

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université de Batna

Faculté des Sciences de l'Ingénieur

THESE

Préparée au

Département d'Electrotechnique

Présentée par

KHALED CHIKHI

**Magister en Electricité industrielle
Option : Réseaux Electriques**

Pour obtenir le titre de

Docteur d'Etat

Spécialité : Génie Electrique

CONTRIBUTION A L'ANALYSE DE LA QUALITE DE L'ENERGIE ELECTRIQUE DANS LE CAS DE LA STABILITE DE LA TENSION

Soutenue le 14/11/2007
devant le Jury composé de :

Pr Kamel
Dr Cherif
Dr Tahar
Dr Malek
Dr Farid
Dr Salah

Srairi
Fetha
Bahi
Bouharkat
Nasri
Saad

*Professeur
Maître de Conférences
Maître de Conférences
Maître de Conférences
Maître de Conférences
Maître de Conférences*

*Univ .Biskra
Univ. Batna
Univ . Annaba
Univ. Batna
Univ. Batna
Univ .Annaba*

**Président
Rapporteur
Examinateur
Examinateur
Examinateur
Examinateur**

Table des Matières

Intoduction

Méthodes numériques

I.1	Méthode itérative de Gauss utilisant YBus.....	2
I.2	Méthode de Gauss-Seidel utilisant YBus.....	4
I.3	Méthode de relaxation utilisant YBus.	
I.4	Méthode itérative de Gauss utilisant ZBus.....	6
I.5	Méthode de Gauss-Seidel utilisant ZBus.....	7
I.6	Méthode de Newton-Raphson utilisant YBu	
I.6.4.1	Application en cordonnés cartésiennes.....	8
I.6.4.2	Application en cordonnés polaires.....	12
I.6.4.3	Exemple d'application.....	13
I.6.5	Refomulation de la méthode de Newton-Raphson.....	16
I.7	Comparaison des méthodes.....	24
	Organigramme de Newton-Raphson appliqué à la repartions de charge	

Load flow et stabilité

II.1	Formulation du problème.....	26
II.2	Constitution d'un réseau	
II.2.1	Les générateurs	
II.2.2	Les charges.....	27
II.2.3	Le réseau proprement dit	
II.3	Bilans de puissances et balancier	28
II.II.1	Bilans de puissances	
II.II.2	Le générateur balancier	
II.4	Formulation à l'aide de la matrice d'admittance.....	31
II.4.1	Exemple d'un système à deux jeux de barre	
II.4.2	Généralisation de la méthode de formulation.....	33
II.5	Equations de répartition de charge	34
II.6	Classification des variables des équations de RC.....	36
II.6.1	Variables de perturbation	
II.6.2	Variables d'états	
II.6.3	Variables de contrôle	
II.6.4	Classification des jeux de barre.....	37
II.6.5	Solution du problème de la répartition de charge	
II.7	Méthode de Newton-Raphson utilisant Ybus.....	38
II.7.1	Application en coordonnés	

II.8	Exemple d'un réseau à quatre jeux de barre.....	46
II.8.1	Données du réseau	
II.9	Programme de Load Flow	
II.9.1	Représentation du circuit	
II.9.2	But du banc de capacités	
II.9.3	Résultat du load flow.....	47
II.9.4	Influence d'une consommation excessive de réactif au bus 2.....	48
II.9.5	Effet du banc de capacité au bus 2	
II.10	Stabilité de la tension.....	49
II.11	Conclusion	
	Les systèmes FACTS	
III.1	introduction	50
III.2	Compensateurs parallèles.	
III.2.1	Compensateurs parallèles à base de thyristors	
III.2.2	Compensateurs parallèles à base de GTO thyristors.....	51
III.3	Compensateurs séries	53
III.3.1	Compensateurs séries à base de thyristor	
III.3.2	Compensateurs séries à base de GTO thyristors	55
III.4	Compensateurs hybrides série - parallèle	
III.4.1	Compensateurs hybrides à base de thyristors	
III.4.2	Compensateurs hybrides à base de GTO thyristors	56
III.4.3	Conclusion.....	58
	Courants de défaut et stabilité	
VI.1	Introduction.....	60
VI.2	La stabilité de l'angle de transport	
VI.2.1	La stabilité statique	
VI.2.2	La stabilité dynamique	
VI.2.3	La stabilité transitoire.....	61
VI.2.3.1	Les différentes méthodes d'analyse de la stabilité transitoire.....	62
VI.2.3.2	L'équation de stabilité	
VI.2.3.3	Normalisation de l'équation de stabilité.....	64
VI.2.3.4	La transmission de la puissance dépend de la configuration du réseau.....	66
VI.2.3.5	La transitoire stable.....	67
VI.2.3.7	Le court circuit et l'obligation d'ouvrir rapidement.....	69

VI.2.3.8 Solution de l'équation de stabilité.....	70
VI.2.3.10 Pour améliorer la stabilité.....	72
VI.3 Etude des différents courts circuits	
VI.3.1 défaut symétrique.....	73
VI.3.1.1 Puissance de court circuit	
VI.3.1.2 Court circuit aux bornes d'un alternateur	
VI.3.1.3 court circuit triphasé en un nœud du réseau.....	75
VI.3.2 Défaut asymétrique.....	76
VI.3 Défaut triphasé	
VI.3.2.1 Défaut monophasé.....	78
VI.3.2.2 Défaut diphasé.....	80
VI.3.2.3 Défaut diphasé avec terre.....	82
VI.3.2.4 Conclusion	
VI.4 Etude de l'influence de la charge	
VI.4.1 Calcul de la charge critique	
Conclusion.....	85
Références.....	86

INTRODUCTION

L'industrialisation et la croissance de la population sont les premiers facteurs pour lesquels la consommation de l'énergie électrique augmente régulièrement. Ainsi, pour avoir un équilibre entre la production et la consommation, il est à première vue nécessaire d'augmenter le nombre de centrales électriques, de lignes, de transformateurs etc., ce qui implique une augmentation de coût et une dégradation du milieu naturel. En conséquence, il est aujourd'hui important d'avoir des réseaux maillés et de travailler proche des limites de stabilité afin de satisfaire ces nouvelles exigences.

Les réseaux maillés, soumis à des boucles de puissance indésirables entre zones interconnectées, subissent des surcharges de lignes, des problèmes de stabilité et de toute manière un accroissement des pertes. Les moyens classiques de contrôle des réseaux (transformateur à prises réglables en charge, transformateurs déphaseurs, compensateurs série ou parallèle commutés par disjoncteurs, modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs) pourraient dans l'avenir s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau, compte tenu notamment des nouvelles contraintes.

Les études de stabilité transitoire concernent les grandes perturbations comme les courts-circuits, la perte d'ouvrage ou de groupe de production ... etc. La conséquence de ces défauts peut être très grave, pouvant même conduire à l'effondrement complet du réseau.

Un rappel de la stabilité des réseaux électriques est abordé au premier chapitre dans le cas de la répartition de charge (Load flow)

Le troisième chapitre présente les différentes méthodes de compensation (systèmes FACTS) qui peuvent être classées en trois catégories :

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

Dans quatrième chapitre, nous étudierons l'influence sur la stabilité transitoire d'un alternateur connecté à un réseau infini.

Enfin, il ne nous restera plus qu'à conclure et à proposer des perspectives d'études futures permettant de compléter ce travail.

Depuis plusieurs années, la puissance croissante des ordinateurs a permis d'aborder et de résoudre des problèmes de plus en plus complexes. De ce fait, de bonnes connaissances en analyse numérique et en analyse statistique est plus que nécessaire pour la résolution de problèmes d'optimisation. Dans notre cas, l'introduction de ces méthodes dans la résolution du problème de la répartition de charges, nous permet de bien choisir la solution la plus optimale et la plus rapide.

I.1 METHODE ITERATIVE DE GAUSS UTILISANT Y_{BUS}

La solution du problème de la R-C est basée sur la somme de toutes les tensions aux J-B en ne prenant pas en considération celle du jeu de barre de référence puisqu'elle est spécifiée et fixée. Alors, les courants sont calculés, pour tous les J-B à l'exception de celui de référence (s), à partir de l'équation du jeu de barre de charge :

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_1^*} \quad i = 1, 2, \dots, n \text{ et } i \neq s \quad (\text{I.1})$$

Où :

P_i, Q_i : puissance active et réactive au jeu de barre

n nombre de jeu de barre dans le réseau.

s jeu de barre de référence.

La performance du réseau peut être obtenue à partir de l'équation :

$$\bar{I}_{Bus} = \bar{Y}_{Bus} \bar{V}_{Bus} \quad (\text{I.2})$$

Où:

\bar{I}_{Bus} : vecteur courant injecté au jeu de barre.

\bar{V}_{Bus} : vecteur tension au jeu de barre .

Y_{Bus} : admittance du système.

Choisissons la terre comme J-B de référence, on écrit les n-1 équations simultanées sous la forme :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left(I_i - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik} V_k \right) \quad i = 1, 2, \dots, n \text{ et } i \neq s \quad (\text{I.3})$$

Les courants aux jeux de barre sont calculés à partir de l'équation (I.1), la tension au jeu de barre de référence, ainsi que les tensions estimées sont substituées dans l'équation (I.3) pour obtenir de nouvelles tensions aux jeux de barre.

Ces nouvelles tensions sont utilisées dans l'équation (I.1) pour recalculer les courants aux jeux de barre, et delà obtenir une nouvelle solution de l'équation (I.3).

Le processus continue jusqu'à ce que les variations de toutes les tensions aux jeux de barre deviennent négligeables.

Lorsque la solution de la tension est obtenue, la puissance au jeu de barre de référence et les écoulements dans les lignes peuvent être calculés.

L'équation (I.3) et l'équation au jeu de barre de charge (I.1) peuvent être combinées pour obtenir l'équation suivante :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left(\frac{(P_i - jQ_i)}{V_i^*} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik} V_k \right) \quad i = 1, 2, \dots, n \text{ et } i \neq s \quad (\text{I.34})$$

La procédure normale pour l'étude de la R-C est de supposer un système équilibré et d'employer une représentation unifilaire équivalente à une séquence positive du réseau.

Choisissons le jeu de barre 2 comme étant le J-B de référence dans le système de la figure (I.1) ci dessous :

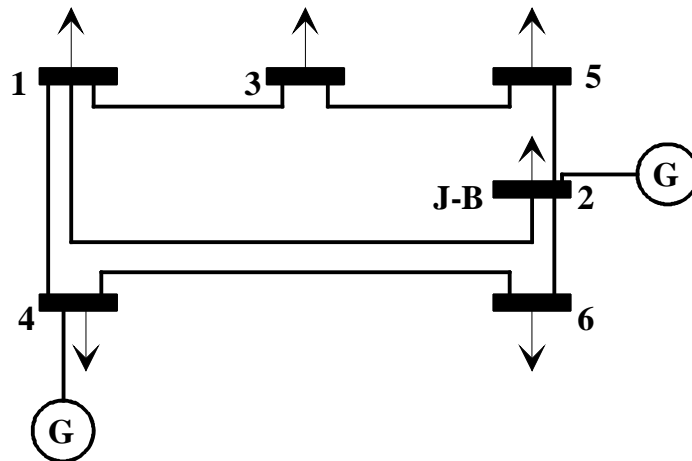


Figure I.1 Diagramme unifilaire d'un système de puissance

Posons :

$$\frac{1}{Y_{ii}} = L_i, \quad (P_i - jQ_i)L_i = KL_i \quad \text{et} \quad Y_{ik}L_i = YL_{ik}$$

Alors l'équation (I.4) devient :

$$V_i = \frac{KL_i}{V_i^*} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n YL_{ik} V_k \quad \begin{matrix} i = 1, 2, \dots, n \\ i \neq s \end{matrix} \quad (I.5)$$

La matrice admittance de ce système de puissance est :

Bus i \ Bus k	1	2	3	4	5	6
1	Y_{11}	Y_{12}	Y_{13}	Y_{14}		
2	Y_{21}	Y_{22}			Y_{25}	Y_{26}
3	Y_{31}		Y_{33}		Y_{35}	
4	Y_{41}			Y_{44}		Y_{46}
5		Y_{52}	Y_{53}		Y_{55}	
6		Y_{62}		Y_{64}		Y_{66}

Tableau I.1 Matrice admittance

Donc d'après l'équation (I.5) on aura :

$$\left\{ \begin{array}{l} V_1^{k+1} = \frac{KL_1}{(V_1^k)^*} - YL_{12}V_2 - YL_{13}V_3^k - YL_{14}V_4^k \\ V_2 = \text{valeur spncifine et fixe} \\ V_3^{k+1} = \frac{KL_3}{(V_3^k)^*} - YL_{31}V_1^k \\ V_4^{k+1} = \frac{KL_4}{(V_4^k)^*} - YL_{41}V_1^k - YL_{46}V_6^k \\ V_5^{k+1} = \frac{KL_{52}}{(V_5^k)^*} - YL_{52}V_2 - YL_{53}V_3^k \\ V_6^{k+1} = \frac{KL_6}{(V_6^k)^*} - YL_{62}V_2 - YL_{64}V_4^k \end{array} \right.$$

Où k est le nombre d'itération

I.2 METHODE DE GAUSS-SEIDEL UTILISANT YBUS

Les équations (I.5) de tensions aux jeux de barre peuvent êtres résolues par la méthode itérative de GAUSS-SEIDEL . Dans cette méthode la nouvelle tension V_i^{k+1} calculée remplace immédiatement V_i^k , et elle est employée dans la solution des équations suivantes (I.6).

I.3 METHODE DE RELAXATION UTILISANT YBUS

Les équations des courants aux J-B sont utilisées par la méthode de relaxation pour la solution du problème de transfert de charges. L'équation (I.2), nous donne le courant du jeu de barre i:

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + LL + Y_{ii}V_i + LL + Y_{in}V_n \quad (I.8)$$

Cette équation peut être écrite sous la forme :

$$Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + LL + Y_{ii}V_i + LL + Y_{in}V_n - I_i = R_i \quad (I.9)$$

avec R_i le résiduel, et il représente l'erreur de courant au jeu de barre résultant lors de la solution de la tension estimée.

Pour le système de la figure (I.1) les équations pour la méthode de relaxation sont

$$\begin{cases} Y_{11}V_1^k + Y_{12}V_2 + Y_{13}V_3^k + Y_{14}V_4^k - I_1^k = R_1^k \\ Y_{31}V_1^k + Y_{33}V_3^k + Y_{35}V_5^k - I_3^k = R_3^k \\ Y_{41}V_4^k + Y_{44}V_4^k + Y_{46}V_6^k - I_4^k = R_4^k \\ Y_{52}V_2 + Y_{53}V_3^k + Y_{55}V_5^k - I_5^k = R_5^k \\ Y_{62}V_2 + Y_{64}V_4^k + Y_{66}V_6^k - I_6^k = R_6^k \end{cases}$$

Où l'équation pour le jeu de barre de référence est exclue, puisque V_2 est spécifiée et fixée . Avec l'estimation des tensions des J-B :

$$V_1^{[0]}, V_2, V_3^{[0]}, V_4^{[0]}, V_5^{[0]}, V_6^{[0]} \quad (I.11)$$

Les courants aux jeux de barre sont calculés à partir de l'équation (I.1) et les résiduels à partir de l'équation (I.10). La chute de tension est obtenue pour le J-B qui présente un résiduel maximum. Si le courant au jeu de barre i reste constant, le résiduel devrait tendre à zéro par la chute de tension.

$$\Delta V_i^k = -\frac{R_i^k}{Y_{ii}} \quad (I.12)$$

Une estimation améliorée de la tension au jeu de barre i est alors :

$$V_i^{k+1} = V_i^k + \Delta V_i^k \quad (I.13)$$

Et le nouveau courant est :

$$I_i^{k+1} = \frac{P_i - jQ_i}{(V_i^{k+1})^*} \quad (\text{I.14})$$

Comme il y'a variation dans le courant, le résiduel actuel au jeu de barre i est:

$$R_i^{k+1} = I_i^k - I_i^{k+1} \quad (\text{I.15})$$

En utilisant la tension V_i^{k+1} , les nouveaux résiduels pour les jeux de barre autres que le jeu de barre i et le jeu de barre de référence, sont calculés par :

$$R_q^{k+1} = R_q^k + Y_{qi} \Delta V_i^k \quad \begin{array}{l} q = 1, 2, \dots, n \\ q \neq i, q \neq s \end{array} \quad (\text{I.16})$$

Ce processus est répéter, à chaque fois qu'on fait une correction de la tension correspondant à un grand résiduel, jusqu'à ce que les résiduels soient inférieurs ou égaux à la tolérance spécifiée.

I.4 METHODE ITERATIVE DE GAUSS UTILISANT Z_{BUS}

Choisissons un ensemble de tensions initiales de jeux de barre, les courants des J-B sont calculés à partir :

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - Y_i V_i \quad i = 1, 2, \dots, n \text{ et } i \neq s \quad (\text{I.17})$$

Où les connections en parallèles sont considérées comme sources de courant. Les nouvelles estimations des tensions peuvent êtres obtenues à partir de :

$$\bar{V}_{BUS} = Z_{BUS} \bar{I}_{BUS} + \bar{V}_R \quad (\text{I.18})$$

Où \bar{V}_R est un vecteur de tensions dont toutes les composantes sont égales à la tension au jeu de barre de référence.

Les nouvelles tensions estimées sont utilisées dans l'équation (I.17) pour recalculer les courants aux jeux de barres. Ce processus sera répété jusqu'à ce que toutes les tensions soient comprises dans l'intervalle de tolérance. Cette technique de résolution du problème de transfert de puissance, utilise la méthode itérative de GAUSS à partir du dernier calcul de courants aux J-B, seulement après l'achèvement de la première itération.

Appliquons cette méthode au système de la figure I.1. De l'équation (I.18) nous pouvons écrire :

$$V_i^{k+1} = V_2 + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq 2}}^n Z_{iq} I_q^k \quad p = 1, 3, 4, 5, 6 \quad (\text{I.19})$$

Avec :

$$I_q^k = \frac{P_q - jQ_q}{(V_q^k)^*} - Y_q V_q^k \quad (\text{I.20})$$

I.5 METHODE ITERATIVE DE GAUSS -SEIDEL UTILISANT ZBUS

La méthode de GAUSS-SEIDEL peut être utilisée aussi pour la solution du problème de R-C en employant l'équation d'impédance au J-B du réseau. Les équations aux jeux de barre sont résolues l'une après l'autre à partir du codage des nouvelles estimations de la tension , le courant correspondant est recalculé.

Alors la forme des équations pour ce système donné est :

$$V_i^{k+1} = V_2 + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq 2}}^{i-1} Z_{iq} I_q^{k+1} + \sum_{\substack{q=i \\ q \neq 2}}^6 Z_{iq} I_q^k \quad i = 1, 3, 4, 5, 6 \quad (\text{I.21})$$

Avec :

$$I_q^{k+1} = \frac{P_q - jQ_q}{(V_q^{k+1})^*} - Y_q V_q^{k+1} \quad (\text{I.22})$$

I.6 METHODE DE NEWTON-RAPHSON UTILISANT YBUS

I.6.4.1 APPLICATION EN CORDONNES CARTESIENNES

Le problème du transfert de puissance peut être résolu par la méthode de NEWTON-RAPHSON en utilisant l'ensemble des équations non-lineaires exprimant les puissances spécifiées réelle et réactive en termes de tension aux jeux de barre, [1].

La puissance au J-B est :

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (I.28)$$

Nous obtenons :

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{q=1}^n Y_{iq} V_q \quad (I.29)$$

Posons :

$$V_i = e_i + jf_i \quad \text{et} \quad Y_{iq} = G_{iq} + jB_{iq} \quad (I.30)$$

L'équation (I.29) devient :

$$P_i - jQ_i = (e_i - jf_i) \sum_{q=1}^n (G_{iq} - jB_{iq}) (e_q + jf_q) \quad (I.31)$$

En séparant la partie réelle et imaginaire, on obtient :

$$P_i = \sum_{q=1}^n \left\{ e_i (e_q G_{iq} + f_q B_{iq}) + f_i (f_q G_{iq} - e_q B_{iq}) \right\}$$

$$Q_i = \sum_{q=1}^n \left\{ f_i (e_q G_{iq} + f_q B_{iq}) - e_i (f_q G_{iq} - e_q B_{iq}) \right\}$$

Cette formulation nous donne un ensemble d'équations simultanées non-lineaires. La puissance réelle P_i et la puissance réactive Q_i sont connues et les composantes réelles et imaginaires de la tension e_i et f_i sont inconnues pour tous les J-B excepté le jeu de barre de

référence, où la tension est spécifiée et fixée. Ainsi, ce sont $2(n-1)$ équations à résoudre pour trouver la solution du transfert de charges.

La méthode de NEWTON-RAPHSON exige que les équations non-lineaires soient formées d'expressions liant les puissances et les composantes de la tension .

Ceci se traduit par :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \dots \\ \Delta P_{n-1} \\ \hline \Delta Q_1 \\ \dots \\ \Delta Q_{n-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial e_1} \dots \frac{\partial P_1}{\partial e_{n-1}} & \frac{\partial P_1}{\partial f_1} \dots \frac{\partial P_1}{\partial f_{n-1}} \\ \dots & \dots \\ \frac{\partial P_{n-1}}{\partial e_1} \dots \frac{\partial P_{n-1}}{\partial e_{n-1}} & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial f_1} \dots \frac{\partial P_{n-1}}{\partial f_{n-1}} \\ \hline \frac{\partial Q_1}{\partial e_1} \dots \frac{\partial Q_1}{\partial e_{n-1}} & \frac{\partial Q_1}{\partial f_1} \dots \frac{\partial Q_1}{\partial f_{n-1}} \\ \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial e_1} \dots \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial e_{n-1}} & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial f_1} \dots \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial f_{n-1}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e_1 \\ \dots \\ \Delta e_{n-1} \\ \hline \Delta f_1 \\ \dots \\ \Delta f_{n-1} \end{bmatrix}$$

Où le dernier jeu de barre est le jeu de barre de référence. D'où la forme de la matrice est :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \hline \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_3 \\ J_2 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e \\ \hline \Delta f \end{bmatrix} \quad (I.34)$$

Les équations pour déterminer les éléments de la JACOBIENNE peuvent être tirées à partir des équations de puissance aux J-B. La puissance réelle à partir de l'équation (I.32) est :

$$P_i = e_i (e_i G_{ii} + f_i B_{ii}) + f_i (f_i G_{ii} - e_i B_{ii}) + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq i}}^n \{ e_i (e_q G_{iq} + f_q B_{iq}) + f_i (f_q G_{iq} - e_q B_{iq}) \} \quad (I.35)$$

$$i = 1, 2, \dots, n-1$$

En dérivant cette équation nous aurons :

Les éléments non diagonaux de \mathbf{J}_1 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial e_q} = e_i G_{iq} - f_i B_{iq} \quad q \neq i \quad (I.36)$$

Et les éléments diagonaux de \mathbf{J}_1 sont :

$$\frac{\partial P_i}{\partial e_i} = 2e_i G_{ii} + f_i B_{ii} - f_i B_{ii} + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq i}}^n (e_q G_{iq} + f_q B_{iq}) \quad (I.37)$$

Cependant, l'équation pour le courant au jeu de barre i est :

$$I_i = c_i + j d_i = (G_{ii} - j B_{ii})(e_i + j f_i) + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq i}}^n (G_{iq} - j B_{iq})(e_q + j f_q) \quad (I.38)$$

La séparation de la partie réelle et imaginaire nous donne:

$$c_i = e_i G_{ii} + f_i B_{ii} + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq i}}^n (e_q G_{iq} + f_q B_{iq})$$

$$d_i = f_i G_{ii} - e_i B_{ii} + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq i}}^n (f_q G_{iq} - e_q B_{iq})$$

$$i = 1, 2, \dots, n-1$$

L'expression des éléments diagonaux de \mathbf{J}_1 peut être simplifiée par substitution de la composante réelle du courant dans l'équation (I.36), nous aurons :

$$\frac{\partial P_i}{\partial e_i} = e_i G_{ii} - f_i B_{ii} + c_i \quad (I.40)$$

A partir de l'équation (I.35) les éléments non diagonaux \mathbf{J}_2 sont:

$$\frac{\partial P_i}{\partial f_q} = e_i B_{iq} + f_i G_{iq} \quad q \neq i \quad (I.41)$$

Et les éléments diagonaux de \mathbf{J}_2 sont :

$$\frac{\partial P_i}{\partial f_i} = e_i B_{ii} + 2f_i G_{ii} - e_i B_{ii} + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq i}}^n (f_q G_{iq} - e_q B_{iq}) \quad (\text{I.42})$$

La composante imaginaire du courant de l'équation (I.39) est substituée dans l'équation (I.40), nous obtenons:

$$\frac{\partial P_i}{\partial f_i} = e_i B_{ii} + f_i G_{ii} + d_i \quad (\text{I.43})$$

La puissance réactive à partir de l'équation (I.32) est :

$$Q_i = f_i (e_i G_{ii} + f_i B_{ii}) - e_i (f_i G_{ii} - e_i B_{ii}) + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq i}}^n \{ f_i (e_q G_{iq} + f_q B_{iq}) - e_i (f_q G_{iq} - e_q B_{iq}) \} \\ i = 1, 2, \dots, n-1$$

Les éléments non diagonaux de \mathbf{J}_3 sont :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial e_q} = e_i B_{iq} + f_i G_{iq} \quad q \neq i \quad (\text{I.45})$$

Et les éléments diagonaux de \mathbf{J}_3 sont :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial e_i} = f_i G_{ii} - f_i G_{ii} + 2e_i B_{ii} - \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq i}}^n (f_q G_{iq} - e_q B_{iq}) \quad (\text{I.46})$$

La composante imaginaire du courant de l'équation (I.39) substituée dans l'équation (I.45) donne :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial e_i} = e_i B_{ii} + f_i G_{ii} - d_i \quad (\text{I.47})$$

A partir de l'équation (I.44), les éléments non diagonaux de J_4 sont:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial f_q} = -e_i B_{iq} + f_i G_{iq} \quad q \neq i \quad (\text{I.48})$$

Et les éléments diagonaux de J_4 sont :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial f_i} = e_i G_{ii} + 2f_i B_{ii} - e_i G_{ii} + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq i}}^n (e_q G_{iq} + f_q B_{iq}) \quad (\text{I.49})$$

La composante réelle du courant de l'équation (I.39) est substituée dans l'équation (I.46) et nous obtenons :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial f_i} = -e_i G_{ii} + f_i B_{ii} + c_i \quad (I.50)$$

Un ensemble de tensions initiales est donné aux jeux de barre, les puissances active et réactive sont calculées à partir de l'équation (I.32). D'autre part la variation de puissance est la différence entre la puissance donnée et la puissance calculée :

$$\begin{aligned} \Delta P_i^k &= P_{i[Donnée]} - P_i^k \\ \Delta Q_i^k &= Q_{i[Donnée]} - Q_i^k \end{aligned} \quad i = 1, 2, \dots, n-1$$

Le processus est répété jusqu'à ce que ΔP_i^k et ΔQ_i^k de tous les J-B soient compris entre une tolérance spécifiée.

I.6.4.2 APPLICATION EN COORDONNEES POLAIRES

Si nous appliquons la méthode de Newton-Raphson aux puissances de l'équation(2.19), on obtient en considérant que le jeu de barre de référence est le jeu de barre 1

$$\begin{aligned} P_i &= F_{ip}^{[0]} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_2} \right)^{[0]} \Delta \delta_2^{[0]} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_n} \right)^{[0]} \Delta \delta_n^{[0]} \\ &\quad + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_2|} \right)^{[0]} \Delta V_2^{[0]} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_n|} \right)^{[0]} \Delta V_n^{[0]} \\ Q_i &= F_{iq}^{[0]} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_2} \right)^{[0]} \Delta \delta_2^{[0]} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_n} \right)^{[0]} \Delta \delta_n^{[0]} \\ &\quad + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_2|} \right)^{[0]} \Delta V_2^{[0]} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_n|} \right)^{[0]} \Delta V_n^{[0]} \end{aligned}$$

Par la suite nous définissons les puissances d'équilibres :

$$\begin{aligned} \Delta P_i &= P_i - F_{ip}^{[0]} \\ \Delta Q_i &= Q_i - F_{iq}^{[0]} \end{aligned}$$

La combinaison des équations (I.51) et (I.52) nous donne:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{[0]} \\ \dots \\ \Delta P_n^{[0]} \\ \dots \\ \Delta Q_2^{[0]} \\ \dots \\ \Delta Q_n^{[0]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_{2p}^{[0]}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{2p}^{[0]}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{2p}^{[0]}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{2p}^{[0]}}{\partial |V_n|} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial F_{np}^{[0]}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{np}^{[0]}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{np}^{[0]}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{np}^{[0]}}{\partial |V_n|} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial F_{2q}^{[0]}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{2q}^{[0]}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{2q}^{[0]}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{2q}^{[0]}}{\partial |V_n|} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial F_{nq}^{[0]}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{nq}^{[0]}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{nq}^{[0]}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{nq}^{[0]}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{[0]} \\ \dots \\ \Delta \delta_n^{[0]} \\ \dots \\ \Delta V_2^{[0]} \\ \dots \\ \Delta V_n^{[0]} \end{bmatrix}$$

D'une autre manière et en changeant de notation nous aurons :

$$\begin{bmatrix} \underline{\Delta P}^{[0]} \\ \underline{\Delta Q}^{[0]} \end{bmatrix} = \left[J^{[0]} \right] \begin{bmatrix} \underline{\Delta \delta}^{[0]} \\ \underline{\Delta V}^{[0]} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \underline{\Delta \delta}^{[0]} \\ \underline{\Delta V}^{[0]} \end{bmatrix} = \left[J^{[0]} \right]^{-1} \begin{bmatrix} \underline{\Delta P}^{[0]} \\ \underline{\Delta Q}^{[0]} \end{bmatrix}$$

d'où

$$\begin{bmatrix} \underline{\delta}^{[1]} \\ \underline{V}^{[1]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\delta}^{[0]} \\ \underline{V}^{[0]} \end{bmatrix} + \left[J^{[0]} \right]^{-1} \begin{bmatrix} \underline{\Delta P}^{[0]} \\ \underline{\Delta Q}^{[0]} \end{bmatrix}$$

et

$$\begin{bmatrix} \underline{\delta}^{[2]} \\ \underline{V}^{[2]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\delta}^{[1]} \\ \underline{V}^{[1]} \end{bmatrix} + \left[J^{[1]} \right]^{-1} \begin{bmatrix} \underline{\Delta P}^{[1]} \\ \underline{\Delta Q}^{[1]} \end{bmatrix}$$

Pour l'itération (l+1) nous aurons :

$$\begin{bmatrix} \underline{\delta}^{[l+1]} \\ \underline{V}^{[l+1]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\delta}^{[l]} \\ \underline{V}^{[l]} \end{bmatrix} + \left[J^{[l]} \right]^{-1} \begin{bmatrix} \underline{\Delta P}^{[l]} \\ \underline{\Delta Q}^{[l]} \end{bmatrix}$$

I.6.4.3 EXEMPLE D'APPLICATION

Soit le système de la figure (I.2) :

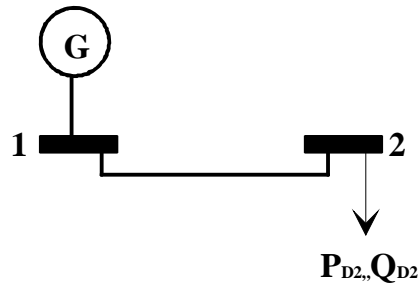


Figure I.2 Système à deux jeux de barre

$$P_{D2} = 0.45Pu, \quad Q_{D2} = 0.20Pu$$

$$\begin{cases} P_2 = P_{G2} - P_{D2} = -0.45Pu \\ Q_2 = Q_{G2} - Q_{D2} = -0.20Pu \end{cases}$$

$$|V_1| = 1.05Pu, \quad \delta_1 = 0^\circ \text{ (JB1 : reference)}$$

De l'équation (2.19) nous aurons:

$$\begin{cases} P_2 = |Y_{21}| |V_2| |V_1| \cos(-\delta_2 + \gamma_{21}) + |Y_{22}| V_2^2 \cos \gamma_{22} \equiv F_{2p} \\ Q_2 = |Y_{21}| |V_2| |V_1| \sin(\delta_2 - \gamma_{21}) - |Y_{22}| V_2^2 \sin \gamma_{22} \equiv F_{2q} \end{cases}$$

La détermination de $|V_2|$ et δ_2 est demandée, ce qui résulte que les éléments de la matrice JACOBIENNE sont :

$$\frac{\partial F_{2p}}{\partial \delta_2} = -|Y_{21}||V_2||V_1|\sin(-\delta_2 + \gamma_{21})$$

$$\frac{\partial F_{2p}}{\partial |V_2|} = |Y_{21}||V_1|\sin(-\delta_2 + \gamma_{21}) + 2|Y_{22}||V_2|\cos \gamma_{22}$$

$$\frac{\partial F_{2q}}{\partial \delta_2} = |Y_{21}||V_2||V_1|\cos(\delta_2 - \gamma_{21})$$

$$\frac{\partial F_{2q}}{\partial |V_2|} = |Y_{21}||V_1|\sin(\delta_2 - \gamma_{21}) - 2|Y_{22}||V_2|\sin \gamma_{22}$$

Avec :

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_{2p}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial F_{2p}}{\partial |V_2|} \\ \frac{\partial F_{2q}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial F_{2q}}{\partial |V_2|} \end{bmatrix}$$

Les valeurs initiales sont:

$$|V_2^{[0]}| = 0.95Pu$$

$$\delta_2^{[0]} = 13.5^\circ$$

Les valeurs des puissances d'équilibres :

$$\Delta P_2^{[0]} = P_2 - F_{2p}^{[0]} = 0.45 + 0.458299$$

$$\Delta Q_2^{[0]} = Q_2 - F_{2q}^{[0]} = -0.20 + 0.113348$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{[0]} \\ \Delta Q_2^{[0]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.008299 \\ -0.086652 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta_2^{[0]} \\ \Delta V_2^{[0]} \end{bmatrix} = [J^{[0]}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_2^{[0]} \\ \Delta Q_2^{[0]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.001277 \\ -0.05432 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \delta_2^{[1]} \\ |V_2^{[1]}| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_2^{[0]} \\ |V_2^{[0]}| \end{bmatrix} + [J^{[0]}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_2^{[0]} \\ \Delta Q_2^{[0]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.236899 \\ -0.895468 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \delta_2^{[2]} \\ |V_2^{[2]}| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_2^{[1]} \\ |V_2^{[1]}| \end{bmatrix} + [J^{[1]}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_2^{[1]} \\ \Delta Q_2^{[1]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.238133 \\ 0.891064 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \delta_2^{[3]} \\ |V_2^{[3]}| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_2^{[2]} \\ |V_2^{[2]}| \end{bmatrix} + [J^{[2]}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_2^{[2]} \\ \Delta Q_2^{[2]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.238146 \\ 0.891030 \end{bmatrix}$$

Avec :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{[2]} \\ \Delta Q_2^{[2]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.000016 \\ -0.000033 \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad \begin{bmatrix} \Delta P_2^{[3]} \\ \Delta Q_2^{[3]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.00000 \\ 0.00000 \end{bmatrix}$$

La convergence est obtenue après 3 itérations :

$$|V_2| = 0.89103Pu$$

$$\delta_2 = 0.238146rd = -13.6448^\circ$$

I.6.5 REFORMULATION DE LA METHODE DE NEWTON-RAPHSON

Le problème de la répartition de charges peut être résolu par la méthode de NEWTON-RAPHSON utilisant les équations non linéaires pour exprimer les puissances actives et réactives.

D'après les équations (2.19), (I.53) on aura :

$$\begin{bmatrix} \underline{\Delta P} \\ \underline{\Delta Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H = \frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_i} & N = \frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_i|} \\ K = \frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_i} & L = \frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_i|} \end{bmatrix} \quad (I.56)$$

Avec : H, N, K, et L, les sous matrice de la JACOBIENNE.

$$\begin{cases} H_{ii} = -(Q_{ii} + V_i^2 B_{ii}) \\ H_{ik} = |V_i| (G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k)) \end{cases} \quad \begin{cases} N_{ii} = \frac{1}{|V_i|} (P_{ii} + V_i^2 G_{ii}) \\ N_{ik} = -\frac{K_{ik}}{|V_k|} \end{cases}$$

I.7

$$\begin{cases} K_{ii} = P_{ii} - V_i^2 G_{ii} \\ K_{ik} = -|V_i| (G_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k)) \end{cases} \quad \begin{cases} L_{ii} = \frac{1}{|V_i|} (Q_{ii} - V_i^2 B_{ii}) \\ L_{ik} = \frac{H_{ik}}{|V_k|} \end{cases}$$

COMPARAISON DES METHODES.

L'évaluation des méthodes numériques, pour obtenir la solution de la répartition de charges est basée sur :

1- Le temps de calcul exigé pour traiter les données d'entrée du système dans l'ordre, à fin d'obtenir les paramètres nécessaires au calcul itératif.

2- La programmation de l'ordinateur et les exigences de stockage.

3- Le temps de la solution itérative.

4- Le temps de calcul nécessaire pour modifier les données du réseau et pour effectuer les opérations de changement du réseau.

Le premier pas dans toutes les méthodes de la R-C est le codage du réseau, et la formation de sa propre matrice. Dans la structure du J-B de référence, l'affectation des nombres aux jeux de barre et aux extrémités des éléments du réseau fournit une information suffisante pour d'écrire les connexions de ce réseau. Dans la structure de la boucle de référence, il est nécessaire d'identifier aussi les boucles fondamentales du réseau.

Le temps de réponse de l'ordinateur dans la performance de la solution itérative dépend :

- 1- Du nombre d'opération logiques et arithmétiques nécessaires pour compléter une itération.
- 2- Du taux de convergence de la technique de solution.
- 3- De la dimension et des caractéristiques du système de puissance.

En comparaison avec la méthode de GAUSS-SEIDEL, la méthode de GAUSS employant chaque J-B de la matrice admittance ou de la matrice impédance exige des itérations pour obtenir la solution. Puisque le temps itération pour ces deux méthodes est à peu près le même. La méthode de GAUSS ne peut pas évaluée en détail. La méthode de relaxation employant la matrice admittance exige plusieurs itérations, donc plus de temps par itération.

L'avantage dans le développement des programmes par ordinateur, des méthodes de GAUSS-SEIDEL et de NEWTON-RAPHSON utilisant les matrices admittance aux jeux de barres, réside dans la faible densité de la matrice du réseau et dans le but de réduire le nombre opérations arithmétiques par itération. La méthode de GAUSS-SEIDEL est programmée en employant les cordonnées cartésiennes, alors que la méthode de NEWTON-RAPHSON emploie les cordonnées polaires, [1].

Les temps par itération obtenu pour les méthodes principales sont donnés sur la figure (I.3). La méthode de GAUSS-SEIDEL utilisant la matrice admittance nécessite moins d'opérations arithmétiques. Ceci est du, à la faible densité de la matrice du réseau et à la simplicité de la technique de solution. Ce qui exige donc moins de temps par itération. La

méthode de NEWTON-RAPHSON, utilisant la matrice admittance, présente aussi un avantage qui réside dans la faible densité de la matrice.

Cependant, la compilation des éléments de la matrice JACOBIENNE pour chaque itération nécessite un temps supplémentaire de l'ordinateur. Le temps par itération pour ces deux méthodes augmente directement avec le nombre de J-B du réseau, car le nombre d'éléments additionnés non nuls de la matrice du réseau pour chaque nouveau jeu de barre est approximativement la même, [1].

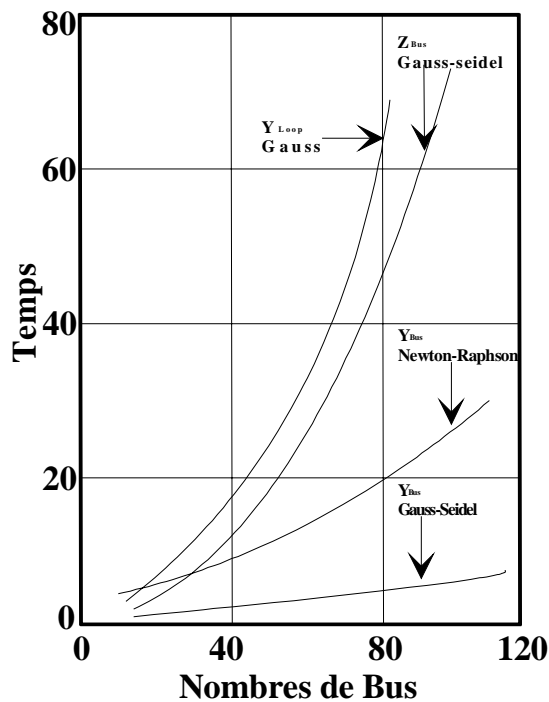


Figure I.3 Temps par itération pour les méthodes de répartition de charges, [1].

La méthode de GAUSS-SEIDEL utilisant la matrice admittance exige une procédure relativement simple de la solution. Cependant, le temps des itérations pour cette méthode est grand et varie approximativement avec le carré du nombre de jeux de barres dans le cas d'une matrice pleine.

La méthode de GAUSS employant la matrice admittance en boucle exige, une somme arithmétique et des opérations logiques ayant un rapport avec le jeu de barre et la quantité de

boucles durant la solution itérative. Le temps par itération varie aussi approximativement avec le carré du nombre de jeux de barres dans le cas d'une matrice pleine.

Pour résoudre le problème de la répartition de charges, le taux de convergence de la méthode de GAUSS-SEIDEL utilisant la matrice admittance est plus lent, et exige un plus grand nombre d'itérations que la méthode de NEWTON-RAPHSON utilisant les matrices impédance de jeu de barre ou celle d'admittance de boucle. En somme, le nombre d'itérations pour la méthode de Gauss-Seidel dépend de la taille du système, alors que, ce nombre reste relativement constant pour les autres méthodes. Une augmentation significative dans la rapidité de la convergence peut être obtenue par l'application des facteurs d'accélération.

Les valeurs optimales des facteurs d'accélération sont difficiles à obtenir pour le calcul de la R-C, mais ils peuvent être déterminés empiriquement. Le choix des valeurs pour α et β (facteurs d'accélération pour les composantes réelles et imaginaires de la tension) dépend des caractéristiques du réseau et des méthodes de résolutions. L'influence des différents facteurs d'accélération sur les méthodes utilisées est montrée sur la figure I.4 quand nous utilisons un système de 30 J-B et 41 lignes est utilisé, [1].

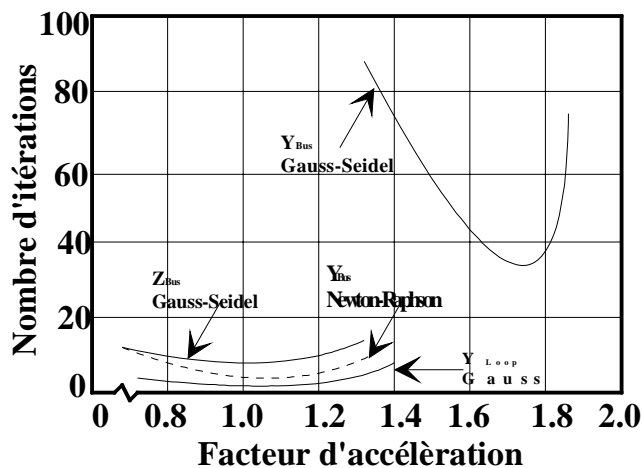


Figure I.4 Influence du facteur d'accélération sur le taux de convergence

La tolérance requise pour obtenir une solution varie suivant les différentes méthodes. Le taux de convergence de la méthode de GAUSS-SEIDEL exige relativement un nombre plus élevé d'itérations que la méthode de Newton-Raphson.

La convergence lente de la méthode de GAUSS-SEIDEL, utilisant la matrice admittance exige des tolérances de tensions relativement faibles, pour obtenir une précision comparable avec les méthodes utilisant les impédances ou les admittance de boucles. La tolérance de 0.001Pu pour les deux composantes réelle et imaginaire est utilisée dans les tests.

Pour la méthode de GAUSS-SEIDEL utilisant la matrice impédance, la tolérance de 0.001Pu donne des résultats comparables. La tolérance de 0.01 de tension donne une plus grande précision pour la méthode de GAUSS utilisant la matrice admittance de boucle.

La méthode de NEWTON-RAPHSON utilisant la matrice admittance a l'avantage des tolérances qui sont spécifiées pour les puissances actives et réactives aux jeux de barres. Les tolérances de 0.001Pu pour les puissances actives et réactives utilisées dans le test de calcul, et elles ont donnés des résultats comparables. Le nombre d'itérations pour des systèmes de différentes dimensions avec des facteurs d'accélération et des tolérances est résumé sur le tableau I.2. Les tensions initiales sont égales à $1.0+j 0.0$ pour tous les tests, [1].

Nombre de JB	1.YBus Gauss-Seidel	2. YBus Newton-Raphson	1.ZBus Gauss-Seidel	4.YLoop Gauss
14	24	4	5	4
30	33	4	5	4
57	59	4	6	6
92	80	4	5	7
113	92	4	5	-

Tableau I.2 Nombre d'itérations pour les solutions du transfert de puissance

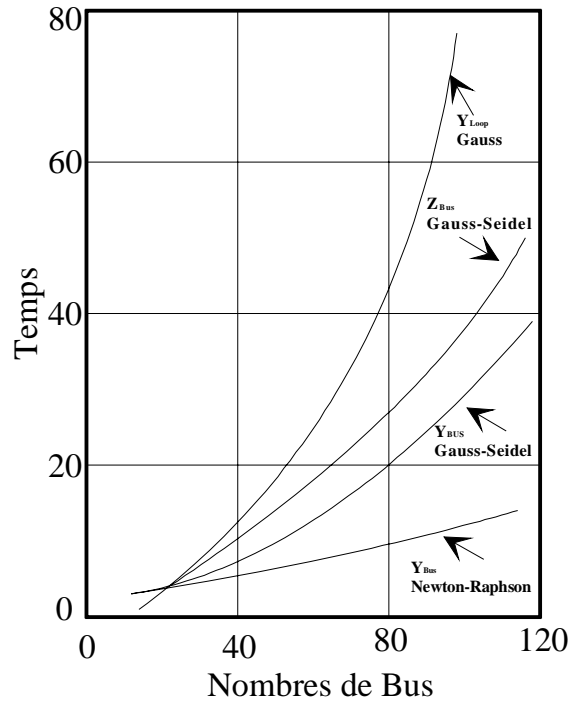


Figure I.5 Temps des solutions itératives en excluant les J-B de tension contrôlée

Le temps nécessaire pour la solution itérative est plus court dans la méthode de NEWTON-RAPHSON. Les temps totaux de la solution itérative pour les principales méthodes lorsque les J-B à tensions contrôlées automatiquement sont introduits, sont donnés sur la figureI.6.

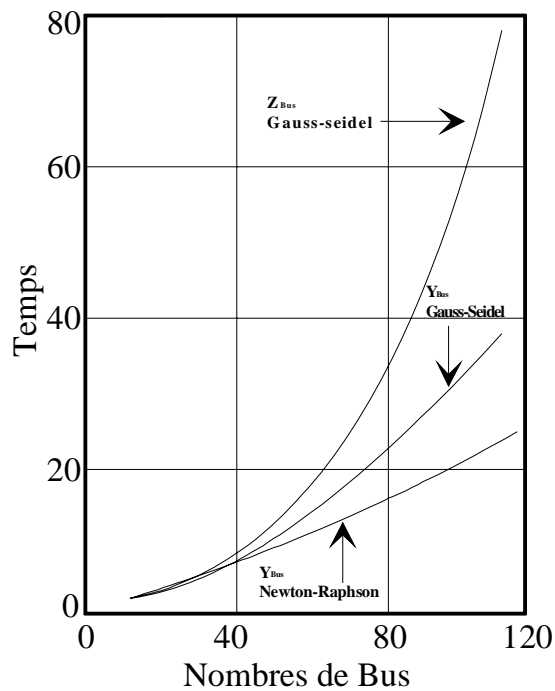


Figure I.6 Temps pour les solutions itératives
incluant les effets des J.B
à tension contrôlée

Le changement dans le réseau, tel que le branchement ou le débranchement des lignes ou des transformateurs, exige la modification de la matrice de tout le réseau. Lorsque la matrice admittance est utilisée, il est nécessaire de recalculer seulement les éléments de la matrice qui sont associés avec les extrémités des lignes ou avec les bornes des transformateurs qui ont subi les changements. Le choix des valeurs initiales pour les tensions aux jeux de barres, peut avoir un effet sur le temps de solution, [1].

Le temps nécessaire de l'ordinateur, pour obtenir la solution, dépend aussi de la rapidité de l'ordinateur digital et de l'efficacité du programme. Par conséquent, les unités de temps utilisées lors de la comparaison, doivent changer considérablement d'un ordinateur digital à un autre.

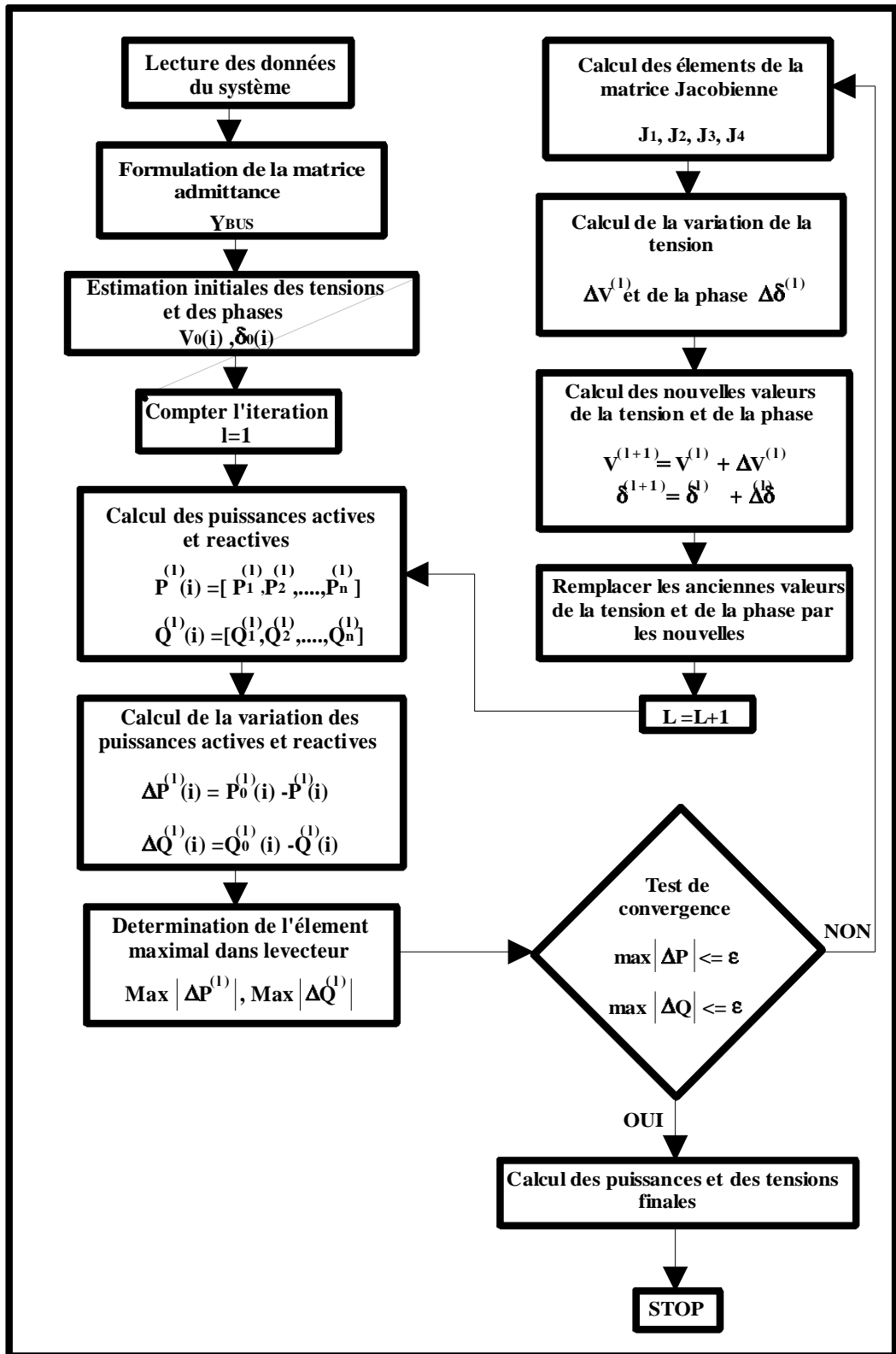


Figure I.7 ORGANIGRAMME DE LA METHODE DE NEWTON-RAPHSON

II.1 Introduction

Les calculs de la répartition de charges (RC), prévoient des répartitions de puissances et de tensions pour l'étude du réglage d'un système d'énergie spécifié par des transformateurs, des condensateurs et des transformateurs de charges à tensions réglables.

Cette étude est nécessaire pour l'évaluation continue du courant du système et pour l'analyse de l'influence des variations afin de prévoir le développement des systèmes en cas où la demande de charges augmente.

Le calcul de nombreuses répartitions de charges s'impose, soit à l'état normal ou dans des conditions d'opérations critiques. Le problème de la RC consiste à calculer la répartition de puissance et de tension du réseau électrique, pour des arrivées spécifiées et des conditions aux J-B connues.

La représentation unifilaire est valable si les systèmes de puissance sont supposés toujours équilibrés. On associe à chaque J-B quatre paramètres dont deux sont connues:

- La puissance active.
- La puissance réactive
- Le module de la tension
- L'angle de phase

Au départ un jeu de barre est choisi comme J-B de référence ou balancier afin de fournir des puissances actives et réactives supplémentaires, pour compenser les pertes dans les lignes de transmission qui restent inconnues jusqu'à l'obtention de la solution finale.

Le module de la tension et l'angle de phase du J.B de référence sont spécifiés, le reste des J-B du système sont désignés soit comme des J-B à tension contrôlée dont la puissance active et le module de la tension sont connus ou soit comme des J-B de charges dont les puissances active et réactive sont spécifiées. Les connexions du réseau sont codées par des numéros désignant chaque J-B.

Ces nombres spécifient les extrémités des lignes de transmissions et des transformateurs et désigne l'emplacement des condensateurs statiques, des inductances shunts et les autres éléments du réseau pour lesquels le rapport de transformation du régime nominal est à préciser.

L'élaboration d'un programme basé sur:

- La formulation mathématique du problème.
- L'application des méthodes numériques nous donnera la solution du problème de la répartition de charge.

La formulation mathématique est basée sur un système d'équations non linéaires. Ces équations peuvent être établies en utilisant n'importe quel J-B ou n'importe quelle structure de boucle de référence. Les coefficients des équations dépendent du choix des variables indépendantes (courant, tension). Ainsi n'importe quelle matrice admittance ou impédance peut être utilisée.

La solution des équations algébriques décrivant le système de puissance est basée sur une technique itérative qui doit satisfaire les lois de Kirchoff, c'est à dire que la somme algébrique de toutes les répartitions aux niveaux des J-B doit être égale à zéro et la somme algébrique de toutes les tensions dans la boucle doit être aussi nulle. Les lois de Kirchoff sont utilisées comme tests pour la convergence de la solution dans la méthode itérative, [1].

II.1 Formulation du problème

Nous avons une série de charges à alimenter à partir de générateurs dispersés et reliés entre eux par un réseau de liaison maillé. Les capacités de production des différents générateurs étant connues, comment calculer l'état électrique complet du réseau, c'est à dire les courants, tensions et puissances.

Ce problème est connu sous le nom de calcul de répartition de charges ou load flow. Ce calcul fait référence à des conditions « normales » de fonctionnement et à un régime établi.

II.2 Constitution d'un réseau

II.2.II. Les générateurs

Les générateurs peuvent fournir une puissance active et fournir ou absorber une puissance réactive dans certaines limites. Les groupes importants tentent de maintenir à leurs bornes un niveau de tension donné.

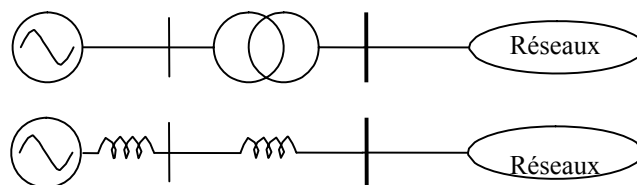


Figure II.1 : Modèle du générateur et du transformateur en système p.u.

La machine sera modélisée (très simplement), par une force électromotrice placée derrière une réactance. Pour l'étude d'un régime de fonctionnement 'normal', cette réactance représente la

réaction d'induit et est appelée 'réactance synchrone', notée X_S et dont l'ordre de grandeur, dans la base de la machine, est de 1 pu (100 %).

Pour une étude en régime de court-circuit, la réactance à considérer est la réactance transitoire (ordre de grandeur : 20 à 50 % dans la base de la machines) ou sub-transitoire (10 à 15 %).

II.2.2 Les charges

La consommation d'énergie électrique est le fait de tous les secteurs de la vie économique : industries, services, ménages. Elle se présente sous des formes très diverses : moteurs synchrones et asynchrones, appareils de chauffage, ...

Au contraire des générateurs, nous ne pouvons individualiser chaque consommation. C'est l'agrégat de consommation en un nœud du réseau qui constitue la 'charge' (load) caractérisant ce nœud.

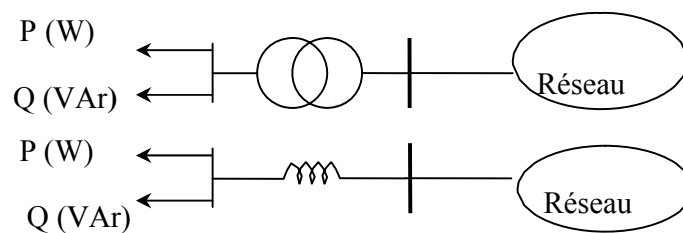


Figure II.2 : Modèle de la charge et du transformateur en système p.u.

La puissance appelée par la charge varie avec la tension et la fréquence. Toutefois, une analyse en régime stationnaire suppose la constance de la fréquence. Dans le cadre, nous supposons qu'une charge peut être vue comme consommatrice de puissances active et réactive (P_L , Q_L) constantes. Q_L peut être positive (cas d'une charge inductive) ou négative (cas d'une charge capacitive).

Un nœud intermédiaire (poste d'aiguillage) qui n'est pas relié directement à une charge et/ou un générateur sera considéré comme un nœud « charge » dont les valeurs de P et Q sont nulles.

II.2.3 Le réseau proprement dit

Le réseau proprement dit sera constitué des divers éléments de liaison (lignes, câbles, transformateurs) et les dispositifs associés (appareillages de mesure et de protection, ...).

Sous l'hypothèse de stationnarité et de symétrie triphasée, il apparaît que le réseau peut être représenté par un schéma unifilaire. L'utilisation d'un système de grandeurs réduites (per unit) permet de modéliser ce réseau par un circuit composé d'éléments linéaires provenant de l'association des divers schémas équivalents en π des éléments de liaison.

La plupart du temps, ces réseaux sont généralement fortement maillés, c'est-à-dire qu'ils possèdent de nombreux points de connexion entre les différentes lignes qui les composent.

II.2.3 Bilans de puissances et balancier

II.2.3.1 Bilans de puissances

Le bilan de puissance active du réseau s'écrit :

$$\sum P_G = \sum P_L + \text{pertes actives du réseau} \quad (\text{II.1})$$

La somme des puissances actives injectées par les générateurs est égale à la somme des puissances actives absorbées par les charges, augmentée des pertes actives du réseau (Résistance des lignes, des câbles, etc.). L'ordre de grandeur des pertes est de 5 %.

Le bilan de puissance réactive du réseau s'écrit :

$$\sum Q_G = \sum Q_L + \text{générations ou consommation réactives du réseau} \quad (\text{II.2})$$

La somme des puissances réactives injectées ou absorbées par les générateurs est égale à la somme des puissances réactives consommées/produites par les charges augmentées de la somme des consommations/productions réactives du réseau (réactance des lignes, des câbles, transformateurs, banc de condensateurs etc.). L'ordre de grandeur des consommations/productions réactives du réseau est très variable et peut être relativement élevé.

Le problème qui survient à ce niveau est qu'il n'est pas possible de prédire les termes qui viennent du réseau de manière directe. En effet, ceux-ci dépendent des niveaux réels de tension et de la répartition du transit de puissance dans les lignes et les transformateurs. Or, c'est précisément ce transit que nous cherchons à déterminer.

II.3.2 Le générateur balancier

Ne connaissant pas les pertes actives en ligne, nous ne pourrions pas imposer P en tous les nœuds (générateurs et charges). Pour résoudre notre problème de « load flow », il faut donc un nœud particulier (dont le rôle est assuré en pratique par un groupe important ou un accès à un réseau important) auquel la puissance active ne pourra être imposée, mais résultera de notre calcul. Nous avons vu qu'à chaque nœud d'un réseau il faut imposer deux des quatre valeurs P , Q , V

et δ (phase de V). Vu sa nature, ce nœud particulier se verra également imposé comme référence de tension et de phase $V \angle \delta$ (δ pris égal à 0). Nous introduisons donc, dans le schéma équivalent du système étudié, un générateur particulier, dit « générateur balancier » ou « slack bus ». Celui-ci permettra de faire intervenir dans les calculs les pertes actives du réseau tout en respectant les bilans de puissances décrits au paragraphe précédent.

Considérons le problème élémentaire d'un générateur (V_G, P_G) alimentant une charge (P_L, Q_L) à travers une ligne triphasée. Celle-ci sera modélisée par son schéma équivalent en π . Ce schéma doit répondre à la contrainte (en pu) :

$$\begin{cases} S_C = \bar{U}_C \times \bar{I}_C = P_L + jQ_L \\ S_G = \bar{U}_G \times \bar{I}_G = P_G + jQ_G \end{cases} \quad (\text{II.3})$$

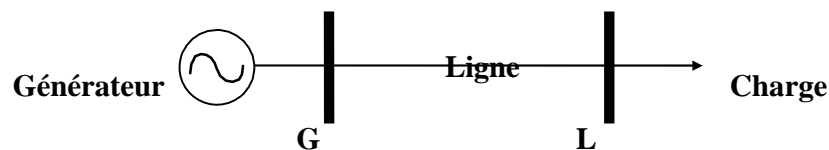


Figure II.3 : Schéma unifilaire d'une transmission de puissance simple

Les inconnues de base 'théoriques' sont $V_G \angle \delta_G$ et $V_L \angle \delta_L$. Nous en déduisons aisément courant, puissance de transit, pertes en ligne, etc., soit la résolution complète du calcul de la répartition de charges.

Les éléments connus sont : les caractéristiques du réseau c'est à dire Z ou Y , l'existence d'un générateur (en principe P_G et $|V_G|$) et la charge (P_L, Q_L). Tel quel, ce problème est insoluble si $P_G \neq (P_L + \text{pertes en ligne})$, ce qui est impossible pratiquement. Il importe donc de fixer arbitrairement (mais logiquement) un niveau de tension dans le système. Cette référence de tension s'exprime en module. Il nous faut encore une référence de phase. Il est logique de faire jouer le rôle de référence de tension au générateur balancier. Le générateur de la figure II.3 apparaîtra donc comme un générateur aux bornes duquel nous imposerons le module de la tension et la phase (usuellement $V_G \angle 0^\circ$). Ce concept de balancier est indispensable au

niveau du modèle utilisé et le problème du choix du générateur se pose. Le schéma II.3 se résout alors directement.

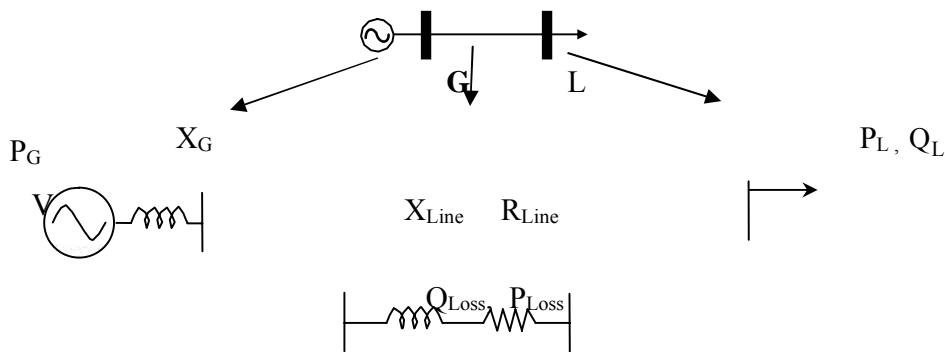


Figure II.4 : Introduction des modèles p.u. à partir du schéma descriptif

En l'absence de transformateurs (ou, à partir d'un modèle simplifié et dans le cas particulier du système per unit, lorsque les transformateurs sont modélisés par une simple impédance que l'on peut intégrer dans Z_{Line} , le schéma équivalent suivant se déduit.

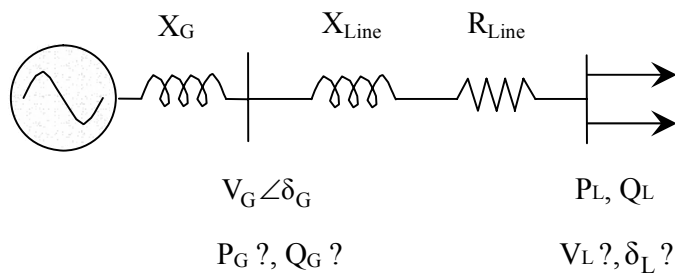


Figure II.5 : Schéma simplifié équivalent par phase du circuit (en p.u.)

Pour rendre ce cas réel, il faut imaginer que nous devons alimenter une charge « PL, QL » à partir d'un générateur qui joue en fait le rôle de balancier ! En effet, il va devoir s'adapter à la demande du réseau.

Les expressions des puissances actives et réactives injectées aux nœuds G et L sont données par les formules suivantes. Elles font intervenir les tensions et phases de chaque nœud. La connaissance des tensions et phases en chaque nœud nous permet de déterminer toutes les puissances complexes injectées ainsi que les transits (S et I complexes) entre chaque nœud.

Selon les conventions de la figure II.5 et notant : $Z_{Line} = Z \angle \gamma$, nous avons :

$$\begin{aligned}
P_G &= \frac{V_G^2}{Z} \cos\gamma - \frac{V_G V_L}{Z} \cos(\delta_G - \delta_L + \gamma) \\
Q_G &= \frac{V_G^2}{Z} \sin\gamma - \frac{V_G V_L}{Z} \sin(\delta_G - \delta_L + \gamma) \\
P_L &= \frac{V_L^2}{Z} \cos\gamma - \frac{V_L V_G}{Z} \cos(\delta_L - \delta_G + \gamma) \\
Q_L &= \frac{V_L^2}{Z} \sin\gamma - \frac{V_L V_G}{Z} \sin(\delta_L - \delta_G + \gamma)
\end{aligned}
\tag{II.4}$$

Les deux dernières lignes du système II.4 consistent en un jeu de deux équations à autant d'inconnues (V_G et δ_G). Sa résolution permet de déterminer les valeurs de l'ensemble des tensions nodales complexes !

En supposant que les tensions et phases sont connues en chaque nœud (donc que le précédent système a été résolu), les deux premières lignes du système II.4 permettent ensuite le calcul P_G et Q_G .

En résumé, le problème de la répartition de charge d'un réseau donné est correctement posé si nous considérons, en chaque nœud du réseau, un des types de contraintes ci-dessous :

- P et Q imposés :

Nœud où est connecté une charge (avec le cas particulier P et $Q = 0$), représentent environ 80% des nœuds.

- P et V imposés :

Nœud où est connecté un générateur destiné à soutenir la tension, (environ 20% des nœuds).

- V et δ imposés:

Nœud où est connecté un générateur qui joue le rôle de balancier. Il n'y en a qu'un seul.

II.4 Formulation de la matrice admittance.

II.4.1 Exemple d'un système à deux jeux de barre.

Soit le réseau de la figure II.6 composée de deux jeux de barres, [2].

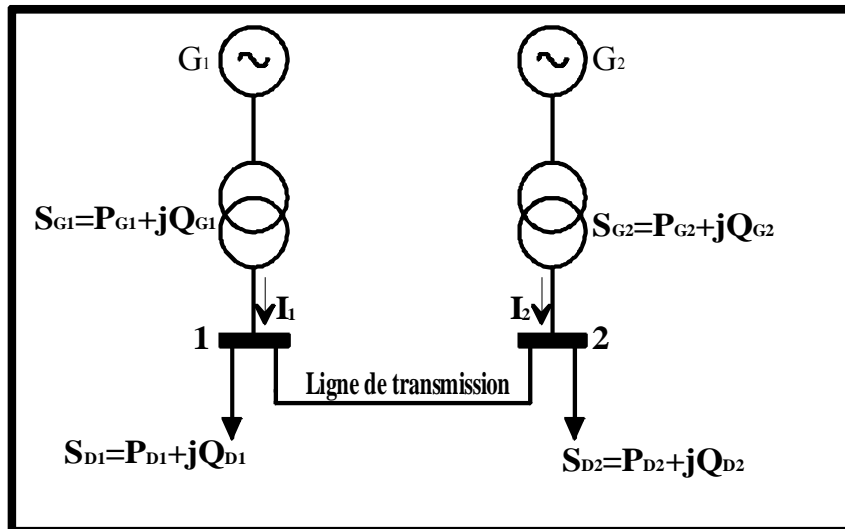


Figure II.6 Réseau à deux jeux de barre

- S_{G1}, S_{G2} puissances injectées respectivement aux jeux de barres J-B.1 et J-B.2, les deux J-B sont interconnectées par une ligne de transmission ayant :

- Deux admittances parallèles.
- Une admittance série.

- S_{D1}, S_{D2} : puissances demandées aux jeux de barres.

Le schéma équivalent de ce système formé de deux JB est :

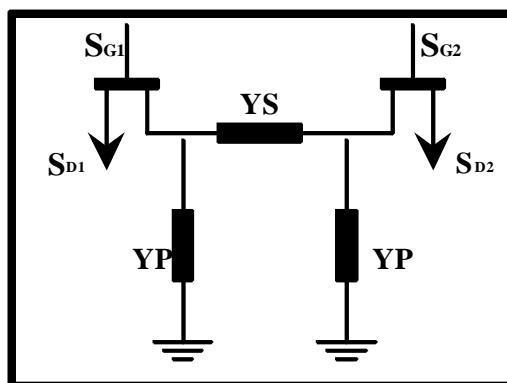


Figure II.7 Schéma équivalent

De la prise en compte des pertes dans les J-B, nous pouvons écrire :

$$\begin{aligned} S_1 &= S_{G1} - S_{D1} \\ S_2 &= S_{G2} - S_{D2} \end{aligned} \quad (II.5)$$

Pour un jeu de barre quelconque:

$$S_i = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) \quad (II.6)$$

Les équations déduites du système sont:

- J-B.1 :

-

$$S_1 = V_1 I_1^* \Leftrightarrow I_1 = \frac{S_1^*}{V_1^*} = Y_P V_1 + (V_1 - V_2) Y_S = (Y_P + Y_S) V_1 - Y_S V_2 \quad (\text{II.7})$$

- J-B.2 :

$$S_2 = V_2 I_2^* \Leftrightarrow I_2 = \frac{S_2^*}{V_2^*} = Y_P V_2 + (V_2 - V_1) Y_S = (Y_P + Y_S) V_2 - Y_S V_1 \quad (\text{II.8})$$

D'où

$$\begin{aligned} I_1 &= Y_{11} V_1 + Y_{12} V_2 \\ I_2 &= Y_{21} V_1 + Y_{22} V_2 \end{aligned} \quad (\text{II.9})$$

Avec $Y_{11}, Y_{12}, Y_{21}, Y_{22}$: Les éléments de la matrice admittance pour l'exemple de deux jeux de barre.

$$Y_{\text{Bus}} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \quad (\text{II.10})$$

II.4.2 Généralisation de la méthode de formulation.

Pour un système à n J-B connectés entre eux :

avec $i \neq 1$ on obtient :

$$\begin{aligned} I_1 &= \left(\sum_{i=1}^n Y_{1i} \right) V_1 + (-Y_{12}) V_2 + \dots + (-Y_{1n}) V_n \\ I_2 &= (-Y_{21}) V_1 + \left(\sum_{i=1}^n Y_{2i} \right) V_2 + \dots + (-Y_{2n}) V_n \\ &\vdots \qquad \qquad \qquad \vdots \qquad \qquad \qquad \vdots \\ I_n &= (-Y_{n1}) V_1 + (-Y_{n2}) V_2 + \dots + \left(\sum_{i=1}^n Y_{ni} \right) V_n \end{aligned} \quad (\text{II.11})$$

La matrice admittance est donc :

$$Y_{Bus} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^n Y_{1i} & -Y_{12} & \dots & \dots & -Y_{1n} \\ -Y_{21} & \sum_{i=1}^n Y_{2i} & \dots & \dots & -Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ -Y_{n1} & -Y_{n2} & \dots & \dots & \sum_{i=1}^n Y_{ni} \end{bmatrix} \quad (II.12)$$

La valeur des composantes de la matrice d'admittance est établie par inspection de la manière suivante :

- L'admittance propre « Y_{ii} », associée au nœud 'i', est égale à la somme des admittances des branches incidentes à ce nœud.
- L'admittance de transfert « Y_{ki} », associée aux nœuds 'k' et 'i', est égale à l'admittance de la branche qui joint ces deux nœuds, changée de signe.

II.5 Equations de la répartition de charge en coordonnées polaires

Pour un système à deux jeux de barre, et d'après la nouvelle notation de la matrice admittance nous pouvons exprimer les composantes réelles et imaginaires de la puissance injectée en chaque nœud de la manière suivante, [3] :

$$\begin{aligned} S_1^* &= P_1 - jQ_1 = I_1 V_1^* = (Y_{11} V_1 + Y_{12} V_2) V_1^* \\ S_2^* &= P_2 - jQ_2 = I_2 V_2^* = (Y_{21} V_1 + Y_{22} V_2) V_2^* \end{aligned} \quad (II.13)$$

Pour un système à n jeux de barre :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \quad (II.14)$$

En coordonnées polaires :

$$\begin{aligned} V_i &= |V_i| e^{j\delta_i} \\ Y_{ij} &= |Y_{ij}| e^{j\gamma_{ij}} \end{aligned} \quad (II.15)$$

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| e^{j[\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}]} \quad (II.16)$$

$i=1, \dots, n$

$$P_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \cos(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \quad (\text{II.17})$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \sin(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \quad (\text{II.18})$$

A ce stade, il existe plusieurs façons de résoudre le système. En exprimant les équations relatives aux P_i et Q_i connus (P_i pour les nœud 'PV' des générateur ; P_i et Q_i pour les nœuds 'PQ' des charges et aucune pour le nœud PV), nous obtenons un système d'équation dont la résolution est généralement plus complexe au fur et à mesure que le nombre de nœuds croît. La résolution manuelle d'un tel problème n'est envisageable que pour un nombre de nœuds très réduit. Les systèmes plus complexes nécessiteront un soutien numérique à la résolution.

Pour le système à deux jeux de barre :

$$\begin{aligned} P_1 &= P_{G1} - P_{D1} = |Y_{11}| V_1^2 \cos \gamma_{11} + |Y_{12}| |V_1| |V_2| \cos(\delta_2 - \delta_1 + \gamma_{12}) = F_{1P} \\ P_2 &= P_{G2} - P_{D2} = |Y_{21}| |V_2| |V_1| \cos(\delta_1 - \delta_2 + \gamma_{21}) + |Y_{22}| V_2^2 \cos \gamma_{22} = F_{2P} \\ Q_1 &= Q_{G1} - Q_{D1} = -|Y_{11}| V_1^2 \sin \gamma_{11} - |Y_{12}| |V_1| |V_2| \sin(\delta_2 - \delta_1 + \gamma_{12}) = F_{1q} \\ Q_2 &= Q_{G2} - Q_{D2} = |Y_{21}| |V_2| |V_1| \sin(\delta_1 - \delta_2 + \gamma_{21}) - |Y_{22}| V_2^2 \sin \gamma_{22} = F_{2q} \end{aligned} \quad (\text{II.19})$$

Remarque:

II. Les équations (II.19) sont des équations algébriques en régime permanent.

2. Ces équations sont des équations non linéaires.

3. L'équilibre des puissances actives donne :

$$P_{G1} + P_{G2} = P_{D1} + P_{D2} + F_{1P} + F_{2P} = P_{D1} + P_{D2} + P_L \quad (\text{II.20})$$

où P_L : représente les pertes de puissances actives

4. L'équilibre des puissances réactives donne :

$$Q_{G1} + Q_{G2} = Q_{D1} + Q_{D2} + F_{1q} + F_{2q} = Q_{D1} + Q_{D2} + Q_L \quad (\text{II.21})$$

Où Q_L : représente la puissance réactive absorbée par les inductances de lignes.

Si $Q_L < 0$: on dit qu'elle est générée par les capacités de charges de lignes.

5. $F_{1P}, F_{2P}, F_{1q}, F_{2q}$: sont fonctions des tensions et des phase

Donc :

$$\begin{aligned} P_L &= P_L(|V_1|, |V_2|, \delta_1, \delta_2) \\ Q_L &= Q_L(|V_1|, |V_2|, \delta_1, \delta_2) \end{aligned} \quad (\text{II.22})$$

6. Les équations (II.19) implique la différence d'angle $(\delta_1 - \delta_2)$ et non les deux angles séparément.

7. D'après les équations de (II.19), nous avons 12 variables et 4 équations.

II.6. Classification des variables des équations de R.C.

II.6.II. Variables de perturbation (Variables contrôlées).

Ce sont les puissances $P_{D1}, P_{D2}, Q_{D1}, Q_{D2}$ demandées par les charges.

$$P = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ Q_1 \\ Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{D1} \\ P_{D2} \\ Q_{D1} \\ Q_{D2} \end{bmatrix} \quad (\text{II.23})$$

II.6.2 Variables d'états.

Ce sont les variables : $(V_1, V_2, \delta_1, \delta_2)$. Soit X un vecteur appelé vecteur d'état :

$$X = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ |V_1| \\ |V_2| \end{bmatrix} \quad (\text{II.24})$$

II.6.3 Variables de contrôle.

Ce sont les puissances de source $P_{G1}, P_{G2}, Q_{G1}, Q_{G2}$.

$$U = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \\ u_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ Q_{G1} \\ Q_{G2} \end{bmatrix} \quad (\text{II.25})$$

II.6.4 Classification des jeux de barre.

Type de J-B	Variables données						Variables inconnues					
	P_D	Q_D	P_G	Q_G	$ V $	δ	P_G	Q_G	$ V $	δ		
J-B de référence	●	●			●	●	●	●				
J-B de charge	●	●	●	●					●	●		
J-B à tension contrôlée	●	●	●		●			●		●		

Tableau II.1 Classification des variables

II.6.5 Solution du problème de la répartition de charge.

II. Il faut estimer les P_{Di} et les Q_{Di} .

2. Nous pouvons spécifier les variables de contrôle P_{Gi} et Q_{Gi} .

3. Les variables d'états restent inconnues.

4. L'autre problème qui reste est celui des angles qui sont donnés sous forme de différence $(\delta_i - \delta_j)$ et non séparés.

Les étapes à suivre pour trouver la solution du problème de la R-C pour un système de deux J-B sont :

II. Nous fixons $\delta_1 = 0$.

2. Le nombre total d'inconnues est 5 c'est à dire $(|V_1|, |V_2|, \delta_2, P_{G1}, Q_{G1})$. Nous réduisons le nombre de variables d'états à 3 $(|V_1|, |V_2|, \delta_2)$.

3. Nous pouvons spécifier la tension $|\mathbf{V}_1|$ au J-B.1, nous aurons donc comme référence $(|V_1|, \delta_1)$, le nombre d'inconnues devient 4: $(|V_2|, \delta_2, P_{G1}, Q_{G1})$, [4].

II.7 Méthode de Newton-Raphson utilisant Ybus.

Depuis plusieurs années, la puissance croissante des ordinateurs a permis d'aborder et de résoudre des problèmes de plus en plus complexes. De ce fait, de bonnes connaissances en analyse numérique et en analyse statistique est plus que nécessaire pour la résolution de problèmes d'optimisation. Dans notre cas, nous développerons la méthode de Newton Raphson en coordonnées polaires pour la résolution du problème de la répartition de charges.

II.7.1 Application en coordonnées polaires.

Le problème du transfert de puissance peut être résolu par la méthode de NEWTON-RAPHSON en coordonnées polaires. Les formules font intervenir les dérivées partielles des relations (II.17) et (II.18) sous la forme de la matrice Jacobienne. Cette matrice permet de calculer les incréments des inconnues à chaque itération. On considère que la convergence est atteinte lorsque ces incréments (ou une fonction plus ou moins complexe de ceux-ci) deviennent inférieurs à une valeur, relativement faible, arbitrairement fixée. Les estimations initiales concernent les tensions et phases inconnues et le système considéré est celui, discuté plus haut, permettant leur détermination. Ces équations permettent de calculer des erreurs par rapport aux valeurs P_i et Q_i spécifiées et la méthode nous fournit les moyens des les traduire en corrections sur les inconnues. Les matrices d'admittances sont généralement fortement éparses. Les programmes de calcul en tiennent généralement compte pour limiter le temps de calculs, [4].

La méthode de Newton-Raphson exige que les équations non-lineaires soient formées d'expressions liant les puissances et les composantes de la tension, [5]

Si nous appliquons la méthode de Newton-Raphson aux puissances de l'équation (2.19), on obtient en considérant que le jeu de barre de référence est le jeu de barre 1

$$\begin{aligned}
 P_i &= F_{ip}^{[0]} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_2} \right)^{[0]} \Delta \delta_2^{[0]} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_n} \right)^{[0]} \Delta \delta_n^{[0]} \\
 &\quad + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_2|} \right)^{[0]} \Delta V_2^{[0]} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_n|} \right)^{[0]} \Delta V_n^{[0]} \\
 Q_i &= F_{iq}^{[0]} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_2} \right)^{[0]} \Delta \delta_2^{[0]} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_n} \right)^{[0]} \Delta \delta_n^{[0]} \\
 &\quad + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_2|} \right)^{[0]} \Delta V_2^{[0]} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_n|} \right)^{[0]} \Delta V_n^{[0]}
 \end{aligned} \tag{II.27}$$

Par la suite nous définissons les puissances d'équilibres :

$$\begin{aligned}
 \Delta P_i &= P_i - F_{ip}^{[0]} \\
 \Delta Q_i &= Q_i - F_{iq}^{[0]}
 \end{aligned} \tag{II.28}$$

La combinaison des équations (II.27) et (II.28) nous donne:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{[0]} \\ \dots \\ \Delta P_n^{[0]} \\ \dots \\ \Delta Q_2^{[0]} \\ \dots \\ \Delta Q_n^{[0]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_{2p}^{[0]}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{2p}^{[0]}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{2p}^{[0]}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{2p}^{[0]}}{\partial |V_n|} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial F_{np}^{[0]}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{np}^{[0]}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{np}^{[0]}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{np}^{[0]}}{\partial |V_n|} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial F_{2q}^{[0]}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{2q}^{[0]}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{2q}^{[0]}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{2q}^{[0]}}{\partial |V_n|} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial F_{nq}^{[0]}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{nq}^{[0]}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{nq}^{[0]}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{nq}^{[0]}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{[0]} \\ \dots \\ \Delta \delta_n^{[0]} \\ \dots \\ \Delta V_2^{[0]} \\ \dots \\ \Delta V_n^{[0]} \end{bmatrix} \tag{II.29}$$

Avec

D'une autre manière et en changeant de notation nous aurons :

$$\begin{bmatrix} \underline{\Delta P}^{[0]} \\ \underline{\Delta Q}^{[0]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J^{[0]} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\Delta \delta}^{[0]} \\ \underline{\Delta V}^{[0]} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \underline{\Delta \delta}^{[0]} \\ \underline{\Delta V}^{[0]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J^{[0]} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \underline{\Delta P}^{[0]} \\ \underline{\Delta Q}^{[0]} \end{bmatrix}$$

d'où

$$\begin{bmatrix} \underline{\delta}^{[1]} \\ \underline{V}^{[1]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\delta}^{[0]} \\ \underline{V}^{[0]} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} J^{[0]} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \underline{\Delta P}^{[0]} \\ \underline{\Delta Q}^{[0]} \end{bmatrix}$$

et

$$\begin{bmatrix} \underline{\delta}^{[2]} \\ \underline{V}^{[2]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\delta}^{[1]} \\ \underline{V}^{[1]} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} J^{[1]} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \underline{\Delta P}^{[1]} \\ \underline{\Delta Q}^{[1]} \end{bmatrix}$$

(II.30)

Pour l'itération (l+1) nous aurons :

$$\begin{bmatrix} \underline{\delta}^{[l+1]} \\ \underline{V}^{[l+1]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\delta}^{[l]} \\ \underline{V}^{[l]} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} J^{[l]} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \underline{\Delta P}^{[l]} \\ \underline{\Delta Q}^{[l]} \end{bmatrix}$$

II.8.2 Exemple d'un réseau à quatre jeux de barre.

II.8.II. Données du réseau.

Données :

	i	k	R (Ω/km)	X (Ω/km)	U (kV)	l (km)
Ligne	1	4	0	0.2875	150	75
Ligne	2	3	0	0.2100	380	70
			R (%)	X (%)	S (MVA)	
Transformateur	2	1	0	13	295	
Transformateur	3	4	0	13	295	
			P _D (MW)	Q _D (MVA _r)		
Load	1		200	100		
Load	2		825	200		
Load	4		0	0		
			P _G (MW)	Q _G (MVA _r)	U (pu)	
Générateur	3		0	0	1	$\varphi_3=0^\circ$
Générateur	1		600	0	11.01	

Système pu :

Grandeurs de Base

$$S_{B1} = 100 \text{ MVA}$$

$$S_{B2} = 100 \text{ MVA}$$

$$U_{B1} = 380 \text{ kV}$$

$$U_{B2} = 150 \text{ kV}$$

$$Z_{B1} = 1444 \Omega$$

$$Z_{B2} = 225 \Omega$$

Ligne 1-2 TFO

$$X = 0,13 \text{ pu}]_{295 \text{ MVA}} \equiv 0,0441 \text{ pu}]_{100 \text{ MVA}}.$$

Ligne2-3

$$X = 0,0102 \text{ pu}]_{380 \text{ kV}}.$$

Ligne 3-4 TFO

$$X = 0,13 \text{ pu}]_{295 \text{ MVA}} \equiv 0,0441 \text{ pu}]_{100 \text{ MVA}}.$$

Ligne 1-4

$$X = 0,0958 \text{ pu}]_{150 \text{ kV}}.$$

Charge 1

$$P_{D1} = 2 \text{ pu} ; Q_{D1} = 1 \text{ pu.}$$

Charge 2

$$P_{D2} = -8,25 \text{ pu} ; Q_{D2} = -2 \text{ pu.}$$

Générateur 1

$$P_{G1} = 6 \text{ pu} ; U_1 = 1,01 \text{ pu.}$$

Générateur Balancier 3

$$U_3 = 1 \text{ pu} ;$$

$$\varphi_3 = 0^\circ.$$

Répartition des charges :

Utilisons la formulation de la matrice d'admittance (II.12) pour déterminer la répartition de charges dans le système étudié.

Les composantes de cette matrice sont données par inspection :

$$Y = \begin{bmatrix} \frac{1}{X_{12}} + \frac{1}{X_{14}} & \frac{-1}{X_{12}} & 0 & \frac{-1}{X_{14}} \\ \frac{-1}{X_{21}} & \frac{1}{X_{21}} + \frac{1}{X_{23}} & \frac{-1}{X_{23}} & 0 \\ 0 & \frac{-1}{X_{32}} & \frac{1}{X_{32}} + \frac{1}{X_{34}} & \frac{-1}{X_{34}} \\ \frac{-1}{X_{41}} & 0 & \frac{-1}{X_{43}} & \frac{1}{X_{41}} + \frac{1}{X_{43}} \end{bmatrix}$$

$$\begin{cases} P_2 = |Y_{21}| |V_2| |V_1| \cos(\delta_1 - \delta_2 + \gamma_{21}) + |Y_{22}| |V_2| |V_2| \cos(\delta_2 - \delta_2 + \gamma_{22}) + |Y_{23}| |V_2| |V_3| \cos(\delta_3 - \delta_2 + \gamma_{23}) = F_{2p} \\ P_3 = |Y_{32}| |V_3| |V_2| \cos(\delta_2 - \delta_3 + \gamma_{32}) + |Y_{33}| |V_3| |V_3| \cos(\delta_3 - \delta_3 + \gamma_{33}) + |Y_{34}| |V_3| |V_4| \cos(\delta_4 - \delta_3 + \gamma_{34}) = F_{3p} \\ P_4 = |Y_{41}| |V_4| |V_1| \cos(\delta_1 - \delta_4 + \gamma_{41}) + |Y_{43}| |V_4| |V_3| \cos(\delta_3 - \delta_4 + \gamma_{43}) + |Y_{44}| |V_4| |V_4| \cos(\delta_4 - \delta_4 + \gamma_{44}) = F_{4p} \\ Q_2 = |Y_{21}| |V_2| |V_1| \sin(\delta_1 - \delta_2 + \gamma_{21}) + |Y_{22}| |V_2| |V_2| \sin(\delta_2 - \delta_2 + \gamma_{22}) + |Y_{23}| |V_2| |V_3| \sin(\delta_3 - \delta_2 + \gamma_{23}) = F_{2q} \\ Q_3 = |Y_{32}| |V_3| |V_2| \sin(\delta_2 - \delta_3 + \gamma_{32}) + |Y_{33}| |V_3| |V_3| \sin(\delta_3 - \delta_3 + \gamma_{33}) + |Y_{34}| |V_3| |V_4| \sin(\delta_4 - \delta_3 + \gamma_{34}) = F_{3q} \\ Q_4 = |Y_{41}| |V_4| |V_1| \sin(\delta_1 - \delta_4 + \gamma_{41}) + |Y_{43}| |V_4| |V_3| \sin(\delta_3 - \delta_4 + \gamma_{43}) + |Y_{44}| |V_4| |V_4| \sin(\delta_4 - \delta_4 + \gamma_{44}) = F_{4q} \end{cases}$$

- **Données inconnues**

- **Nœud 1 - type :**

$$U_1 = 1,01 \text{ pu} ; \quad \delta_1 = 0$$

- **Nœud 2 - type « PQ » :**

$$P_2 = -8.25 \text{ pu} ; \quad Q_2 = -2 \text{ pu} ; \quad U_2 = ? ; \quad \delta_2 = ?$$

- **Nœud 3 - type « Uφ » :**

$$P_3 = ? ; \quad Q_3 = ? ; \quad U_3 = 1 \text{ pu} ; \quad \delta_3 = 0^\circ$$

- **Nœud 4 :**

$$P_4 = 0 ; \quad Q_4 = 0 ; \quad U_4 = ? ; \quad \delta_4 = ?$$

- **Etapes de calcul (Etat initial)**

Les valeurs initiales sont:

$$U_1 = 1,01 \angle 0 ; \quad U_2 = 0,983 \angle -3,39^\circ ; \quad U_3 = 1,0 \angle 0^\circ \quad U_4 = 11,0 \angle 0^\circ$$

- 1. calcul des pertes dans les lignes (équations II.17 et II.18)**

$$\left\{ \begin{array}{l} -8.25 = 1.01 |Y_{21}| |V_2| \cos(-\delta_2 + \gamma_{21}) + |Y_{22}| V^2 \cos(\gamma_{22}) + |Y_{23}| |V_2| \cos(-\delta_2 + \gamma_{21}) = F_{2p}^{[0]} \\ P_3 = |Y_{32}| |V_2| \cos(\delta_2 + \gamma_{32}) + |Y_{33}| \cos(\gamma_{33}) + |Y_{34}| |V_4| \cos(\delta_4 + \gamma_{34}) = F_{3p}^{[0]} \\ 0 = 1.01 |Y_{41}| |V_4| \cos(-\delta_4 + \gamma_{41}) + |Y_{43}| |V_4| \cos(-\delta_4 + \gamma_{43}) + |Y_{44}| |V_4| \cos(\gamma_{44}) = F_{4p}^{[0]} \\ -2 = 1.01 |Y_{21}| |V_2| \sin(-\delta_2 + \gamma_{21}) + |Y_{22}| V^2 \sin(\gamma_{22}) + |Y_{23}| |V_2| \sin(-\delta_2 + \gamma_{21}) = F_{2q}^{[0]} \\ Q_3 = |Y_{32}| |V_2| \sin(\delta_2 + \gamma_{32}) + |Y_{33}| \sin(\gamma_{33}) + |Y_{34}| |V_4| \sin(\delta_4 + \gamma_{34}) = F_{3q}^{[0]} \\ 0 = 1.01 |Y_{41}| |V_4| \cos(-\delta_4 + \gamma_{41}) + |Y_{43}| |V_4| \cos(-\delta_4 + \gamma_{43}) + |Y_{44}| |V_4| \cos(\gamma_{44}) = F_{4q}^{[0]} \end{array} \right.$$

- 2. Calcul des éléments de la Jacobienne**

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_{2p}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial F_{3p}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial F_{4p}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial F_{2p}}{\partial |V_2|} & \frac{\partial F_{3p}}{\partial |V_2|} & \frac{\partial F_{4p}}{\partial |V_2|} \\ \frac{\partial F_{2p}}{\partial \delta_3} & \frac{\partial F_{3p}}{\partial \delta_3} & \frac{\partial F_{4p}}{\partial \delta_3} & \frac{\partial F_{2p}}{\partial |V_3|} & \frac{\partial F_{3p}}{\partial |V_3|} & \frac{\partial F_{4p}}{\partial |V_3|} \\ \frac{\partial F_{2p}}{\partial \delta_4} & \frac{\partial F_{3p}}{\partial \delta_4} & \frac{\partial F_{4p}}{\partial \delta_4} & \frac{\partial F_{2p}}{\partial |V_4|} & \frac{\partial F_{3p}}{\partial |V_4|} & \frac{\partial F_{4p}}{\partial |V_4|} \\ \frac{\partial F_{2q}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial F_{3q}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial F_{4q}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial F_{2q}}{\partial |V_2|} & \frac{\partial F_{3q}}{\partial |V_2|} & \frac{\partial F_{4q}}{\partial |V_2|} \\ \frac{\partial F_{2q}}{\partial \delta_3} & \frac{\partial F_{3q}}{\partial \delta_3} & \frac{\partial F_{4q}}{\partial \delta_3} & \frac{\partial F_{2q}}{\partial |V_3|} & \frac{\partial F_{3q}}{\partial |V_3|} & \frac{\partial F_{4q}}{\partial |V_3|} \\ \frac{\partial F_{2q}}{\partial \delta_4} & \frac{\partial F_{3q}}{\partial \delta_4} & \frac{\partial F_{4q}}{\partial \delta_4} & \frac{\partial F_{2q}}{\partial |V_4|} & \frac{\partial F_{3q}}{\partial |V_4|} & \frac{\partial F_{4q}}{\partial |V_4|} \end{bmatrix}$$

3. Variations des puissances d'équilibre

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{[0]} = P_{G2} - P_{D2} - F_{2p}^{[0]} \\ \Delta P_3^{[0]} = P_{G3} - P_{D3} - F_{3p}^{[0]} \\ \Delta P_4^{[0]} = P_{G4} - P_{D4} - F_{4p}^{[0]} \\ \Delta Q_2^{[0]} = Q_{G2} - Q_{D2} - F_{2q}^{[0]} \\ \Delta Q_3^{[0]} = Q_{G3} - Q_{D3} - F_{3q}^{[0]} \\ \Delta Q_4^{[0]} = Q_{G4} - Q_{D4} - F_{4q}^{[0]} \end{bmatrix}$$

4. Variations de tension.

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{[0]} \\ \Delta \delta_3^{[0]} \\ \Delta \delta_4^{[0]} \\ \Delta V_2^{[0]} \\ \Delta V_3^{[0]} \\ \Delta V_4^{[0]} \end{bmatrix} = [J^{[0]}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_2^{[0]} \\ \Delta P_3^{[0]} \\ \Delta P_4^{[0]} \\ \Delta Q_2^{[0]} \\ \Delta Q_3^{[0]} \\ \Delta Q_4^{[0]} \end{bmatrix}$$

5. Nouvelles valeurs de tension

$$\begin{bmatrix} \delta_2^{[1]} \\ \delta_3^{[1]} \\ \delta_4^{[1]} \\ |V_2^{[1]}| \\ |V_3^{[1]}| \\ |V_4^{[1]}| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_2^{[0]} \\ \delta_3^{[0]} \\ \delta_4^{[0]} \\ |V_2^{[0]}| \\ |V_3^{[0]}| \\ |V_4^{[0]}| \end{bmatrix} + [J^{[0]}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_2^{[0]} \\ \Delta P_3^{[0]} \\ \Delta P_4^{[0]} \\ \Delta Q_2^{[0]} \\ \Delta Q_3^{[0]} \\ \Delta Q_4^{[0]} \end{bmatrix}$$

On trouve après la première itération :

$$P_3 = 4,25 \text{ pu}$$

$$Q_3 = 1,57 \text{ pu}$$

$$U_1 = 11,01 \angle 2,71^\circ \text{ pu}$$

$$U_2 = 10,983 \angle -3,46^\circ \text{ pu}$$

$$Q_1 = j,1,12 \text{ pu}$$

$$\varphi_1 = 0,0476 \text{ rad} = 2,72^\circ$$

$$\varphi_2 = -0,0593 \text{ rad} = -3,40^\circ$$

Si on veut encore refaire le calcul, nous reprendrons les calculs à partir de l'étape 1, en prenant comme nouvelles valeurs initiales ces valeurs trouvées.

II.9. Programme de Load Flow

II.9.1 Représentation du circuit

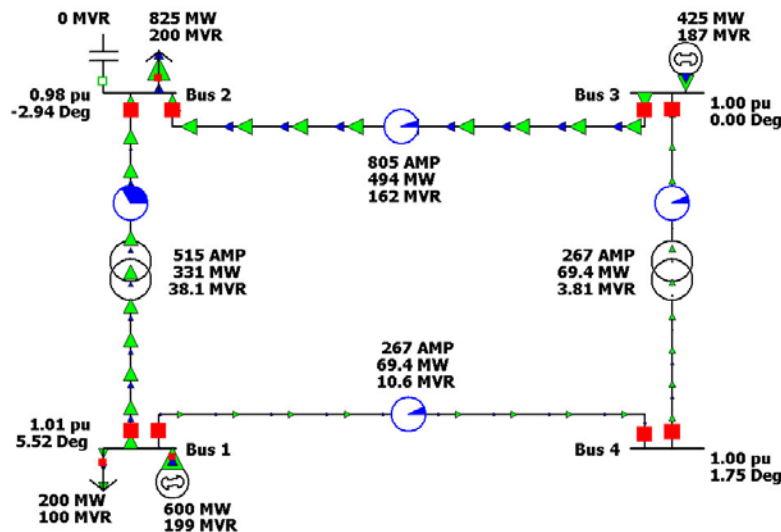
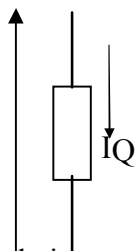


Figure : II.8 réseaux de quatre jeux de barres

L'interface graphique nous permet de mieux visualiser les grandeurs électriques du circuit. Les transferts de puissances sont représentés par les flèches le long des lignes (vertes pour l'actif). Au niveau du bus 2, nous avons interconnecté un banc de capacités qui est, pour l'instant, inactivé.

II.9.2 But du banc de capacités



Nous considérons une charge capacitive de réactance 'X', notons 'U' la tension à ses bornes et 'IQ' le courant réactif la traversant. Nous pouvons considérer, en première approximation, $\Delta U = - X \cdot \Delta IQ$

Cette relation montre l'étroit couplage entre le module de la tension et la puissance réactive.

En fonctionnement normal, une injection de puissance réactive en un nœud a pour effet d'accroître la tension en ce nœud et aux nœuds voisins, et inversement.

Cette relation montre aussi qu'une consommation exagérée de puissance réactive peut entraîner des tensions inacceptables (chute de tension). Le transfert de puissance réactive possède un autre inconvénient : il entraîne une augmentation du courant, pour une même puissance active (puissance utile), d'où une surcharge et/ou la nécessité d'adopter des sections de

conducteurs plus grandes. Cette augmentation du courant entraîne également des pertes actives supplémentaires.

Ces considérations montrent l'importance de compenser localement les charges réactives, étant donné la prépondérance inductive de bon nombre d'entre elles. Cette compensation s'effectue le plus souvent en installant des condensateurs fixes ou commutables en moyenne tension, généralement au secondaire des transformateurs abaisseurs.

Dans le même ordre d'idées, en complément de celles installées en moyenne tension, des capacités sont installées dans le réseau à haute tension en vue de compenser les consommations (plutôt que générations dans cas le plus général) de puissance réactive « XI2 » et d'éviter la production et le transport de la puissance réactive correspondante.

II.9.3 Résultat du load flow.

BUS	1	Bus 1	150.0	MW	Mvar	MVA	%	1.0100	5.52	1	1
GENERATOR	1		600.00		199.36R	632.3					
LOAD	1		200.00		100.00	223.6					
TO	2	Bus 2	1	330.65	88.79	342.4	34	1.0000	NT	0.0	
TO	4	Bus 4	1	69.41	10.56	70.2	7				
BUS	2	Bus 2	380.0	MW	Mvar	MVA	%	0.9819	-2.94	1	1
LOAD	1		825.00		200.00	848.9					
SWITCHED		SHUNT	0.00		0.00	0.0					
TO	1	Bus 1	1	-330.65	-38.12	332.8	33	1.0000	TA	0.0	
TO	3	Bus 3	1	-494.35	-161.88	520.2	5				
BUS	3	Bus 3	380.0	MW	Mvar	MVA	%	1.0000	0.00	1	1
GENERATOR	1		424.94		186.65R	464.1					
TO	2	Bus 2	1	494.35	190.45	529.8	5				
TO	4	Bus 4	1	-69.41	-3.80	69.5	7	1.0000	TA	0.0	
BUS	4	Bus 4	150.0	MW	Mvar	MVA	%	1.0021	1.75	1	1
TO	1	Bus 1	1	-69.41	-5.93	69.7	7				
TO	3	Bus 3	1	69.41	5.93	69.7	7	1.0000	NT	0.0	

Ce tableau représente les résultats du load flow, c'est à dire l'état électrique du circuit pour les contraintes imposées (nœud PV, PQ et balancier). Pour chaque bus, la première ligne en représente la tension nominale (kV), la tension actuelle (pu) et le déphasage par rapport au balancier. Les autres lignes représentent les charges et les générateurs connectés ainsi que les transits de puissance dans les lignes et les transformateurs. Nous pouvons directement vérifier que la somme des puissances actives ou réactives arrivant à un nœud est nulle.

II.9.4. Influence d'une consommation excessive de réactif au bus 2

Si nous augmentons progressivement la charge connectée au bus 2, la chute de tension en ce nœud varie de la façon décrite sur la figure suivante.

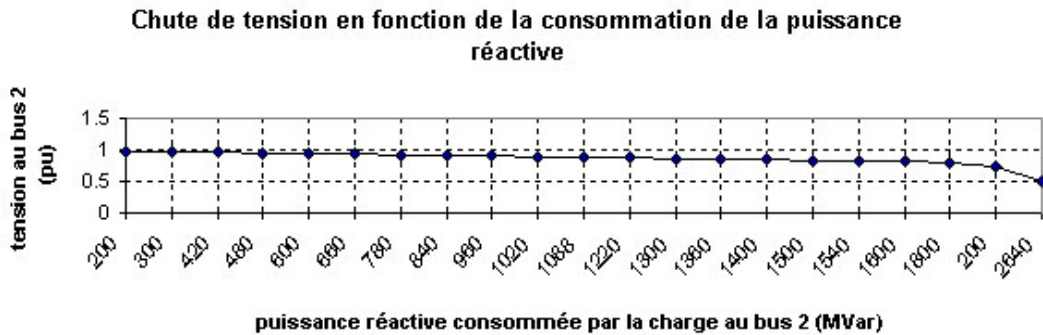


Figure II.9 : Chute de tension sur le J.B 2

Le résultat obtenu sur cette la figure II.9 confirme bien la théorie selon laquelle: l'absorption de puissance réactive en un nœud à pour effet de diminuer la tension en ce nœud.

Il faut savoir qu'une diminution de la tension en un nœud peut entraîner la diminution des tensions des nœuds voisins. Cette réduction excessive de la tension peut occasionner une instabilité de tension et provoquer le black-out local plus général.

II.9.4 Effet du banc de capacité au bus 2

Si nous augmentons la puissance des charges inductives pour différentes valeurs de la puissance réactive des bancs de capacités, nous obtenons la figure qui suit.

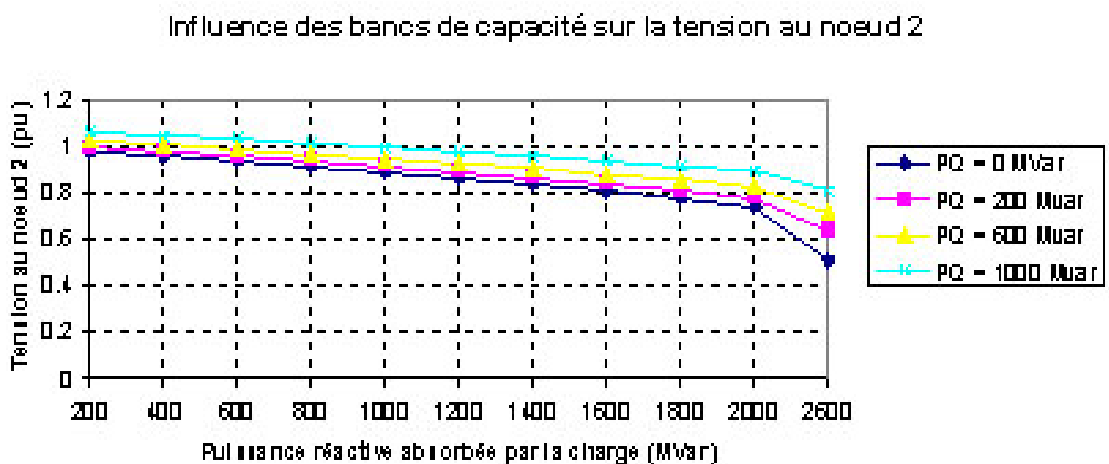


Figure II.10 : Influence de la compensation la tension .

La théorie est bien en accord avec les résultats obtenus avec le logiciel de calcul du load flow. Pour des charges fortement inductives, il faut injecter de la puissance réactive pour soutenir la tension. Cette puissance doit pouvoir être régulée car, pour des injections importantes (1000 MVAR), la tension du jeu de barre 2 est prohibitive (1,07 pu). En pratique, nous aurons recours à des systèmes faisant intervenir des TCR (thyristor controlled reactor), des TSC (thyristor switched capacitor) et bien d'autres. En effet, une charge est fluctuante et il ne faut pas transformer le problème local en surtension en cas déconnexion de la charge.

II.10 Stabilité de la tension

La stabilité de tension concerne la capacité d'un système de puissance à maintenir des tensions acceptables en tous ses nœuds, dans des conditions de fonctionnement normales ou suite à une perturbation. L'instabilité de tension se produit généralement sous forme d'une décroissance monotone de la tension qui, soudainement, s'effondre au-delà d'un certain seuil.

En fonctionnement normal, lorsque nous connectons des équipements consommateurs à un réseau électrique, la tension au point de raccordement tombe légèrement et la puissance totale consommée augmente.

Or, dans un réseau électrique comme dans tout circuit électrique, il existe une puissance maximale transférable. Cette puissance est fortement influencée par la distance électrique entre sites de production et de consommation. Elle est également contrainte par les limites de puissance réactive des machines. Lorsque nous nous en approchons, la tension tombe fortement. Au delà de cette limite, toute connexion supplémentaire d'équipement se solde par une diminution de la puissance totale consommée, [6].

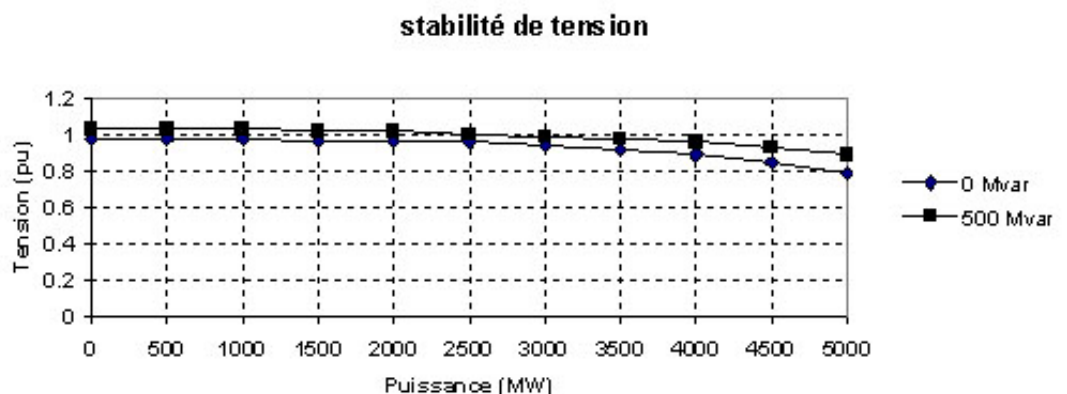


Figure II.11 : stabilité de la tension

Augmentons progressivement la puissance active du nœud 2 pour deux valeurs du banc de capacités (0 MVAR et 500 MVAR) :

Nous obtenons un effondrement de la tension pour les grandes puissances. Nous remarquons aussi une augmentation de la tension au nœud 2 lorsque nous installons un banc de capacités.

Nous ne perdrons pas de vue que les variations de la puissance active transitée influencent fortement le déphasage et peu le module de la tension, tandis que l'inverse est vrai pour les variations de transfert de réactif.

II.11 Conclusion

Dans un réseau électrique comme dans tout circuit électrique, il existe une puissance maximale transférable. Cette puissance est fortement influencée par la distance électrique entre sites de production et de consommation. Elle est également contrainte par les limites de puissance réactive des machines. Lorsque nous nous en approchons, la tension tombe fortement. Au delà de cette limite, toute connexion supplémentaire d'équipement se solde par une diminution de la puissance totale consommée.

Une consommation exagérée de puissance réactive peut entraîner des tensions inacceptables (chute de tension).

Le transfert de puissance réactive possède un autre inconvénient : il entraîne une augmentation du courant, pour une même puissance active (puissance utile), d'où une surcharge et/ou la nécessité d'adopter des sections de conducteurs plus grandes. Cette augmentation du courant entraîne également des pertes actives supplémentaires.

Pour plus de stabilité de la tension, nous aurons recours à des systèmes faisant intervenir des TCR (thyristor controlled reactor), des TSC (thyristor switched capacitor) et bien d'autres comme le système IPFC pour une meilleure prise en charge de la compensation.

III.1.1 Introduction

Devant les problèmes de transit de puissance, la compagnie américaine EPRI (Electric Power Research Institute) a lancé, en 1988, un projet d'étude des systèmes FACTS (Flexible alternative current transmission system) afin de mieux maîtriser le transit de puissance dans les lignes électriques.

Le concept FACTS regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique. La technologie de ces systèmes (interrupteur statique) leur assure une vitesse supérieures à celle des systèmes électromécaniques classiques. De plus, elles peuvent contrôler le transit de puissance dans les réseaux et augmenter la capacité efficace de transport tout en maintenant voir en améliorant, la stabilité des réseaux. Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois catégories, [11], [12] :

- les compensateurs parallèles
- les compensateurs séries
- les compensateurs hybrides (série - parallèle)

III.1.2 Compensateurs parallèles

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 permettait 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 active et réactive qui transitent dans la ligne.

Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont :

III.1.2.1 Compensateurs parallèles à base de thyristors

Il s'agit de :

- TCR (Thyristor Controlled Reactor)

Dans le TCR (ou RCT : Réactances Commandées par Thyristors), la valeur de l'inductance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors.

- TSC (Thyristor Switched Capacitor)

Dans le TSC (ou CCT : Condensateurs Commandés par Thyristor), les thyristors fonctionnent en pleine conduction [HIN00].

- SVC (Static Var Compensator)

L'association des dispositifs TCR, TSC, bancs de capacités fixes et filtres d'harmoniques constitue le compensateur hybride, plus connu sous le nom de SVC (compensateur statique d'énergie réactive) dont le premier exemple a été installé en 1979 en Afrique du Sud. La caractéristique statique est donnée sur la figure I.1. Trois zones sont distinctes :

- une zone où seules les capacités sont connectées au réseau,
- une zone de réglage où l'énergie réactive est une combinaison des TCR et des TSC,
- une zone où le TCR donne son énergie maximale (butée de réglage), les condensateurs sont déconnectés.

- TCBR (Thyristor Control Breaking Resistor)

Ce type de compensateur connecté en parallèle est utilisé pour améliorer la stabilité du réseau pendant la présence des perturbations.

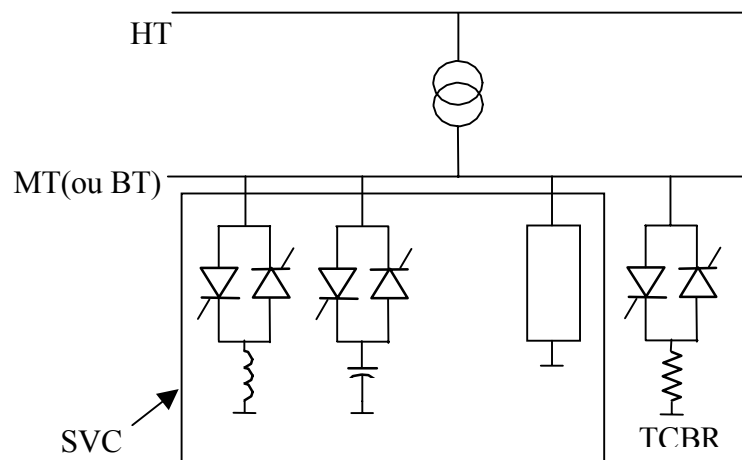


Figure III.1 : Schéma du SVC et TCBR

III.1.3.2 Compensateurs parallèles à base de GTO thyristors

Il s'agit du STATCOM (STATic COMPensator) qui a connu jusqu'à présent différentes appellations:

- ASVC (Advanced Static Var Compensator)
- STATCON (STATic CONDenser)
- SVG (Static Var Generator)
- SVClight

- SVCplus

Le principe de ce type de compensateur est connu depuis la fin des années 70 mais ce n'est que dans les années 90 que ce type de compensateur a connu un essor important grâce aux développements des interrupteurs GTO de forte puissance.

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.

Cependant, le STATCOM de base engendre de nombreux harmoniques. Il faut donc utiliser, pour résoudre ce problème, des compensateurs multi-niveaux à commande MLI ou encore installer des filtres.

La figure I.2 représente le schéma de base d'un STATCOM. Les cellules de commutation sont bidirectionnelles, formées de GTO et de diode en antiparallèle. Le rôle du STATCOM est d'échanger de l'énergie réactive avec le réseau. Pour ce faire, l'onduleur est couplé au réseau par l'intermédiaire d'une inductance, qui est en général l'inductance de fuite du transformateur de couplage.

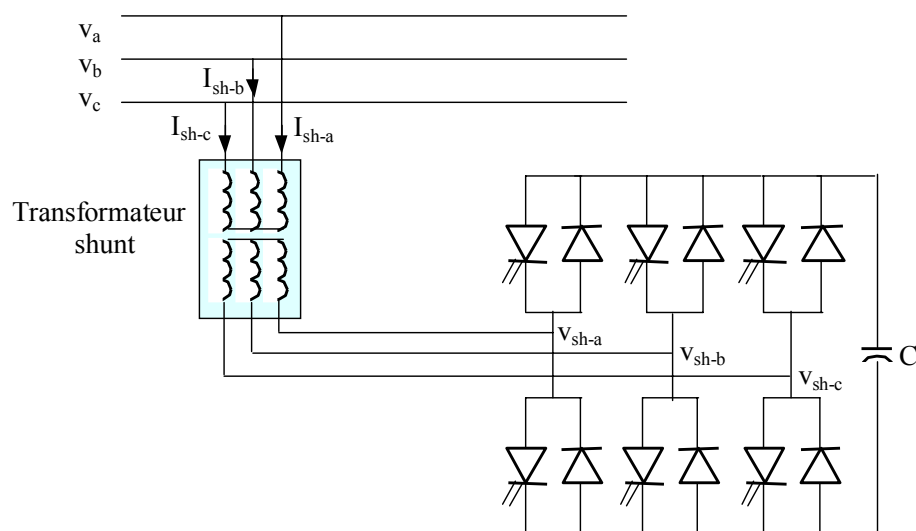


Figure III.2 : Schéma de base du STATCOM

L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur V_{sh} , laquelle est en phase avec la tension du réseau V (Fig III.2). Le fonctionnement peut être décrit de la façon suivante :

Si la tension V_{sh} est inférieure à V , le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $-\frac{\pi}{2}$ par rapport à la tension V ce qui donne un courant inductif (Fig. III.3-a).

Si la tension V_{sh} est supérieure à V , le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $+\frac{\pi}{2}$ par rapport à la tension V ce qui donne un courant capacitif (Fig. III.3-b).

Si la tension V_{sh} est égale à V , le courant circulant dans l'inductance est nul et par conséquent il n'y a pas d'échange d'énergie.



Figure III.3 : Diagramme vectoriel de STATCOM

Nous considérons dans ce cas de fonctionnement que les tensions sont triphasées et équilibrées. Par ailleurs, l'amplitude de la tension de sortie V_s est proportionnelle à la tension continue aux bornes du condensateur.

L'avantage de ce dispositif est de pouvoir échanger de l'énergie de nature inductive ou capacitive uniquement à l'aide d'une inductance. Contrairement au SVC, il n'y a pas d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau. Ce dispositif a l'avantage, contrairement au SVC, de pouvoir fournir un courant constant important même lorsque la tension V diminue.

III.3 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 avec celles-ci.

III.3.1 Compensateurs séries à base de thyristor

Les plus connus sont :

- TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)

Le TCSC (Compensateur Série Contrôlé par Thyristors) est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, le tout en parallèle avec un condensateur (Fig.III.4.a).

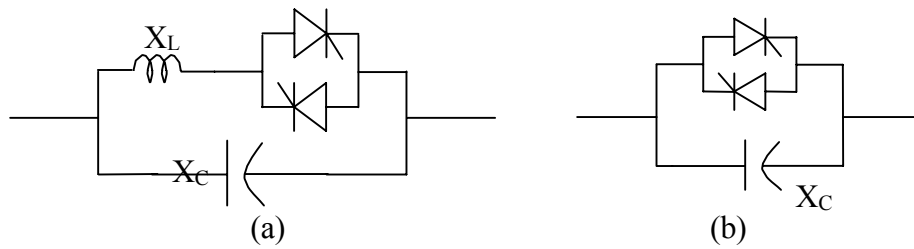


Figure III.4 : Structure du TCSC (a) et TSSC (b)

Si les thyristors sont bloqués, le TCSC a une impédance fixe qui est celle du condensateur. Si les thyristors sont commandés en interrupteur électronique et en pleine conduction, l'impédance du TCSC est encore fixe et vaut l'impédance équivalente du condensateur en parallèle avec l'inductance.

- TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor)

TCSR est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristor afin de fournir une réactance inductive série variable. Lorsque l'angle d'amorçage du réacteur commandé par thyristor est de 180 degrés, il cesse de conduire, et la réactance non contrôlable X_1 agit comme un limiteur de courant de défaut. Pendant que l'angle d'amorçage diminue en dessous de 180 degrés, la réactance équivalente diminue jusqu'à l'angle de 90 degrés, où elle est la combinaison parallèle de deux réactances.

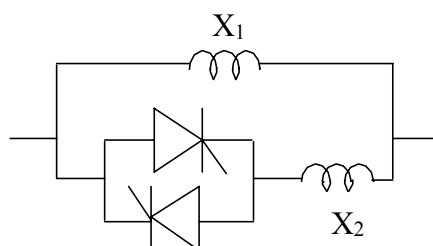


Figure III.5 : Structure du TCSR

- TSSR(Thyristor Switched Series Reactor)

La différence entre ce système et le TCSR est que l'angle d'amorçage est soit de 90 degrés soit de 180 .

III.3.2 Compensateurs séries à base de GTO thyristors

- SSSC (Static Synchronous Series Compensator)

Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur (Fig. III.6).

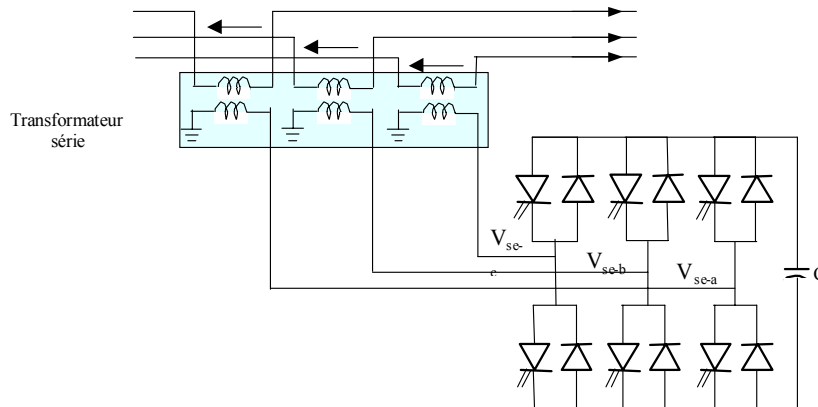


Figure III.6 : Schéma de base du SSSC

III.4 Compensateurs hybrides série - parallèle

III.4.1 Compensateurs hybrides à base de thyristors

- TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator)

TCPAR (déphaseur statique) est un transformateur déphaseur à base de thyristors. Ce dispositif a été créé pour remplacer les déphaseurs à transformateurs à réglage en charge (LTC ; Load Tap Changer) qui sont commandés mécaniquement. Il est constitué de deux transformateurs, l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle. Ce dernier possède différents rapports de transformation (n_1 , n_2 , n_3).

Ces deux transformateurs sont reliés par l'intermédiaire des thyristors. Son principe de fonctionnement est d'injecter, sur les trois phases de la ligne de transmission, une tension en quadrature avec la tension à déphaser. Il a l'avantage de ne pas générer d'harmoniques car les thyristors sont commandés en interrupteurs en pleine conduction.

Par contre comme le déphasage n'a pas une variation continue, il est nécessaire d'y adjoindre un compensateur shunt, ce qui entraîne des surcoûts d'installation.

L'amplitude de la tension injectée est une combinaison des secondaires du transformateur parallèle dont les rapports de transformation sont n_1 , n_2 , n_3 . Cette combinaison donne une tension à injecter dont l'amplitude peut prendre 27 valeurs différentes.

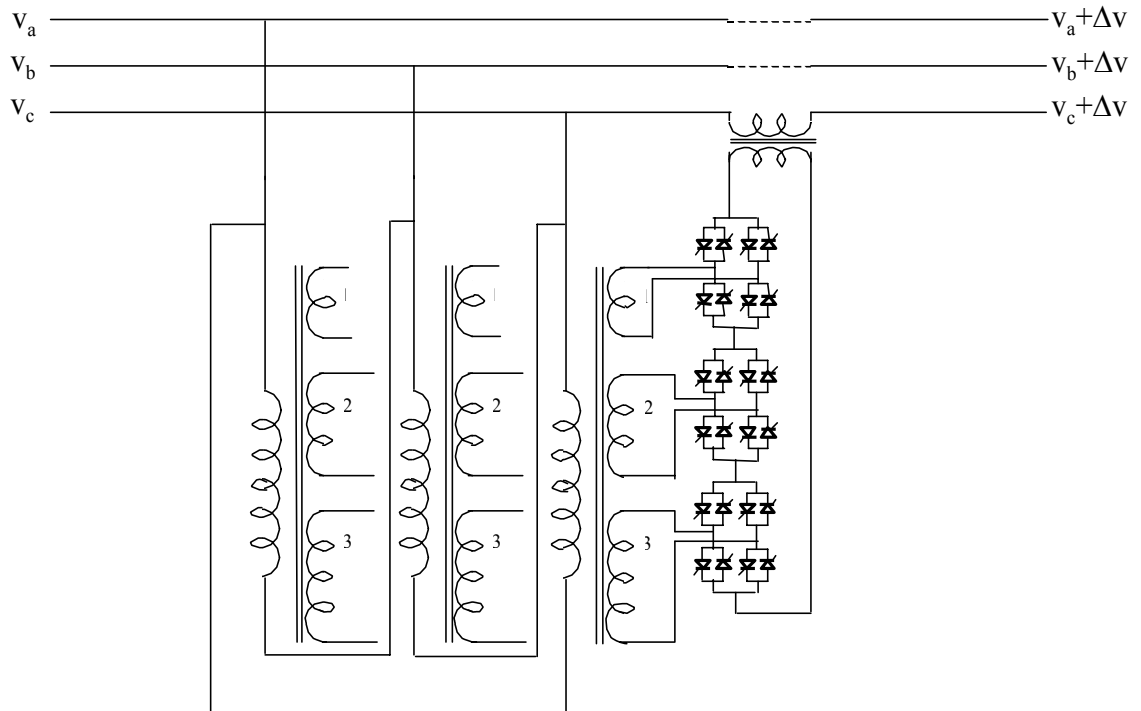


Figure III.7 : Schéma du TCPAR

Un déphasage α est alors introduit et l'angle de transport total de la ligne devient $(\delta \pm \alpha)$. Par contre avec ce compensateur, le module de la tension en aval n'est pas égal à celui de la tension en amont.

III.4.2 Compensateurs hybrides à base de GTO thyristors

- IPFC (Interline Power Flow Controller), [11].

L'IPFC a été proposé par Gyugyi, Sen et Schuder en 1998 afin de compenser un certain nombre de lignes de transmission d'une sous-station. Sous sa forme générale, l'IPFC utilise des convertisseurs DC-DC placés en série avec la ligne à compenser. En d'autres termes, l'IPFC comporte un certain nombre de SSSC (Fig. III.8).

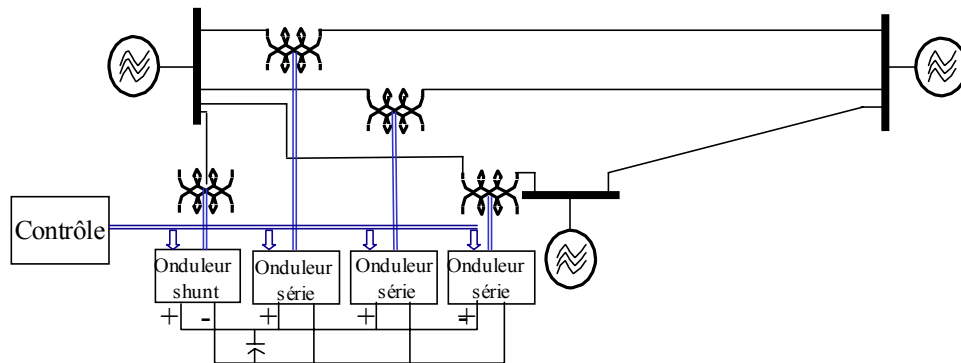


Figure III.8 : Schéma de base de l'IPFC

Nous pouvons l'utiliser afin de conduire des changements de puissances entre les lignes du réseau

- UPFC

Gyugyi a présenté le concept de l'UPFC en 1990. 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 effet, l'UPFC permet à la fois le contrôle de la puissance active et celui de la tension de ligne (Fig. III.9).

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.

Dans la figure III.9, l'onduleur no.1 est utilisé à travers la liaison continue pour fournir la puissance active nécessaire à l'onduleur no. 2. Il réalise aussi la fonction de compensation d'énergie réactive puisqu'il peut fournir ou absorber de la puissance réactive, indépendamment de la puissance active, au réseau. L'onduleur no.2 injecte la tension V_b et fournit les puissances actives et réactives nécessaires à la compensation série.

L'énorme avantage de l'UPFC est bien sûr la flexibilité qu'il offre en permettant le contrôle de la tension, de l'angle de transport et de l'impédance de la ligne en un seul dispositif comprenant seulement deux onduleurs de tension triphasés. De plus, il peut basculer de l'une à l'autre de ces fonctions instantanément, en changeant la commande de ses onduleurs, ce qui permet de pouvoir faire face à des défauts ou à des modifications du réseau en privilégiant temporairement l'une des fonctions.

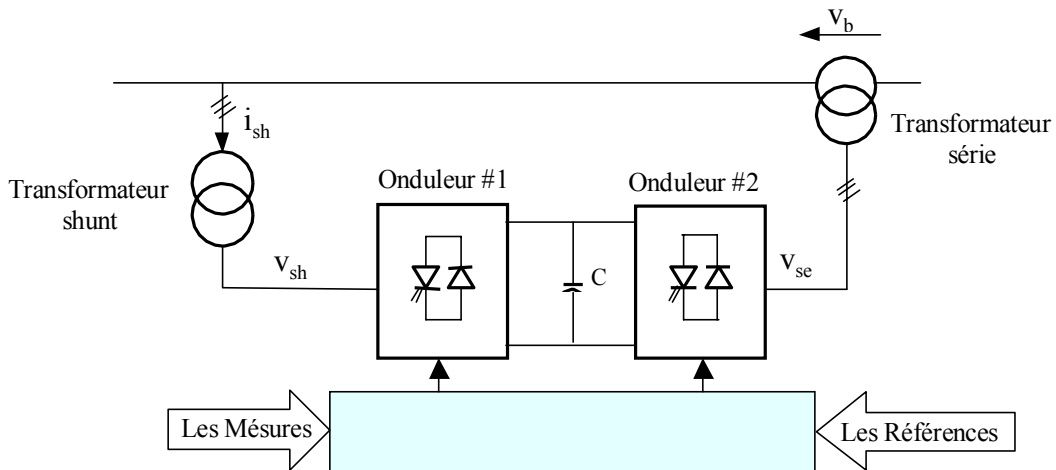


Figure III.9 : Schéma de base de l'UPFC

Il pourra alterner différentes fonctions : par exemple, la fonction shunt pourra être utilisée pour soutenir la tension alors que la partie série pourra être utilisée afin d'amortir les oscillations de puissances.

La figure III.10 montre l'influence des différents systèmes FACTS (à base de GTO) sur la courbe de puissance active transmise dans la ligne de transmission. Cette dernière est un facteur important pour l'amélioration de la stabilité transitoire, [13].

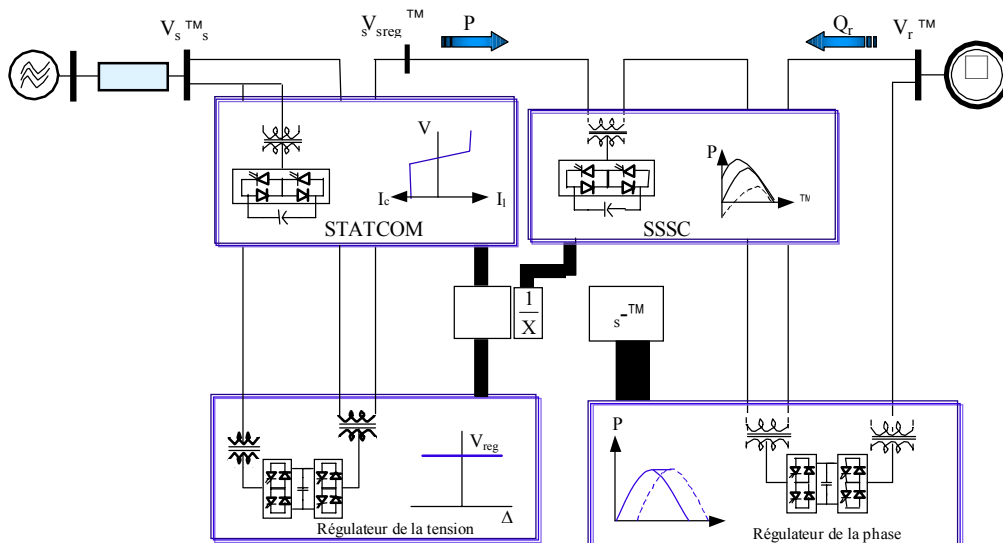


Figure III.10 : L'influence de différents systèmes FACTS sur la puissance active

III.4 conclusion

Le problème de la stabilité, après un défaut important, peut devenir un facteur de limitation de puissances transitée dans les lignes de transport d'énergie. Les équipements à base de l'électronique de puissance, y compris leurs commandes appropriées, offrent des solutions efficaces à ce problème. Grâce aux avancées récentes dans la technologie des IGBT/GTO, le temps de réaction des dispositifs FACTS est diminué à quelques milli-secondes.

En effet les systèmes FACTS ont la capacité d'améliorer la stabilité transitoire en utilisant une commande appropriée. Elles peuvent également contrôler la puissance transmissible de la ligne en utilisant deux méthodes : la compensation série et la compensation parallèle.

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents systèmes FACTS en général.

VI.1 Introduction

L'un des problèmes les plus importants lors de l'étude d'un Réseau d'Energie Electrique (R.E.E) complexe, est celui de sa stabilité. Ceci est dû au développement important des réseaux ces dernières années, mais aussi à l'objectif de ce type d'étude qui est d'examiner le comportement du réseau face à des faibles ou importantes perturbations.

Les variations continues de charge sont un exemple de petites perturbations, les défauts comme les court-circuits et la perte de synchronisme d'un générateur de forte puissance sont des exemples de grandes perturbations. Ces perturbations sont à l'origine de l'apparition d'une différence entre la puissance mécanique (la production) et la puissance électrique (la consommation).

Cet écart doit être absorbé sous forme d'énergie et à l'heure actuelle on sait stocker l'énergie électrique sous forme d'énergie cinétique dans des volants d'inertie. Leur défaut est un très mauvais rendement. L'écart en terme de puissance va se traduire par une modification de la vitesse de rotation de l'alternateur ou en d'autres termes par des variations de sa vitesse autour de la vitesse de synchronisme.

Après l'élimination de la perturbation, le réseau sera stable si la valeur moyenne des écarts de vitesse est nulle. Dans ce cas, le réseau continue à fonctionner en satisfaisant ses limites d'exploitation et en alimentant ses consommateurs. Nous pouvons définir deux types de stabilité du réseau électrique: celle de son angle de transport ou celle de la tension.

Nous pouvons définir trois types de stabilité pour l'angle de transport, la stabilité dynamique, la stabilité statique et la stabilité transitoire, [6].

VI.2 La stabilité de l'angle de transport

VI.2.1 La stabilité statique

En général, à la fin d'un régime transitoire provoqué par une perturbation, le système atteint son régime permanent. Dans ce cas, l'étude de la stabilité du système, porte sur l'évaluation de l'état statique du réseau.

Le système n'est pas en état de stabilité statique si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées. Cet état est appelé : état instable ou état d'urgence. Dans un réseau qui est dans un état d'urgence, les opérateurs du centre de contrôle ont suffisamment de temps pour ramener le système à l'état stable ou au régime normal en apportant des modifications supplémentaires.

Si certaines contraintes d'exploitation ne sont pas respectées, l'une des parties du réseau se sépare du système, le reste continuant son fonctionnement normal.

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

VI.2.2 La stabilité dynamique

Il arrive que de petites oscillations apparaissent sur les signaux, à cause d'un changement dans la structure du réseau, dans les conditions d'exploitation, dans les systèmes d'excitation ou au niveau des charges. Ces oscillations peuvent aboutir à déstabiliser un alternateur, une partie ou tout le réseau. Dans ce cas nous pouvons utiliser des modèles linéaires afin de simuler le réseau. Les principaux éléments tels que les machines synchrones, les excitatrices, les systèmes de

régulation de vitesse, la turbine et le PSS (Power System Stabilizer) dont les dynamiques ne sont pas négligeables seront pris en compte dans ces modèles.

VI.2.3 La stabilité transitoire

La stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude. Cette perturbation peut écarter notablement le réseau de sa position initiale. Le phénomène de stabilité transitoire concerne les grandes perturbations. Nous pouvons citer :

Les courts-circuits affectant un élément du réseau, notamment aux bornes des machines.

La Perte d'ouvrages.

La Perte de groupes de production, etc.

Les conséquences de ses défauts peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement complet du réseau.

La stabilité transitoire dépend :

- du type de perturbation
- de la durée de perturbation
- du lieu de perturbation
- de la performance des systèmes de protection (relais, rênclenchement)
- du point de fonctionnement avant défaut
- niveau de puissance active
- topologie du réseau
- degré d'excitation des machines
- des caractéristiques dynamiques
- des générateurs
- des charges
- des régulateurs mis en place dans les stations
- des stabilisateurs comme le PSS.

Les courants et tensions qui apparaissent lors d'une perturbation affectant les réseaux électriques, jouent un rôle important dans la stabilité du système. Dans ce chapitre, nous étudions la stabilité des machines de forte puissance lors de perturbation importante. Nous pouvons citer comme exemple de perturbation un court-circuit qui provoque un déséquilibre important entre le couple moteur et le couple résistant.

Plusieurs facteurs cités ci-après ont une influence sur la stabilité:

- le type du défaut.
- la localisation du défaut.
- la variation de la charge.
- l'auto-déclenchement.
- la régulation de tension du générateur.

L'objectif dans ce chapitre est de détecter le cas le plus défavorable de court circuit sur la stabilité d'un réseau Usuellement la puissance fournie par l'ensemble des machines compense exactement la totalité des puissances demandées et les pertes dans le réseau. Tant qu'aucune perturbation n'affecte le système, les écarts entre les angles internes des différents alternateurs demeurent constants.

L'apparition d'un défaut provoque une rupture entre la production et la consommation. Deux cas se présentent :

La perturbation est de faible amplitude et lente. Les organes de régulation se chargent de rétablir l'équilibre.

La perturbation est de grande amplitude. Le déséquilibre entre la production et la consommation est responsable de l'évolution des angles internes. Les automates de protection interviennent alors en éliminant l'organe affecté, [8].

VI.2.3.1 Les différentes méthodes d'analyse de la stabilité transitoire

Il y a différentes méthodes pour analyser un système de puissance dans l'état transitoire. Trois méthodes d'analyses se détachent :

- analyse en planification qui tient compte : du temps de réponse des protections du type de conducteurs du niveau de tension de la qualité des régulateurs de tension et de vitesse
- analyse en mode préventif, mettant en œuvre les méthodes numériques ou indirectes les méthodes directes
- analyse en mode curatif aboutissant à la modification de la caractéristique des lignes au contrôle de transit de puissance dans les lignes

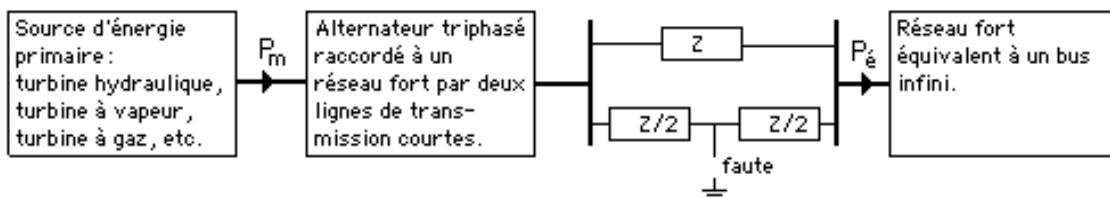
En résumé, ce dernier mode est susceptible de fournir une solution optimale à la conduite en temps réel du réseau. Reste à savoir s'il existe des techniques appropriées à l'étude de la stabilité transitoire, et si elles sont satisfaisantes. En effet, la rapidité d'évolution des phénomènes transitoires impose aux méthodes curatives des conditions d'applicabilité particulièrement contraignantes.

Dans ce mode pour améliorer la stabilité transitoire, trois objectifs peuvent être fixés :

- l'amélioration du temps critique d'élimination des défauts
- l'amortissement des oscillations après la perturbation
- l'amélioration de la capacité de transfert des lignes

VI.2.3.2 L'équation de stabilité ("swing équation")

Pour comprendre la dynamique associée à un générateur, prenons le système simple suivant:



Pour mieux comprendre les interactions, nous négligeons les pertes électriques entre l'arrivée de la puissance mécanique au générateur P_m et l'injection de la puissance électrique P_e dans le réseau au bus infini. Les génératrices modernes ayant un rendement supérieur à 95%, notre simplification est acceptable.

Normalement, un alternateur tourne à la vitesse synchrone du réseau et l'équation des couples en jeu peut s'écrire:

$$\mathbf{T}_m = \mathbf{J} \alpha_m + \mathbf{T}_{\text{frict}} + \mathbf{T}_{\text{amort}} + \mathbf{T}_\epsilon \quad (\text{VI.1})$$

où

- \mathbf{T}_m couple mécanique produit par P_m en N-m. **Noter que $P_m = \mathbf{T}_m \omega_m$ et que $\omega_m = \int \alpha_m$
- \mathbf{J} moment d'inertie polaire (en rotation) de l'ensemble des masses tournantes en kg-(mètre carré).
- α_m accélération de l'ensemble des masses tournantes en radians par (seconde carrée).
- $\mathbf{T}_{\text{frict}}$ couple de friction de l'ensemble des masses tournantes.
- $\mathbf{T}_{\text{amort}}$ couple d'amortissement dû à la cage du rotor de l'alternateur.
- \mathbf{T}_ϵ couple relié à la puissance électrique P_ϵ injectée dans le bus infini.
- $P_\epsilon = \mathbf{T}_\epsilon \omega_s$.

Comme notre analyse porte sur des temps courts (moins de deux secondes) et que les masses en mouvement sont grandes, on prendra comme acquis que la vitesse synchrone (ω_s du champ tournant) et la vitesse mécanique (ω_m) demeureront identiques pendant l'analyse. D'ailleurs, l'expérience démontre que la différence entre ω_s et ω_m est moins de 2% à l'intérieur de l'intervalle observée.

Les couples $\mathbf{T}_{\text{frict}}$ et $\mathbf{T}_{\text{amort}}$ sont très petits par rapport aux couples \mathbf{T}_m et \mathbf{T}_ϵ ; pour faire notre discussion, nous les négligeons.

Nous avons alors une équation qui exprime le comportement transitoire du système autour du point de vitesse synchrone, du moins pour les quelques instants qui suivent un changement de configuration du réseau i.e.

$$\mathbf{T}_m = \mathbf{J} \alpha_m + \mathbf{T}_\epsilon \quad (\text{VI.2})$$

qui se transforme en multipliant par ω_s en une équation de puissance

$$\omega_s \mathbf{T}_m = \mathbf{J} \omega_s \alpha_m + \omega_s \mathbf{T}_\epsilon \quad (\text{VI.3})$$

où

$$\omega_s \mathbf{T}_\epsilon = P_\epsilon = q(E_g V)/X \sin \delta$$

q = nombre de phases

δ étant l'angle entre la tension générée et la tension de la barre infinie en degrés électriques.

$$\omega_s \mathbf{T}_m = \mathbf{J} \omega_s \alpha_m + \omega_s \mathbf{T}_\epsilon \text{ et comme } \omega_s \approx \omega$$

$$P_m - P_\epsilon = \mathbf{J} \omega_s \alpha_m \text{ où } P_\epsilon = q(E_g V)/X \sin \delta$$

Comme l'angle δ est l'angle entre la tension générée et la tension de la barre infinie en degrés électriques et que cet angle ne peut devenir une fonction du temps (car alors on perdrait le synchronisme), il serait plus juste d'exprimer α_m en fonction de δ .

Pour ce faire, exprimons la position q de l'axe du rotor (pôle nord produisant la fréquence) par rapport à une référence fixe dans l'espace.

$$\theta = \omega t + \delta$$

où

$\omega = 2\pi f$ = pulsation angulaire du réseau en rad/s

θ et δ sont en radians électriques,

Mieux encore, se rappeler que ω et ω_s sont liés par le nombre de pôles (p) du générateur.

$$\omega = \omega_s \pi/2$$

Pour une première dérivée de $\theta(t)$, nous utiliserons la notation $d\theta/dt = \theta'$

Pour une deuxième dérivée de $\theta(t)$, nous utiliserons la notation $d\theta'/dt = \theta''$

Si on prend la dérivée de la position du rotor, on trouve:

$$\theta' = \omega + \delta' \text{ en radians électriques}$$

La même équation convertie en radians mécaniques devient:

$$2/p \theta' = 2/p \omega + 2/p \delta'$$

$$\theta'_m = \omega_s + 2/p \delta' = \omega_s + \delta'_m$$

$$\omega_m = \omega_s + 2/p \delta'$$

$$\alpha_m = \omega'_m = 2/p \delta'' \text{ où } \delta \text{ est en radians électriques}$$

et notre relation devient:

$$\mathbf{P}_m - \mathbf{P}_\epsilon = 2/p \mathbf{J} \omega_s \delta'' \quad (\text{VI.4})$$

où $\mathbf{J} \omega_s$ est très différent d'une machine à une autre.

Cette équation est en unités SI et doit être normalisée i.e. en (pu) pour faire ressortir les propriétés générales de ce système.

VI.2.3.3. Normalisation de l'équation de stabilité

L'équation développée précédemment est:

$$2/p \mathbf{J} \omega_s \mathbf{d}'' = \mathbf{P}_m - \mathbf{P}_\epsilon \quad (\text{VI.5})$$

où

p = nombre de pôles (sans dimensions).

\mathbf{J} = moment d'inertie polaire (en rotation) de l'ensemble des masses tournantes en kg-(mètre carré).

ω_s = vitesse synchrone des masses en mouvement avant la faute (rad/s).

δ'' = deuxième dérivée de l'angle électrique entre la tension générée et la tension de la barre infinie (rad/s).

P_m = puissance mécanique injectée dans le système des masses en mouvement (watts).

P_e = puissance électrique injectée dans le réseau à la barre infinie (watts).

multiplication par $2\omega_s$ et réaménagement
$$\frac{(2) \frac{1}{2} J \omega_s^2}{\frac{p}{2} \omega_s} \delta'' = P_m - P_e$$

or $\omega_s = 2/p \omega$ et $\omega = 2\pi f$ donc
$$\frac{1}{2} \frac{J \omega_s^2}{\pi f} \delta'' = P_m - P_e$$

normalisation à $S_{g\acute{e}n}$ (VA du generateur)
$$\frac{1}{\pi f} \left[H \right] \delta'' = P_m^{(pu)} - P_e^{(pu)}$$

H = énergie cinétique dans les masses tournantes  la vitesse synchrone/ valeur nominale du generateur.

H = constante d'inertie en pu

$$\frac{1}{\pi f} \left[\frac{\frac{1}{2} J \omega_s^2}{S_{g\acute{e}n}} \right] \delta'' = \frac{P_m}{S_{g\acute{e}n}} - \frac{P_e}{S_{g\acute{e}n}}$$

L'équation d'intérêt en pu devient:

$$\delta'' = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) \quad \text{"swing equation"}$$

où

H = constante d'inertie en pu sur la base du generateur.

P_m = puissance mécanique injectée dans le système des masses en mouvement en pu sur la base du generateur.

P_e = puissance électrique injectée dans le réseau  la barre infinie en pu sur la base du generateur.

Si plusieurs generateurs sont tudies en même temps, il faudra normaliser  une base commune suivant les règles générales de normalisation. Ainsi:

$$\delta'' = \frac{\pi f}{H'} (P'_m - P'_e) \quad \text{"swing equation"}$$

$$H' = H(S_{g\acute{e}n}/S_{r\acute{e}seau})$$

$$P'_m (pu) = P_m (pu)(S_{g\acute{e}n}/S_{r\acute{e}seau})$$

$$P'_e (pu) = P_e (pu)(S_{g\acute{e}n}/S_{r\acute{e}seau})$$

La constante H prend les valeurs typiques suivantes:

generateur avec turbine  vapeur H = 9  basse vitesse et 3  haute vitesse

generateur avec turbine hydraulique H = 2  basse vitesse et 4  haute vitesse

VI.2.3.4. La transmission de la puissance dépend de la configuration du réseau

La transmission d'énergie électrique entre deux points d'un réseau sans pertes joules est une fonction des grandeurs des tensions aux deux extrémités, de la grandeur de la réactance équivalente (admittance de transfert) entre les deux points et de l'angle de phase entre les deux tensions.

$$P_e = [(V_1)(V_2)/(X_{12})] \sin(\delta) = [(V_1)(V_2)(Y_{12})] \sin(\delta) \quad (VI.6)$$

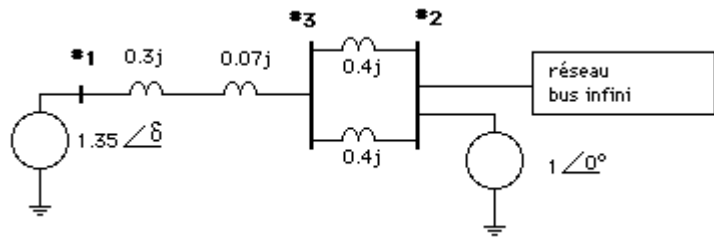
C'est donc dire qu'un changement de X obligera un changement de δ si les tensions et la demande ne changent pas et c'est ce qui se produit lorsqu'un éclair frappe une ligne de transmission.

Donc, tout changement de configuration modifiera la quantité d'énergie que pourra fournir le générateur au réseau et si la turbine continue à injecter de l'énergie mécanique, il se produira un phénomène d'accélération qui peut amener la perte de synchronisme et ainsi déstabiliser le réseau.

Pour bien comprendre le phénomène, établissons les trois circuits suivants en valeurs normalisées (pu).

Avant la faute

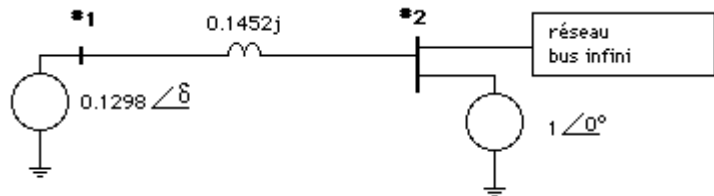
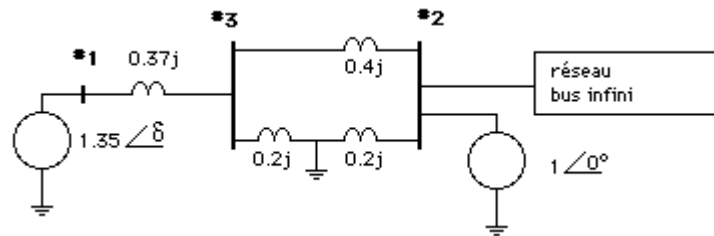
- $X_{\text{gén}} = 0.3 \text{ pu}$
- $X_{\text{trans}} = 0.07 \text{ pu}$
- $X_{\text{ligne}} = 0.4 \text{ pu/ligne}$
- $X_{\text{ligne comb.}} = 0.2 \text{ pu}$
- $X_{12} = 0.57 \text{ pu}$
- $P_e = 2.368 \sin(\delta)$



Pendant la faute

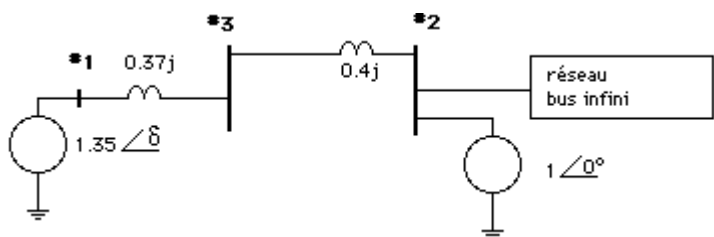
Réduction par Thévenin du réseau vers gén.

- $V_{oc} = 0.1298 \text{ pu}$
- $I_{cc} = 0.894 \text{ pu}$
- $X_{th} = 0.1452 \text{ pu}$
- $P_e = 0.8939 \sin(\delta)$



Après la faute

- $X = 0.77 \text{ pu}$
- $P_e = 1.753 \sin(\delta)$

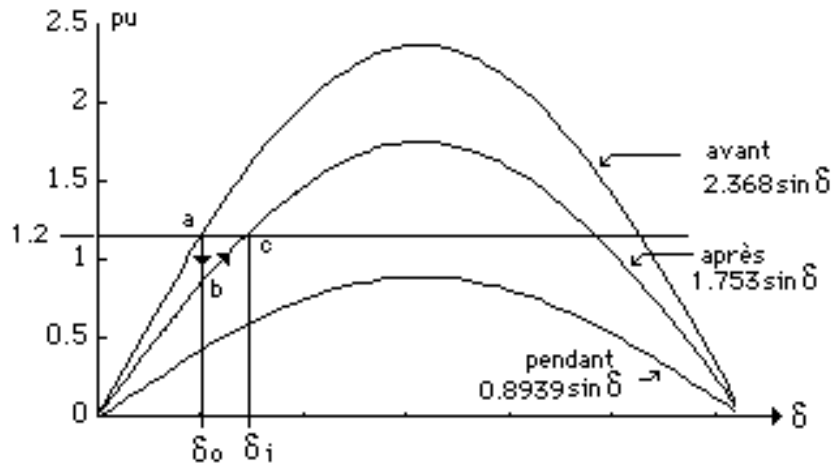


VI.2.3.5. La transitoire stable

Avant $P_e = 2.368 \sin(\delta)$

Pendant $P_e = 0.8939 \sin(\delta)$

Après $P_e = 1.753 \sin(\delta)$



Supposons que $P_m = 1.2$ avant la faute. Au point "a":

$$P_m = P_e = 1.2 = 2.368 \sin(\delta)$$

$$\text{d'où } \arcsin(\delta_0) = 1.2/2.368$$

$$\delta_0 = 30.45^\circ = 0.5314 \text{ rad}$$

Si le réseau est en configuration "avant la faute", l'angle de puissance est (pour notre exemple) 30.45° .

Supposons que l'on passe directement à la configuration "après la faute" (on déconnecte une ligne avant le court-circuit à la masse).

L'angle δ ne peut changer instantanément à cause de l'inertie des masses tournantes. L'angle qui assure l'équilibre des couples sera maintenant i.e.(point "c") $1.2 = 1.753 \sin(\delta_i)$.

$$\delta_i = 43.2^\circ = 0.754 \text{ rad}$$

Le système passe du point "a" au point "b" instantanément et comme il existe un surplus de puissance mécanique, il y aura accélération des masses tournantes et l'angle de puissance augmentera en suivant la trajectoire "bc". Normalement, au point "c" il y a équilibre de puissance et l'équation de δ devrait être égale à zéro.

Cependant, pendant le passage du point "b" au point "c", les masses tournantes ont absorbé un excès d'énergie qui maintient le momentum du système.

Si l'équation d'accélération contenait la première dérivée de l'angle de puissance (δ'), il existerait un amortissement (En réalité cet amortissement existe dans les barres de la cage sur le rotor).

Comme ce terme a été négligé dans notre première analyse, il faudra que l'énergie excédentaire injectée dans les masses tournantes soit enlevée du système pour rétablir l'équilibre des puissances et l'égalité des couples.

Donc, on peut conclure que, lorsque la puissance électrique est plus grande que la puissance mécanique, il y a décélération et que si la puissance mécanique est plus grande que la puissance électrique, il y a accélération.

C'est l'angle de puissance qui change, et en absence d'amortissement, si la puissance de décélération est assez grande, il y aura une oscillation en synchronisme et on parlera de transitoire stable.

Bien sûr, ces oscillations seront en fait amorties par les barres d'amortissement qui, en réalité, sont la cage d'écureuil qui prend effet seulement lors de variations de d ou lors de pertes de synchronisme.

VI.2.3.6. La transitoire stable

Une façon simple de vérifier si notre système sera en transitoire stable est la méthode des surfaces égales.

Pour le cas qui nous préoccupe, vérifions quelle valeur de δ_j donnera des surfaces égales pour l'accélération et la décélération.

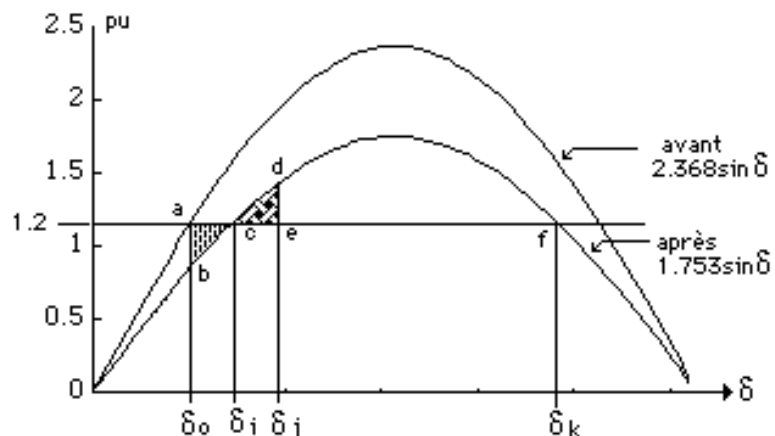
$$\delta_o = 30.45^\circ = 0.5314 \text{ rad}$$

$$\delta_i = 43.2^\circ, 0.754 \text{ rad}$$

$$\delta_j = \text{à déterminer}$$

$$\text{⊞} \int_{\delta_o}^{\delta_i} (1.2 - 1.753 \sin \delta) d\delta$$

$$\text{⊠} \int_{\delta_i}^{\delta_j} (1.753 \sin \delta - 1.2) d\delta$$



$$\text{⊞} 1.2 \left[\delta \right]_{0.5314}^{0.754} + 1.753 \left[\cos \delta \right]_{30.45^\circ}^{43.2^\circ}$$

$$= 0.03379$$

↑
égal

$$\text{⊠} -1.753 \left[\cos \delta \right]_{43.2^\circ}^{\delta_j} - 1.2 \left[\delta \right]_{0.754}^{\delta_j}$$

$$= -1.2 \delta_j - 1.753 \cos \delta_j + 2.18268$$

$$\text{⊞} = \text{⊠} \text{ pour } \delta_j = 56.95^\circ \text{ solution de } 1.2 \delta_j + 1.753 \cos \delta_j = 2.14889$$

Actuellement, notre système est dit "transitoire stable".

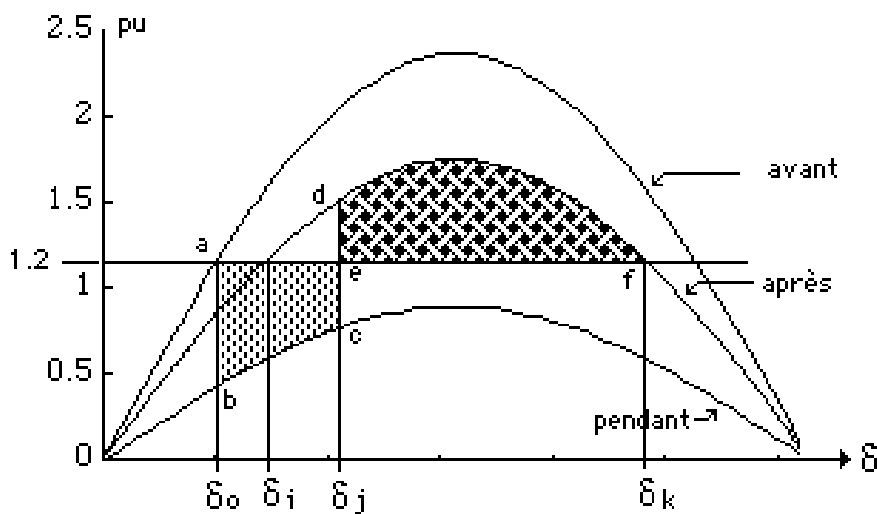
Noter que l'énergie de décélération disponible est la surface "cdf" et que l'angle δ_k (136.8°) étant donné, il est possible de calculer cette énergie disponible de freinage(soit 0.59536 en regard de la surface "abc" qui est 0.06327, i.e. 9 fois plus).

VI.2.3.7 Le court-circuit et l'obligation d'ouvrir rapidement

Avant $P_e = 2.368 \sin(\delta)$

Pendant $P_e = 0.8939 \sin(\delta)$

Après $P_e = 1.753 \sin(\delta)$



Lors d'un court-circuit, on suit le parcours abc, puis on passe de c à d à l'ouverture de la ligne; on aura une transitoire stable si la surface d'accélération est égale à la surface de décélération.

$$\delta_0 = 30.44^\circ = 0.5067 \text{ rad}$$

$$\delta_k = 136.8^\circ, 2.3876 \text{ rad}$$

$\delta_j = \text{à déterminer}$

$$\int_{\delta_0}^{\delta_j} (1.2 - 0.8939 \sin \delta) d\delta = \int_{\delta_j}^{\delta_k} (1.753 \sin \delta - 1.2) d\delta$$

$$1.2 \left[\delta \right]_{0.5067}^{\delta_j} + 0.8939 \left[\cos \delta \right]_{30.44^\circ}^{\delta_j} = -1.753 \left[\cos \delta \right]_{\delta_j}^{136.8^\circ} - 1.2 \left[\delta \right]_{\delta_j}^{2.3876}$$

La valeur de δ_j requise sera de : 75.95°

Nous savons maintenant que, si l'on parvient à déconnecter la ligne en faute avant que l'angle de puissance ne passe de $30.44^\circ @ 75.95^\circ$, nous ne perdrons pas le synchronisme.

De combien de temps dispose-t-on?

Pour répondre à cette question, il faut solutionner l'équation de variations de l'angle de puissance i.e.

$$\delta'' = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) \quad \text{"swing equation"}$$

Se rappelant que :

$\delta' = (\omega_m - \omega_s) = 0$ si en synchronisme (δ' = l'écart du synchronisme)

et que: $\delta'' = (\pi f/H)(P_m - P_e)$

On déterminera "t" si on solutionne ces équations d'état par itérations en suivant la courbe de puissance pendant la faute et en utilisant $30.44^\circ \leq \delta \leq 75.95^\circ$, puis en utilisant la courbe après la faute pour $75.95^\circ \leq \delta \leq 136.8^\circ$.

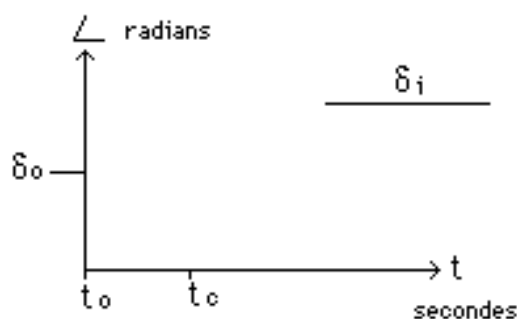
Ces deux équations d'état demandent un programme d'ordinateur basé sur une procédure servant à solutionner des équations différentielles par approximations successives comme la méthode "Runge-Kutta".

Si les équipements qui détectent la faute déconnectent la ligne en court-circuit à l'intérieur des limites de temps calculées, la génératrice restera en synchronisme.

VI.2.3.8 Solution de l'équation de stabilité

L'objectif est d'évaluer la valeur de l'angle de puissance dans le temps et de vérifier que cette fonction converge vers l'angle stable δ_i .

Utilisant la méthode "Runge-Kutta", on suppose un temps t_c que l'on subdivise en intervalles, on applique l'algorithme choisi avec l'équation de stabilité pendant la faute jusqu'à $t = t_c$, puis on applique l'équation de stabilité la faute enlevée jusqu'à $t =$ environ dix fois t_c pour voir si δ converge.



Pendant

$\delta'' = \pi f/H(1.2 - 0.8939 \sin[\delta])$, noter que pour δ positif, δ'' sera positif, donc accélération.

Après

$\delta'' = \pi f/H(1.2 - 1.753 \sin[\delta])$, noter que pour δ positif, δ'' sera négatif, donc freinage.

t_c = temps disponible pour déconnecter la faute.

$\delta_o = 30.44^\circ$, 0.5067 rad valeur initiale de l'angle de puissance.

δ'_o = valeur initiale de la première dérivée qui est en réalité la différence de vitesse angulaire entre le réseau et l'axe d'un pôle de la génératrice.

On utilise pour commencer les itérations $t_o = 0$, $\delta_o = 0.5067$ rad $\delta'_o = 0$

Après avoir calculé les valeurs des accroissements $\Delta\delta_o$ $\Delta\delta'_o$ pour l'intervalle Δt , on recommence avec les valeurs modifiées:

$$\delta_1 = \delta_o + \Delta\delta_o$$

$$\delta'_1 = \delta'_o + \Delta\delta'_o$$

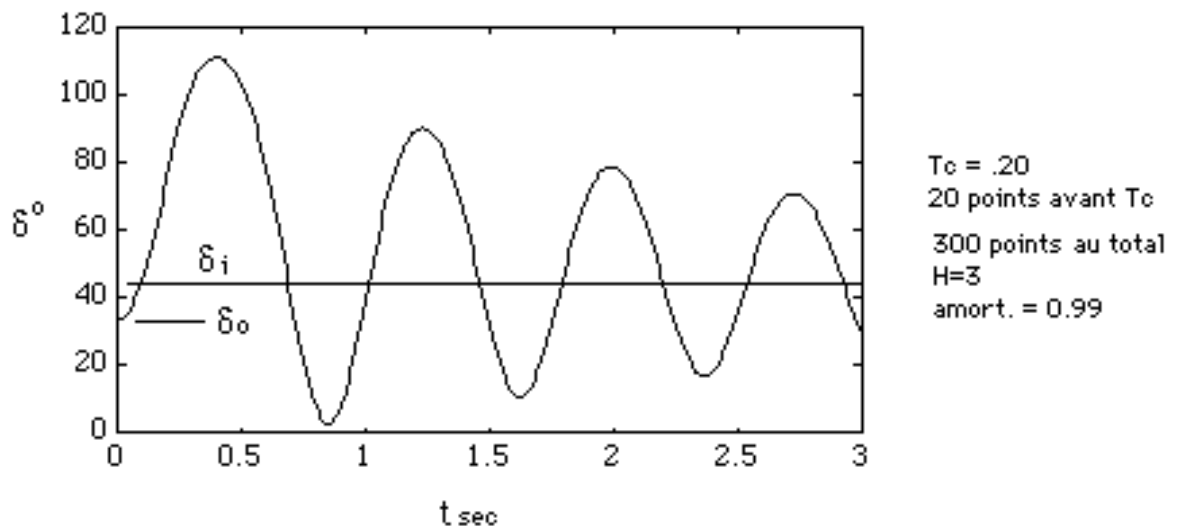
$$t_1 = t_o + \Delta t$$

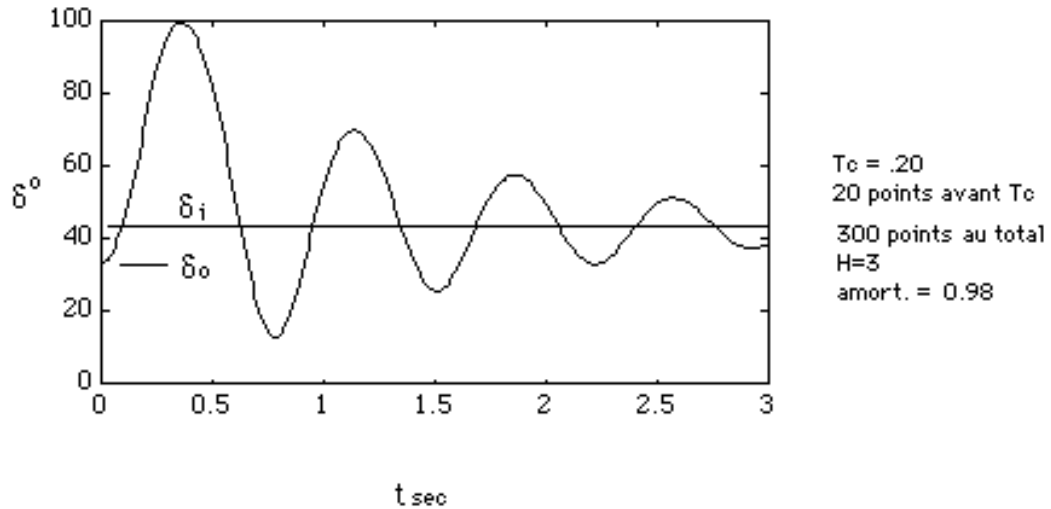
VI.2.3.9. Solution de l'équation de stabilité

L'exemple donne les courbes suivantes:

Un facteur d'amortissement "A" est inclus pour éviter les oscillations qui dureraient indéfiniment. Il suffit d'ajouter une constante qui modifie d' i.e. $A*\delta'$ ainsi, si $A = 1$, aucun amortissement.

L'amortissement des grandes génératrices est petit car ce sont des pertes joules, et le rendement de ces grosses machines est plus grand que 98%. Si $A = 0.99$ les pertes sont de 1%; A est ici le rendement.





VI.2.3.10. Pour améliorer la stabilité

Si une étude de stabilité démontre qu'il y a des problèmes possibles, il faut envisager des solutions comme:

solutions d'opération;

- diminuer rapidement la puissance mécanique (plus facile avec une turbine à gaz ou à vapeur u'avec une turbine à l'eau, pourquoi?) ;
- accélérer le temps de réponse des régulateurs (ce qui augmente la puissance électrique de freinage).

solutions de design;

- diminuer la réactance qui limite la puissance de synchronisation en ajoutant des lignes en parallèle ou en faisant de la compensation série;
- proposer des machines plus puissantes de sorte que le point d'opération δ_0 soit plus petit (ce qui permet un temps critique plus long).

VI.3 Etude des différents courts circuits.

Le schéma VI.1 montre un exemple d'un défaut. La ligne L_1 est en exploitation et la ligne L_2 est sous tension et ouverte, l'impédance équivalente du réseau après l'élimination du défaut n'est pas modifiée.

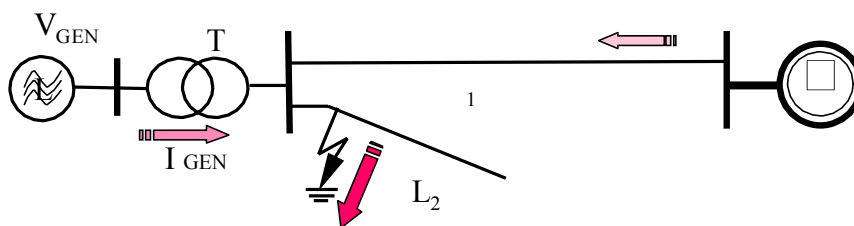


Figure VI.1 : Schéma d'un générateur connecté au réseau

L'utilisation des composantes symétriques nous permet d'étudier l'effet de différents types de court-circuit. Le court-circuit est représenté par une impédance Δx_f dont la valeur dépend de sa nature.

VI.3.1 Défaut symétrique

VI.3.1.1. Puissance de court-circuit

Par définition, la puissance de court-circuit d'un réseau vaut :

$$S_{CC} = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_{CC} \quad [W] \tag{VI.7}$$

Elle permet de déterminer l'impédance équivalente à la charge connectée à un nœud du réseau et fournit également une image de la sensibilité de ce réseau à une perturbation. Plus cette puissance est élevée, plus le réseau est insensible aux perturbations.

$$I_{CC} = U_N / (\sqrt{3} \cdot Z_{Rés}) \quad [A] \tag{VI.8}$$

Sa valeur, convertie dans le système p.u., est équivalente au courant de court-circuit dans la base choisie. Elle vaut encore l'inverse de la réactance par laquelle le réseau aval (charge) peut être remplacé (équivalent Thévenin) :

$$\begin{aligned} S_{cc,pu} &= U_N / U_B \cdot I_{cc,pu} && \text{avec } U_N = U_B ; \\ &= I_{cc,pu} && \text{avec ;} \\ &= U_N / Z_{Rés} \cdot 1 / I_B && \text{avec } I_B = U_B / Z_B ; \\ &= 1 / Z_{Rés,pu} \end{aligned}$$

Réseau	15 kV	70 kV	150 kV	220 kV	400 kV
I_{CC} (A)	3000	5000	45000	30000	45000
S_{CC}	80 MVA	600 MVA	10 GVA	10 GVA	30 GVA

Tableau VI.1 : Puissances et courants de C-C caractéristiques du réseau belge

VI.3.1.2. Court-circuit triphasé aux bornes d'un alternateur

Lors d'un court-circuit entre ses bornes (AA'), la machine synchrone réagit comme décrit sur la figure VI.2. La composante DC, rapidement amortie, dépend de la valeur de la tension à l'instant du défaut. Elle est nulle si le défaut apparaît à l'instant où la tension s'annule : $V(t) = V_{max} \cdot \sin(\omega t + \delta) = 0$ et est maximale si le défaut apparaît lorsque $V(t) = V_{max}$.

Nous utiliserons la valeur X_d'' ($\ll X_d$) pour une étude en régime sub-transitoire (premiers instants du défaut) et X_d' ($< X_d$) en régime transitoire. Les ordres de grandeurs de ces paramètres sont donnés dans les tableaux VI.2 et VI.3.

(Reactances are per unit. Values below the line give the normal range of values, while those above give an average value.)

	1	2	3	4	5	6
	X_d (unsat.)	X_e rated current	X_d' rated voltage	X_d'' rated voltage	X_2 rated current	X_0 rated current
Two-pole turbine generators	1.20 0.95-1.45	1.16 0.92-1.42	0.15 0.12-0.21	0.09 0.07-0.14	= X_d''	0.03 0.01-0.08
Four-pole turbine generators	1.20 1.00-1.45	1.16 0.92-1.42	0.23 0.20-0.28	0.14 0.12-0.17	= X_d''	0.08 0.015-0.14
Salient-pole generators and motors (with dampers)	1.25 0.60-1.50	0.70 0.40-0.80	0.30 0.20-0.50	0.20 0.13-0.32	0.20 0.13-0.32	0.18 0.03-0.23
Salient-pole generators (without dampers)	1.25 0.60-1.50	0.70 0.40-0.80	0.30 0.20-0.50	0.30 0.20-0.50	0.48 0.35-0.65	0.19 0.03-0.24
Capacitors, air-cooled	1.85 1.25-2.20	1.15 0.95-1.30	0.40 0.30-0.50	0.27 0.19-0.30	0.26 0.18-0.40	0.12 0.025-0.15
Capacitors hydrogen-cooled at $\frac{1}{2}$ psi kva rating	2.20 1.50-2.65	1.35 1.10-1.55	0.48 0.36-0.60	0.32 0.23-0.36	0.31 0.22-0.48	0.14 0.030-0.18

* Republished by permission of the Westinghouse Electric Corporation from "Electrical Transmission and Distribution Reference Book."

† X_0 varies so critically with armature winding pitch that an average value can hardly be given. Variation is from 0.1 to 0.7 of X_d'' . Low limit is for $\frac{3}{4}$ pitch windings.

‡ High-speed units tend to have low reactance and low-speed units high reactance.

Tableau VI.2 : Réactances typiques de machines synchrones triphasées I

Constants of synchronous machines - 60 Hz
(all values expressed as per unit on rating)

	X_1 (or X_d)	X_q	X'	X''	X_2	X_0	r_a
Turbo-alternator	1.2-2.0	1-1.5	0.2-0.35	0.17-0.25	0.17-0.25	0.04-0.14	0.003-0.008
Salient pole (hydro electric)	0.16-1.45	0.4-1.0	0.2-0.5	0.13-0.35	0.13-0.35	0.02-0.2	0.003-0.015
Synchronous compensator	1.5-2.2	0.95-1.4	0.3-0.6	0.18-0.38	0.17-0.37	0.03-0.15	0.004-0.01

X_2 = negative sequence reactance
 X_0 = zero sequence reactance
 X' and X'' are the direct axis quantities
 r_a = a.c. resistance of the armature winding per phase

Tableau VI.3 : Réactances typiques de machines synchrones triphasées VI

VI.3.1.3. Court-circuit triphasé en un nœud du réseau

Le résultat du calcul de la répartition de charge avant apparition du défaut (cfr. Chapitre 3) nous fournit l'état du système (P_i , Q_i , V_i et δ_i).

La méthode décrite ci-dessous se base sur ces résultats pour la détermination du schéma équivalent de Thévenin du réseau vu des bornes du nœud « i », lorsque celui-ci se ferme sur une charge ' Z_i ' (figure VI.4).

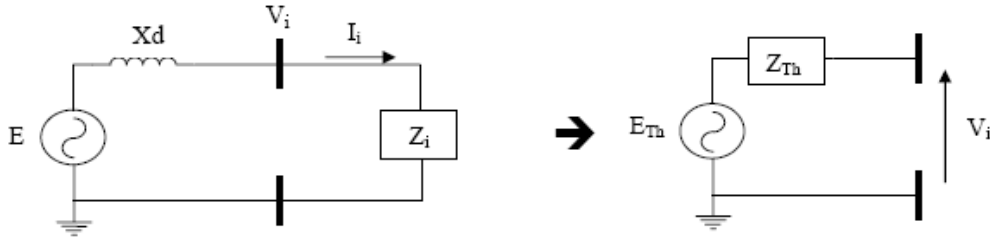


Figure VI.4 : Equivalent Thévenin du réseau vu du nœud 'i'

Avec les notations de la figure VI.4, E_{Th} et Z_{Th} s'écrivent :

$$E_{Th} = V_i \quad [V]$$

$$Z_{Th} = jX_d \cdot Z_i / (jX_d + Z_i)$$

La situation en cas de court-circuit triphasé au nœud 'i' correspond à celle où V_i tend vers 0. La situation devient celle représentée sur la figure VI.5.

Le courant de court-circuit s'exprime par :

$$I_{cc} = E_{Th} / Z_{Th} \quad (VI.6)$$

Cette situation correspond à l'état résultant de la superposition des deux états décrits sur la figure VI.6. Sur cette figure, le réseau situé à gauche correspond à la situation avant apparition du défaut. Son état est déterminé par un calcul de répartition de charges (V_i déterminés, donc E_{Th} aussi !). Le courant traversant Z_{Th} , noté ' I_1 ', se calcule par VI.7 :

$$I_{i1} = (E_{Th} - V_i) / Z_{Th} \quad (VI.7)$$

Le courant de court-circuit calculé via le principe de superposition vaut donc la somme des courants résultant de chacun des états décrits par la figure VI.6. Notant ' I_2 ' le courant traversant Z_{Th} dans le réseau de droite, nous obtenons :

$$I_{cc} = I_{i1} + I_{i2} = (E_{Tb} - V_i) / Z_{Tb} + (V_i) / Z_{Tb} = E_{Tb} / Z_{Tb} \quad (VI.8)$$

Le problème se résout donc simplement en suivant les étapes décrites ci-dessous :

- Déterminer l'impédance équivalente de thévenin vu des bornes du nœud « i » ;
- Passifier le réseau ;
- Appliquer une tension « $-V_i$ » aux bornes du nœud sujet au court-circuit ;
- Déterminer le courant circulant dans la branche ;
- Ce courant correspond à I_{cc} (cfr. relations VI.4 et VI.6).

En pratique, le c-c est rarement symétrique au niveau des trois phases. Le calcul général des différentes situations de court-circuit (mono- ou biphasés ; entre phases ou mise à la terre) s'effectue à l'aide des composantes symétriques de Fortescue (directe, inverse et homopolaire).

VI.3.2 Défaut asymétrique

Dans le cas d'un défaut asymétrique, la puissance électrique injectée par le générateur pendant le défaut ne sera pas nulle (eq.VI.4), soit : $\Delta x_f \neq 0 \Rightarrow x'_{PAN} \neq \infty$

Cette puissance augmente de zéro, pour un défaut triphasé, à sa valeur maximale pour un défaut monophasé (Fig.VI.7).

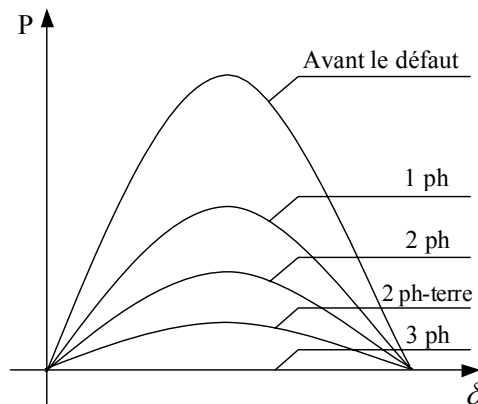
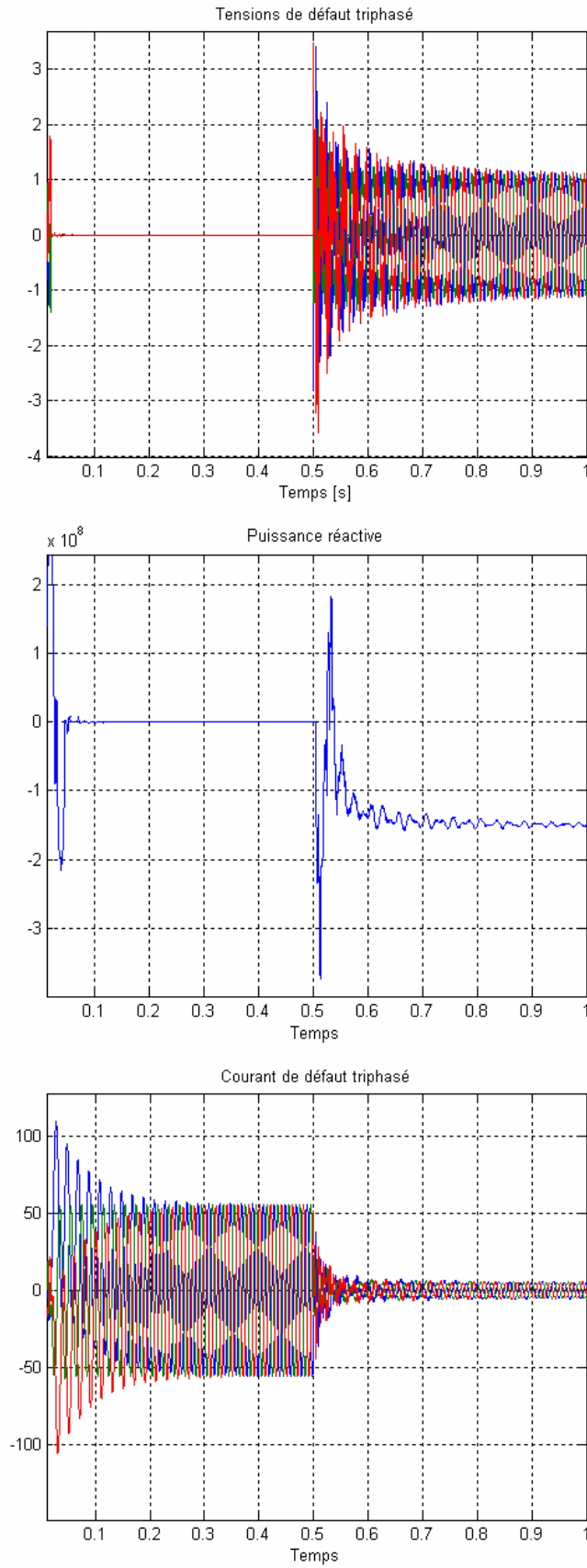


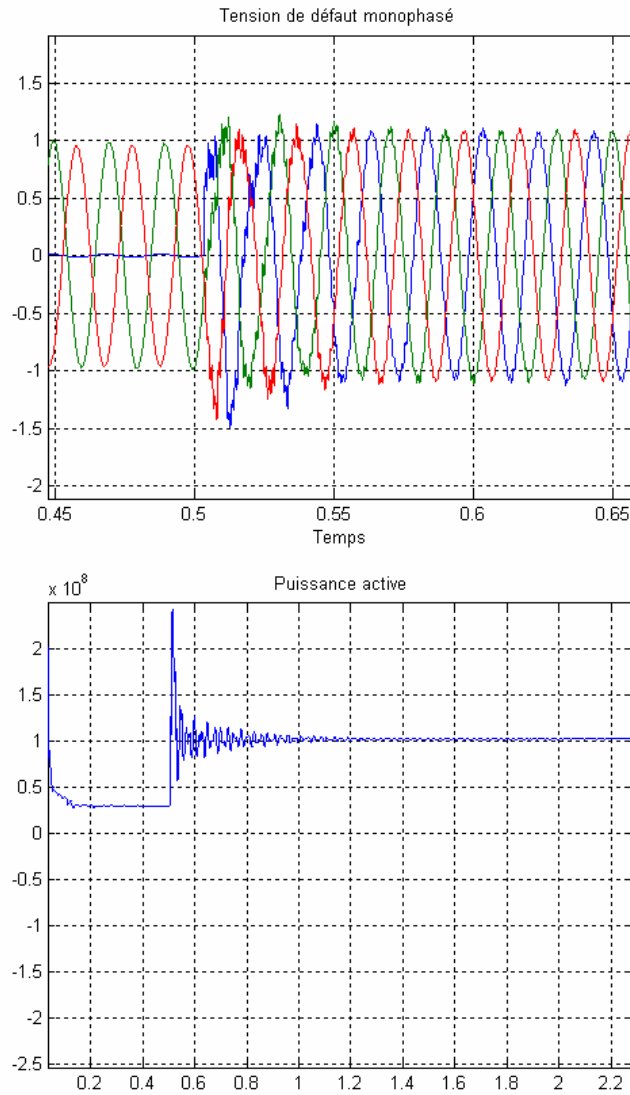
Figure VI.7 : Puissance injectée par le générateur dans les cas différents

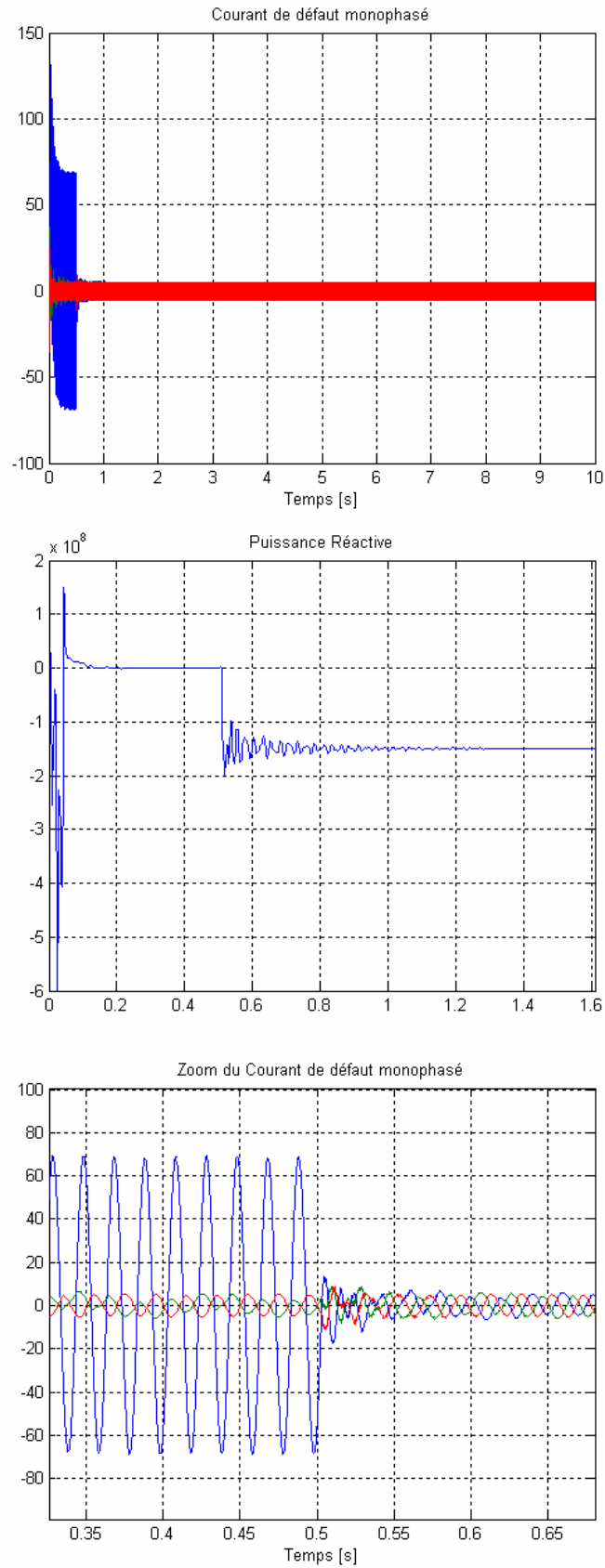
Il est évident que le cas le plus défavorable est le défaut triphasé car la puissance du générateur sera nulle. De ce fait, si le générateur garde sa stabilité après un défaut triphasé il sera toujours stable pour tout autre défaut.



VI.3.2.1 Défaut monophasé

Nous considérons que la phase "A" au point C est reliée directement à la terre (Fig.VI.4). Le neutre du réseau est également connecté à la terre. Pour calculer le courant dans le cas d'un défaut monophasé il faut mettre les trois composantes (Directe, Inverse, Homopolaire) des impédances vues du point C en série.



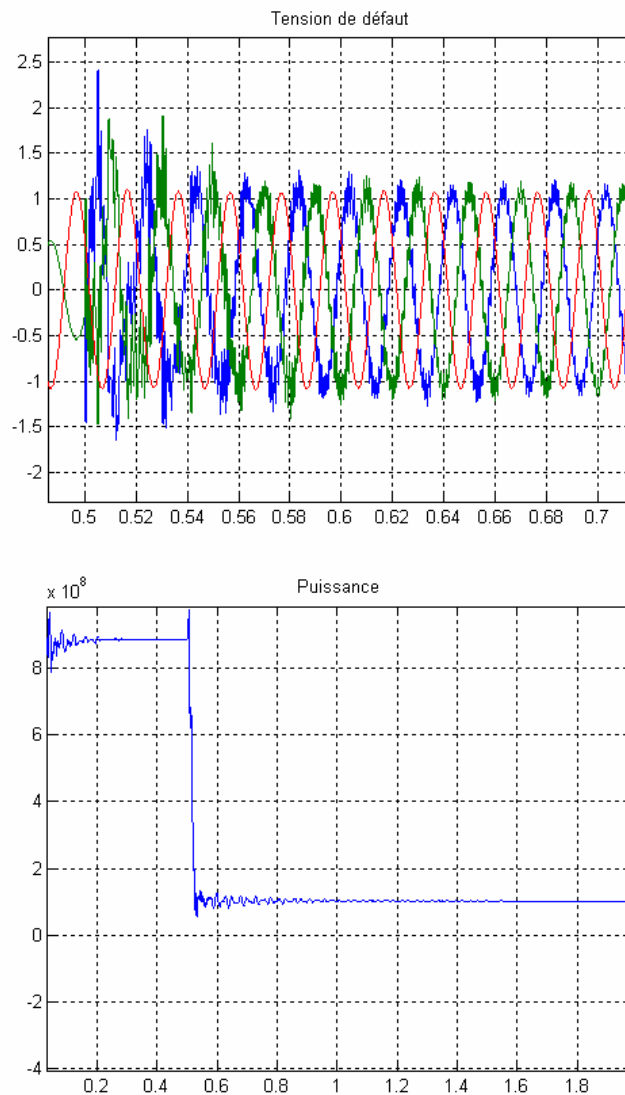


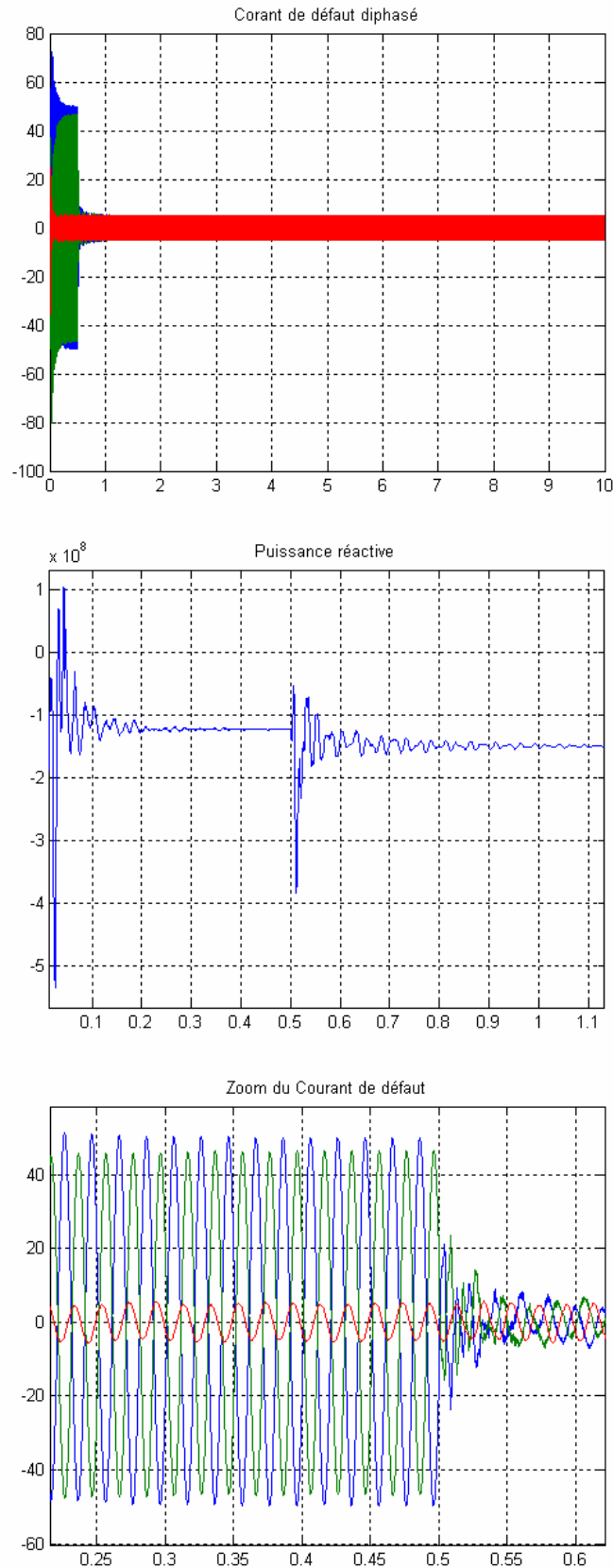
Les résultats des simulations montrent que le générateur reste stable (Fig.VI.8).

VI.3.2.2 Défaut diphasé

Nous considérons que les phases "b et c" au point C dans la figure VI.4 sont reliées entre elles. Pour calculer le courant dans le cas d'un défaut diphasé il faut mettre les deux composantes (Directe, Inverse) des impédances vues du point C en parallèle.

Les courants triphasés côté générateur et côté réseau sont déséquilibrés, et peuvent être décomposés, par la transformation de Fortescue, en système direct, inverse et homopolaire. Les courants dans le réseau en aval du défaut et dans le générateur sont :





Quelques résultats des simulations sont donnés sur la figure VI.9.

VI.3.2.3 Défaut diphasé avec terre

Nous considérons que les phases "b et c" au point C dans la figure VI.4 sont reliées entre elles et à la terre. Le neutre du réseau est également connecté à la terre. Il suffit de mettre les trois composantes (positive, négative et homopolaire) des impédances vues du point C en parallèle.

Les résultats des simulations pour ce défaut sont représentés sur la figure VI.11. La figure VI.10 montre les passages du courant côté générateur, côté réseau ainsi le courant de la terre à cause d'un court-circuit diphasé entre les phases b et c et la terre.

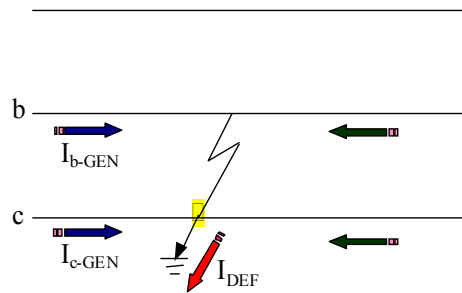


Figure VI.10 : Passages des courants lors d'un court-circuit biphasé avec terre

VI.3.2.4 Conclusion

Les résultats obtenus par les simulations confirment l'étude théorique à propos du défaut triphasé qui est le cas le plus défavorable pour la stabilité du système. Nous allons considérer ce type de défaut dans notre étude. Dans ce cas, si le système conserve sa stabilité, il la conservera dans les autres cas.

VI.4 Etude de l'influence de la charge

En augmentant la charge, la surface A_1 (figure VI.12) augmentera, par contre A_2 diminuera. Par conséquent le réseau risque de devenir instable en cas de défaut. En revanche si on diminue la charge, la marge de stabilité augmente. La valeur de la charge pour laquelle $A_1=A_2$ s'appelle "la charge critique".

Dans les prochaines parties nous allons étudier la méthode de calcul de la charge critique, ainsi que l'effet de la diminution de la charge sur l'amélioration de la stabilité transitoire.

VI.4.1 Calcul de la charge critique

Pour simplifier les calculs, nous négligeons les résistances et les capacités du réseau ainsi que l'amortissement du générateur. Cette simplification est logique, car la résistance et les capacités du réseau sont négligeables par rapport à son inductance. Nous allons considérer l'influence de l'amortissement du générateur dans la suite de notre étude.

La puissance active du générateur en fonction de l'angle interne pendant le régime transitoire est représentée par l'équation VI.9, [6].

$$P_e = \frac{E'V_s}{X_d' + X_T + X_L} \sin\delta = P_{\max} \sin\delta \quad (\text{VI.9})$$

Pendant le court-circuit, la puissance électrique injectée par le générateur au réseau est égale à zéro. En considérant l'équation VI.5, nous pouvons facilement calculer l'angle interne en fonction du temps et de l'angle initial, comme suit :

$$\delta(t) = \frac{1}{2} \left(\frac{P_m}{M} \right) t^2 + \delta_0 = \frac{1}{2} \left(\frac{P_{\max} \sin\delta_0}{M} \right) t^2 + \delta_0 \quad (\text{VI.10})$$

Après le court-circuit d'une durée t_d , la valeur critique de l'angle interne en fonction de δ_0 vaut:

$$\delta_{cr} = \delta(t) \Big|_{t=t_d} = \frac{P_{\max} \sin\delta_0}{M} t_d^2 + \delta_0 \quad (\text{VI.11})$$

Afin de calculer le maximum de la charge, tout en gardant la stabilité du système lors d'un court-circuit triphasé, il faut que l'aire A1 soit égale à celle de A2. De ce fait :

$$(P_{\max} \sin\delta_0)(\delta_{cr} - \delta_0) = \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} P_{\max} (\sin\delta_{cr} - \delta_0) d\delta \quad (\text{VI.12})$$

, alors après intégration nous trouvons l'équation VI.13.

$$\frac{P_{\max}^2 \sin^2\delta_0}{2M} t_d^2 - P_{\max} \cos\delta_0 - P_{\max} \cos\delta_{cr} - P_{\max} \sin\delta_0 (\pi - \delta_0 - \delta_{cr}) = 0 \quad (\text{VI.13})$$

Nous considérons la durée de court-circuit t_d égale à 150 ms et nous utilisons les données de notre système (annexe A) dans l'équation VI.17, nous obtenons :

$$\delta_{cr} = 0.713 \sin\delta_0 + \delta_0 \quad (\text{VI.14})$$

En remplaçant l'équation VI.14 ainsi que les données du système dans l'équation VI.13, nous obtenons $\delta_0 = 0.71$ rad. Cela veut dire que la charge critique est égale à $1.12 \sin(0.71)$ soit 0.73 p.u. Notons qu'elle est égale à 0.71 p.u dans la simulation.

Après suppression du défaut, la nouvelle équation du système est :

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_{\max} \sin\delta_0 - P_{\max} \sin\delta, \quad \frac{d\delta}{dt} \Big|_{t=t_d} = \frac{P_{\max} \sin\delta_0}{M} t_d, \quad \delta \Big|_{t=t_d} = \frac{P_{\max} \sin\delta_0}{2M} t_d^2 + \delta_0 \quad (\text{VI.15})$$

En injectant les données du système dans l'équation (VI.15) nous pouvons tracer la variation de l'angle interne qui est l'un des indices de stabilité comme indiqué sur la figure. Nous avons considéré deux cas. Dans le premier cas nous avons choisi δ_0 égal à 0.5 (inférieur à $\delta_0 = 0.71$ rad.) et dans le deuxième cas δ_0 égal à 1 (supérieur à $\delta_0 = 0.71$ rad.).

Il est évident que le système dans le premier cas est stable et dans le deuxième cas instable.

Pendant le court-circuit et sans négliger l'amortissement du générateur, en considérant l'équation VI.1, nous obtenons l'équation mécanique comme suit :

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_{\max} \sin\delta_0 - D \frac{d\delta}{dt}, \quad \left. \frac{d\delta}{dt} \right|_{t=0} = 0, \quad \delta|_{t=0} = \delta_0 \quad (\text{VI.16})$$

Appliquons les données du système dans l'équation VI.16, nous obtenons la variation de δ en fonction du temps représentée par l'équation VI.17.

$$\delta(t) = 1.7t + 0.17e^{-10t} + 0.33 \quad (\text{VI.17})$$

Après l'élimination de court-circuit, la puissance électrique n'est plus nulle, dans ce cas l'équation mécanique du système est représentée par VI.2VI. Notons que les conditions initiales viennent de l'équation VI.17.

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_{\max} \sin\delta_0 - D \frac{d\delta}{dt} - P_{\max} \sin\delta, \quad \left. \frac{d\delta}{dt} \right|_{t=0} = 1.47, \quad \delta|_{t=0} = 0.69, \quad t' = t - 0.2 \quad (\text{VI.18})$$

Nous pouvons résoudre l'équation VI.24 analytiquement, mais nous avons tracé directement la variation de δ en fonction du temps.

Si la charge devient supérieure à sa valeur critique (0.73 p.u) par exemple 1 p.u, le générateur perd sa stabilité.

Conclusion

L'étude de la stabilité transitoire des réseaux de transport d'énergie électrique constitue un sujet important pour la planification et l'exploitation des réseaux, comme nous avons pu le constater tout le long de ce mémoire

Le problème de la stabilité, après un défaut important, peut devenir un facteur de limitation de puissances transitée dans les lignes de transport d'énergie. Les équipements à base de l'électronique de puissance, y compris leurs commandes appropriées, offrent des solutions efficaces à ce problème. Grâce aux avancées récentes dans la technologie des IGBT/GTO, le temps de réaction des dispositifs FACTS est diminué à quelques milli-secondes.

Il reste encore beaucoup de voies à explorer mais il nous semble prioritaire de poursuivre une étude plus approfondie sur les trois thématiques suivantes :

- ❖ Elaboration des méthodes efficaces pour amortir les oscillations du système après la première oscillation,
- ❖ Atténuation des harmoniques, par l'emploi des onduleurs multi-niveaux par exemple,
- ❖ Etude de la stabilité des réseaux "multi-machines" en utilisant la méthode "SIME

REFERENCES

- [1] A. Dimitrovski, K. Tomsovic, "boundary load flow solution" IEEE 2004 Vol 19 N°1.
- [2] A. Gomez, E. R. Romos " Augmented rectangular load flow model" IEEE May 2002 Vol17, N°02
- [3] G. M Gilbert, D. E. Bouchard, and A. Y. Chikhani , " A comparison of load flow analysis using distflow, Gauss-Seidel, and optimal load flow algorithms", IEEE 1998. 0-7803-4314-x/98
- [4] R. Roebuck and Ch. Saylor, " Comparison of accuracy in load flow programs", IEEE 1991.
- [5] Dias, L. G. and El Hawary, M.E., "A comparison of load models and their effects on the convergence of Newton power flow studies", IEE proceeding 1987.
- [6] Prabha Kundur, " Power system satability and control", EPRI, 1993.
- [7] W.F. Tinney, C.E. Hard " Power flow solution by Newton method" IEEE 1967, Vol. PAS-86/PP1449-1460.
- [8] S.A. Al-Mawsawi, "Comparing and evaluating the voltage regulation of a UPFC and STATCOM", *Electric Power & Energy systems*, No. 25, pp 1-6, 2003.
- [9] J.P. Barret, P. Bornard and B. Meyer, "Simulation des réseaux électriques", EYROLLES, 1997.
- [10] J. Jager and G. Herold, "Reactive Power Compensation Using a Unified Power Flow Controller fed by a Current Source", *European Conference on Power Electronics and Applications, EPE97*, Trondheim, 1997.
- [11] K. Belacheheb, "Contribution à l'étude des systèmes de compensation FACTS en général, UPFC en particulier, pour le contrôle du transit de puissance dans un réseau de transport ", Thèse de doctorat de l'université de HENRI POINCARÉ NANCY I, 21 Juin 2001.
- [12] M. BERBICHE, "Sur la Stabilité Transitoire des Réseaux d'Energies Electriques Approché par Reconnaissance des Formes Statique", Thèse de doctorat de l'université PAUL SABATIER de TOULOUSE (Science), 5 Juillet 1990.
- [13] Y. Besanger, "Etude des FACTS (Flexible AC Transmission System) et leur comportement dans les réseaux de transport et d'interconnexion", Thèse de doctorat de l'INPG, 5 Juillet 1996.

- [14] M. Crappe, "Stabilité et sauvegarde des réseaux électriques", Hermès Science, PARIS, 2003.
- [15] H. Fujita, Y. Watanabe and H. Akagi, "Transient Analysis of a Unified Power Flow Controller and its Application to Design of the DC-Link Capacitor", *IEEE Trans. On Power Electronics*, vol. 16, No. 5, pp. 735-740, September 2001.
- [16] G. Garcia, "Evaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique par reconnaissance des formes", Thèse de doctorat de l'Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, 20 Juin 1988.
- [17] M. Ghandhari, G. Andersson and I.A. Hiskens, "Control Lyapunov Functions for Controllable Series Devices", *IEEE Trans. On Power Systems*, vol. 16, No. 4, pp. 689-694, November 2001.
- [18] E. Gholipour et S. Saadate, "Diminution du courant à couper des disjoncteurs haute tension par l'utilisation de l'UPFC", *9^{ème} Colloque, Electronique de Puissance du Futur. EPF'2002* . Montbéliard. France. 2002.
- [19] L. Gyugyi, "Reactive Power Generation and Control by Thyristor Circuits". *IEEE Trans. On Industrial Applications*, vol. IA-15, No. 5, pp. 521-532,
- [20] Z. He, "Recherche d'indicateurs de stabilité transitoire de réseaux électriques", Thèse de doctorat de l'INPT, 20 Mars 1989.
- [21] A. Herbig, "On Load Flow Control in Electric Power Systems", Thesis of the Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 2000.
- [22] S.M. Sadeghzadeh, "Amélioration de la stabilité transitoire et de l'amortissement des oscillations d'un réseau électrique à l'aide de SMES et de SSSC", Thèse de doctorat de l'INPG 13 Mars 1998.
- [23] S.M. Sadeghzadeh, M. Ehsan, N. Hadj Said et al, "Improvement of Transient Stability Limit in Power System Transmission Lines Using Fuzzy Control of FACTS Devices", *IEEE Trans. On Power Systems*, vol. 13, No. 3, pp. 917-922, August 1998.

- [24] F. Samouhi, "Application de la méthode de Lyapunov a l'aide de la stabilité dynamique de réseaux de transport d'énergie soumis à des perturbations", Thèse de doctorat de l'INPG, 21 Avril 1983.
- [25] C. Schauder and H. Mehta, "Vector analysis and control of advanced static VAR Compensators", *IEE PROCEEDINGS-C*, vol. 140, No. 4, pp. 299-306, July 1993.
- [26] C. Schauder, M. Gernhardt, T. Lemak et al, "Development of a ± 100 MVAR Static Condenser for Voltage Control of Transmission Systems", *IEEE Trans. On Power Delivery*, vol. 10, No. 3, pp. 1486-1496, July 1995.

مساهمة في دراسة النوعية للطاقة الكهربائية في حالة استقرار الجهد (ملخص)

إن عملية التصنيع والزيادة للسكان هما العاملان الأساسيان المؤديان إلى الزيادة المطردة في استهلاك الطاقة الكهربائية. للتغلب على هذه المعضلة، توازن بين التوليد والاستهلاك، وللوهلة الأولى يكون الاقتراح بزيادة عدد محطات التوليد والطاقة وملحقاتها، كخطوط النقل ومحولات الضغط العالي الخ...، مما يؤدي إلى رفع تكاليف الإنتاج وتشويه المحيط. من خلال هذا، أصبح اليوم من الضروري، لتلبية هذه الطلبات، أن تشكل الشبكات في عرى (حلقات وحلقات) متداخلة وأن يتم العمل بالحد الأقصى لاستقرارها.

الشبكات ذات العرى، كثيرا ما تخضع، لحلقات قدرة فائقة بين المناطق المختلفة للربط، وهي غير محبذة، لكونها تحمل خطوط النقل أكثر من مقنناتها وتسبب مشاكل استقرار الشبكة وفي كلتا الحالتين ينتج عن هذا فقد كبير. زيادة على ذلك، يمكن لوسائل التحكم في عناصر الشبكة، كمحولات ضبط الحمل ومحولات إحداث الطور ومعوذات الطاقة التسلسلية منها والتفرعية، والتي تعمل بمبدلات القطع، وأيضا، تغيير في تشكل الشبكة وتأثير على أجهزة الحث لمولدات الطاقة، أن تصبح غير فعالة، في أي طارئ، وهذا لكون العمل المطلوب منها زاد عن مقدرتها.

إن دراسة استقرار الشبكة يعنى بالتأثيرات الحادة، كحالات القصر، وانفصال الأحمال الكبير أو مصادر التوليد الرئيسية وغيرها، ولا شك في أن مثل هذه التأثيرات لها عواقب وخيمة على الشبكة، مما قد يؤدي إلى انهيارها.

كلمات مفتاحية:

نوعية الطاقة الكهربائية، استقرار الجهد، وسائل تحكم، شبكات ذات العرى، محولات الضبط، معوذات الطاقة غير الفعالة.