.05513
6	28	0.25211	0.20714	0.27448	0.23056	0.29701	0.23074	0.34259	0.25562

CAS DE 40%



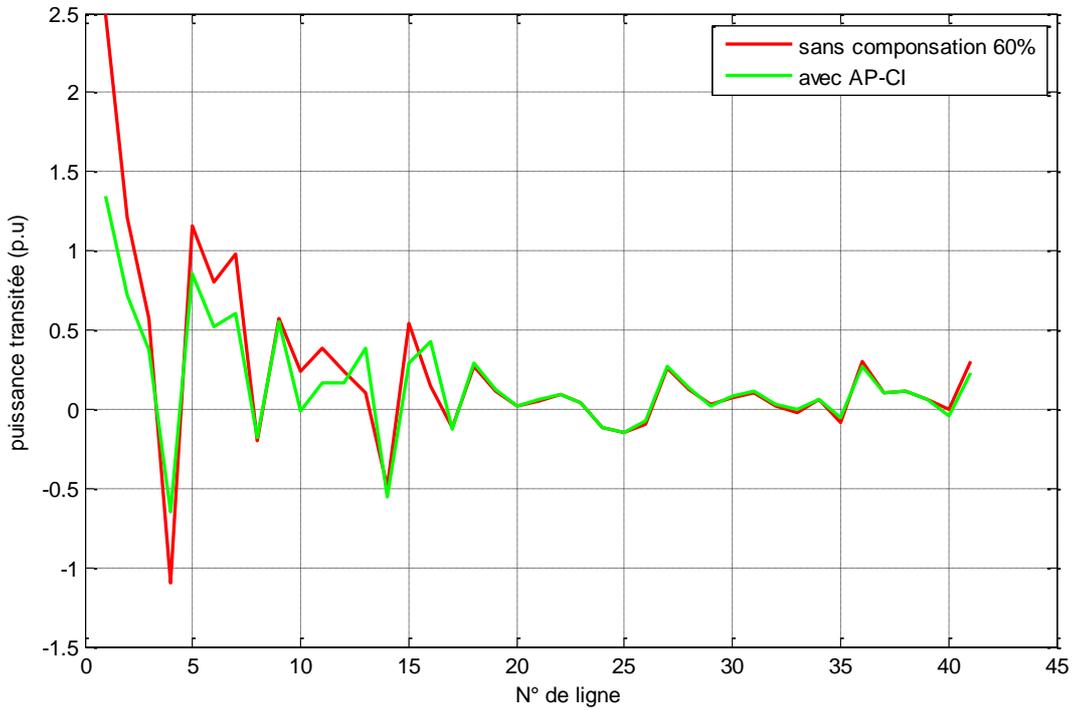
Interprétation : dans le cas 40% utiliser le cout incrémental pour minimiser la congestion dans les lignes (1-2) et (2-6).

CAS DE 50%



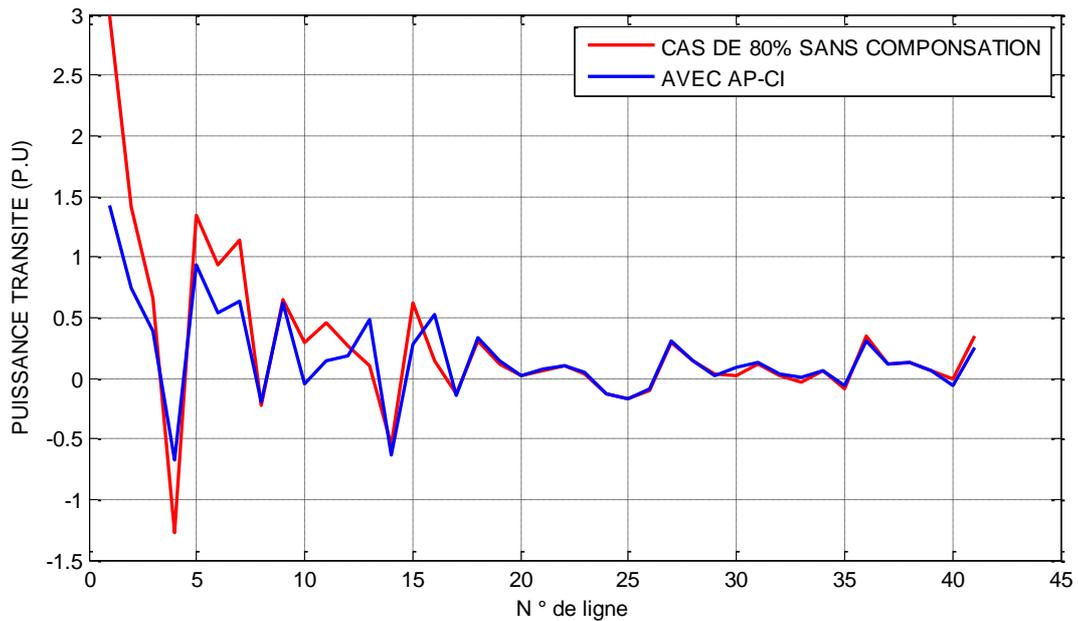
Interprétation : dans le cas 50% utiliser le cout incrémental pour minimiser la congestion dans les lignes (1-2) (1-3) (2-6) et (4-6).

CAS DE 60%



Interprétation : dans le cas 60% utiliser le cout incrémental pour minimiser la congestion dans les lignes (1-2) et (2-6) (4-6) .

CAS DE 80%



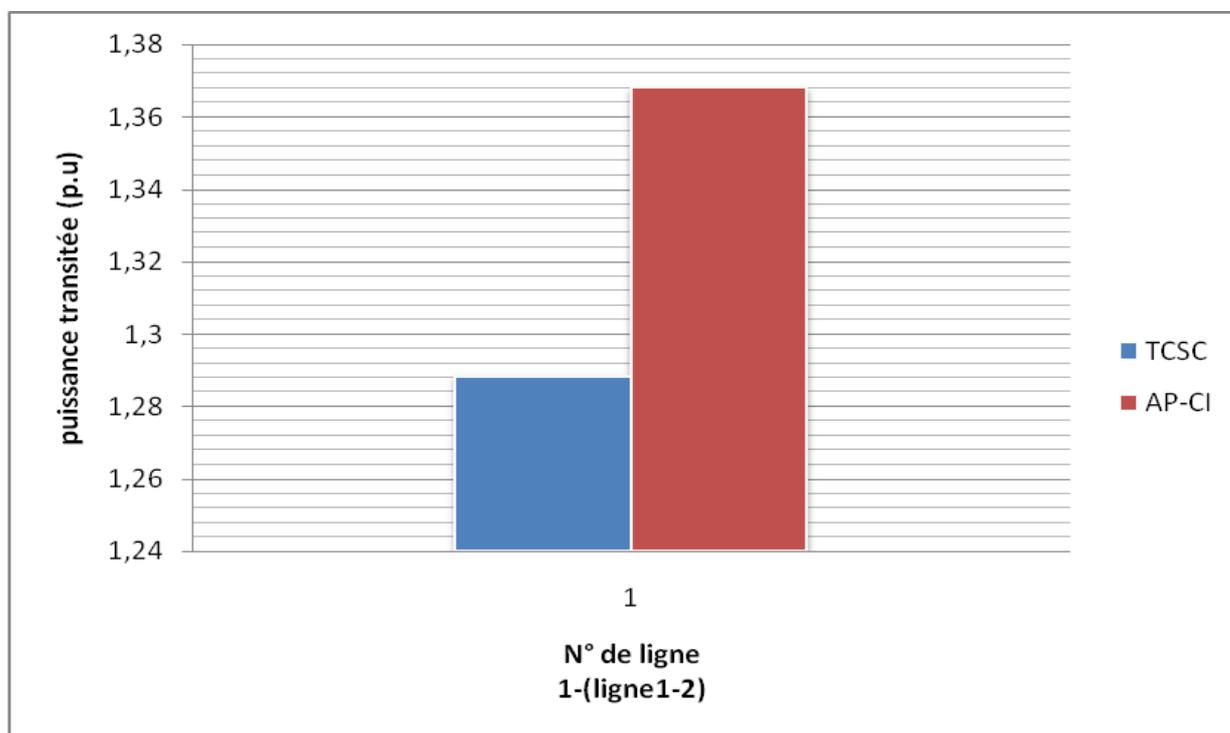
(fig.IV.11) : Variation des puissances sans compensation et avec AP-CI

Interprétation : dans le cas 40% utiliser le cout incrémental pour minimiser la congestion dans les lignes (1-2) et (1-3) (2-5) (2-6) (4-6) (6-28).

Tableau. (IV.5): comparaison entre le TCSC et le cout incrémental (AP-CI)

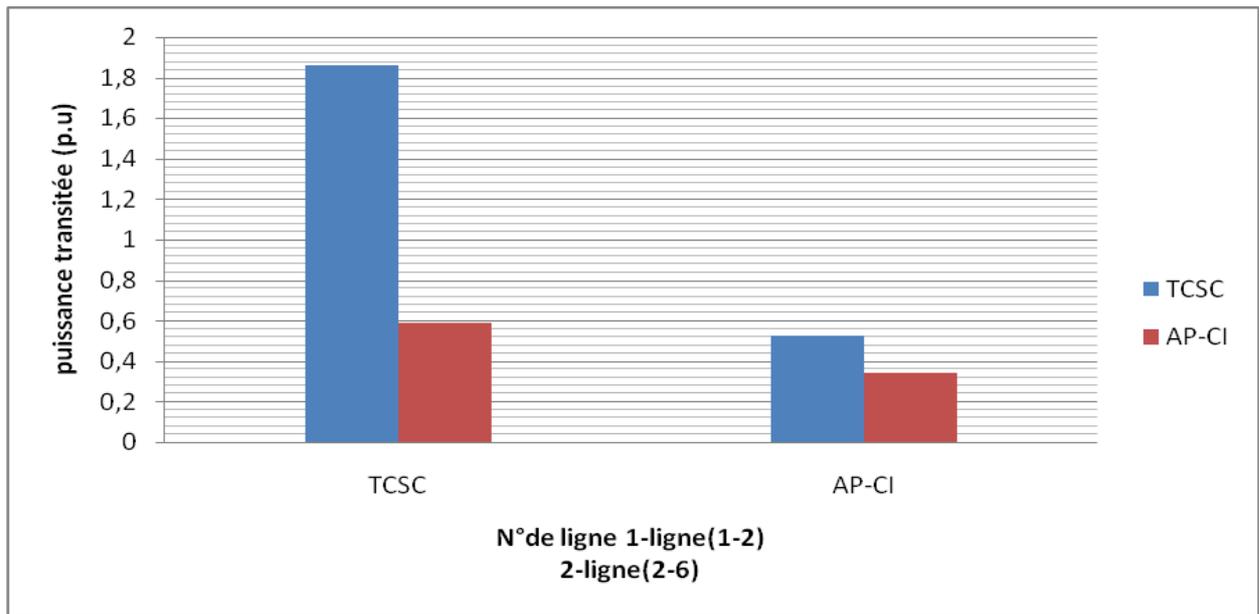
JB		20%		40%		50%		60%		80%	
départ	arrivée	TCSC	AP-CI	TCSC	AP-CI	TCSC	AP-CI	TCSC	AP-CI	TCSC	AP-CI
1	2	1.2884	1.3638	1.8628	0.52447	1.17	1.3327	1.1001	1.3492	1.2918	1.4183
1	3					0.79837	0.74653			0.73902	0.74724
2	5									0.93274	0.93637
2	6			0.58848	0.34123	0.48441	0.56357	0.40164	0.51604	0.56048	0.54345
4	6					0.63773	0.6391	0.66438	0.60634	0.55843	0.64076
6	28									0.25573	0.25562

Cas de 20%



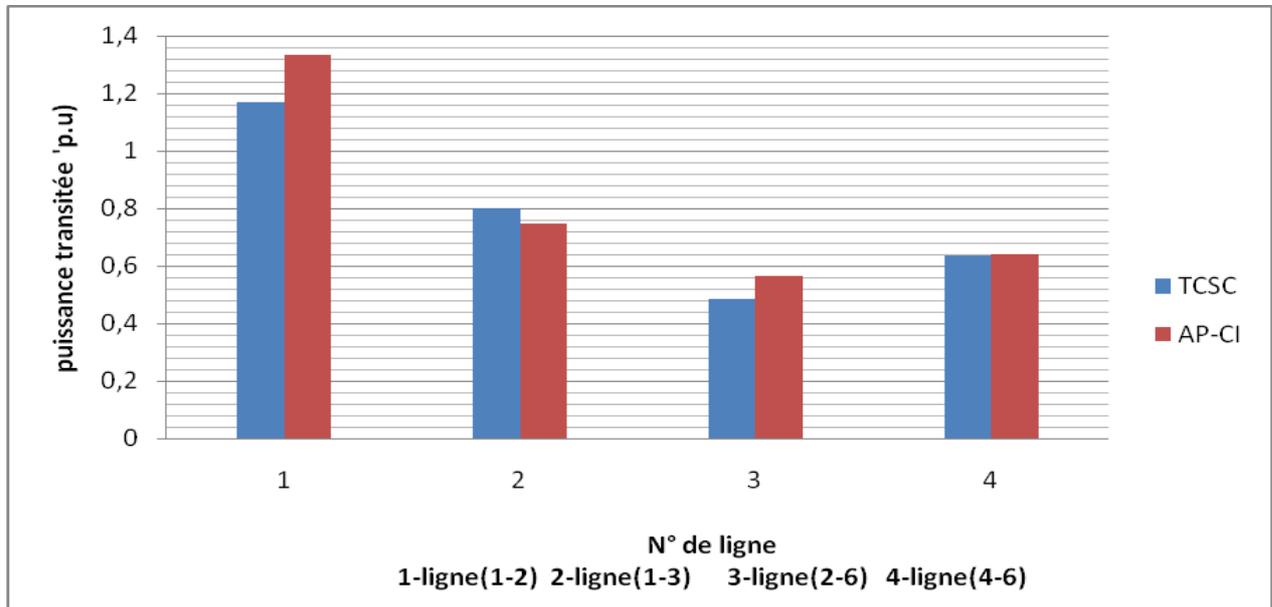
Interprétation : Dans le cas de 20% dans la ligne (1-2) en utilise la méthode de compensation TCSC et plus efficace que la méthode de augmentation de la charge en utilise le cout incrémentale.

Cas de 40%



Dans le cas 40% dans les lignes (1-2) et (2-6) on voit que la méthode de AP-CI est plus rentable que la méthode de compensation TCSC

Cas de 50%



Interprétation :

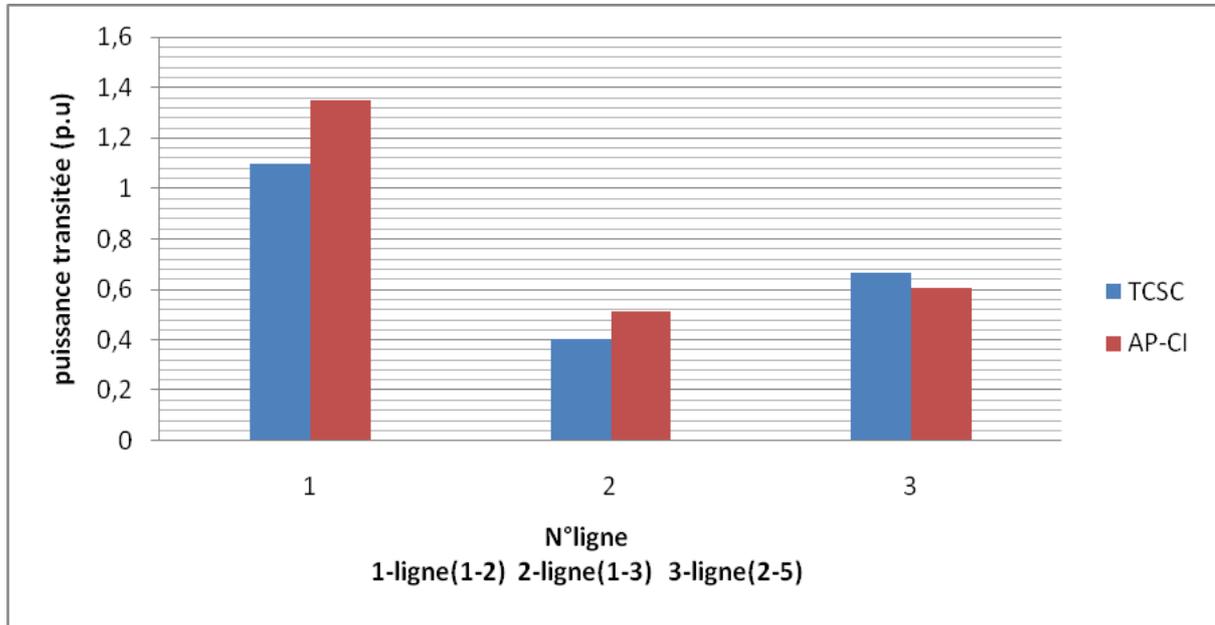
Le cas de 50% dans la ligne (1-2) on utilise le Compensateur série commandé par thyristor (TCSC) en voie et plus efficace.

Dans la ligne (1-3) la méthode de AP-CI augmentation de puissance dans le générateur (coût minimal) en utilise un coût incrémental cette méthode est plus rentable.

Le cas de 50% dans la ligne (2-6) en utilise le Compensateur série commandé par thyristor(TCSC) cette méthode plus efficace par rapport notre méthode le (AP-CI)

Dans la ligne (4-6) les puissances transitées sont égaux.

Cas de 60%

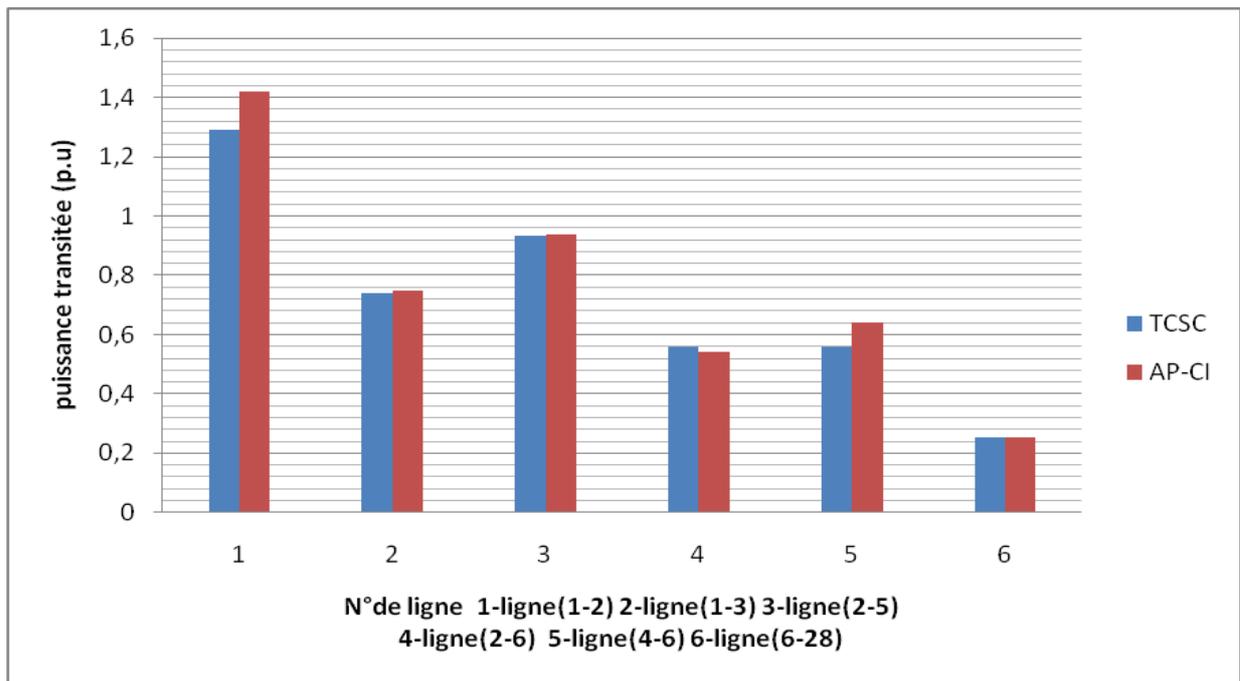


Interprétation :Le cas de 60% dans la ligne (1-2) en utilise le Compensateur série commandé par thyristor(TCSC) cette méthode plus efficace par rapport notre méthode le (AP-CI).

Dans la ligne (1-3) en utilise le Compensateur série commandé par thyristor(TCSC) cette méthode plus efficace par rapport notre méthode le (AP-CI).

Dans la ligne (2-5) la méthode de AP-CI augmentation de puissance dans la générateur (cout minimal) en utilise un cout incrémental cette méthode est plus rentable.

Cas de 80%



(Fig. IV.12) : comparaison entre le Compensateur série commandé par thyristor(TCSC) et augmentation la puissance en utilise le cout incrémental (AP-CI)

Interprétation : Le cas de 80% dans la ligne (1-2) (1-3) et (4-6) en utilise le Compensateur série commandé par thyristor(TCSC) cette méthode plus efficace par rapport notre méthode le (AP-CI).

Dans la ligne (2-5) et (6-28) les puissances transitées sont égaux.

Dans la ligne (2-6) la méthode de AP-CI augmentation de puissance dans la générateur (cout minimal) en utilise un cout incrémental cette méthode est plus rentable.

IV.6.Conclusion

Dans ce chapitre nous avons étudier déffirentete méthode pour minimiser la congestion pour le réseaux IEEEde 30JB.

La premier méthode utiliser les facts(Compensateur série commandé par thyristor(TCSC)) pour minimiser la congestion et la deuxième méthode en utilise l'augmentation de la puissance dans chaque générateur (cout minimaux)pour minimiser la puissance transitée dans les lignes est générateur de référence.

D'après les résultat on peut conclure les deux méthode utilisé est plus efficace ou sont égaux.

Conclusion générale

Conclusion générale

Conclusion générale

Dans ce mémoire on a adopté la méthodologie pour minimiser la congestion dans les réseaux électrique donc en utilisant à logiciel fonctionnement sous l'environnement MATLAB qui et le PSAT. Plusieurs paramètres analysés pour garder la stabilité des réseaux qui sont été la tension et la puissance transitée toute en vérifions la sécurité des réseaux. La marge de stabilité a été déterminé pour analyser différente type de niveau de charge les méthodes utilisé pour minimiser la congestion ont été examiné et tester sur le réseau 30IEEEJB. Cette étude nous a permis d'améliorer la stabilité de réseaux et de maitriser la congestion on applique la méthode de sur les réseaux plus complexe.

Dans la dernière étape, nous avons présenté le schéma électrique équivalent du réseau étudié détaillé à savoir (IEEE30JB) où nous avons intégré un TCSC aux différents de lignes, à fin de voir le comportement du TCSC connecté au réseau pour le contrôle de la puissance transitée et par la suite son influence sur le profil de la tension. Une autre méthode qui consiste à augmenter la puissance générée aux niveaux des générateurs à cout incrémental le plus petit (AP-CI). Le choix de l'emplacement efficace du dispositif série TCSC, permet d'améliorer considérablement les indices de qualité d'énergie.

Les résultats obtenus montrent clairement que le dispositif de contrôle TCSC peut jouer un rôle très important dans le domaine de la compensation des puissances réactives et le contrôle des tensions et la puissance transitée des différents nœuds. L'intégration du TCSC s'avère très efficace pour l'amélioration du profile de la tension surtout si on choisit bien le nombre et le lieu de l'emplacement influant par la suite nettement sur les pertes réactive en les réduisant par rapport à l'état du réseau avant compensation.

Comme perspective optimisation par planification du contrôle des puissances générées de FACTS et pour minimiser les congestions.

BIBLIOGRAPHIE

[01]	Turan, G., "Modern Power System Analysis ". John Wiley & sons, 1988.
[02]	Ward J.B. and Hale, H.W., "Digital Computer Solution of Power Flow Problems". Trans.Am.Inst.Elect.Eng. Part 3 75 398-404, 1956.
[03]	Lotfi Baghli, " Réalisation d'un Environnement Graphique avec Base de Données pour l'Analyse et la Simulation de Réseaux Electriques, Ecole Nationale Polytechnique, Projet de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en électrotechnique, promotion juin 1994.
[04]	Arthur R.Bergen et Vijay Vittal, Power System Analysis, 2000.
[05]	[ABB 01] ABB, New Concepts for Transmission Grids, DOE Workshop on Analysis and Concepts to address Electric Infrastructure Needs, Washington DC, Ao�t 2001.
[06]	B. Ha Lee and K. Y. Lee, "A Study on Voltage Collapse Mechanism in Electric Power System." IEEE Trans. PS, Vol.6No.3, pp.966-974, August 1991.
[07]	Yanfeng Gong, "Development of an Improved On-Line Voltage Stability Index Using Synchronized Phasor Measurement." PHD thesis, Mississippi State University, Mississippi, USA, December2005.
[08]	A. Laifa, "Evaluation de la Stabilité de Tension d'un Réseau d'énergie électrique Développement et Application Des Indices De Stabilité", thèse de Magister, Ecole National polytechnique, 27juin1995.
[09]	A. Kazemi, and B. Badrzadeh, " Modeling and Simulation of SVC and TCSC to Study their Limits on Maximum Loadability Point," Electrical Power and Energy Systems, Vol. 26, pp. 619-626, Apr. 2004.
[10]	G. K. Morison et al. "Voltage stability Analysis using static and dynamic approaches", IEEE Trans. On Power Systems, Vol.8, No.3, pp.1159-1171, August 1993.
[11]	T.G. Over bye et al. "Improved Techniques for Power System Voltage Stability Assessment Using Energy Methods", IEEE Trans. on Power Systems, Vol, No.4, pp.1446-1452, November1991.
[12]	Bodapatti Nageswararao, B .E, "Fuzzy-Expert System for Voltage Stability Monitoring and Control", Masterthesis, Faculty of Engineering and Applied Science Memorial University of New foundland, Canada, February,1998.
[13]	T. G�nen « Electric Power System Engineering: Analysis and Design » John Wiley & Sons, 1988.
[14]	Giuseppe Fusco, Mario Russo « Adaptive Voltage Control in Power Systems; Modeling, Design and Applications » Universities degliStudi di Casino, Italie.
[15]	B.De Metz-Noblat, G .Jeanjean « Stabilité dynamiques des réseaux électriques industriels» Cahier Technique n� 185.
[16]	KUNDUR.P « Power System Stability and Control » IEEE Transactions on Power System 1994.lysis"MARCEL DEKKER, USA, 2002.
[17]	Stéphane GERBEX, " Metaheuristique Appliquées Au Placement Optimal De Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique, " thèse PHD, Ecole polytechnique de Lausanne, Lausanne 2003
[18]	Abdela�li ALIBI, " Contrôle des Réseaux Electriques par les Systèmes FACTS: (Flexible AC Transmission Systems)" Magister de l'Université de Batna 2009.
[19]	E. G. Shahraki, " Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques ", thèse de Doctorat, université Henri Poincaré, Nancy-I, 13 Octobre 2003.

BIBLIOGRAPHIE

[20]	Mancer N, Aggouni Y'' modélisation et intégration des dispositifs de compensation dynamique FACT'', Mémoire de l'ingénieur d'état Juin 2007.
[21]	B. Mahdad "Contribution to the improvement of power quality using multi hybrid model based Wind-Shunt FACTS," 10PthP IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering, Italy, 2011.
[22]	P. L. So, Y. C. Chu, T. Yu, "Coordinated control of TCSC and SVC for system damping enhancement", International Journal of Control, Automation, and Systems, June 2005 Vol. 3, No. 2, pp 322-33.
[23]	Alireza Seifi, Ph.D. Sasan Gholami, M.S.; and Amin Shabanpour, M.S. Power Flow Study and Comparison of FACTS: Series (SSSC), Shunt (STATCOM), and Shunt-Series (UPFC). The Pacific Journal of Science and Technology, Volume 11. Number 1. May 2010 (Spring)
[24]	Eskandar G. SH Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques l'université henri Poincaré, Nancy-i 2003
[25]	A. Edris et al. " Proposed Terms and Definition of FACTS," IEEE trans. on power delivery, 12(4):1884-1853, October 1997.

Annex

Les données de réseau test 30 jeux de barres

Bus-data du réseau IEEE30JB

jeux de barres		tension	Angle	Generateur		charge		Qmin	Qmax
No	code	Module [pu]	Degré	PGi [MW]	QGi [Mvar]	PLi [MW]	QLi [Mvar]		
1	1	1.06	0	0	0	0	0	0	0
2	2	1.043	0	40	50.0	21.7	12.7	-40	50
3	3	1.0	0	0	0	2.4	1.2	0	0
4	3	1.0	0	0	0	7.6	1.6	0	0
5	2	1.01	0	0	37.0	94.2	19.0	-40	40
6	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0
7	3	1.0	0	0	0	22.8	10.9	0	0
8	2	1.01	0	0	37.3	30.0	30.0	-10	40
9	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0
10	3	1.0	0	0	0	5.8	2.0	0	0
11	2	1.082	0	0	16.2	0.0	0.0	-6	24
12	3	1.0	0	0	0	11.2	7.5	0	0
13	2	1.071	0	0	10.6	0.0	0.0	-6	24
14	3	1.0	0	0	0	6.2	1.6	0	0
15	3	1.0	0	0	0	8.2	2.5	0	0
16	3	1.0	0	0	0	3.5	1.8	0	0
17	3	1.0	0	0	0	9.0	5.8	0	0
18	3	1.0	0	0	0	3.2	0.9	0	0
19	3	1.0	0	0	0	9.5	3.4	0	0
20	3	1.0	0	0	0	2.2	0.7	0	0
21	3	1.0	0	0	0	17.5	11.2	0	0
22	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0
23	3	1.0	0	0	0	3.2	1.6	0	0
24	3	1.0	0	0	0	8.7	6.7	0	0
25	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0
26	3	1.0	0	0	0	3.5	2.3	0	0
27	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0
28	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0
29	3	1.0	0	0	0	2.4	0.9	0	0
30	3	1.0	0	0	0	1	1.9	0	0

Annex

Concernant les lignes

Informations des lignes du réseau IEEE30JB				
Les lignes		Résistance	Réactance	substance
de	vers	R(pu)	X(pu)	B/2 (pu)
1	2	0.0192	0.0575	0.0264
1	3	0.0452	0.1652	0.0204
2	4	0.0570	0.1737	0.0184
3	4	0.0132	0.0379	0.0042
2	5	0.0472	0.1983	0.0209
2	6	0.0581	0.1763	0.0187
4	6	0.0119	0.0414	0.0045
5	7	0.0460	0.1160	0.0102
6	7	0.0267	0.0820	0.0085
6	8	0.0120	0.0420	0.0045
6	9	0.0	0.2080	0.0
6	10	0.0	0.5560	0.0
9	11	0.0	0.2080	0.0
9	10	0.0	0.1100	0.0
4	12	0.0	0.2560	0.0
12	13	0.0	0.1400	0.0
12	14	0.1231	0.2559	0.0
12	15	0.0662	0.1304	0.0
12	16	0.0945	0.1987	0.0
14	15	0.2210	0.1997	0.0
16	17	0.0824	0.1923	0.0
15	18	0.1073	0.2185	0.0
18	19	0.0639	0.1292	0.0
19	20	0.0340	0.0680	0.0
10	20	0.0936	0.2090	0.0
10	17	0.0324	0.0845	0.0
10	21	0.0348	0.0749	0.0
10	22	0.0727	0.1499	0.0
21	23	0.0116	0.0236	0.0
15	23	0.1000	0.2020	0.0
22	24	0.1150	0.1790	0.0
23	24	0.1320	0.2700	0.0
24	25	0.1885	0.3292	0.0
25	26	0.2544	0.3800	0.0
25	27	0.1093	0.2087	0.0
28	27	0.0000	0.3960	0.0
27	29	0.2198	0.4153	0.0
27	30	0.3202	0.6027	0.0
29	30	0.2399	0.4533	0.0
8	28	0.0636	0.2000	0.0214
6	28	0.0169	0.0599	0.065

Annex
