

Dispatching économique au moyen du dispositif FACTS

F.Z. GHERBI, F. LAKDJA, R. BERBER et H. BOUDJELLA

Résumé : Les solutions FACTS permettent aux opérateurs de réseaux d'accroître la capacité du parc existant, tout en maintenant ou en améliorant les marges d'exploitation indispensables à la stabilité des réseaux. On augmente ainsi la quantité d'énergie acheminé jusqu'au centres de consommation avec un impact minimum sur l'environnement, avec des projets beaucoup plus rapides à mettre en œuvre et des dépenses d'investissement réduites par rapport aux autres solutions, constructions de nouvelles lignes de transport ou de nouveaux moyens de production.[4].

Cet article présente une méthode d'optimisation permettant de déterminer quelle serait la configuration optimale du FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems), particulièrement le contrôleur TCSC (Static Controlled Serie Capacitor), dans le réseau électrique pour un régime de fonctionnement stationnaire. L'objectif ultime est d'évaluer et comparer les valeurs en coût de production d'énergie électrique sans et avec le contrôleur de transit TCSC. En plus, nous exposons une nouvelle idée de présentation d'un Logiciel, que nous avons conçu et nommé : FACTS programmer.

Mots-clés : Dispatching économique, optimisation, dispositifs FACTS, TCSC.

1. INTRODUCTION

L'exploitation d'un réseau électrique est assujettie à quelques règles fondamentales. D'une part, il faut assurer en permanence l'égalité entre la production et la consommation afin de maintenir la fréquence à une valeur constante. Cette fonction est réalisée de manière automatique à l'aide des régulateurs primaires et secondaires des centrales de production.

D'autre part la répartition de la puissance active entre les générateurs et les charges obéit aux lois de Kirchhoff; les transits empruntant les chemins de moindre impédance sans se soucier des capacités de transport des lignes et des problèmes de stabilité. A cela vient s'ajouter la puissance réactive, qui peut être produite ou consommée par les lignes elles-mêmes et qui vient modifier l'état de charge des lignes ainsi que le plan de tension. Les exploitants du réseau n'ont qu'un petit nombre de moyens d'action pour contrôler les transits de puissances.

Ceux sont principalement :

- La réalisation des productions en changeant les consignes de puissance des générateurs, mais qui est sujette à certaines contraintes dans un environnement dérégulé ;
- Le déclenchement de lignes pour agir sur la topologie du réseau, mais qui n'est généralement réalisé qu'en cas de contingences [1] ;
- La modification artificielle des caractéristiques des lignes de transport aux moyens de dispositifs tels que les FACTS.

Un grand nombre de travaux de recherche ont été réalisés sur la détermination des emplacements

optimaux de dispositifs FACTS dans un réseau électrique. Ils se différencient principalement les uns des autres par :

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

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

Le travail est déterminé comme suit :

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

La méthode d'optimisation utilisée entre dans la classe de programmation non linéaire, avec contraintes : appelées méthode des coûts marginaux (Lagrange).

2. FORMULATION DU PROBLEME

La fonction se présente le plus souvent sous la forme d'un polynôme du deuxième degré :

$$F_i(P_i) = \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \quad (1)$$

Les coefficients α_i , β_i et δ_i sont propre à chaque unité de production.

Afin de minimiser le coût de production total d'un réseau interconnecté, on doit minimiser la somme des fonctions de coût des unités de production et poser la formule globale comme suit :

$$\min F_t = \sum_{i=1}^{n_g} F_i(P_i) \quad (2)$$

En prenant en considération les contraintes suivantes :

$$\sum_{i=1}^{n_g} P_i = P_D + P_L \quad (3)$$

$$P_{i(\min)} \leq P_i \leq P_{i(\max)} \quad i = 1, \dots, n_g$$

Avec :

P_i : puissance active de production de l'unité i .

P_D : puissance active de consommation totale.

P_L : pertes actives totales dans le réseau.

$P_{i(\min)}$: puissance active minimale du générateur i .

$P_{i(\max)}$: puissance active maximale du générateur i .

n_g : nombre total de générateur.

L'expression des pertes de transmission en fonction des puissances générées est donnée par :

$$P_L = \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{j=1}^{n_g} P_i B_{ij} P_j \quad (4)$$

Où B_{ij} représentent les B- coefficients.

En utilisant la fonction de Lagrange on obtient :

$$\mathcal{L} = F_t + \lambda (P_D + P_L - \sum_{i=1}^{n_g} P_i) \quad (5)$$

Pour trouver le minimum on doit avoir :

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_i} = 0 \quad (6)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = 0 \quad (7)$$

3. CONDENSATEURS SERIE CONTROLES PAR THYRISTORS (TCSC) [11]

La figure (1) donne une représentation schématique d'un circuit de compensateur série commuté par thyristors :

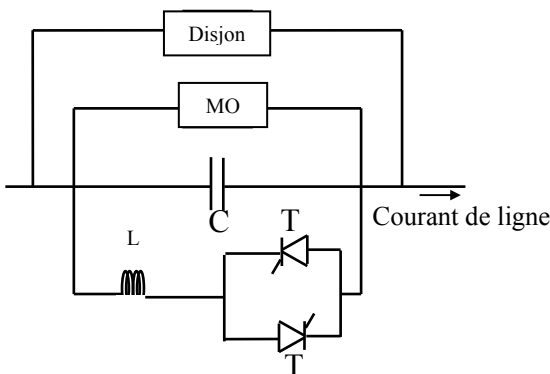


Fig.1: Représentation schématique du TCSCs monophasé.

Avec :

L_s : Inductance série

C_s : Capacité série

Le circuit est composé d'une capacité série montée en parallèle avec une bobine d'inductance dont la réactance est commandée par des thyristors montés en tête bêche (*gradateur*).

Le circuit comprend aussi un dispositif de protection pour shunter le compensateur pendant les seuls instants où la surtension dépasse le niveau acceptable pour les condensateurs. Ce dispositif de protection est une résistance non linéaire à oxyde de zinc (ZnO), dénommée aussi varistance ou "MOR" (Metal Oxide Resistor). Le circuit est shunté par un disjoncteur.

Le banc de condensateurs est monté avec un TCR qui fait circuler des impulsions de courant en phase avec le courant de la ligne. Ceci augmente la tension des condensateurs au delà de la tension qui peut être obtenue par le courant de ligne tout seul. Chaque thyristor est amorcé une fois par cycle et avec un temps de conduction inférieur à un demi-cycle de la fréquence fondamentale appliquée.

Si la tension ajoutée, créée par la circulation des impulsions de courant, est contrôlée pour être proportionnelle au courant de ligne, le réseau électrique voit le TCSC comme une réactance qui augmente au-delà de la réactance physique des condensateurs. A cause des intervalles de conduction des thyristors, des harmoniques de courant seront injectés dans les condensateurs. Les harmoniques de courant augmentent avec l'augmentation du degré de surtension.

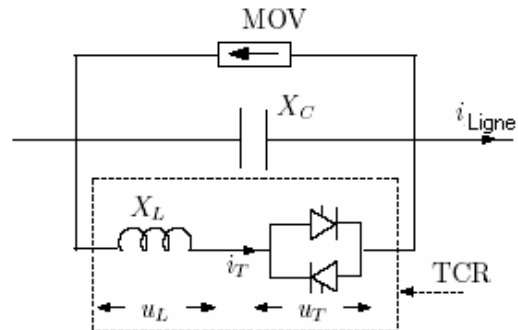


Fig. 2. Schéma d'un TCSC.

Les caractéristiques d'un TCSC sont:

- la conception matérielle est adaptée à la tension maximale qui doit être supportée.
- le débit MVar du banc de condensateurs est proportionnel à la tension maximale produite et le courant maximal correspondant.
- un contrôle avancé, particulièrement pour le mode atténuation des résonances sub-synchrones (SSR).
- un nombre sans restriction d'opérations et de séquences.
- une configuration précise du degré de compensation.
- un ajustement fréquent du degré de compensation pour l'atténuation des SSRs et de l'amortissement des oscillations de courant.

3.1. Modes de fonctionnement [7]

Le module "TCSC" représenté par la figure (1), comporte trois modes de fonctionnement:

- Le premier mode est le mode "Thyristors bloqués", son impédance est une réactance capacitive fig (3).

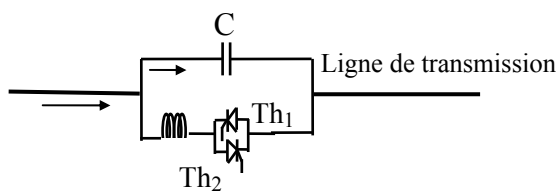


Fig. 3. Mode de fonctionnement "Thyristors bloqués".

- Le deuxième mode est le mode "Thyristors court-circuités", l'impédance équivalente est faible et inductive car la totalité du courant de ligne circule à travers la branche thyristors fig (4).

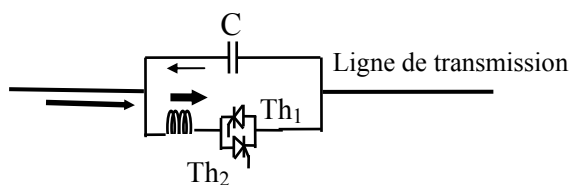


Fig. 4. Mode de fonctionnement "Thyristors court-circuités".

- Le dernier mode est basé sur la conduction partielle des thyristors. C'est-à-dire, si le thyristor Th1 est amorcé, le thyristor Th2 est bloqué et vice versa, quand Th1 conduit l'impédance équivalente est inductive fig (5) et si Th2 est amorcé, l'impédance équivalente est capacitive fig (6)

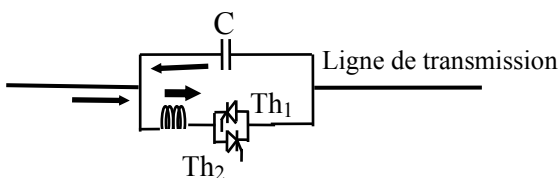


Fig. 5. Mode de fonctionnement avec Th1 amorcé.

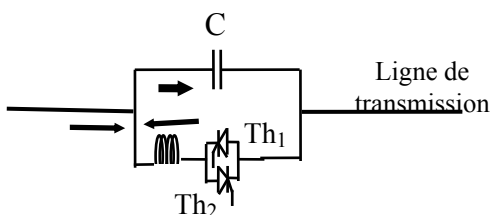


Fig. 6. Mode de fonctionnement avec Th2 amorcé.

3.2. Contrôle de l'écoulement de puissance [13]

Les CSCs permettent aux opérateurs de mieux gérer l'écoulement de puissance à travers une ligne de transmission. Ceci est utile spécialement lorsqu'une distribution irrégulière de puissance conduit à une surcharge et force l'opérateur à réduire la capacité d'usage de certaines lignes.

Supposons qu'un dispositif TCSC est placé entre deux nœuds k et m (Figure 10). Si on néglige les pertes, la puissance P injectée dans le TCSC à partir du nœud de génération k est égale à celle injectée par le TCSC au nœud de charge m . Le modèle du TCSC représenté par la figure 7 est décrit par le système d'équations (8) :

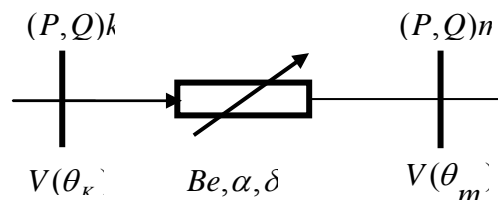


Fig. 7. Modèle du TCSC dans une ligne.

$$\begin{aligned}
 P &= -V_k V_m B_e \sin(\theta_k - \theta_m) \\
 Q_k &= V_k V_m B_e \cos(\theta_k - \theta_m) - V_k^2 B_e \\
 Q_m &= V_k V_m B_e \cos(\theta_k - \theta_m) - V_m^2 B_e \\
 B_e &= \frac{1}{X_c} - \frac{(2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha)}{\pi X_L} \quad (8) \\
 \sqrt{P^2 + Q^2} &= IV_k \\
 \theta_k &= \theta_m + \delta_l
 \end{aligned}$$

4. EXEMPLE D'APPLICATION DANS UN RESEAU D'ENERGIE ELECTRIQUE DE 26 NŒUDS [13]

4.1. Les solutions proposées

- La méthodologie adoptée consiste à chercher la configuration optimale à partir d'une ou plusieurs solutions proposées (selon l'algorithme utilisé) et à essayer de les améliorer au cours des itérations successives. L'évaluation de la qualité d'une solution se fait au moyen d'un calcul de répartition des puissances classiques. Conformément à la modélisation du TCSC, le dispositif modifie la matrice d'admittance nodale du réseau. C'est à partir des éléments modifiés que le load flow est calculé.
- La méthode d'optimisation utilisée entre dans la classe de programmation non linéaire, avec contraintes et pertes variables.
- Présentation d'un logiciel qui réalise une interface sous Windows, avec un menu orienter objet, facile manipuler, facile à exécuter et peut appeler un programme sous logiciel *Matlab* : que nous avons nommée *FACTS Programer V.1.0*.

4.2. Application

La simulation a été faite sur le réseau standard IEEE 26 nœuds, qui possède six nœuds de production dont les fonctions coût sont :

$$\begin{aligned}
 F_1(P_1) &= 240 + 7.0P_1 + 0.0070P_1^2 \\
 F_2(P_2) &= 200 + 10.0P_2 + 0.0095P_2^2
 \end{aligned}$$

$$F_3(P_3)=220+8.5P_3+0.0090P_3^2$$

$$F_4(P_4)=200+11.0P_4+0.0090P_4^2$$

$$F_5(P_5)=220+10.5P_5+0.0080P_5^2$$

$$F_{26}(P_{26})=190+12.0P_{26}+0.0075P_{26}^2$$

Les limites sur les puissances sont :

$$100 \leq P_1 \leq 500 \text{ MW}, 50 \leq P_2 \leq 200 \text{ MW}$$

$$80 \leq P_3 \leq 300 \text{ MW}, 50 \leq P_4 \leq 150 \text{ MW}$$

$$50 \leq P_5 \leq 200 \text{ MW}, 50 \leq P_6 \leq 120 \text{ MW}.$$

La charge totale $P_D = 1263 \text{ MW}$

Algorithme 1 : « *Contrôle Série par Position Automatique* », avec un TCSC.

La valeur de base est: $S_b = 100 \text{ MVA}$

Les paramètres choisis correspondants au contrôleur de transits $TCSC_1$ sont:

- Fréquence: $f = 50 \text{ Hz}$
- La réactance inductive: $X_{L1} = 0.003 \text{ p.u.}$
- La réactance capacitive: $X_{C1} = 0.001 \text{ p.u.}$
- Angle d'amorçage alpha α : Effet capacitive:
 $\alpha_{\min} = 142^\circ$, $\alpha_{\max} = 180^\circ$, $\alpha_1 = 143^\circ$

Tableau 1.

Résultat	Sans TCSC	Avec $TCSC_1$ (automatique)	Meilleur emplacement (k-m)
Pertes actives totales (MW)	12.807	12.3762	(16-17)
Coût total (\$ / h)	15447.72	15441.40	(16-17)
Lambda λ (\$/MWh)	13.538113	13.520394	(16-17)

Tableau 2.

Puissances Générées Optimales (MW)	Sans TCSC	Avec $TCSC_1$ (automatique)
P_{G1}	447.6919	445.3020
P_{G2}	173.1938	171.6583
P_{G3}	263.4859	262.1707
P_{G4}	138.8142	137.6267
P_{G5}	165.5884	173.1344
P_{G26}	87.0260	85.4817

Algorithme 1 : « *Contrôle Série par Position Automatique* », avec deux TCSC.

Les paramètres choisis correspondants aux contrôleurs de transits $TCSC_1$ et $TCSC_2$ sont:

- Fréquence: $f = 50 \text{ Hz}$
- La réactance inductive: $X_{L1} = 0.003 \text{ p.u.}$
- La réactance capacitive: $X_{C1} = 0.001 \text{ p.u.}$
- La réactance inductive: $X_{L2} = 0.002 \text{ p.u.}$
- La réactance capacitive: $X_{C2} = 0.001 \text{ p.u.}$
- Angle d'amorçage alpha α : Effet capacitive:
 $\alpha_{\min} = 142^\circ$, $\alpha_{\max} = 180^\circ$, $\alpha_1 = 143^\circ$, $\alpha_2 = 143^\circ$

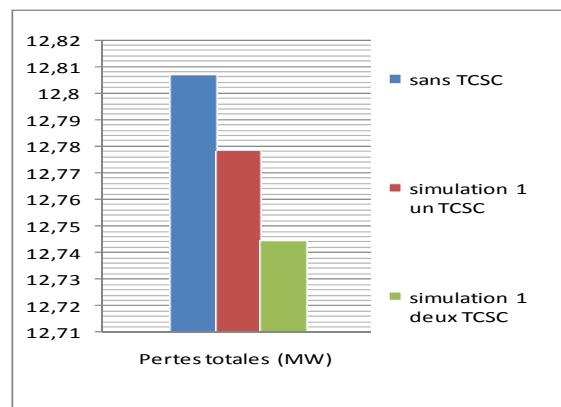
Tableau 3.

Résultats	Sans TCSC	Avec $TCSC_1$ et $TCSC_2$ (automatique)	Meilleur emplacement (k-m)
Pertes actives totales (MW)	12.807	12.7446	(16-17)
Coût total (\$ / h)	15447.72	15446.96	(16-17)
Lambda (\$ / MWh)	13.538113	13.53745	(16-17)

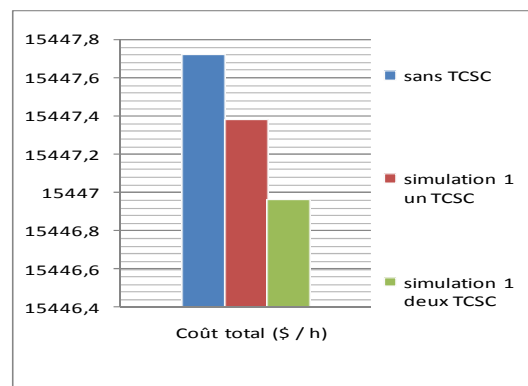
Tableau 4.

Puissances Générées Optimales (MW)	Sans TCSC	Avec $TCSC_1$ et $TCSC_2$ (automatique)
P_{G1}	447.6919	447.4143
P_{G2}	173.1938	173.1197
P_{G3}	263.4859	263.9128
P_{G4}	138.8142	139.0345
P_{G5}	165.5884	165.3404
P_{G26}	87.0260	86.9163

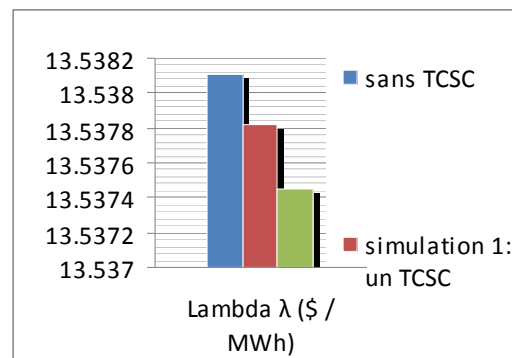
Algorithme 1 : « *Contrôle Série par Position Automatique* », avec un TCSC puis deux TCSC.



Graphe 1 : Coût total pour un réseau IEEE 26.



Graphe 2 : Coût total pour un réseau IEEE 26.



Graphe 3 : Facteur Lambda pour un réseau IEEE 26.

4.3. Interprétation des résultats

L'Etude du contrôleur TCSC dans le réseau d'énergie électrique, a été appliqué pour un réseau plus grand, pour observer le comportement du programme.

Pour l'option « Contrôle Série par Position Automatique », le cas d'un contrôleur TCSC, les pertes totales du système ont diminué pour un emplacement optimal du contrôleur dans la ligne (16-17), il s'ensuit une diminution importante du coût et du facteur lambda.

Dans la même option, nous avons introduit deux contrôleurs TCSC, les pertes totales du système ont chuté énormément par rapport à l'état initial, même remarque pour le coût et le facteur lambda. Cette diminution est obtenue pour le même emplacement optimal détecté par le programme qui est la ligne (16-17), ce dernier résultat valide la théorie d'emplacement des FACTS en série.

5. CONCLUSION

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

Dans les algorithmes proposés, le thyristor est réglé de manière à atteindre un niveau optimal de compensation sous des contraintes de puissance. Les compensations sont choisies par les algorithmes, conduisant à des solutions plus économiques que dans les cas où la puissance est fixée à une valeur spécifiée. Le logiciel que nous avons conçu, nous a donc bien donné des résultats satisfaisants.

REFERENCES

- Crappe M, Trecat J, « Perspectives des systèmes flexibles de transmission d'énergie en courant alternatif, comment contourner les lois de Kirchhoff », Revue Internationale de Génie Electrique, n° 2/1998, p. 281-302, 1998.
- Hingorani N.G, « Flexible AC Transmission System, overview », IEEE PES Winter Meeting, Panel Session on FACTS, Atlanta, Etats-Unis, 7 février 1990.
- Hingorani N.G, « Understanding FACTS », IEEE Press.2000.
- Le Du A, « Pour un réseau électrique plus performant : le projet FACTS », RGE, n° 6/92, p.105-121, juin 1992.
- Song Y.H, Johns A.T (Dir), « Flexible AC Transmission Systems (FACTS) », IEE, Power Engineering Series, 1999.
- Povh D, Weinhold M, « Improvement of Power Quality by Electronic Equipment », CIGRE, rapport n° 13/14/36-02, 2000.
- Gyugyi J., « A unified power flow control for flexible AC transmission systems », IEE Fifth International Conference on AC and DC Power Transmission, Londres, Publication n° 345, p. 19-26, 1991, repris dans IEE proceedings 139, n° 4, Conférence IEE Conf.pub., 345-1991, p.19-26, juillet 1992.
- Cigre, « FACTS technology for open access », Bulletin Technique CIGRE, JWG 14/37/38/39, 24 avril 2001.
- Cigre, « FACTS technology for open access », Bulletin Technique CIGRE, JWG 14/37/38/39, 24 avril 2001.
- Nilsson S., « Experience and use of FACTS », EPSON'98, Zurich, 13-25 septembre, 1998.
- Renz K, Tyll H., « FACTS devices enhance transmission system », Revue E, n° 3/4, p.42-48, 1995.
- Davis I, Andersen B, Fyvie J., «The application of FACTS devices on the transmission system in England and Wales», Revue E, n° 3-4, 1995.
- Mpanda-Mabwe B, Crappe M, Trecat J, Renglet M, Delfino B, Denegri G.B, Invernizzi M., «Simulation and control technique of FACTS», EPE'95, Séville, Proceedings 2, p. 2167-2172, septembre 1995.
- Siemens Ag, «Tian Guang, TCSC in China», Power Transmission & Distribution, 2002.
- Edris A., «FACTS technology development: an update», Power Engineering Review, IEE, mars 2000.
- Siemens AG, «Reactive Power Compensation Reference List», Power Transmission & Distribution, PTD H16, 17 juin 2003.
- Edris A., «Reassessing the FACTS», Modern Power System, octobre 2000.
- Birfet D, «Power Electronics in Transmission and Distribution Applications Today and in the Future», EPE'2003, Toulouse, Keynote 3, septembre 2003.
- Delince J.M, «FACTS: solution miracle ?», Revue E, n° 4-2001, p. 20-25, décembre 2001.
- Singh S.N., David A.K., 2000. Placement of FACTS devices in open power market, Advances in Power System Control, Operation and Management, Vol.1: 173-177.
- Momoh J.A., Zhu J.Z., 1998. A new approach to optimal power flow with phase shifter, IEEE International Conference on Systems, Vol. 5: 4794-4799.
- Kumar A., Srivastava S.C., Singh S.N., 2004. A Zonal Congestion Management Approach Using Real and Reactive Power Rescheduling, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No.1.
- Vries L.J., 2001. Capacity allocation in a restructured electricity market: technical and economic evaluation of congestion management methods on interconnectors, Proc. IEEE Porto Power Tech Conf.

F.Z. GHERBI

F. LAKDJA

H. BOUDJELLA

Intelligent Control and Electrical Power System Laboratory
University of Sidi-Bel-Abbes, Algeria

E-mail : fz_gherbi@yahoo.fr

R. BERBER

Département d'électrotechnique
Université de Saida, Algérie