

Planification économique de l'échange d'énergie électrique entre des réseaux interconnectés.

, A. Bouhental^{a,*}, K. Guergazi^b, A. Bensalem^{a,*}

^{a,b}Département d'électrotechnique. Université Batna 2. 05000 Batna, Algeria.

^{*}Laboratoire de génie électrique de Biskra. Université de Biskra. 07000 Biskra, Algeria.

Résumé - Le présent article traite le problème de l'échange d'énergie électrique entre des réseaux interconnectés. L'objectif principal est de développer un programme qui permet de déterminer les moments les plus économiques pour l'échange d'énergie électrique entre les réseaux électriques. Pour que ce bénéfice soit encore meilleur, l'échange doit être anticipé par une répartition optimale de la charge pour chaque réseau électrique.

Pour résoudre ce problème on a conçu un modèle utilisant conjointement l'écoulement de puissances optimales et l'optimisation des bénéfices lors de l'échange de l'énergie électrique. Le modèle développé est testé sur des réseaux standards IEEE.

Mots-clés : écoulement optimal de puissance, échange économique, pertes de transmission, coût marginal, exportation, importation.

I. INTRODUCTION.

Le secteur d'électricité seul consomme environ 30 % de l'énergie primaire mondiale, pour réaliser les objectifs du secteur d'électricité, les chercheurs n'ont cessé depuis de développer des algorithmes qui permettent de programmer la production des centrales électriques d'une manière la plus économique.

La présente étude est une contribution apportée dans le secteur d'électricité. En effet, la visée principale de cette recherche est de développer un modèle mathématique performant qui permet d'une part

de déterminer instantanément le meilleur point de fonctionnement du système électrique et d'autre part, de déterminer le coût marginal instantané de la puissance ce qui permettra de mieux planifier les moments de l'échange d'énergie électrique entre les réseaux de point de vue économique.

II. EXPOSE DU PROBLEME

Le prix de vente de l'énergie électrique dépend du coût marginal de production au niveau du système électrique (centrales et réseau électrique de transport).

Le coût de production de la centrale électrique dépend de :

- L'investissement,
- Le coût de combustible utilisé.
- La mise en service des unités de la centrale électriques.

Le coût de production au niveau du système électrique dépend essentiellement de :

- Coût de production au niveau de la centrale électrique,
- La répartition de la production entre les centrales du réseau électrique (sans ou avec optimisation),
- La stratégie du fonctionnement des centrales électriques
- La planification
- Les pertes de transport dans le réseau électrique de transport.

III. Ecoulement de puissance optimal

Dans les études d'exploitation et de planification des réseaux électriques, on est amené à résoudre des problèmes d'optimisation consistant à minimiser une fonction des variables P , Q , V , et θ , et des contraintes d'inégalité qui traduisent les limites de fonctionnement des ouvrages (groupes de production, lignes, transformateurs, ...etc).

III-1. Problème d'optimisation [2-5]

Un problème d'optimisation peut s'écrire sous la forme générale suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Minimiser } F(x) = \begin{bmatrix} f_1(x) \\ \vdots \\ f_n(x) \end{bmatrix} \\ x \in s \subset R \\ \text{Sous les contraintes} \\ g_j(x) \leq 0 \quad j = 1, \dots, m \end{array} \right. \quad (7)$$

Où les fonctions $f_i(x)$ désignent les objectifs et $g_i(x)$ les contraintes du problème.

objective :

III-2. Application de la méthode de gradient réduit à la répartition économique de puissance dans un réseau électrique

Soit la fonction objective :

$$f(x, u) = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2) \quad (8)$$

Soit la fonction objective :

$$f(x, u) = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2) \quad (8)$$

Avec les contraintes d'égalité :

$$g(x, u) = 0 \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} \Delta P_i = \sum_{j=1}^{ng} V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - P_{gi} + P_{di} = 0 \\ \Delta Q_i = \sum_{j=1}^{ng} V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) - Q_{gi} + Q_{di} = 0 \end{array} \right. \quad (9)$$

Et les contraintes d'inégalité :

$$h(x) \leq 0 \Rightarrow \begin{cases} P_{gi \min} - P_{gi} \leq 0 \\ P_{gi} - P_{gi \max} \leq 0 \\ Q_{gi \min} - Q_{gi} \leq 0 \\ Q_{gi} - Q_{gi \max} \leq 0 \\ V_{gi \min} - V_{gi} \leq 0 \\ V_{gi} - V_{gi \max} \leq 0 \end{cases} \quad (10)$$

On remarque qu'il existe beaucoup de contraintes d'égalité et d'inégalité qu'on peut prendre en considération, On peut choisir les contraintes les plus importantes et on construit donc un problème réduit et à la fin de la convergence du problème d'optimisation, étant donné le problème de l'OPF formulé par Lagrangien est donné comme suit [4]:

$$L = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2) + \sum_{i=1}^{ng} \lambda_{Pi} \Delta P_i + \sum_{i=1}^{ng} \lambda_{Qi} \Delta Q_i + \overline{\mu_{Pi}} (P_{gi} - P_{gi \max}) + \underline{\mu_{Pi}} (P_{gi \min} - P_{gi}) + \overline{\mu_{Vi}} (V_i - V_{i \max}) + \underline{\mu_{Vi}} (V_{i \min} - V_i) \quad (11)$$

La fonction objective dans notre cas est la fonction coût, sous les contraintes d'égalité qui doivent être imposées sur la fonction objective. La fonction objective à minimiser devient la fonction de coût augmentée suivante :

$$\text{Minimiser } (C) = f(x, u) - \lambda' g(x, u) \quad (12)$$

On dérive maintenant la fonction par rapport λ , x et u [5]:

$$\left[\frac{\partial C}{\partial \lambda} \right] = 0 \Rightarrow g(x, u) = 0 \quad (13)$$

$$\left[\frac{\partial C}{\partial x} \right] = 0 \Rightarrow \left[\frac{\partial f}{\partial x} \right] - \left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]' [\lambda] = 0 \quad (14)$$

$$\left[\frac{\partial C}{\partial u} \right] = 0 \Rightarrow \left[\frac{\partial f}{\partial u} \right] - \left[\frac{\partial g}{\partial u} \right]' [\lambda] = 0 \quad (15)$$

Ce dernier vecteur peut être utilisé comme le vecteur gradient (∇C) du coût de production.

$$[\lambda] = \left[\left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]^T \right]^{-1} \left[\frac{\partial f}{\partial x} \right] \quad (16)$$

$$\nabla C = \left[\frac{\partial C}{\partial u} \right] = \left[\frac{\partial f}{\partial u} \right] - \left[\frac{\partial g}{\partial u} \right]^T [\lambda] \quad (17)$$

On remplace le vecteur $[\lambda]$ dans l'équation (17) on obtient [20] :

$$\nabla C = \left[\frac{\partial C}{\partial u} \right] = \left[\frac{\partial f}{\partial u} \right] - \left[\frac{\partial g}{\partial u} \right]^T \left[\left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]^T \right]^{-1} \left[\frac{\partial f}{\partial x} \right] \quad (18)$$

La relation (18) fournit le fondement de la méthode du gradient réduit.

Et finalement ; on peut déduire la vectrice solution P_i en utilisant la relation suivante :

$$P_i = P_{i-1} - \eta \cdot \nabla C(P_{i-1}) \quad (19)$$

III-3. Le processus de résolution [5]

Les étapes de la méthode de gradient réduit sont les suivantes :

- 1) Choisir un vecteur initial $z^{(0)}$: tensions, angles de phases des jeux de barres, puissances actives des générateurs et tous les multiplicateurs de Lagrange.
- 2) Initialisation de la tolérance ε
- 3) Déterminer les contraintes d'inégalités en utilisant les informations des multiplicateurs de Lagrange.
- 4) Calculer le Gradient du C
- 5) Mettre à jour la solution du C: $C_{\text{nouveau}} = C_{\text{ancien}} - \Delta C$
- 6) Extraction du nouveau vecteur $z(P_{gi}, V_i, \theta_i, \lambda_i)$
- 7) Mettre à jour la solution $z_{\text{nouveau}} = z_{\text{ancien}} - \Delta z$
- 8) Vérifier si $\Delta C \leq \varepsilon$. Si c'est affirmé continuer, sinon, aller à l'étape (4).

- 9) Vérifier que les contraintes d'inégalités violées ont été bien ajustées (activées). Si c'est le cas, le problème est résolu, sinon, aller vers l'étape (3).

IV. Prix de vente et tarification [6-7]

Etant donné que les contrats de vente se font d'avance (court ou long terme), ce qui nécessite une connaissance préalable du prix de vente et de coût de production par conséquent une connaissance anticipée de la demande propre et une connaissance anticipée de la quantité d'énergie à exportée.

IV-1. Vente d'énergie par bloc

Pour des raisons économiques la vente d'énergie se fait en bloc entre les compagnies des réseaux distincts. Cette énergie est utilisée dans le but d'assister la compagnie en déficit.

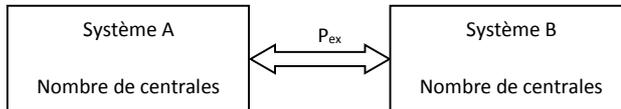


Figure2 : Echange entre deux systèmes.

Lors de l'échange économique, la génération du système A doit satisfaire la demande locale et les pertes de transmission en plus de la demande extérieure (puissance à exporter).

$$\sum_{i=1}^M P_i = P_d + P_t + P_{ex} \quad (20)$$

Le système électrique **A** est donc suscité à vendre en bloc une puissance P_{ex} en [MW] pour une période de **H** heures au prix de **b** [DA] à un système électrique **B**.

IV-1-1. Revenu du système A

Pour acquérir un bénéfice, le système **A** doit vendre son bloc d'énergie avec un prix supérieur au coût de production. Le revenu et l'accroissement dans le prix de production système **A** est calculé comme suit :

$$[\text{Revenu net du système A}] = [\text{Prix de vente}] - \left[\begin{array}{l} \text{L'accroissement du} \\ \text{coût de production} \end{array} \right] \quad (21)$$

$$\left[\begin{array}{l} \text{L'accroissement du} \\ \text{coût de production} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{l} \text{Coût de production} \\ \text{après l'exportation} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{Coût de production} \\ \text{avant l'exportation} \end{array} \right] \quad (22)$$

IV-1-2. Epargne du système B

Pour épargner, le système **B** doit acheter son bloc d'énergie avec un prix inférieur à son coût de production. L'épargne du système **B** est calculée comme suit :

$$\left[\begin{array}{l} \text{L'épargne} \\ \text{du système B} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{l} \text{Coût de fonctionnement} \\ \text{avant l'importation} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{Coût de fonctionnement} \\ \text{après l'importation} \end{array} \right] \quad (23)$$

V- APPLICATIONS SUR UN SYSTÈME INTERCONNECTÉ

En vue de valider les performances et l'efficacité de l'algorithme développé sur la base de la méthode du gradient réduit, nous l'avons testé sur un système formé de trois réseaux électrique distincts. Nous présentons l'algorithme développé pour une résolution conjointe du problème d'échange d'énergie et le problème de l'OPF lors de l'échange d'énergie électrique. L'échange d'énergie se fait sur la base du bénéfice partagé entre les trois systèmes interconnectés.

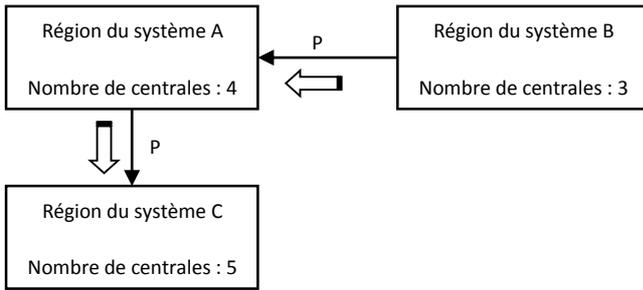


Figure3 : Schéma bloqué des systèmes interconnectés.

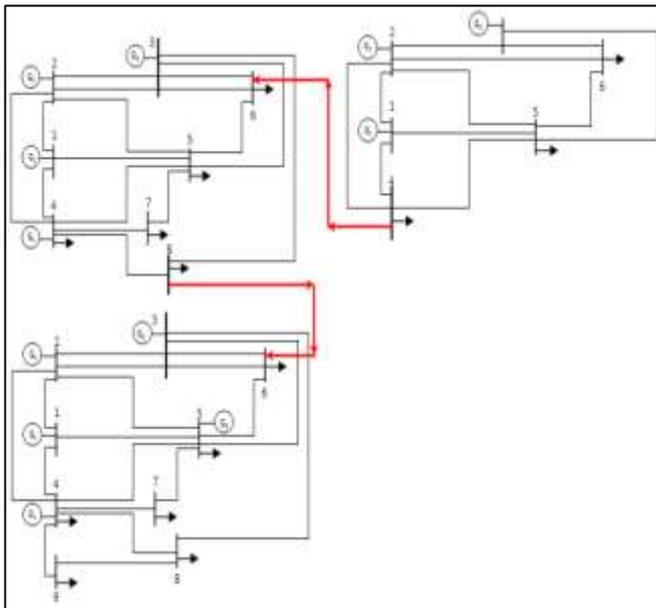


Figure4 : Schéma unifilaire des systèmes interconnectés.

V.1. Réseau électrique A

La structure du réseau électrique A à 8 jeux de barres est constitué de 15 lignes de transport, 4 générateurs et 4 charges dont les données sont présentées au tableau 1.

Tableau 1 : Données du réseau électrique A.

N°JB	V	θ [°]	Pd [Mw]	Qd [Mvar]	Qg _(min) [Mvar]	Qg _(max) [Mvar]	Pg _(min) [Mw]	Pg _(max) [Mw]
1	1.05	0	0	0	0	200	40	150
2	1.05	0	0	0	0	300	37.5	150
3	1.07	0	0	0	0	300	45	180
4	1.00	0	40	70	0	250	30	200
5	1.05	0	90	70	-	-	-	-
6	1.00	0	140	70	-	-	-	-
7	1.02	0	40	20	-	-	-	-
8	1.00	0	20	40	-	-	-	-

Tableau 2 : Données des fonctions coût-production des centrales du réseau électrique A.

N° JB	α	β	γ
1	230	12.666	0.00900
2	225	11.666	0.00889
3	250	11.500	0.00800
4	221.5	12.500	0.00900

Tableau 3 : Paramètres des lignes du réseau A en unité relative

Ligne	Du _{JB}	Au _{JB}	R(pu)	X(pu)	B(pu)
1	1	2	0.10	0.20	0.02
2	1	4	0.05	0.20	0.02
3	1	5	0.08	0.30	0.03
4	2	3	0.05	0.25	0.03
5	2	4	0.05	0.10	0.01
6	2	5	0.10	0.30	0.02
7	2	6	0.07	0.20	0.025
8	3	5	0.12	0.26	0.025
9	3	6	0.02	0.10	0.01
10	4	5	0.20	0.40	0.04
11	5	6	0.10	0.30	0.03
12	5	7	0.03	0.10	0.01
13	7	4	0.15	0.25	0.01
14	8	3	0.05	0.25	0.03
15	8	4	0.10	0.20	0.02

V.2. Réseau électrique B :

La structure du réseau électrique B à 6 jeux de barres est constituée de 11 lignes de transport, 3 générateurs et 3 charges dont les données sont présentées au tableau 4..

Tableau 4 : Donnés du réseau électrique B.

N°JB	V	θ [°]	Pd [Mw]	Qd [Mvar]	Qg(min) [Mvar]	Qg(max) [Mvar]	Pg(min) [Mw]	Pg(max) [Mw]
1	1.05	0	0	0	0	200	40	150
2	1.05	0	0	0	0	300	37.5	150
3	1.07	0	0	0	0	300	45	180
4	1.00	0	70	70	-	-	-	-
5	1.00	0	70	70	-	-	-	-
6	1.00	0	70	70	-	-	-	-

Tableau 5 : Données des fonctions coût-production du réseau électrique B.

N°JB	α	β	γ
1	213.1	12.669	0.00533
2	200.0	10.333	0.00889
3	240.0	10.833	0.00741

Tableau 6 : Paramètres des lignes du réseau B en unité relative

Ligne	Du _{JB}	Au _{JB}	R(pu)	X(pu)	B(pu)
1	1	2	0.10	0.20	0.02
2	1	4	0.05	0.20	0.02
3	1	5	0.08	0.30	0.03
4	2	3	0.05	0.25	0.03
5	2	4	0.05	0.10	0.01
6	2	5	0.10	0.30	0.02
7	2	6	0.07	0.20	0.025
8	3	5	0.12	0.26	0.025
9	3	6	0.02	0.10	0.01
10	4	5	0.20	0.40	0.04
11	5	6	0.10	0.30	0.03

V.3. Réseau électrique C

Ce réseau est constitué de 17 lignes de transport, 5 générateurs et 4 charges au niveau des jeux de barres n° 6, 7, 8 et 9 dont les données sont présentées au tableau 7.

Tableau 7 : Données du réseau électrique C.

N°JB	V	θ [$^{\circ}$]	Pd [Mw]	Qd [Mvar]	Qg _(min) [Mvar]	Qg _(max) [Mvar]	Pg _(min) [Mw]	Pg _(max) [Mw]
1	1.05	0	0	0	0	200	40	150
2	1.05	0	0	0	0	300	37.5	150
3	1.07	0	0	0	0	300	45	180
4	1.00	0	70	70	0	250	30	200
5	1.05	0	90	70	0	200	35	150
6	1.00	0	110	70	-	-	-	-
7	1.02	0	50	30	-	-	-	-
8	1.00	0	70	35	-	-	-	-
9	1.00	0	60	25	-	-	-	-

Tableau 8 : Données des fonctions coût-production du réseau électrique C.

N°JB	α	β	γ
1	245.0	12.666	0.00999
2	230.5	12.333	0.00900
3	275.0	12.900	0.00833
4	266.5	13.000	0.00866
5	233.0	12.500	0.00933

Tableau 9 : Paramètres des lignes du réseau C en unité relative

Ligne	D _{UJB}	A _{UJB}	R(pu)	X(pu)	B(pu)
1	1	2	0.10	0.20	0.02
2	1	4	0.05	0.20	0.02
3	1	5	0.08	0.30	0.03
4	2	3	0.05	0.25	0.03
5	2	4	0.05	0.10	0.01
6	2	5	0.10	0.30	0.02
7	2	6	0.07	0.20	0.025

8	3	5	0.12	0.26	0.025
9	3	6	0.02	0.10	0.01
10	4	5	0.20	0.40	0.04
11	5	6	0.10	0.30	0.03
12	5	7	0.03	0.10	0.01
13	7	4	0.15	0.25	0.01
14	8	3	0.05	0.25	0.03
15	8	4	0.10	0.20	0.02
16	9	4	0.05	0.25	0.03
17	9	8	0.07	0.20	0.025

La puissance et la tension de bases sont respectivement, 100 MVA et 230 KV pour tous les réseaux.

Les transactions entre les réseaux **A**, **B** et **C** sont définies comme suit :

- Transaction 1 : système **A** achète P_1 [Mw] du système **B**.
- Transaction 2 : système **A** vend P_2 [Mw] au système **C**.

L'échange d'énergie se fait d'après l'ordre suivant de transactions :

Cycle 1 : Transaction 1 suivie par la Transaction 2.

Cycle 2 : Transaction 2 suivie par la Transaction 1.

Où :

P_1 : puissance transitée du système B vers le système A.

P_2 : puissance transitée du système A vers le système C.

V.4. Sommaire des bénéfices

L'évolution des bénéfices de chaque système pour les différentes transactions en fonction de la puissance vendue et des pertes sont représentés respectivement aux figures suivantes :

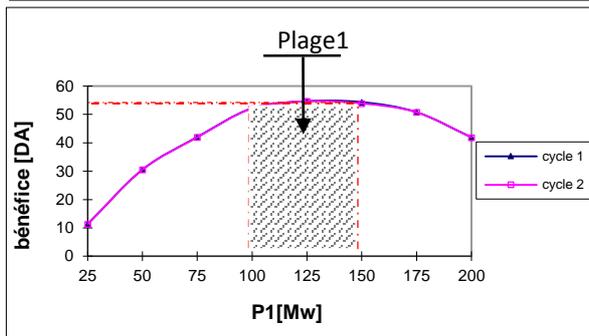


Figure5 : Bénéfice du Région A en fonction de P_1 .

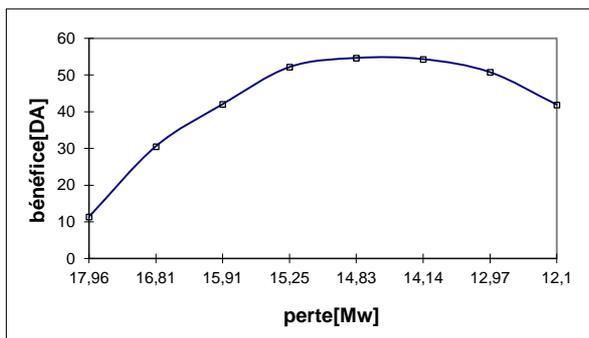


Figure6 :Bénéfice du Région A en fonction des pertes.

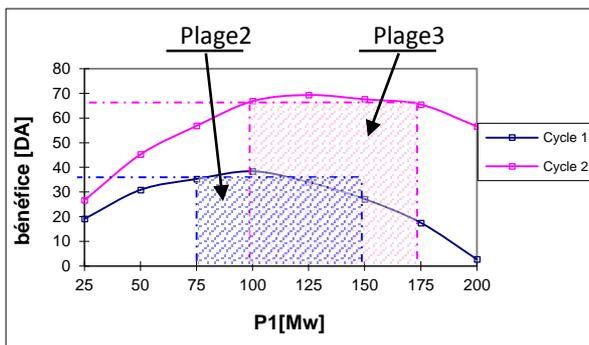


Figure 7 : Bénéfice du Région B en fonction de P_1 .

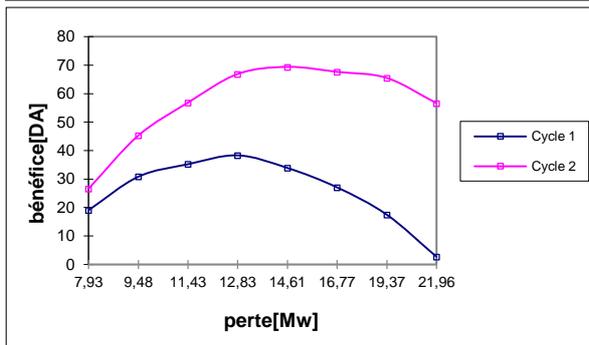


Figure 8 :Bénéfice du Région B en fonction des pertes.

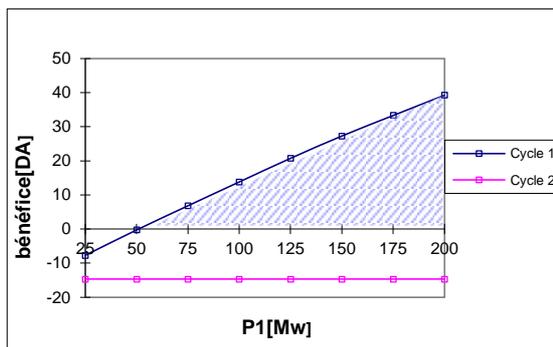


Figure 9 :Bénéfice du Région C en fonction de P1.

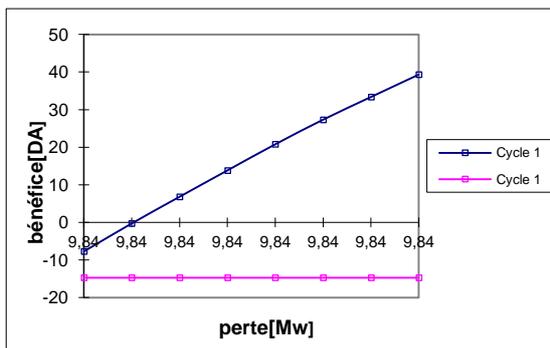


Figure 10 : Bénéfice du Région C en fonction des pertes

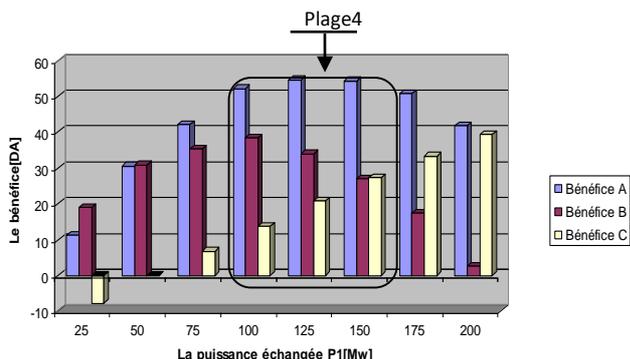


Figure11 : Bénéfice des régions A, B et C durant le cycle 1.

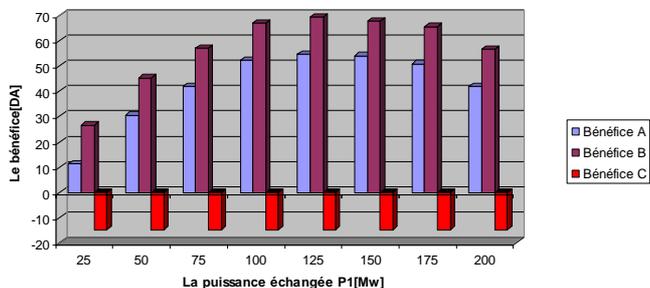


Figure 12 : Bénéfice des régions A, B et C durant le cycle 2.

V.5 Interprétation des résultats de l'échange

D'après les figures 5,7,9 et 11 on peut constater ce qui suit :

- Le système de la région A est un système intermédiaire d'interconnexion à une variation du bénéfice suivant deux cycles. Ce dernier dépend de la variation de la charge au la différence entre la puissance importé et exporté, on choisit la plage1 [100, 150] Mw.

- Le maximum du bénéfice de la région B est identique à celui du système A, mais la variation du bénéfice entre le cycle 1 et 2 dépend de l'instabilité du bénéfice de la région C. En effet, le bénéfice de la région B dans le cycle 2 est mieux que le cycle 1.
- le bénéfice de la région C a augmenté avec l'augmentation de la puissance échangée au cycle 1, par contre durant le cycle 2, a été rescindant pour l'importation de 100 Mw de la région A.
- Finalement par l'addition des résultats, le bénéfice est au maximum dans l'intervalle de la puissance échangée [100,150] Mw.

VI. CONCLUSION

Ce travail a été consacré au problème de l'échange d'énergie entre des réseaux interconnectés, dont l'objectif est de développer des recommandations qui permettent aux autorités compétentes d'avoir des idées bien fondées sur le prix compétitif avec lequel il faut vendre l'énergie et la quantité qu'il faut exporter vers l'étranger sans perturber le réseau national et le moment opportun pour l'exportation.

Pour atteindre cet objectif, nous avons développé un algorithme qui permet de déterminer le coût marginal optimal et cela en déterminant l'écoulement de puissance optimale et la durée et le moment de l'échange où le bénéfice et l'épargne suivant le cas. En conséquence, l'exportateur doit calculer au préalable les revenus pour les différentes situations et l'importateur doit calculer au préalable les épargnes pour les différentes situations, lorsqu'il est en situation de choix entre la production locale ou l'importation.

L'utilisation de la méthode gradient réduit pour la résolution du problème de l'OPF dans les réseaux électriques s'est avérée très efficace. En effet, la solution optimale est obtenue en satisfaisant toutes les contraintes d'opération après un nombre d'itérations très modéré.

REFERENCES

- [1] H.W. Dommel & W.F. Tinney: "Optimal Power Flow Solutions" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-87, October 1968, pp. 1866-1876 .
- [2] H. Wayne Beaty: "Handbook of Electric Power Calculations", New York, NY: McGraw Hill, Inc., 2001.
- [3] A.Immanuel1, Dr.Ch.Chengaiiah "A Comprehensive Literature Survey on Recent Methods of Optimal Power Flow" IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE.(
- [4] Germond, A. / Püttgen, H.B. "Planification et gestion optimale des réseaux d'énergie électrique". Bulletin technique de la Suisse romande
- [5] Jean-Paul Bouttes et Jean-Michel Trochet "Marchés de gros et bourses de l'électricité en Europe et aux Etats-Unis. " Conférence Jules Dupuit du 5 décembre 2002.