

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université de Batna
Faculté des Sciences de l'Ingénieur
Département d'Electrotechnique



Thèse

Présentée à la faculté des sciences de l'ingénieur
Département d'Electrotechnique
Pour L'Obtention du Diplôme de

Magister en Electrotechnique

Option : Réseaux Electriques

Par :

Mr KRAIMIA Mohamed Nassim

Ingénieur en Electrotechnique Option : *Réseaux Electriques*

THEME

Optimisation du coût de production des réseaux
interconnectés

K .CHIKHI	Université El Hadj Lakhdar de Batna	Président
A .BENSALEM	Université El Hadj Lakhdar de Batna	Rapporteur
C .FETHA	Université El Hadj Lakhdar de Batna	Examineur
A .ABOUBOU	Université Mohamed Khider de Biskral	Examineur
B .SEFOUHI	Université El Hadj Lakhdar de Batna	Invité

2010/2011

Remerciement

Mes remerciements vont tout premièrement à **DIEU** tout puissant pour la volonté, la patience qu'il nous a donné durant toutes les années d'étude.

Nous remercions notre prometteur Mr.Bensalem.

A qui nous a dirigés durant la réalisation de ce modeste travail, nous remercierons aussi toute la famille de l'institut.

Mes remerciements vont aussi au président de jury et les membres de jury qui nous avons honorés pour leur présence.

Sommaire

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

Chapitre 1 : L'échange de l'énergie électrique

1-Introduction	3
2-Marché d'électricité	3
2.1-Modèle POOL.....	4
2.2-Modèle bilatérale	4
2.3-Avantage de marché d'électricité	5
3-Interconnexion des réseaux de transport avec les voisins	5
3.1-Le rôle de l'interconnexion.....	5
4- les contraintes de l'interconnexion	6
4.1-Pertes des lignes dans le réseau de transport (HT et THT).....	7
4.1-1- la compensation des Pertes	7
4.2.Le phénomène de congestion dans les réseau de transport	7
4.2.1- Limites de transit imposées aux ouvrage du réseau de transport.....	7
4.2.2- Principales méthodes de traitement des congestions	8
4.2.2.1 .Les coupures de transactions	9
4.2.2.2- Optimisation de la production : l'OPF (Optimal Power Flow).....	9
4.2.2.3- Traitement des congestions par ajustements de production.....	10
4.3- Variation de la consommation	11
4.3.1- Fluctuations de la consommation.....	11
4.3.2- Prévision de la consommation	11
4.4- les chemins du flux de l'énergie électrique	13
4.5- L'utilisation de réserves pour assurer la sécurité d'approvisionnement.....	13
5-Conclusion	14

Chapitre 2 : Engagement des unités de production d'une centrale thermique

1- Introduction	15
2- Formulation du Problème l'engagement des unités de production	15
2.1-Fonction objectif de l'engagement des unités de production.....	15
2.2-Contraintes de l'engagement des unités de production.....	16
2.2.1- Contraintes du système	16
2.2.1.1- Demande à satisfaire	16
2.2.1.2- Réserve à garantir	16
2.2.2- Contraintes des unités	17
2.2.2.1- Puissance bornée.....	17
2.2.2.2- Temps minimal d'allumage	17
2.2.2.3- Temps minimal d'extinction	17
2.2.2.4- Elevation maximale de la puissance	18
2.2.2.5- Chute maximale de la puissance	18
2.2.2.6- Autres contraintes	18
3- Techniques classiques de résolutionde l'engagement des unités	18
3.1-Liste de priorités	18
3.2-Programmation dynamique	19
3.2.1- Méthodologie	20
3.2.2- Types de programmation dynamique.....	21
3.2.2.1- Programmation dynamique en arrière.....	21
3.2.2.2- Programmation dynamique en avant.....	22
3.2.3- Limitation de l'espace de recherche.....	24
3.3-Relaxion lagrangienne.....	25
3.1-Principe	25
4- Techniques avancées de résolutionde l'engagement des unités	27
4.1-Métaheuristiques	27
4.2-Recuit simulé (RS).....	28
4.3-Méthode de recherche tabou (RT)	30
5-Conclusion	31

Chapitre 3 : Modélisation de l'échange économique

1-Introduction	32
2-But de l'échange économique	32
3-Modélisation du problème de l'échange	33
4-Formulation de l'échange d'électricité	33
4.1- Prix moyen de vente.....	33
4.1.1- La politique du prix à "épargne divisé	34
4.2- Revenu du système vendeur	34
4.3- Economie du système acheteur	35
5- Généralisation de l'échange	35
6- Calcul de bénéfice optimal.....	36
7- Algorithme de problème de l'échange par l'approche dynamique en arrière ...	36
8- Traitement de l'échange avec congestion.....	36
8.1- Un outil généralisé d'optimisation de la production l'OPF	36
8.2- Fonction Objectif de l'optimisation	38
8.3- Contraintes à respecter	38
8.4- Calcul des prix nodaux	40
8.5- Coût de congestion	40
9- Conclusion	40

Chapitre 3 : Testes et résultats numériques

1-Introduction	42
A. Etude de l'échange en fonction de l'engagement des unités de production	42
1- Présentation du système	42
1.1- les caractéristiques du système A.....	43
1.2- les caractéristiques du système B.....	43

1.3- Courbe de charge	44
2- Les étapes de résolution	44
3- Les résultats numériques	46
5- Interprétation des résultats	53
B-Etude de l'échange avec congestion	55
1-Présentation du réseau 3 nœuds -Données du marché	55
2-Cas non contraint	56
3- Traitement des congestions par l'usage de l'OPF et des prix nodaux	57
4- L'influence de variation de la puissance demandée	59
C- Conclusion	60
Conclusion générale	61
Annexes	62
Bibliographie	68

Liste des Figures

Figure 1.1 Principe de fonctionnement du marché pool	4
Figure1.2 les projets d'interconnexions de la boucle méditerranéenne	6
Figure1.3 limites thermiques, de tension et de stabilité de synchronisme des lignes de transport en fonction du niveau de tension et de leur longueur.....	8
Figure1.4 coupures de transactions non fermes suivant leur impact sur le transit d'une ligne Congestionnée	9
Figure 1.5 procédure générale du modèle du buy back en J-1	10
Figure 1-6 Exemple des fluctuations de la consommation minute par minute.....	12
Figure 1-7 Différence entre la consommation prévue et la consommation réelle	12
Figure 2.1 Méthode de la liste de priorité	19
Figure 2.2 Algorithme de la Programmation Dynamique en arrière.....	22
Figure 2.3 Algorithme de la Programmation Dynamique en avant	23
Figure 2.4 Restriction des chemins de recherche avec $N_s=3$ et $X=5$	24
Figure 2.5 Procédure de la relaxation Lagrangienne	26
Figure 2.6 Comparaison des techniques du recuit et de la trempe.....	28
Figure 2.7 Minima locaux et minimum global... ..	29
Figure 3.1 : configuration des réseaux A et B.	33
Figure 3.2 Algorithme de calcul de bénéfice optimal	37
Figure 4.2 Courbe de charge du système A.....	45
Figure 4.3 Courbe de charge du système B.....	45
Figure 4.4 Le coût incrémentale du système A (Vendeur)	50
Figure 4.5 Le coût incrémentale du système B (Acheteur).....	51
Figure 4.6 Bénéfice en fonction de la puissance échangée	52
Figure 4.7 Blocs de puissance optimale en fonction de la période.	53
Figure 4.8 Topologie du réseau	55
Figure 4.9 Plan de production et prix de clôture de marché.....	56

Fig. 4.10 flux financiers centralisés par l'opérateur du système avec l'usage de l'OPF et des prix nodaux.....	58
Figure 4.11 Evolution de LAMDA 1.....	59
Figure 4.12 Evolution de LAMDA 2.....	59
Figure 4.13 Evolution de LAMDA 3.....	59

Liste des Tableaux

Tableau 4-1 les caractéristiques du système A.....	43
Tableau 4-2 les caractéristiques du système B	43
Tableau 4-3 consommation Min et Max des systèmes A et B	44
Tableau 4-4 Engagement des unités du système A.....	46
Tableau 4-5 Engagement des unités du système B.....	47
Tableau 4-6 Bénéfice du système A en fonction de la puissance demandé.	48
Tableau 4-7 le coût incrémentale du système A et B.....	49
Tableau.4-8 Données des lignes	55
Tableau 4-9 caractéristiques des centrales électriques.....	55
Tableau 4-10 : offres des producteurs et demandes des consommateurs sur marché sopt.....	56
Tableau.4-11 cas non contraint.....	57
Tableau.4-12 cas avec contrainte.....	58

Introduction générale

Des fortes augmentations dans le prix de l'énergie électrique ont été enregistrées durant ces dernières décennies dans les marchés d'électricité, ceci est due à un ensemble de facteurs, parmi lesquels la montée des prix des combustibles fossiles, la forte croissance de la consommation. Ceci a entraîné d'une part à des nouveaux investissements pour la construction des nouvelles infrastructures de production, de transport et de distribution de l'électricité et d'autre part à l'apparition du problème de congestion.

Dans le but de réduire le prix de l'énergie électrique, plusieurs pays se sont orientés vers l'échange de l'électricité via des marchés organisés ou via des échanges bilatéraux. En effet, au plan international, l'interconnexion des réseaux électriques donne accès au même type d'économies grâce à une exploitation des déséquilibres régionaux entre l'offre et la demande. La complémentarité des parcs de production permet en outre d'échanger de l'électricité produite en base contre de l'électricité de pointe ce qui permet en plus l'optimisation du coût de l'énergie électrique.

La coordination de l'activité de production et de transport à l'échelle des réseaux internationaux est une source d'optimisation des investissements en production et en transport. C'est ainsi qu'un pays doté d'une ligne d'interconnexion avec un autre pays peut faire l'économie d'une nouvelle unité de production et permettre au pays exportateur d'exploiter ses surcapacités.

Objectif

L'objectif du présent travail se situe dans un cadre économique. Notre objectif est d'étudier les échanges bilatéraux où les contrats bilatéraux doivent être établis de façon économique entre le fournisseur (exportateur) et le consommateur (importateur) quels que soient les délais (court terme, long terme) quand il s'agit de l'équilibre entre la production et la consommation. Ceci doit se faire en respectant un certain nombre de contraintes techniques pour assurer la sécurité du réseau électrique. L'échange est basé sur la politique de l'épargne divisé. 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. Il est plus intéressant d'accomplir cet échange de manière économique, c'est-à-dire, de programmer la vente du bloc d'énergie de sorte que le coût de production de l'exportateur lors de l'échange soit inférieur au prix de vente.

Dans le présent mémoire on a développé des programmes qui permettent de faire les échanges bilatéraux d'une manière économique et en fonction de l'engagement des unités de production des centrales du réseau électrique.

Structure du mémoire

La première partie de ce travail présente : les différents types de marché d'électricité et aussi la nouvelle organisation du système électrique dans un environnement dérégulé, les fluctuations de la consommation de l'électricité, les congestions engendrées dans le réseau de transport à cause des échanges transfrontaliers, la gestion des centrales électriques dans le but d'assurer l'équilibre du système et faire face aux éventuels aléas du réseau, tous ces phénomènes qui peuvent influencer sur le coût de production sont relatés dans le chapitre 1. L'accent sera porté dans le deuxième chapitre sur les différentes méthodes d'optimisation qui permettent de déterminer les puissances générées et par conséquent le coût de production. Dans le troisième chapitre on présente la modélisation mathématique de problème de l'échange économique, et Pour vérifier les performances des algorithmes développés, on a présenté au quatrième chapitre les résultats des tests réalisés sur des systèmes standards suivis par des interprétations des résultats.

Au dernier chapitre, nous exposons les conclusions finales de la thèse et les perspectives envisagées pour poursuivre ce travail.

ECHANGE DE L'ENERGIE ELECTRIQUE

1. Introduction

Traditionnellement, le secteur de l'électricité est détenu par un seul opérateur historique, qui gère à la fois la production de l'énergie, son transport et sa distribution vers ses clients. C'était une situation dite de « monopole », où les clients, hormis quelques gros consommateurs industriels ou ceux raccordés à de rares distributeurs indépendants, n'ont pas le choix de leur fournisseur. La dérégulation du marché de l'électricité va progressivement mettre fin à l'ancienne structure verticalement intégrée. Elle a impliqué une séparation entre la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique. Les systèmes de transport conservent un statut de monopole, tandis que les différents producteurs indépendants se lancent dans une compétition financière.

La libéralisation du secteur d'électricité a permis de construire des nouvelles interconnexions ou de développer des interconnexions existantes, afin de faire des échanges d'électricité entre les pays COMELEC (Comité Maghrébin de l'Electricité regroupant la Tunisie, l'Algérie et le Maroc ou TAM)) de pourtour méditerranéenne et par conséquent l'émergence de marché euro-méditerranéenne, dans ce chapitre nous allons voir la structure de deux types de marché utilisés par les pays européens sont le modèle *pool*, et le modèle bilatéral, et on verra comment se détermine le prix de marché dans les deux cas de figure.

Le but de l'ouverture de marché d'électricité, s'est de maximiser le bénéfice chez les deux parties le consommateur et le vendeur (producteur), dans ce chapitre nous allons présenter les différentes contraintes reconnues dans un environnement dérégulé qui peut influencer sur le prix de marché on cite : les pertes des lignes, et qui devrait être compensées en temps réel. La variation de la consommation qui peut se traduire par des écarts entre la production et la consommation. Ces transferts de puissance se font par les lois de Kirchhoff et qui engendrent alors l'apparition de contraintes de plus en plus fréquentes sur les réseaux de transport, appelées aussi congestions, d'où le coût de congestion à la charge de producteur concerné.

2. Marché d'électricité

La libéralisation du secteur a entraîné l'émergence de nouvelles structures de marché de l'électricité, dont les deux plus répandues sont le modèle *pool*, qui a la forme d'une bourse centralisée, et le modèle *bilatéral*, où un producteur et un consommateur concluent un contrat pour une certaine fourniture en énergie à un prix négocié librement entre eux.

2.1. Modèle pool

Dans le modèle pool, le négoce d'énergie est gérée de façon centralisée par un opérateur de bourse qui collecte les offres des producteurs et les demandes des consommateurs jusqu'à obtenir l'équilibre production-consommation. Les producteurs spécifient pour chaque tranche de puissance proposée un prix de vente laissé à leur choix. Les consommateurs quant à eux précisent des commandes fermes d'achat, et éventuellement un prix au-delà duquel ils préfèrent retirer leur demande de la bourse. Il peut cependant exister des modèles de bourse dans lesquels les consommateurs peuvent varier leur demande en fonction du prix auquel ils auront à payer leur fourniture ; on parle dans ces cas-là d'*élasticité* de la demande.

L'opérateur de la bourse classe alors les offres des producteurs de la moins chère vers la plus chère, et les demandes des consommateurs du plus offrant vers le moins offrant. Ce processus d'agrégation peut être mis sous forme de courbes d'offres de production et de demande telle que le montre la Figure 1.1. L'intersection des deux courbes nous donne le point d'équilibre production-consommation (donc le volume total d'énergie contracté à la bourse pour la tranche horaire donnée), ainsi que le prix auquel a été fixée l'énergie contractée.

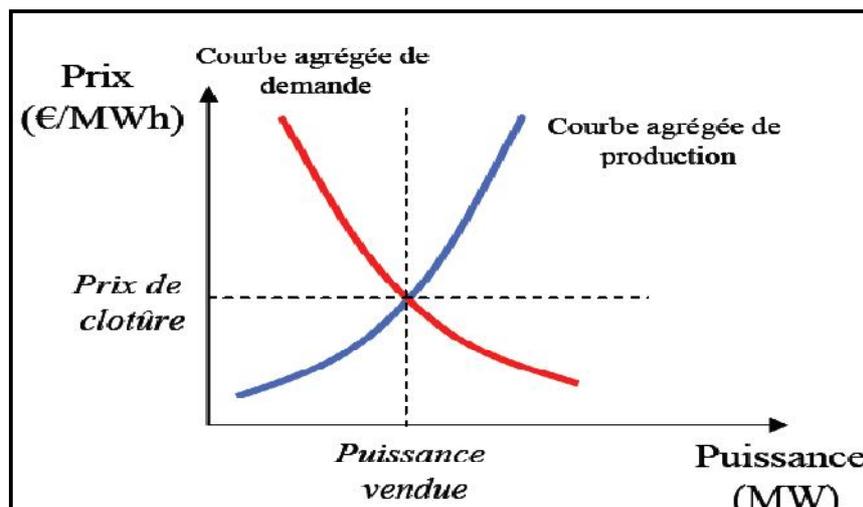


Figure1.1: principe de fonctionnement d'un marché pool.

2.2. Modèle bilatéral

Dans le modèle bilatéral, le consommateur contracte directement avec un fournisseur de son choix pour assurer sa fourniture en énergie. Ils se mettent aussi d'accord sur le prix de vente de l'énergie contractée. On parle alors ici de *transaction bilatérale*.

Le modèle bilatéral peut être étendu à plus de un producteur ou consommateur ; On peut alors parler dans ces cas-là de *transaction multilatérale*. Des acteurs de marché spécifiques appelés traders peuvent mettre en relation plusieurs fournisseurs et plusieurs consommateurs.

2.3. Avantage de marché d'électricité

Parmi les avantages potentiels d'un marché libéralisé, on peut citer ce qui suite:

- L'utilisation des centrales les moins coûteuses (surtout les centrales à gaz).
- Des échanges plus faciles avec les pays voisins.
- Des marges de puissance plus faibles pour les centrales (grâce aux interconnexions et au décalage des heures de pointe).
- Une implantation optimale des centrales.
- Des choix des combustibles les plus économiques.
- Une plus grande efficacité dans les investissements et l'exploitation des centrales.

3. Interconnexion des réseaux de transport avec les voisins

On appelle interconnexion électrique une liaison entre deux réseaux électriques qu'ils soient nationaux, régionaux ou internationaux généralement synchrones (fonctionnant à une fréquence de 50 ou 60 hertz). Une liaison entre deux réseaux asynchrones nécessite une interconnexion à courant continu, plus complexe et plus onéreuse à mettre en œuvre.

Le réseau constitue la colonne vertébrale du système électrique et, souvent, lorsque des défauts d'alimentation électrique se produisent, ils sont le fait d'incidents de réseau plutôt que d'une capacité de production insuffisante. Le citoyen, même s'il dispose d'une source de production locale ou décentralisée, ne se sent donc en sécurité que lorsqu'il est raccordé à un réseau général. C'est pourquoi, dans le monde entier, les réseaux électriques ont eu tendance à se développer constamment, à s'étendre et à se rejoindre pour former des ensembles de plus en plus vastes, reliés entre eux, ou plutôt *interconnectés*.

Depuis près de deux décennies, les compagnies électriques du Bassin méditerranéen mettent en œuvre un gigantesque projet. Celui-ci consiste à relier tous les réseaux électriques de l'ensemble des pays autour de la Méditerranée, depuis le Maroc jusqu'à l'Espagne, en traversant sur des milliers de kilomètres le Maghreb, le Mashreq et la Turquie au Sud et à l'Est, la Grèce, l'Italie et la France au Nord. L'objectif de cette construction inédite est la mise en place de marchés euro-méditerranéens de l'électricité et du gaz.

3.1. Le rôle de l'interconnexion

Les réseaux de transport d'électricité interconnectés, permettent de faire passer l'énergie d'un pays à un autre, il est ainsi possible de compenser la défaillance brutale d'un équipement de production ou de transport d'électricité en faisant appel aux producteurs et transporteurs des

pays voisins. Ces interconnexions sont donc prioritairement utilisées pour assurer la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité.

Ces interconnexions permettent également à un fournisseur d'électricité de vendre son énergie directement à un client situé dans un autre pays.

La mise en parallèle de systèmes de production-transport-consommation permet de réaliser des économies en tirant parti, par des importations exportations, des différences de prix à la production dans les diverses zones ou des décalages horaires entre les pointes de consommation des pays. Au Maghreb, par exemple, les compagnies profitent du décalage entre les courbes de charge, le dimanche étant ouvrable en Algérie, donc à forte charge, alors que l'activité est ralentie en Tunisie et au Maroc. L'interconnexion apporte donc à la fois un avantage technique sur la sécurité d'alimentation et économique sur les coûts de production.

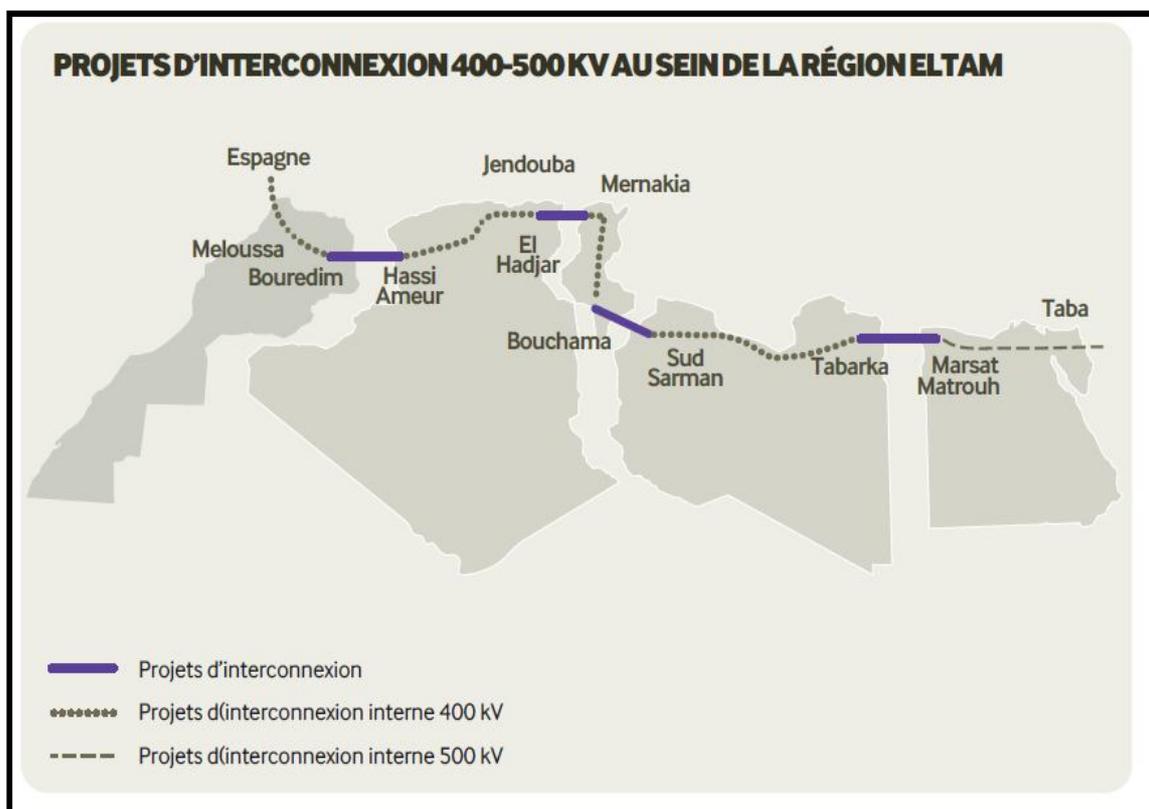


Figure 1.2 : les projets d'interconnexions de la boucle méditerranéenne.

4. Les contraintes de l'interconnexion

L'ouverture de marché d'électricité, a entraîné l'apparition des contraintes qui influent sur le bon fonctionnement du réseau électrique par conséquent sur la sécurité d'approvisionnement de l'énergie électrique parmi lesquelles on cite :

4.1. Pertes des lignes dans le réseau de transport (HT et THT)

L'énergie électrique reflète la puissance fournie par le courant soumis à un niveau de tension pendant une certaine période de temps. Or, le passage de courant dans un conducteur provoque un dégagement de chaleur en raison des frottements des électrons qui circulent dans le conducteur. C'est l'*effet Joule*. Une partie de la puissance électrique se transforme donc par *effet Joule* en puissance thermique.

4.1.1. La compensation des pertes

Le gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité, doit veiller à la compensation des pertes électriques résultant du transit sur son réseau, en achetant l'énergie de compensation des pertes auprès de fournisseurs Européens. La compensation des pertes est un sujet à fort enjeu, tant d'un point de vue technique que d'un point de vue économique. Techniquement, la difficulté vient de la nécessité de prévoir les pertes pour les acheter, donc aussi de les mesurer de façon assez précise pour pouvoir ultérieurement les prévoir. La qualité des mesures est donc fondamentale et il n'est pas facile de la garantir sur un grand nombre d'appareils dispersés sur l'ensemble du réseau. D'un point de vue économique, l'enjeu est là aussi très important principalement parce que :

- Le volume à acheter étant important.
- Tout écart entre l'énergie achetée et les pertes effectives aura un impact sur le mécanisme d'ajustement et devra faire l'objet d'un règlement financier dont le coût pour le gestionnaire du réseau de transport est lié aux prix de marché court terme de l'énergie.

4.2. Le phénomène de congestion dans les réseaux de transport

Le transfert de puissance dans les réseaux interconnectés engendre alors l'apparition de contraintes de plus en plus fréquentes sur les réseaux de transport, appelées aussi congestions. Une situation de congestion est définie lorsque le système de transport n'est plus capable de conduire les transactions de marché de l'énergie sans que la limite de transit ne soit violée sur un ou plusieurs ouvrages du réseau.

4.2.1. Limites de transit imposées aux ouvrages du réseau de transport

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

- **Des limites thermiques:** pour des lignes courtes, ces sont surtout des limites thermiques qui sont rencontrées en premier. Le courant circulant dans les conducteurs

provoque un échauffement (par effet Joule), qui, en cas de forte surcharge, peut détériorer les conducteurs.

- **Des limites de tenue en tension** : les limites en tenue de tension sont plus contraignantes pour les lignes moyennes que les limites thermiques. Plus la puissance active circulant dans ces lignes est importante, plus on observe un phénomène de chute de tension du à l'impédance de la ligne. Dans les cas les plus critiques, cela peut provoquer un écroulement de tension en bout de ligne qui une fois entamé nécessite des délestages au niveau de la charge. Ces écroulements peuvent aussi mener à la perte de l'ensemble du réseau (blackout).
- **Des limites de stabilité de synchronisme** : ces contraintes apparaissent pour les lignes longues. Des perturbations sur le réseau (perte d'un générateur, défaut...) peuvent occasionner des oscillations entre deux centres de production relié par une ligne longue. Si ces oscillations ne sont pas amorties, elles peuvent mener jusqu'au déclenchement de la ligne.

La Figure I.4 nous donne les limites de transit habituelles imposées aux lignes en fonction du niveau de tension et de leur longueur :

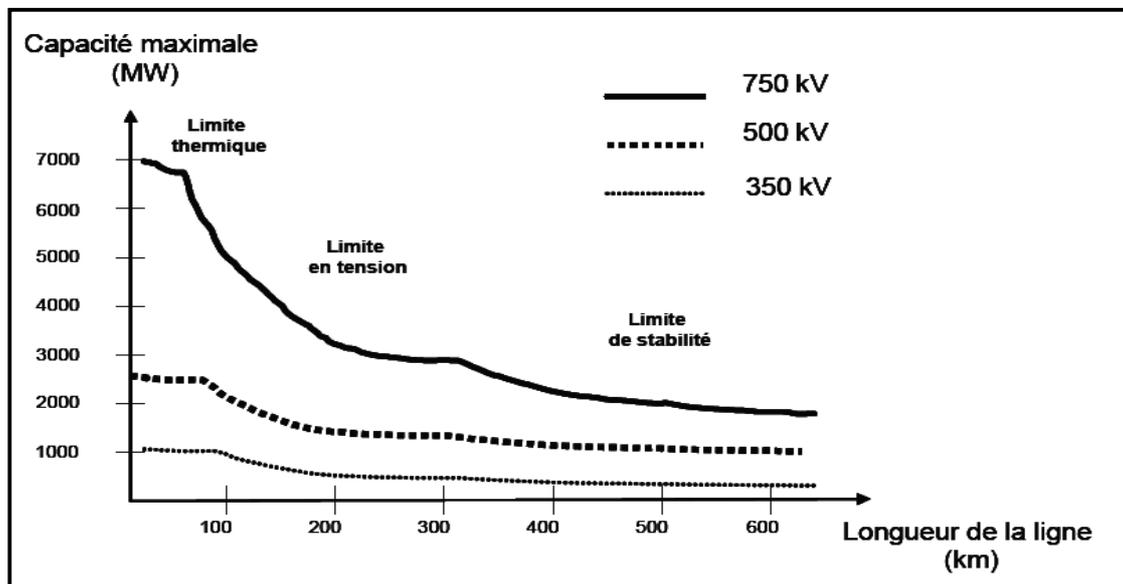


Figure 1.3 : limites thermiques, de tension et de stabilité de synchronisme des lignes de transport en fonction du niveau de tension et de leur longueur.

4.2.2. Principales méthodes de traitement des congestions

Depuis le début de la dérégulation, plusieurs solutions ont été proposées et appliquées pour gérer les contraintes de transit dans les réseaux de transport. Certaines de ces solutions sont plutôt à caractère général et peuvent théoriquement être appliqués sur la plupart des marchés

libéralisés (coupures de transactions, outils d'optimisation de la production), d'autres peuvent être plus spécifiques à un modèle de marché, voire à une certaine configuration de réseau. Nous allons présenter les méthodes de traitement des congestions les plus connues.

4.2.2 .1. Les coupures de transactions

C'est une procédure mise en place pour traiter les congestions par coupure de transactions. Cette procédure utilise un outil d'analyse basé sur le modèle DC (voir Annexe 1) appelé Interchange Distribution Calculator (IDC). L'IDC intègre toutes les données des grands réseaux américains et des transactions commerciales programmées et calcule l'impact de chaque transaction sur les transits à l'aide des facteurs de distribution.

Interchange Distribution Calculator (IDC). L'IDC intègre toutes les données des grands réseaux américains et des transactions commerciales programmées et calcule l'impact de chaque transaction sur les transits à l'aide des facteurs de distribution.

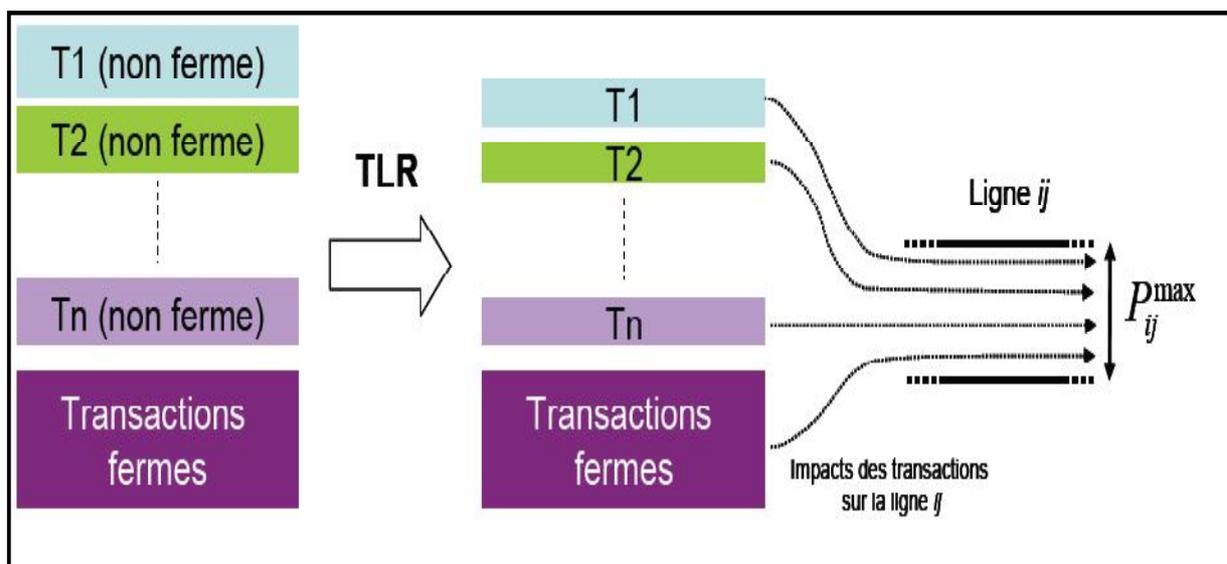


Figure 1.4 : coupures de transactions non fermes suivant leur impact sur le transit d'une ligne Congestionnée.

4.2.2.2. Optimisation de la production : l'OPF (Optimal Power Flow)

L'usage de l'OPF dans un contexte dérégulé s'accompagne d'une tarification dite *marginale* ou *nodale*. Il s'agit de fixer en chaque nœud du réseau un prix auquel sera vendu ou acheté l'énergie. Les paiements sont en outre centralisés par l'opérateur du système. Ces prix nodaux sont tirés des multiplicateurs de Lagrange du problème d'optimisation. En effet, tout problème d'optimisation revient en réalité à minimiser une fonction objective à laquelle on associe les contraintes à respecter. La fonction résultante se nomme le Lagrangien.

4.2.2.3. Traitement des congestions par ajustements de production :

Le rachat (buy back) consiste pour l'opérateur du système à racheter des ajustements en vue de résoudre les congestions. Ces ajustements consistent à retoucher les programmes de production/consommation après clôture du marché de l'énergie.

Le modèle du rachat repose sur trois fondements :

- Il suppose l'existence d'un opérateur du système parfaitement indépendant et distinct des opérateurs du marché.
- la séparation du marché de l'énergie et du traitement des congestions : à l'instar du modèle californien, les acteurs du marché établissent d'abord leurs préférences sans tenir compte des contraintes du système, et les éventuelles contraintes sont gérées par la suite. Le traitement des congestions devient un *marché* à part entière.
- L'usage d'un outil d'optimisation de la production : à l'instar de l'OPF, ce modèle utilise un outil permettant de reconfigurer la production tout en tenant compte des contraintes du système et des lois physiques de l'électricité.

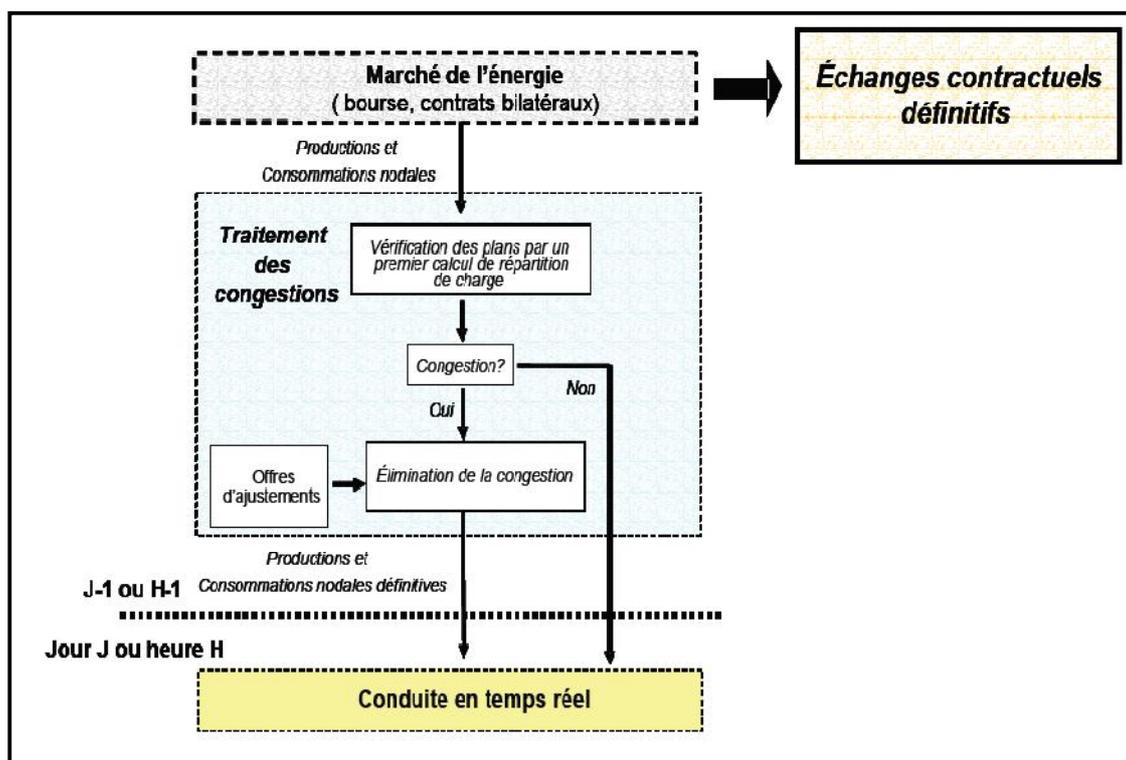


Figure 1.5: procédure générale du modèle du buy back en J-1.

Les offres d'ajustements déposées par les participants se définissent par :

- un *volume maximum* de l'ajustement dans les deux sens (à la hausse et à la baisse).
- un *prix* associé au volume ajusté.

4. 3. Variation de la consommation :

La consommation d'électricité correspond à un appel de puissance active sur le réseau pour une période de temps déterminée. Cela correspond à une consommation d'énergie. La puissance est un flux d'énergie.

La consommation d'énergie électrique appelée sur un réseau de transport est la somme des consommations des appareils électriques branchés à chaque instant (aux pertes près). L'électricité est consommée par des différents types de consommateurs (résidentiels, commerciaux et industriels) et, étant donné la pluralité de leurs utilisations individuelles de l'énergie électrique, elle varie à chaque moment. La consommation d'électricité se caractérise par (1) ses fortes fluctuations, (2) la difficulté de la prévoir de manière exacte et, (3) sa faible élasticité-prix.

4. 3.1. Fluctuations de la consommation

La consommation d'électricité varie en permanence en fonction des multiples variations de consommations qui interviennent sans préavis sur l'ensemble du système. Les différentes utilisations individuelles de l'énergie électrique, à chaque moment, se traduisent par de fortes fluctuations de la consommation dans le temps. Cependant, ces fluctuations ont un certain caractère cyclique au cours de la journée, de la semaine, et de l'année.

Ce pendant, la consommation évolue d'une façon cyclique au cours de la journée, de la semaine, et de l'année en créant une saisonnalité. Cette saisonnalité est constatée à trois niveaux :

- **Fluctuations infra journalières** : durant une journée, la consommation d'électricité peut fluctuer d'une façon importante qui peut atteindre les 25 % de la consommation maximale de l'année. Ces fluctuations infra journalières sont récurrentes le long de l'année.
- **Fluctuations hebdomadaires** : jour ouvrable / week-end : les différences entre les consommations maximales entre un jour ouvrable et un jour du week-end du même mois peuvent aller jusqu'à 10 % de la demande maximale de l'année.
- **Fluctuations saisonnières** : jour été / jour hiver : les différences entre les consommations (maximales et minimales) entre un jour ouvrable en été et un jour ouvrable en hiver peuvent aller jusqu'à plus de 20 % de la consommation maximale.

4. 3.2. Prévision de la consommation

Connaître la consommation de l'électricité d'une période future est important pour l'exploitation du système électrique. Pour ce faire, une multitude de variables sont traditionnellement utilisées pour expliquer et prédire le niveau de consommation d'électricité parmi lesquels : la température, l'heure de la journée, le jour de la semaine (jour ouvrable,

week-end), le prix, etc. L'impact de la plupart de ces variables est lié aux conditions climatiques, aux habitudes de consommation, aux rythmes de vie et au pays considéré. Naturellement, plus la prévision est réalisée en avance par rapport au moment de la consommation, moins elle est précise. Bien que la prévision de la consommation s'affine lorsque l'on s'approche de la période prévue, il existe encore des écarts entre les prévisions faites la veille et la consommation réelle. Ces écarts, ou erreurs de prévision, peuvent provenir des erreurs de prévision des variables explicatives (Température, nébulosité) ou/et des simplifications du modèle de prévision et. Les figures 1-6 et 1-7 montrent des exemples d'écarts entre les valeurs de la consommation prévue et de la consommation réelle.

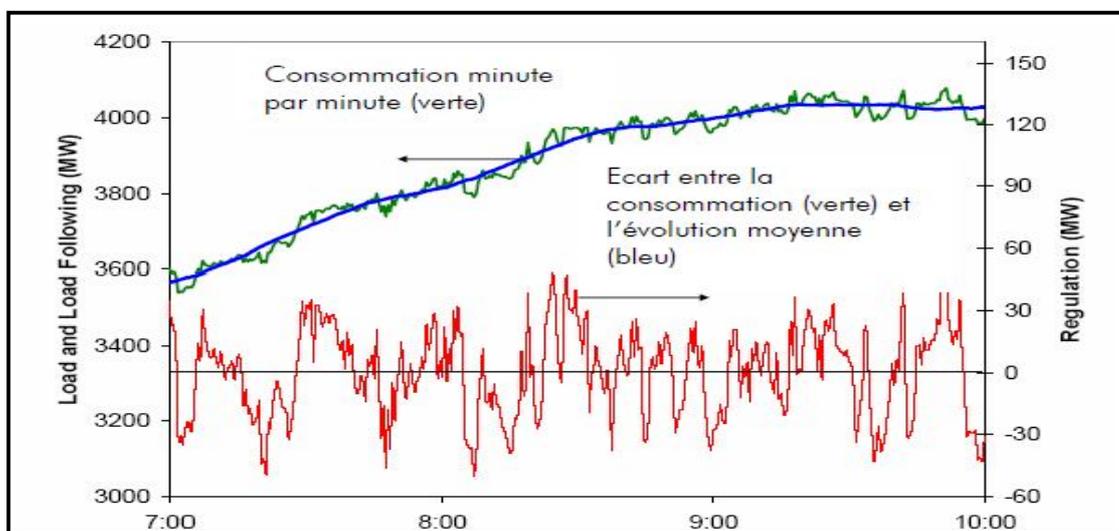


Figure 1-6: Exemple des fluctuations de la consommation minute par minute.

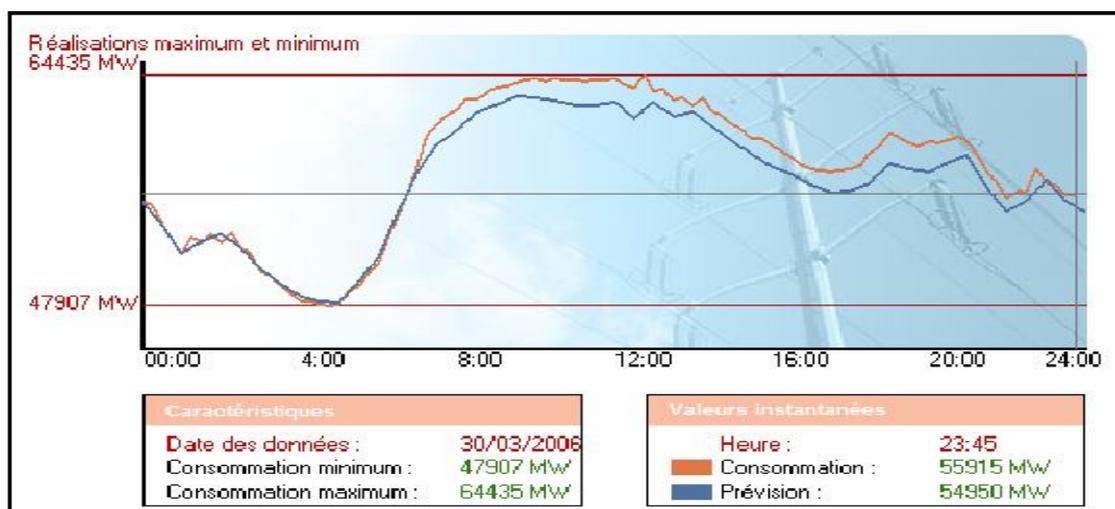


Figure 1.7: Différence entre la consommation prévue et la consommation réelle.

4.4. Les chemins du flux de l'énergie électrique

Les flux de puissance sur les différents éléments d'un réseau de transport à courant alternatif ne peuvent pas être contrôlés directement. Lorsqu'on injecte de l'électricité dans un nœud et que l'on soutire dans un autre nœud du réseau, on ne peut pas choisir le chemin suivi par cette électricité. Les flux électriques suivent tous les chemins possibles entre le nœud d'injection et le nœud de soutirage et la répartition de ces flux est conforme aux équations de réseau développées sur la base des lois de Kirchhoff, Il est important de noter qu'elles ne posent pas de problème mais elles entraînent une difficulté supplémentaire à l'heure de la gestion des contraintes du réseau. Les lois de Kirchhoff sont une spécificité des réseaux électriques.

4.5. L'utilisation de réserves pour assurer la sécurité d'approvisionnement

La sécurité d'approvisionnement à court terme est une qualité du bien « électricité » qui doit être garantie. Du fait des nombreuses incertitudes, le système doit être préparé à respecter, à chaque instant, la contrainte d'équilibre. Le moindre déséquilibre pourrait entraîner le système à l'instabilité suivie d'une panne totale (blackout). Un minimum de capacité de production flexible doit alors être disponible pour parer à un déséquilibre soudain sur le système.

Des capacités de production doivent être prêtes à produire en cas de besoin (par exemple, suite à la panne intempestive d'une centrale de production, à la forte augmentation non prévue de la consommation, ou à la déconnexion d'une ligne). En conséquence, pour assurer la sécurité d'approvisionnement à court terme, un autre bien/service doit être donc produit en parallèle de l'énergie électrique, ce sont les réserves. La production des réserves pose un problème économique du fait qu'elles bénéficient à tous les utilisateurs du réseau, autant à ceux qui contribuent à la maintenir qu'à ceux qui n'y contribuent pas. En effet, on ne peut pas exclure des utilisateurs du réseau du bénéfice des réserves. Cette caractéristique est reconnue comme celle d'un bien public. Les caractéristiques de bien public sont considérées aussi comme une défaillance du marché éloignant l'électricité de l'idéal de marché parfait. Les économistes savent depuis longtemps que la production de biens publics ne peut pas être laissée seulement au marché, car une sous-production par rapport à la quantité nécessaire en résulterait. En conséquence, l'une des solutions au problème de la production d'un bien public est de fixer d'abord une demande réglementée puis d'assurer la production par le biais d'obligations, de contrats ou d'enchères. Le caractère non-stockable de l'électricité nécessite que cette production de réserves (ou de capacité de production disponible) soit instantanément adaptée aux conditions changeantes du système pour en assurer la sécurité et la continuité de service a long terme.

5. Conclusion :

Dans ce chapitre on a défini les différents types de marché qui participent à l'échange de l'énergie électrique entre des réseaux interconnectés, et aussi aux différentes contraintes liées à ces échanges avec leur traitement, et aussi on a présenté les différents projets d'interconnexion qui vont lier l'Algérie avec les pays maghrébins (Tunisie et Maroc) et avec les pays de l'Europe, pour former une boucle électrique méditerranéenne dans le but de procéder à des échanges économiques avec les pays voisins .

ENGAGEMENT DES UNITES DE PRODUCTION D'UNE CENTRALE THERMIQUE

1. Introduction

Le problème d'engagement des unités de production, consiste à choisir les unités de production qui seront opérationnelles sur une échelle de temps discrétisée, de manière à minimiser le coût de production total. Les unités doivent satisfaire la charge ainsi que la réserve tournante. De plus, chaque unité possède ses propres limites de production et un temps minimal de redémarrage et d'arrêt. Il s'agit donc d'un problème d'optimisation complexe mixte, combinatoire et non linéaire.

On peut grouper les méthodes de résolution de ce problème en trois classes :

- Méthodes déterministes.
- Méthodes métaheuristiques.
- Méthodes hybrides (déterministe-méta-heuristique) ou (méta-heuristique-méta-heuristique).

Dans ce chapitre, on présente d'abord dans une première phase, la formulation mathématique de la fonction objective du problème ainsi que les différentes contraintes. Ensuite, dans une deuxième phase, nous traitons les différentes techniques classiques utilisées pour résoudre le problème de l'engagement des unités de production qui sont la liste de priorités, la programmation dynamique en avant '*forward dynamic programming*' et en arrière '*backward dynamic programming*' et la méthode de la relaxation lagrangienne.

2. Formulation du Problème de l'engagement des unités de production

2.1. Fonction objectif de l'engagement des unités de production

L'objectif du problème de l'engagement des unités de production est la minimisation de la fonction coût totale de production, en terme mathématique il s'écrit :

$$\min_{P_i(t), U_i(t)} \left[F_T = \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i=1}^N [F_i(P_i(t))U_i(t) + ST_i(t)U_i(t) + DC_i(t)(1 - U_i(t))U_i(t-1)] \right] \quad (2.1)$$

Avec :

$U_i(t)$: est l'état de l'unité i à l'instant t : un zéro signifie que la centrale est à l'arrêt, un 1 qu'elle est en fonctionnement.

$F_i(P_i(t))$: est le coût de production de l'unité i à l'instant t , dans le cas le plus fréquent :

$$(P_i(t)) = a_i + b_i P_i(t) + c_i P_i^2(t) \quad (2.2)$$

$$i=1, \dots, N$$

$$t=1, \dots, N_t$$

$ST_i(t)$: représente le coût de redémarrage de l'unité i à l'instant t , il dépend du temps pendant

lequel l'unité i a été éteinte X^{OFF} , il peut être représenté par l'une des deux formes :

a. Fonction à deux pas :

$$ST_i(t) = \begin{cases} HSC_i, & \text{Si } MDT_i \leq X_i^{off} \leq MDT_i + SC_i \\ CSC_i, & \text{Si } X_i^{off} > MDT_i + SC_i \end{cases} \quad (2.3)$$

CSC_i (Cold Start Cost) : coût de redémarrage à froid de l'unité i (DA).

HSC_i (Hot Start Cost) : coût de redémarrage à chaud de l'unité i (DA).

SC_i (Cold Start) : durée de redémarrage à froid de l'unité i (heures).

b. Fonction exponentielle :

$$ST_i(t) = b_0 \left(1 - \exp\left(-X^{OFF} / \tau\right) \right) + b_1 \quad (2.4)$$

$DC_i(t)$: représente le coût d'extinction de l'unité i à l'instant t , il est souvent constant.

2.2. Contraintes de l'engagement des unités de production

Le problème de l'Unit Commitment est lié aux contraintes suivantes :

2.2.1. Contraintes du Système

On peut représenter ces contraintes comme suit :

2.2.1.1. Demande à satisfaire

La puissance délivrée par les unités allumées doit être égale à la somme de la charge totale et les pertes :

$$\sum_{i=1}^N P_i(t) U_i(t) = P_D(t) + P_L(t) \quad (2.5)$$

$$t=1, \dots, N_t$$

2.2.1.2. Réserve à garantir

Une notion très importante est celle de la sécurité. En effet, on n'est jamais à l'abri d'une défaillance technique, et on ne peut tolérer le fait de couper l'électricité dans tout un secteur dès

qu'une unité est forcée de déclencher. Il faut donc une certaine quantité de réserves tournantes à chaque instant t notée $P_R(t)$. On considère généralement que la réserve doit assurer 10% de la demande :

$$\sum_{i=1}^N P_i^{max}(t) U_i(t) = P_D(t) + P_R(t) \quad (2.6)$$

Les pertes par le système de transmission peuvent être évaluées approximativement par :

$$P_L(t) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N P_i(t) B_{ij} P_j(t) + \sum_{i=1}^N B_{i0} P_i(t) + B_{00} \quad (2.7)$$

Avec :

P_j : Puissance minimale de l'unité j (MW).

B_{ij} : Élément (i, j) d'une matrice carrée de dimension $(N \times N)$.

B_{i0} : Élément i d'un vecteur de dimension N .

B_{00} : Pertes constantes (MW).

2.2.2. Contraintes des unités

Ces contraintes sont données comme suit :

2.2.2.1. Puissance bornée

Pour chaque unité allumée, la puissance délivrée doit être incluse entre la limite minimale et la limite maximale de génération :

$$P_i^{min} \leq P_i(t) \leq P_i^{max} \quad \text{Si } U_i(t) = 1 \quad (2.8)$$

2.2.2.2. Temps minimal d'allumage

Quand une unité est démarrée, on ne peut pas l'éteindre que si le temps de marche dépasse le temps minimal de fonctionnement de cette unité :

$$MUT_i \leq X_i^{on} \quad (2.9)$$

2.2.2.3. Temps minimal d'extinction

Quand une unité est éteinte, on ne peut pas la démarrer que si le temps d'arrêt dépasse le temps minimal d'extinction de cette unité :

$$MDT_i \leq X_i^{OFF} \quad (2.10)$$

2.2.2.4. Élévation maximale de la puissance

$$P_i(t) \leq \min(P_i^{max}, P_i(t-1) + UR_i) \quad si \quad (2.11)$$

$$U_i(t-1) = 1 \quad et \quad U_i(t) = 1$$

$$i = 1, \dots, N$$

$$t = 1, \dots, N_t$$

2.2.2.5. Chute maximale de la puissance

$$P_i(t) \geq \max(P_i^{min}, P_i(t-1) - DR_i) \quad si \quad (2.12)$$

$$U_i(t-1) = 1 \quad et \quad U_i(t) = 1$$

$$i = 1, \dots, N$$

$$t = 1, \dots, N_t$$

2.2.2.6. Autres contraintes

Il existe d'autres contraintes telles que : l'état initial des unités, les puissances initiales délivrées par les unités, la contrainte du personnel, et le fonctionnement obligatoire de certaines unités (Must-Run).

3. Techniques classiques de résolution de l'engagement :

3.1. Liste de priorités

La méthode de résolution du problème d'engagement des unités la plus "basique", consiste à la création d'une liste de priorité pour les unités génératrices. La liste de priorité pourrait être obtenue en notant le coût de production de chaque centrale lors son fonctionnement en pleine charge :

$$(a_i + b_i P_i^{max} + C_i P_i^{max^2}) / P_i^{max} \quad (2.13)$$

$$Pour : i = 1 \dots N$$

Et on met en ordre croissant les centrales dans une liste de priorité. On crée ensuite les engagements, en sélectionnant les unités dans l'ordre de la liste, et on calcule la somme des puissances minimales et maximales de ces engagements. Enfin, on détermine quels sont ceux capables de satisfaire la demande de la manière la plus économique possible. Pour terminer, on vérifie s'il n'est pas plus intéressant de maintenir certaines unités en réserve plutôt que de les arrêter complètement.

Cette méthode est une méthode simple, rapide mais la solution trouvée n'est pas toujours une solution réalisable, elle donne toujours la solution optimale si on suppose que :

- Les coûts d'extinction des unités sont nuls ;
- Les caractéristiques entrée-sortie pour chaque unité sont linéaires entre zéro et la pleine charge.
- Le coût de redémarrage est fixe.
- On ne considère que les contraintes (demande à satisfaire), (réserve) et (puissance borné).
-

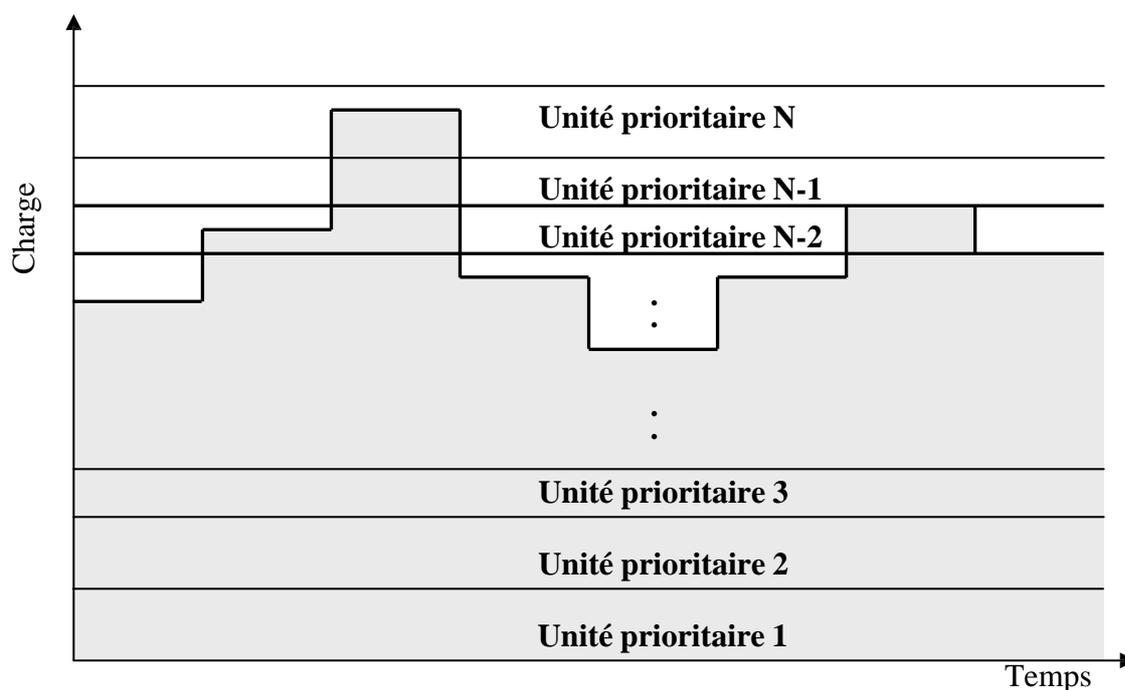


Figure 2.1 : Méthode de la liste de priorité

3.2. Programmation Dynamique

La Programmation Dynamique a été introduite la première fois en 1950 par le mathématicien américain Richard Bellman qui a décrit une façon de résoudre les problèmes d'optimisation de manière séquentielle. Durant plus de quarante années depuis son développement, le nombre d'usages et d'applications de Programmation Dynamique a augmenté énormément.

La programmation dynamique est une méthode d'optimisation opérant par phases (ou séquences) dont l'efficacité repose sur le principe: toute politique optimale est composée de sous-politiques optimales

3.2.1. Méthodologie

La programmation dynamique consiste en un algorithme récursif parcourant le problème d'heure en heure. On distingue la programmation dynamique en avant '*forward dynamic programming*' et la programmation dynamique en arrière '*backward dynamic programming*' suivant que l'on parcourt le problème dans un sens ou dans l'autre. Le principe est que l'on part d'un état optimal et que l'on trouve l'optimal à l'heure précédente/suivante en utilisant le '*backward*'/'*forward*', c'est-à-dire que l'on va tester où est-ce qu'on pouvait être à l'heure d'avant pour atteindre l'optimal (*backward*), ou où est-ce que l'on sera à l'heure d'après en partant de l'optimal (*forward*) et trouver ainsi un nouvel état optimal. On procède ainsi de suite de proche en proche, sans oublier qu'il y aura nécessairement des conditions à l'arrivée qu'il faudra respecter.

Bien que cet algorithme permette de trouver la solution optimale, la prise en compte de toutes les combinaisons réalisables n'est possible qu'avec des parcs ne comportant qu'un faible nombre d'unités. On peut toute fois l'accélérer en limitant l'espace de recherche. Il s'agit donc de trouver un compromis entre optimalité et temps de calcul.

Pour chaque étape, il existe 2^N-1 combinaisons possibles. Si les contraintes sont imposées, le nombre de combinaisons possibles se réduit, les étapes de la programmation dynamique sont :

1. Trouver pour chaque période toutes les combinaisons possibles qui satisfont les contraintes : somme de puissances maximales des unités allumées doit être supérieure ou égale à la somme de la charge et du réserve et somme de puissances minimales des unités allumées doit être inférieure ou égale à la somme de la charge et du réserve.
2. Calculer le coût de production total pour toutes les combinaisons possibles à chaque étape.
3. Depuis la première étape, établir tous les chemins possibles qui satisfont les contraintes : le temps pendant lequel les unités sont allumées doit être supérieur ou égal au temps minimal d'allumage et le temps pendant lequel les unités sont éteintes doit être supérieur ou égal au temps minimal d'extinction.
4. Calculer le coût de production total pour chaque chemin possible, il est égal à la somme des productions pour chaque étape plus les coûts de redémarrage et les coûts d'extinction de toutes les unités.
5. Établir la planification optimale correspondant au chemin le moins coûteux.

3.2.2. Types de programmation dynamique

Il y a deux types de programmation dynamique suivant qu'il parcourt le problème dans un sens ou dans l'autre:

Programmation Dynamique en Arrière (*Backward Dynamic Programming*).

Programmation Dynamique en Avant (*Forward Dynamic Programming*).

3.2.2.1. Programmation Dynamique en Arrière

a. Principe

C'est la première approche de la programmation dynamique, la solution commence par le dernier intervalle et termine par le premier intervalle considéré. On définit un état comme la combinaison des unités allumées et éteintes.

Les équations de la programmation dynamique pour le calcul de coût de production total minimal durant l'intervalle K sont données par :

$$F_{cost}(K, I) = \min_{\{J\}} [P_{cost}(K, I) + S_{cost}(K, I : K + 1, J) + F_{cost}(K + 1, J)] \quad (2.14)$$

$$F_{cost}(M, I) = P_{cost}(M, I) \quad (2.15)$$

Avec:

M : Nombre d'intervalles de temps.

$F_{cost}(K, I)$: Coût de production total minimal de l'état I dans l'intervalle K jusqu'au dernier intervalle M .

$P_{cost}(K, I)$: Coût de production minimal qui alimente la charge durant l'intervalle K avec l'état I , il est obtenu en calculant la répartition économique des unités allumées à l'état I .

$S_{cost}(K, I : K + 1, J)$: Coût de transition de l'état I dans l'intervalle K vers l'état J dans l'intervalle $K + 1$ (coûts de redémarrage et d'extinction des unités).

$\{J\}$: est l'ensemble des états réalisables dans l'intervalle $K + 1$.

b. Algorithme

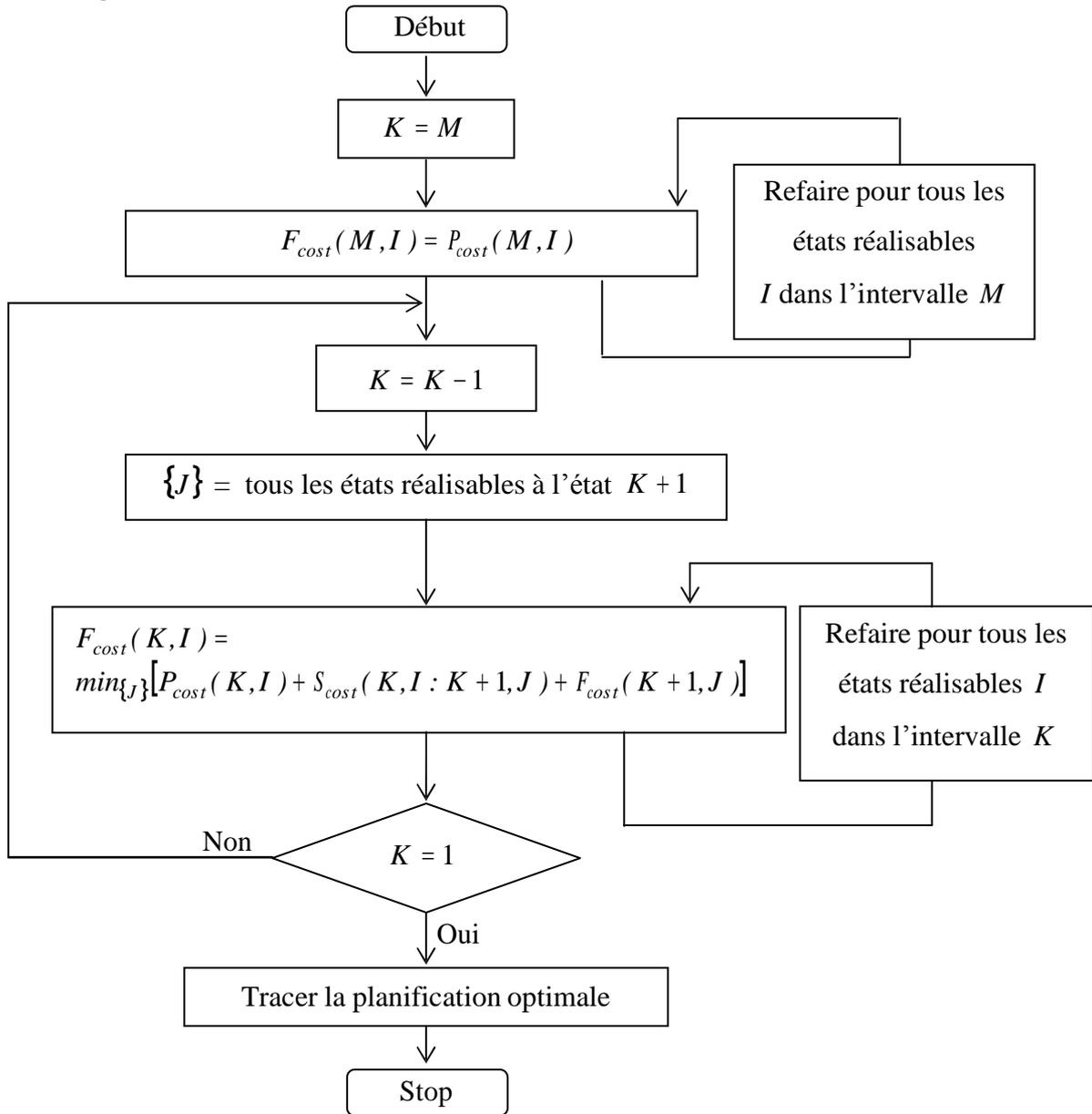


Figure 2.2 : Algorithme de la Programmation dynamique en arrière.

3.2.2.2. Programmation Dynamique en Avant

a. Principe

La Programmation Dynamique en arrière ne couvre pas beaucoup de situations pratiques. Par exemple si le coût de redémarrage d'une unité est une fonction du temps pendant lequel l'unité est hors ligne, dans ce cas la Programmation Dynamique en Avant est plus convenable puisque à chaque étape, on peut calculer ce temps.

Les équations de la programmation dynamique pour le calcul de coût de production total minimal durant l'intervalle K sont données par :

$$F_{cost}(K,I) = \min_{\{L\}} [P_{cost}(K,I) + S_{cost}(K-1,L : K,I) + F_{cost}(K-1,L)] \quad (2.16)$$

$F_{cost}(K, I)$: Coût de production total minimal depuis l'état initial jusqu'à l'arrivée à l'état I dans l'intervalle K .

$P_{cost}(K, I)$: Coût de production total minimal qui alimente la charge durant l'intervalle K avec l'état I , il est obtenu en calculant la répartition économique des unités allumées à l'état I .

$S_{cost}(K - 1, L : K, I)$: Coût de transition de l'état L dans l'intervalle $K - 1$ vers l'état I dans l'intervalle K (coûts de redémarrage et d'extinction des unités).

b. Algorithm

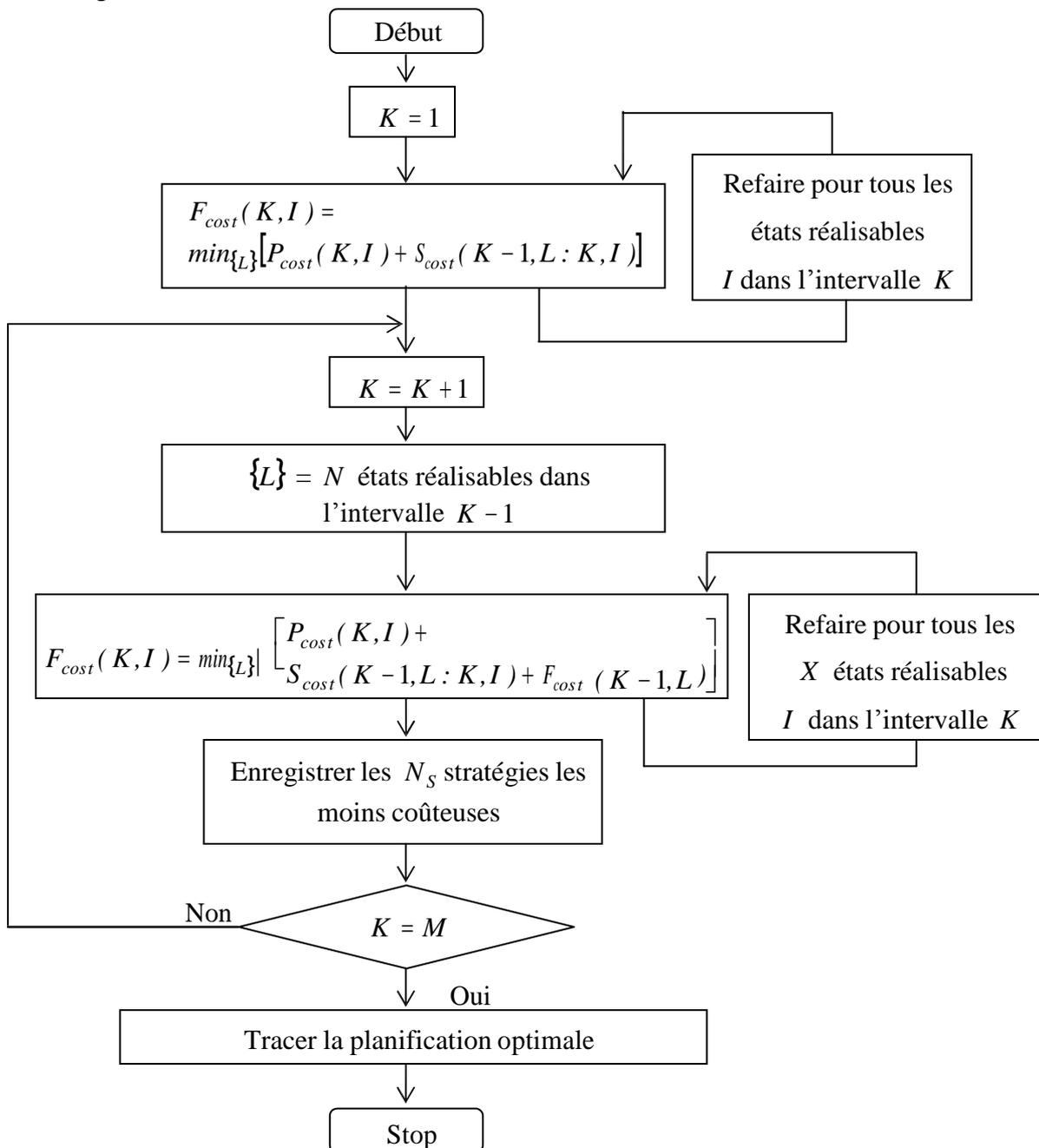


Figure 2.3: Algorithme de la programmation dynamique en avant.

3.2.3. Limitation de l'espace de recherche

Bien que la méthode de la programmation dynamique permette de trouver la solution optimale, la prise en compte de toutes les combinaisons n'est possible qu'avec des parcs ne comportant qu'un faible nombre d'unités. On peut toutefois l'accélérer en limitant l'espace de recherche. Il s'agit donc de trouver un compromis entre optimalité et temps de calcul.

Dans la programmation dynamique en avant, on appelle une *stratégie* la transition, ou chemin depuis une combinaison à une heure donnée vers une autre combinaison à l'heure suivante.

Deux autres variables seront introduites (figure 2.4).

X : nombre d'états possibles à chaque période.

N_S : nombre de stratégies, ou chemins, enregistrés à chaque étape.

Ces variables permettent un contrôle de l'effort de calcul, le maximum de X et N_S , est $2^N - 1$. Réduire le nombre N_S veut dire qu'on se débarrasse des stratégies les plus chères, et on ne sauvegarde que les N_S stratégies les moins chères.

Il n'y a aucune assurance que la planification optimale sera trouvée si on réduit le nombre de stratégies : seulement l'expérience peut indiquer l'erreur associée à la limitation du nombre de stratégies.

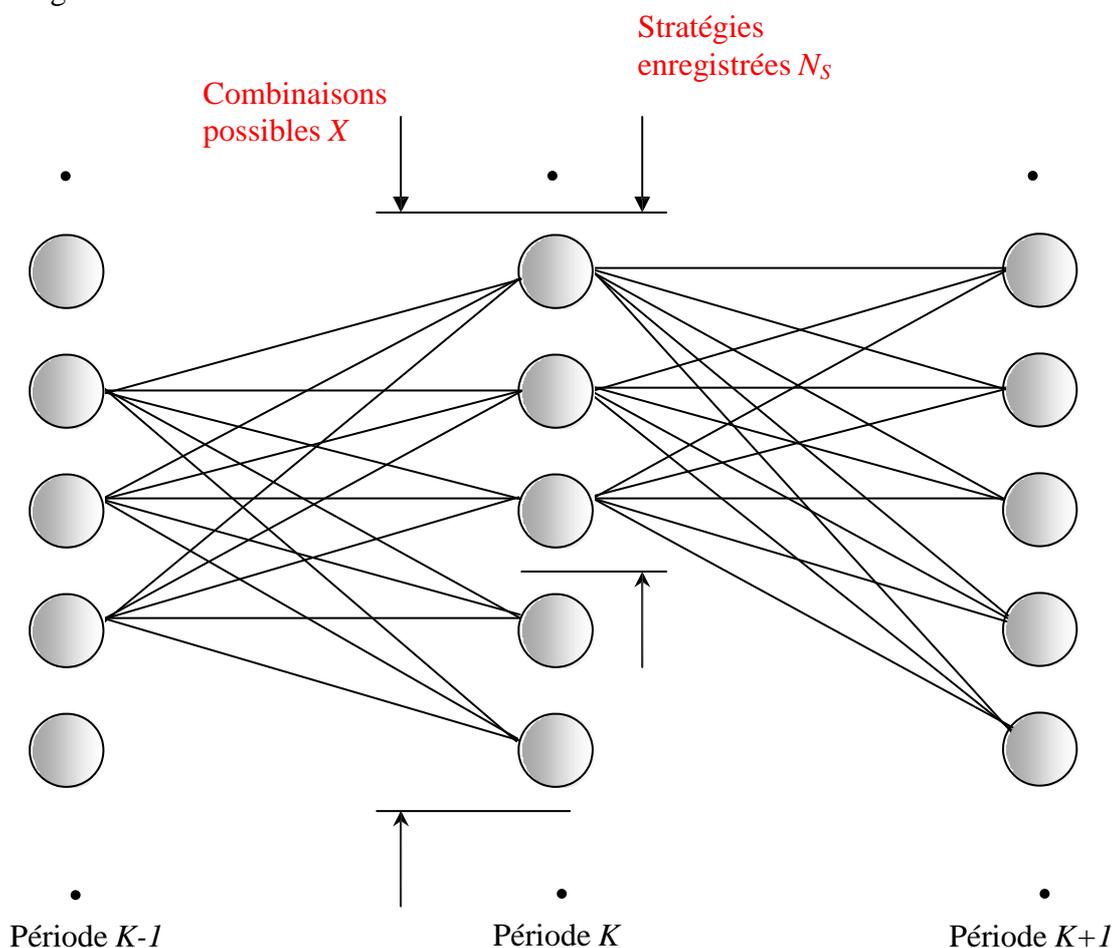


Figure 2.4 : Restriction des chemins de recherche avec $N_S=3$ et $X=5$.

3.3) Relaxation Lagrangienne

Pour des systèmes de grande taille, la méthode de la programmation dynamique échoue en raison de l'augmentation de la taille de l'espace de solution d'une manière exponentielle avec le nombre de périodes de temps (heures) et des unités du système.

La relaxation lagrangienne a été appliquée avec succès sur le problème de l'Unit Commitment pendant des années et elle a démontré sa performance de résoudre ce problème pour les systèmes de grandes tailles (Bertsekas *et al.*, 1983; Muckstadt and Koenig, 1977)

3.3.1) Principe

La relaxation Lagrangienne est une manipulation classique en optimisation sous contraintes. Elle permet d'obtenir des bornes de la valeur optimale de certains problèmes d'optimisation combinatoire dure. L'idée consiste à *relaxer* (supprimer) une partie des contraintes (en principe, celles qui rendent le problème compliqué) qui sont introduites dans la fonction objective sous la forme d'une pénalité qui combine linéairement les contraintes relaxées. Les coefficients de cette combinaison linéaire sont appelés les variables duales associées à la relaxation Lagrangienne.

Le problème de l'engagement des unités a deux types de contraintes : contraintes séparables et contraintes couplantes. Les contraintes séparables sont par exemple les capacités des unités et les temps minimaux d'arrêt et les temps minimaux de redémarrage, ces contraintes sont propres à chaque unité toute seule. D'autre part, les contraintes couplantes couplent les unités entre elles, c'est-à-dire que le changement dans une unité affecte les autres unités, ces contraintes sont par exemple les contraintes 1 (Demande) et 2 (Réserve).

Le principe retenu consiste donc à traiter chaque unité séparément en :

- dualisant les contraintes couplantes.
- résolvant le problème relâché par Programmation Dynamique.

La méthode de la relaxation Lagrangienne consiste à relaxer les contraintes couplantes (demande et réserve) et les incorporer dans la fonction objective (équation de Lagrange) en pénalisant si ces contraintes ne sont pas respectées. De cette manière la fonction objective peut être séparée en deux fonctions indépendantes pour chaque unité. La méthode de relaxation lagrangienne se propose donc de scinder le problème et de procéder par itération. Dans un premier temps, on relâche les contraintes "couplantes" (demande et réserve), ce qui nous permet de résoudre le problème unité par unité.

Dans un second temps, en exploitant les résultats du problème dual, à savoir les unités en fonctionnement, on effectue une répartition économique heure par heure. S'il reste de la demande ou de la réserve non satisfaite, une pénalité importante est infligée.

Ce sous-problème est appelé problème primal et son coût J^* , *valeur primale*. Il est exprimé de la manière suivante :

$$J^* = \min_{P_i(t)} \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i=1}^N [F_i(P_i(t)) + S_i(t)] U_i(t) \tag{2.19}$$

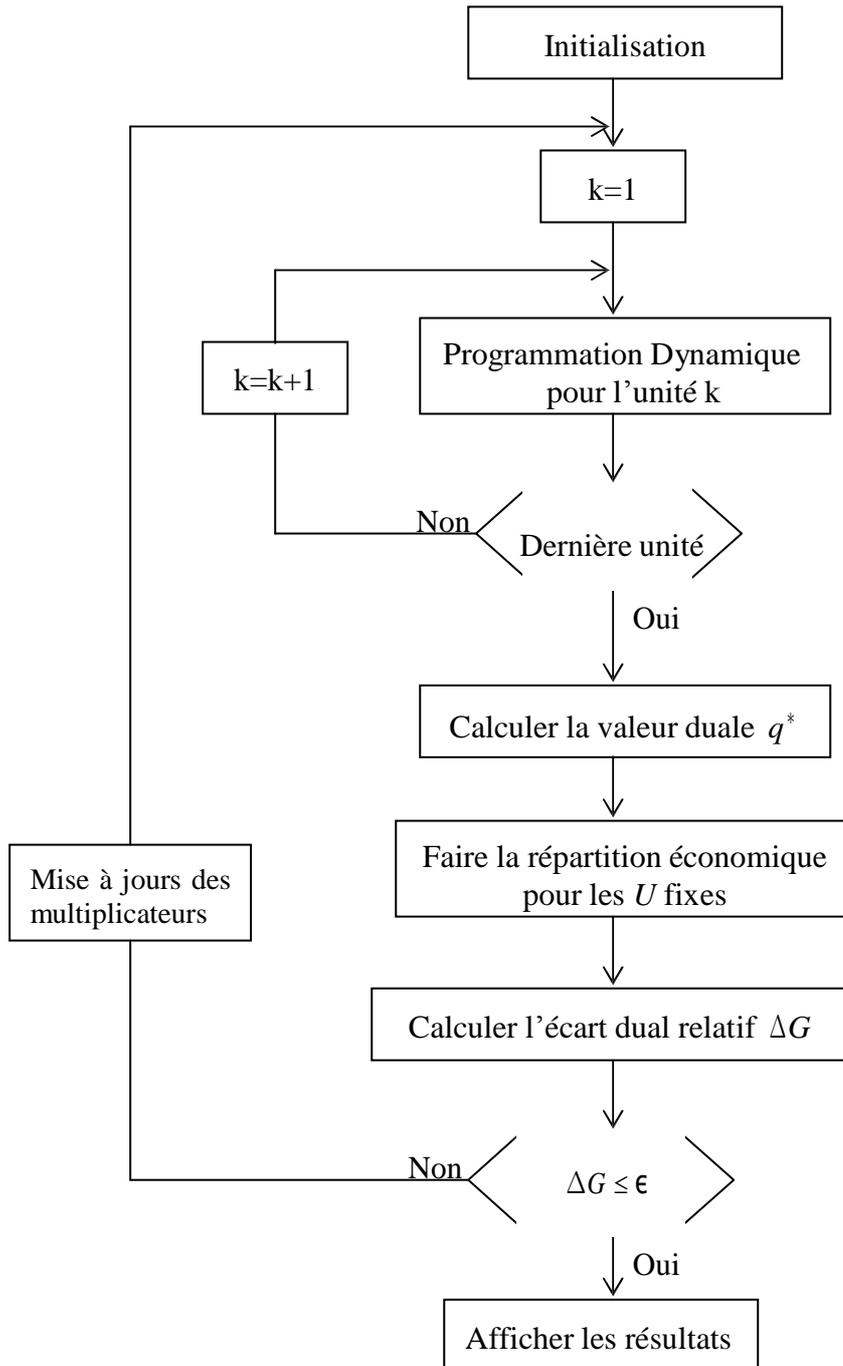


Figure 2.5 Procédure de la relaxation Lagrangienne

4. Techniques avancées de résolution de l'engagement des unités :

4.1. Métaheuristiques

Les métaheuristiques forment une famille d'algorithmes d'optimisation (également appelés algorithmes d'approximation) visant à résoudre des problèmes d'optimisation difficile issus de la recherche opérationnelle pour lesquels on ne connaît pas de méthode classique plus efficace. Elles permettent de résoudre des problèmes d'optimisation auxquels les ingénieurs et les décideurs sont régulièrement confrontés. Les métaheuristiques sont généralement des algorithmes stochastiques itératifs, qui progressent vers un optimum par échantillonnage d'une fonction objectif.

L'exécution des métaheuristiques se déroule en trois phases :

- Diversification
- Intensification
- Mémoire

La diversification permet de bien couvrir l'espace des solutions, et de déterminer les zones « prometteuses » ; l'intensification permet d'approfondir la recherche, à l'intérieur de chacune des zones prometteuses localisées.

La mémoire est le support de l'apprentissage permettant à l'algorithme de ne tenir compte que des zones où l'optimum est susceptible de se trouver et de garder en mémoire les résultats passés pour guider l'optimisation aux itérations suivantes.

Les métaheuristiques progressent itérativement et alternativement entre les phases de diversification, d'intensification et d'apprentissage. La phase originale est souvent choisie aléatoirement puis l'algorithme continue jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt (fonctions objectifs = optimums) soit atteint.

Les métaheuristiques sont souvent inspirées par des systèmes naturels, qu'ils soient pris en physique (cas du recuit simulé), en biologie de l'évolution (cas des algorithmes génétiques) ou encore en éthologie (cas des algorithmes de colonies de fourmis ou de l'optimisation par essaims particuliers).

4.2. Recuit Simulé (RS)

4.2.1. Principe

Le Recuit Simulé (*Simulated Annealing*) a été proposé par les physiciens Kirkpatrick, Gelatt et Vacchi en 1983. Le recuit s'inspire de méthodes de simulation de Metropolis (années 50) en mécanique statistique. L'analogie historique s'inspire du *recuit des métaux (annealing)* en métallurgie : un métal refroidi trop vite présente de nombreux défauts microscopiques, c'est l'équivalent d'un minimum local pour un problème d'optimisation combinatoire. Si on le refroidit lentement, les atomes se réarrangent, les défauts disparaissent, et le métal a alors une structure très ordonnée, équivalente du minimum global pour un problème d'optimisation combinatoire (figure 2.6).

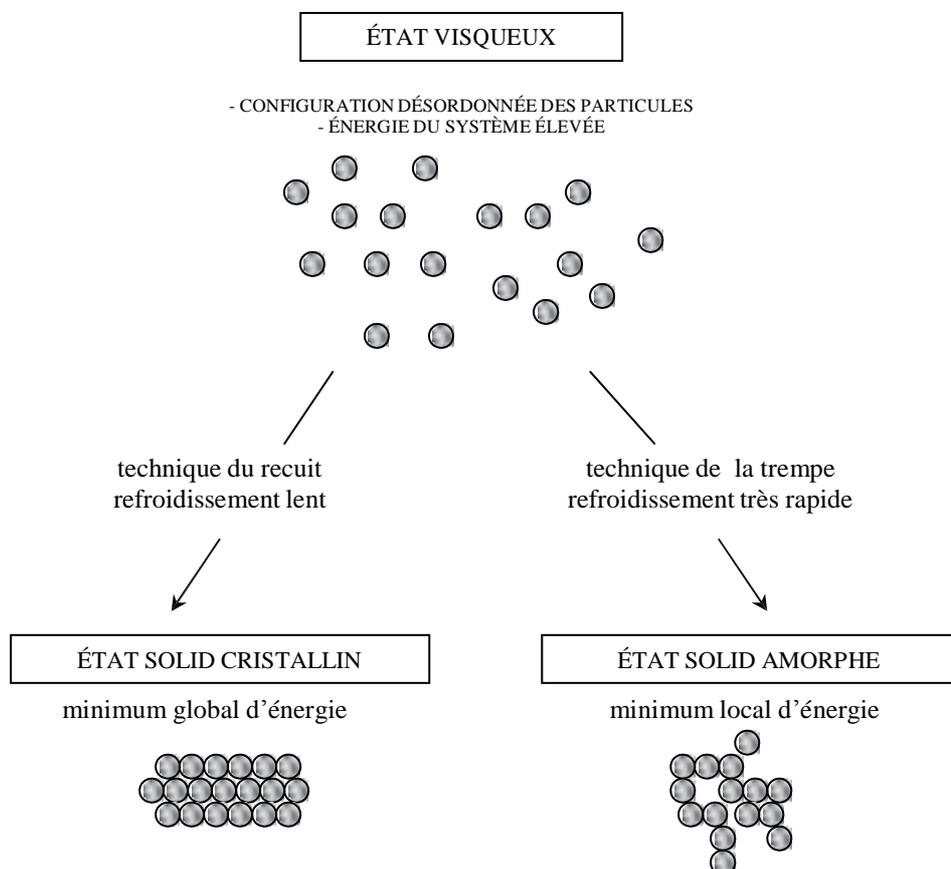


Figure 2.6 : Comparaison des techniques du recuit et de la trempe.

Une autre analogie est de voir l'ensemble des solutions comme un paysage de montagne comme la figure 2.10. Une pierre lâchée dans un tel paysage va glisser dans le premier creux venu : c'est l'analogie d'une recherche locale simple. Une balle élastique peut, au contraire, rebondir et contourner les obstacles. L'énergie initiale de la balle va diminuer lentement à chaque rebond, et la balle finira plus bas que la pierre, du moins en probabilité.

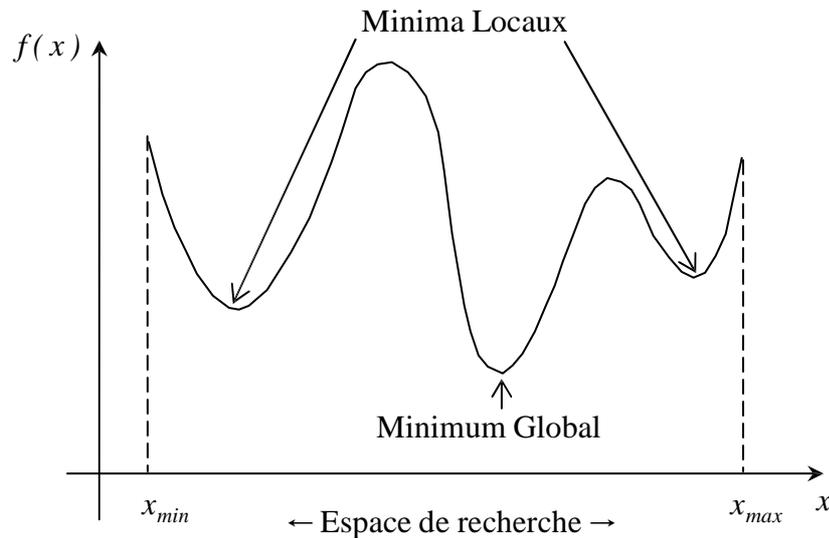


Figure 2.7 : Minima locaux et minimum global.

Le recuit simulé en optimisation combinatoire n'a plus qu'un lointain rapport avec la thermodynamique. L'énergie du système est représentée par un réel arbitraire T , la **température**. A partir d'une recherche locale quelconque pour un problème, on obtient une méthode de recuit comme suit (on part toujours d'une solution réalisable initiale s) :

- On tire *au sort* une transformation $s \rightarrow s', s' \in V(s)$, au lieu de chercher la meilleure ou la première solution voisine améliorante comme une recherche locale classique.
- On calcule la *variation de coût* $\Delta f = f(s') - f(s)$.
- Si $\Delta f \leq 0$, le coût diminue et on effectue la transformation améliorante comme dans une recherche locale ($s := s'$).
- Si $\Delta f > 0$, le coût remonte, c'est un rebond, On calcule une *probabilité d'acceptation* $pa = \exp(-\Delta f / T)$, puis on tire au sort p dans $[0, 1]$. Si $p \leq pa$, la transformation est déclarée *acceptée*, bien qu'elle dégrade le coût, et on fait ($s := s'$). Sinon, la transformation est *rejetée* : on garde s pour l'itération suivante.

Pour assurer la *convergence* (analogie avec la balle qui rebondit de moins en moins), T est diminuée lentement à chaque itération, par exemple $T = k.T$, $k = 0.999$ par exemple. On peut aussi décroître T par paliers. Pour être efficace, un recuit doit diminuer T assez lentement, en plusieurs milliers ou dizaines de milliers d'itérations. Il dure en tout cas beaucoup plus longtemps qu'une recherche locale, puisque les transformations améliorantes de cette dernière sont diluées parmi de nombreux rebonds.

On s'arrête quand T atteint un seuil fixe ϵ , proche de 0.

4.3. Méthode de recherche taboue (RT)

4.3.1. Principe

Les méthodes Taboues (*tabu search*) ont été proposées par Glover en 1986 . Elles sont de conception plus récente que le recuit. Elles ont trois caractéristiques fondamentales :

- A chaque itération, on examine complètement le voisinage $V(s)$ de la solution actuelle s , et on va sur la meilleure solution s' , même si le coût remonte.
- On s'interdit de revenir sur une solution visitée dans un passé proche grâce à une liste taboue TL (*tabu list*) de longueur limitée NT , qui stocke de manière compacte les NT dernières solutions visitées. On cherche donc s' dans $V(s) - T$.
- On conserve en cours de route la meilleure solution trouvée s^* car, contrairement au recuit, c'est rarement la dernière. On stoppe après un nombre maximal $NMax$ d'itérations, ou après un nombre maximal d'itérations sans améliorer la meilleure solution, ou quand $V(s) - T = \emptyset$. Ce dernier cas, très rare, ne peut se produire que sur de très petits problèmes, pour lesquels le voisinage tout entier peut être enfermé dans TL .

Au cours de sa progression, une méthode taboue échappe ainsi aux minima locaux : même si s est un minimum local, l'heuristique va s'échapper de la région $V(s)$ en empruntant un col. En début de calcul, la méthode trouve une suite de solutions améliorées, comme une recherche locale. On voit ensuite le coût osciller, puis redescendre vers un meilleur minimum local. Les améliorations deviennent de plus en plus rares au cours des itérations.

4.3.2. Liste taboue TL

Glover a montré qu'une liste taboue de taille $NT = 7$ à 20 suffit en pratique pour empêcher l'algorithme de boucler en revenant sur une solution déjà visitée. TL fonctionne donc comme une sorte de *mémoire à court terme*. A chaque itération, la NT -ième solution de TL (la plus ancienne) est écrasée par la dernière solution examinée. En pratique, TL se gère simplement avec une structure de *fichier (file)*.

Une technique simple pour gérer la liste taboue est d'interdire de repasser par les NT dernières valeurs de la fonction objectif : il suffit de stocker uniquement le coût entier des NT dernières solutions, les résultats peuvent être honorables, sauf si la fonction objectif prend relativement peu de valeurs différentes.

5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exposé la formulation mathématique de la fonction objective et les différentes contraintes du problème d'engagement des unités de production d'une centrale thermique. Ensuite, les différentes techniques classiques utilisées pour la résolution de ce problème telles que la méthode de la liste de priorité, la programmation dynamique en avant et en arrière ont été détaillées.

Puisque pour les systèmes de grandes tailles, la méthode de programmation dynamique échoue en raison de l'augmentation de la taille de l'espace de solutions d'une manière exponentielle avec le nombre de périodes de temps (heures) et des unités du système, nous avons alors présenté la méthode de relaxation lagrangienne qui permet la résolution des problèmes de grandes tailles. Malheureusement, la solution fournie par cette méthode n'est pas toujours optimale.

Les métaheuristiques forment une famille d'algorithmes d'optimisation visant à résoudre des problèmes d'optimisation difficile. Pour résoudre le problème de l'engagement des unités de production, nous avons proposé d'utiliser deux métaheuristiques de base, le recuit simulé et la recherche taboue ainsi qu'une hybridation de ces deux métaheuristiques. Cette dernière accepte une solution plus mauvaise dans l'espoir qu'à partir de celle-ci on puisse trouver une solution encore meilleure et interdise de reprendre des solutions récemment visitées ce qui nous assure de ne pas boucler sur les mêmes solutions.

MODELISATION DE L'ECHANGE ECONOMIQUE

1. Introduction :

Dans ce chapitre nous allons Modéliser dans un première temps le Problème de l'échange économique d'électricité qui se fait par le biais d'un réseau interconnecté et selon les procédures de marché bilatérale d'électricité, Cette énergie est utilisée dans le but d'assisté la compagnie en déficit. Il est plus intéressant d'accomplir cet échange de manière économique c'est-à-dire de programmer la vente du bloc d'énergie de sorte que le coût de production soit inférieur au prix moyen de vente.

Et ensuite dans un deuxième temps nous allons décrire la principale méthode de traitement de congestion basé sur l'usage de l'écoulement de puissance optimale (OPF) , Nous ne discuterons pas ici des techniques traditionnelles utilisées en temps réel pour éliminer les surcharges sur le réseau, telles que les reconfigurations de réseau ou délestages de charge, Ces méthodologies ont en effet été largement utilisées sous les monopoles régulés Toute méthode de traitement des congestions inclue obligatoirement un modèle de calcul de répartition de charge. Dans ce chapitre, la méthode de traitement de congestion présentée sera décrite à l'aide du modèle de calcul de répartition de charge dit « à courant continu » ou modèle DC. Ce modèle est décrit en détail dans l'Annexe 1, où les raisons du choix de ce modèle sont aussi explicitées.

2. But de l'échange économique :

Parmi les avantages potentiels de l'échange économique, on peut citer:

- ❖ L'utilisation des centrales les moins coûteuses (surtout les centrales à gaz).
- ❖ Des échanges plus faciles avec les pays voisins.
- ❖ Des marges de puissance plus faibles pour les centrales (grâce aux interconnexions et au décalage des heures de pointe).
- ❖ Une implantation optimale des centrales.
- ❖ Des choix des combustibles les plus économiques.
- ❖ Une plus grande efficacité dans les investissements et l'exploitation des centrales.
- ❖ compenser la défaillance brutale d'un équipement de production ou de transport d'électricité en faisant appel aux producteurs et transporteurs des pays voisins.

3. Modélisation du problème de l'échange :

Le but de modélisation du problème de l'échange économique d'électricité est de calculer les différents paramètres du système :

- ✓ Les puissances générées P_g .
- ✓ Le prix de vente S correspond à chaque échange.
- ✓ Le bénéfice REV de système vendeur.
- ✓ L'économie ECO du système acheteur.
- ✓ Le Bloc de puissance P_{ex} optimale correspond à chaque échange.

4. Formulation de l'échange d'électricité :

4.1. Prix moyen de vente :

Lors de l'échange économique, la génération doit satisfaire la demande, les pertes de transmission et la demande extérieur. En terme mathématique cela s'écrit comme suit :

$$\sum_{i=1}^M P_i = P_d + P_t + P_{ex} \quad (3.1)$$

Où :

P_i : Puissance produite par la centrale i .

P_d : Puissance demandé.

P_t : Pertes de transmission.

P_{ex} : Puissance à vendre à un réseau extérieur.

Soit un réseau électrique A est suscité de vendre en bloc une puissance P_{ex} en [MW] pour une période de H heurs à son voisin réseau B comme il est indiqué dans la figure ci-dessous :

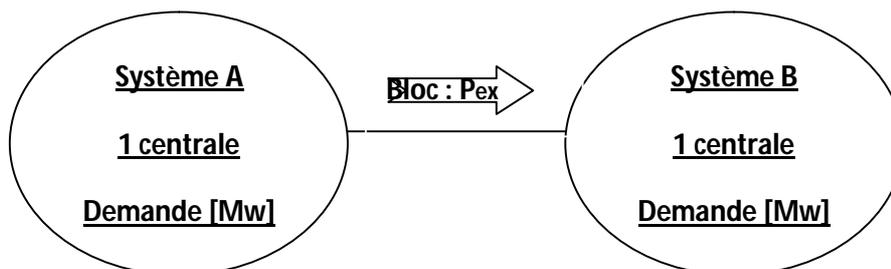


Fig.3.1 : configuration des réseaux A et B.

Nous définissons le prix moyen de vente de cette façon :

$$c = \frac{b}{P_{ex} \cdot H} \quad (3.2)$$

Avec b étant le prix de vente de bloc de puissance à l'heure H , ce prix de vente est déterminé par l'application du prix à l'épargne divisé tiré de la relation (3.3).

En connaissant le coût incrémental en $[DA/MWh]$, le coefficient des pertes de transmission et l'historique de la demande du réseau électrique A , il est économiquement avantageux pour le réseau électrique A de vendre en bloc au réseau électrique B au prix b .

4.1.1. La politique du prix à "épargne divisé"

dans le but d'avoir une division équitable des économies entre les deux systèmes, ces derniers doivent appliquer la politique du prix à l'épargne divisé dans les contrats bilatéraux, alors la relation est donnée comme suit :

$$S = \frac{1}{2} ACR_i + 1/2 EP_i \quad (3.3)$$

4.2. Revenu du système vendeur

Le système A doit vendre son bloc d'énergie avec un prix supérieur au coût de production. Pour avoir le bénéfice, il faut calculer le revenu, si ce dernier est positif donc le système A a eu un bénéfice, mais dans le cas contraire le système A n'a pas un bénéfice. Alors le revenu REV est calculé comme suit :

$$REV = S - ACR_i \quad (3.4)$$

Avec ACR étant l'accroissement de coût de production correspondant à la centrale i , son relation est donnée comme suit :

$$ACR_i = C_i^+ - C_i^- \quad (3.5)$$

Où :

C_i^+ : Le Coût de la production de la centrale i après l'exportation.

C_i^- : Le coût de la production de la centrale i avant l'exportation.

4.3. Economie du système acheteur

Le réseau B désire acheter l'énergie soit dans le cas de secours (la perte d'une unité, tombe en panne) ou dans le cas où leur coût de production est supérieur au prix d'achat, l'économie est calculée comme suit :

$$ECO = C_i^- - C_i^+ \quad (3.6)$$

Où :

C_i^- : Le coût de la production de la centrale i avant l'importation.

C_i^+ : Le Coût de la production de la centrale i après l'importation et il représente l'épargne du système son relation est donnée comme suite :

$$EPR = C_i^+ = CN_i + S \quad (3.7)$$

Avec CN_i étant le Coût de production en fonctionnement normale.

5. Généralisation de l'échange :

Dans le système précédent, le nombre des équitations économique est 5 en tout, mais en réalité chaque système contient plusieurs centrales électriques et fonctionne avec une courbe de charge dont la puissance demandé varie de période à l'autre et avec différentes blocs de puissances à échangé, ceci permet de trouver la valeur de bloc de puissance optimale à l'heur H avec un bénéfice maximale, cependant, il est possible de représenter le système de N centrales et M blocs sous forme des matrices.

Les équations de l'échange économique pour N puissance demandée et P blocs deviennent comme suit

$$ACR_i(N, P) = C_i^+(N, P) - C_i^-(P) \quad (3.8)$$

$$EP(N, P) = C_i^+ = CN_i(N) + S(N, P) \quad (3.10)$$

$$S(N, P) = \frac{1}{2} ACR_i(N, P) + 1/2 EP_i(N, P) \quad (3.9)$$

$$ECO(N, P) = C_i^-(N) - C_i^+(N, P) \quad (3.11)$$

$$REV(N, P) = S(N, P) - ACR_i(N, P) \quad (3.12)$$

Avec :

N= Nombre d'intervalle du temps.

P= Nombre de Bloc de puissance à échanger.

6. Calcul de bénéfice optimal :

La relation qui détermine le bénéfice optimale est donnée comme suite :

$$Bnf_N^{opt} = \min_N \{S(P) - ACR_i(P)\} \quad (3.13)$$

Où :

Bnf_N^{opt} : étant le bénéfice optimale pour à une puissance demandé Pd_N .

7. Algorithme du problème de l'échange par l'approche de programmation dynamique en arrière :

Les étapes de base de l'algorithme montré dans la figure (3.2) se résument par :

Etape 1 : Résoudre le problème de l'unit Commitment (section 2), pour obtenir les puissances générées. Pour les deux systèmes, pour chaque demande N et bloc P.

Etape 2 : Calcul de l'accroissement du système vendeur par Eq (3.8).

Etape 3 : Calculer L'épargne du système acheteur par Eq (3.9).

Etape 4 : Calculer le prix de vente du système par Eq (3.10).

Etape 5 : Calculer l'économie du système acheteur par Eq. (3.11).

Etape 6 : Calcul du revenu du système vendeur par Eq (3.12).

Etape 7 : trouver la valeur du bénéfice optimale par Eq (3.13).

Etape 8 : afficher les résultats.

8. Traitement de l'échange avec congestion

8.1. Un outil généralisé d'optimisation de la production l'OPF

L'OPF est une technique utilisée depuis plus de 35 ans dans le secteur électrique. Son but est de déterminer une répartition de charge optimale du point de vue des coûts de production, tout en respectant des contraintes techniques liées au fonctionnement du réseau. Avant la dérégulation, le coût total de production à minimiser était calculé à partir du coût de chaque unité de production (pour une tranche horaire donné) qui est fonction de la puissance de sortie de l'unité de production. Les fonctions de coût individuelles de chaque générateur étaient Basées sur :

- la caractéristique d'entrées-sorties donnant pour chaque unité l'équivalence thermique de l'énergie électrique produite
- les coûts de combustible

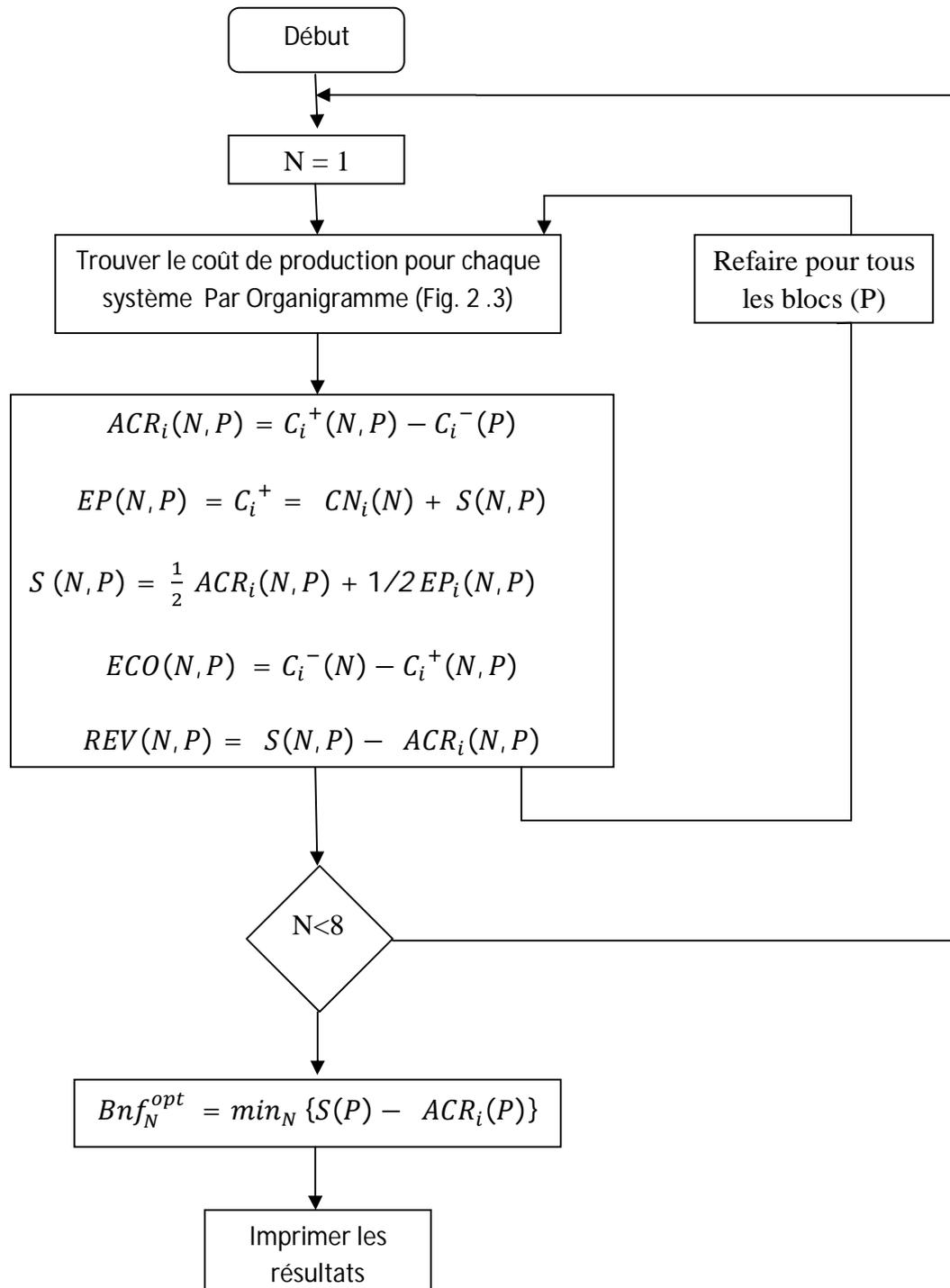


Figure 3.2 : Algorithme de calcul de bénéfice optimal.

L'OPF minimise les coûts de production tout en satisfaisant la demande, comme cela se fait dans le modèle pool classique. Toutefois, cette optimisation devra tenir compte du

fonctionnement du réseau et des contraintes imposées sur les ouvrages de transport. Ces contraintes peuvent alors entraîner une différenciation géographique du prix de l'énergie. Le marché spot peut alors être vu comme une bourse de l'électricité, mais dont le prix peut varier géographiquement. L'OPF traite le marché spot et les contraintes techniques du système au sein d'un même processus d'optimisation ; ainsi, son usage implique l'existence d'un 34 opérateur du système mixte qui a à la fois la responsabilité de la gestion du système et celle du marché spot (à l'exemple de l'opérateur américain PJM).

L'OPF peut être formulé de cette manière à l'aide du modèle DC (Annexe1) pour un réseau à N nœuds :

8.2. Fonction Objectif de l'optimisation :

Minimiser les coûts⁷ totaux de production dans le cadre du marché spot :

$$\text{Min} \sum_i C_i(P_{Gi}) \quad (3.14)$$

Où :

$C_i(P_{Gi})$: Offre du producteur donnant le prix proposé en fonction d'une quantité $G_i P$ offerte sur le marché spot.

P_{Gi} : Production de puissance au nœud i

8.3. Contraintes à respecter :

Equations du calcul de répartition de charge (modèle DC)

$$P = B * \theta \quad (3.15)$$

$$P = P_G - P_c \quad (3.16)$$

$$P_{ij} = H * \theta \quad (3.17)$$

Avec :

P : vecteur des injections de puissance nettes nodales de dimension N .

B : matrice des admittances nodales du réseau de dimension $N*N$.

θ : Vecteur des phases des tensions nodales de dimension N .

P_G, P_c : Vecteur des productions nodales et des charges nodales de dimension N .

P_{ij} : Vecteur des transits (puissance active) de dimension Nb .

H : matrice de dimension Nb*N reliant les phases des tensions nodales du réseau aux transits de puissance.

i. Equilibre production-consommation

$$\sum_i P_{Gi} - \sum_j P_{Cj} = 0 \quad (3.18)$$

ii. Limites imposées aux lignes

$$-P_{ij}^{\max} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{\max} \quad (3.19)$$

iii. Limites imposées aux productions

$$P_G^{\min} \leq P_G \leq P_G^{\max} \quad (3.20)$$

Avec :

P_G^{\min} , P_G^{\max} : vecteurs donnant la quantité de production minimum et maximum offerte par chaque producteur .

P_{ij}^{\max} : Vecteur donnant les limites maximales de transit imposées à chaque ligne.

Les offres des producteurs doivent être linéaires, et sont mises le plus souvent sous une forme quadratique :

$$C_i(P_{Gi}) = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad (3.21)$$

Avec a_i , b_i , c_i des constantes fixées par le producteur i

L'usage de l'OPF dans un contexte dérégulé s'accompagne d'une tarification dite *marginale* ou *nodale*. Cette méthode est notamment appliquée aux Etats-Unis, mais aussi en Argentine, au Chili et en Nouvelle-Zélande. Il s'agit de fixer en chaque nœud du réseau un prix auquel sera vendu où acheté l'énergie. Les paiements sont en outre centralisés par l'opérateur du système. Ces prix nodaux sont tirés des multiplicateurs de Lagrange du problème d'optimisation. En effet, tout problème d'optimisation revient en réalité à minimiser une fonction objective à laquelle on associe les contraintes à respecter. La fonction résultante se nomme le Lagrangien.

(3.22)

$$\Gamma = \sum_i C_i(P_{Gi}) - (B * \theta - P) - \gamma(\sum_{k \in N} P_{Gk} - \sum_{k \in N} P_{Ck}) - \mu(P_{ij}^{\max} - H * \theta) - \nu(H * \theta - P_{ij}^{\max}) - \alpha(P_G^{\max} - P_G) - \beta(P_G - P_G^{\min})$$

Où :

λ : Vecteur des multiplicateurs associés aux équations du calcul de répartition en chaque nœud de dimension N .

γ : Multiplicateur associé à l'équilibre production-consommation.

μ, ν vecteurs des multiplicateurs associé aux contraintes sur les transits.

α, β vecteurs des multiplicateurs associés aux contraintes sur les unités de production.

8.4. Calcul des prix nodaux :

Les prix nodaux sont définis comme le coût incrémental induit pour satisfaire une unité de consommation supplémentaire en chaque nœud k :

$$\rho_k = \frac{\partial \Gamma}{\partial P_{Ck}} = -\lambda_k + \gamma \quad (3.22)$$

Où : ρ est le vecteur des prix nodaux

Dans la théorie des prix nodaux, un participant au marché spot doit acheter ou vendre son énergie au prix du nœud où il est connecté.

8.5. Coût de congestion :

Toute transaction bilatérale (ferme ou non ferme) est soumise à un coût de congestion pour tenir compte de son influence sur les contraintes du système. Ainsi, pour une transaction bilatérale dont le point d'injection est un nœud i et le point de soutirage un nœud j , le coût de congestion est défini comme la différence des prix nodaux entre les nœuds i et j , fois le volume de la transaction :

$$Pay_T_{ij} = (\rho_i - \rho_j) * T_{ij} \quad (3.23)$$

Tous les flux financiers créés par la tarification marginale sont centralisés par l'opérateur du système.

9. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons modélisé le problème de l'échange sous forme des équations mathématiques, basées sur des règles économiques, dont on a connue d'autres paramètres utilisées dans ces équation comme, l'accroissement, l'économie, le prix de vente.... Etc., cependant ces échanges se font sur deux axes, dans l'axe de sécurité, on peut garder la stabilité du système en cas de défaillance brutale sur l'un des centrales en faisant appel l'énergie du système voisin, dans l'axe de l'économie se traduit par un bénéfice gagné par le système, et ensuite on a détaillé la méthode de l'écoulement de puissance optimale qui utilise

un algorithme d'optimisation qui permet de traiter le phénomène de congestion afin d'assurer que les lignes de transport seront exploité a leurs limites .

TESTES ET RESULTATS NUMERIQUES

1-Introduction :

Dans ce chapitre nous allons étudier les échanges économiques qui se font par un réseau interconnecté et par le biais d'un marché bilatéral, sachant que ce réseau interconnecté est composé par deux systèmes A, B indépendants chacun d'entre eux est caractérisé par leurs consommations intérieures, leur capacité de productionEtc.,

Dans notre travail, la méthode présentée dans le chapitre 2 serait utilisée pour calculer la répartition des puissances générées. Dans le but de programmer la vente du bloc optimale d'énergie de sorte que le coût de production soit inférieur au prix moyen de vente.

Le fournisseur doit au préalable faire des prévisions de la consommation au jour $j-1$, puis il passe au calcul de bénéfice correspondant aux différentes périodes de consommation et avec différents types de bloc afin de déterminer le prix de vente.

Nous avons choisi d'approfondir l'étude du traitement des congestions par usage de l'OPF sur un réseau maillé de 3 nœuds.

A. Etude de l'échange en fonction de l'engagement des unités de production

1. Présentation du système :

Le réseau que nous allons étudier se base sur deux systèmes interconnectés A, B, chacun possède 3 centrales électriques, nous avons choisi d'étudier ce réseau car sa petite taille facilite l'analyse, et pour déterminer le bénéfice optimal dans un environnement dérégulé. La figure (4.1) donne la configuration de ce réseau.

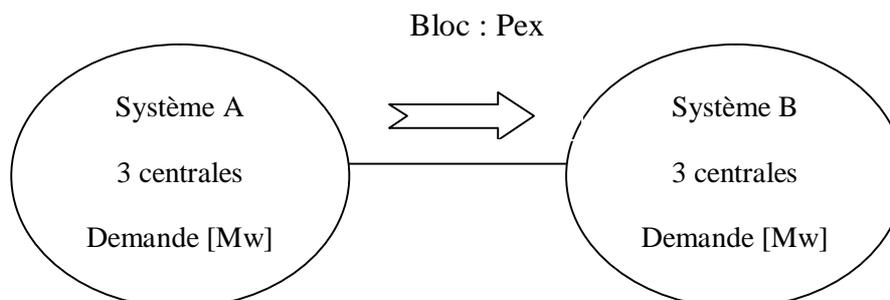


Figure 4.1 : configuration des réseaux A et B.

Le système est composé de trois générateurs, le système B est composé de trois générateurs.

Le problème posé est de déterminer :

- Le profit du système A en fonction de sa puissance consommée et de la puissance exportée.
- L'épargne du système B en fonction de sa puissance consommée et de la puissance importée.

1.1. Les caractéristiques du système A

Les caractéristiques du système A sont représenté par le tableau suivant:

unité	a_i	b_i	c_i	P_i^{\max} [MW]	P_i^{\min} [MW]
1	1122	15.84	0.003124	600	150
2	620	15.70	0.00388	400	100
3	156	15.95	0.00964	200	50

Tableau 4-1 : les caractéristiques du système A.

Génération totale maximale : 1200 [MW].

Génération totale minimale : 300 [MW].

1.2. Les caractéristiques du système B

Les caractéristiques du système A sont représenté par le tableau suivant:

unité	A_i	B_i	C_i	P_i^{\max} [MW]	P_i^{\min} [MW]
1	950	13.414	0.002641	590	140
2	560.5	14.174	0.003496	440	110
3	520.5	12.174	0.003496	440	110

Tableau 4.2 : les caractéristiques du système B.

Génération totale maximale : 1470 [MW].

Génération totale minimale : 360 [MW].

1.3. Courbe de charge :

La figure 4.2 et 4.3 indique respectivement la variation de la consommation sur 24 h relative aux systèmes A et B, sur lesquelles on peut déterminer les deux valeurs min et max de consommation correspond aux deux systèmes tel comme suit :

	Système A		Système B	
	<u>10 :15</u>	<u>04 :15</u>	<u>12 :15</u>	<u>06 :00</u>
Puissance maximale [MW]	865 ,75		898,54	
Puissance minimale [MW]		725 ,82		760 ,54

Tableau 4.3 : consommation Min et Max des systèmes A et B.

Pour assurer l'équilibre entre offre et demande, l'opérateur système procède à faire des prévisions En (J-1) dont il prend en considération tous les paramètres qui influent sur la consommation intérieure tels : régime de vie, température, saison,.....etc. pour déterminer le profil de consommation en J, sur la base de cette prévision le producteur fait son propre calcul pour déterminer le prix du bloc de l'échange, dans le cas de marché bilatérale ce prix est négocié avec l'acheteur directement, alors il peut être déterminé en collaboration avec lui, par la politique du **prix à "épargne divisé"** qui permet de donner un gain économique chez les deux systèmes. ces calculs doivent être effectués sur différentes périodes.

2. les étapes de résolution

Pour résoudre ce problème, on a développé un programme fonctionnant dans l'environnement MATLAB (version 7.7). Le programme développé nous a permis de choisir les meilleurs moments d'échange en bloc de la puissance pour les deux systèmes (exportateur, importateur). Le programme est développé sur la base de la politique du prix à "épargne divisé", qui permet d'avoir un gain économique équitable. Ce programme est subdivisé en deux parties l'une pour traiter le cas de l'exportateur et l'autre pour le cas de l'importateur et il tient compte de l'engagement des unités de production de chaque système. Les étapes de ce programme sont présentées dans le chapitre précédent.

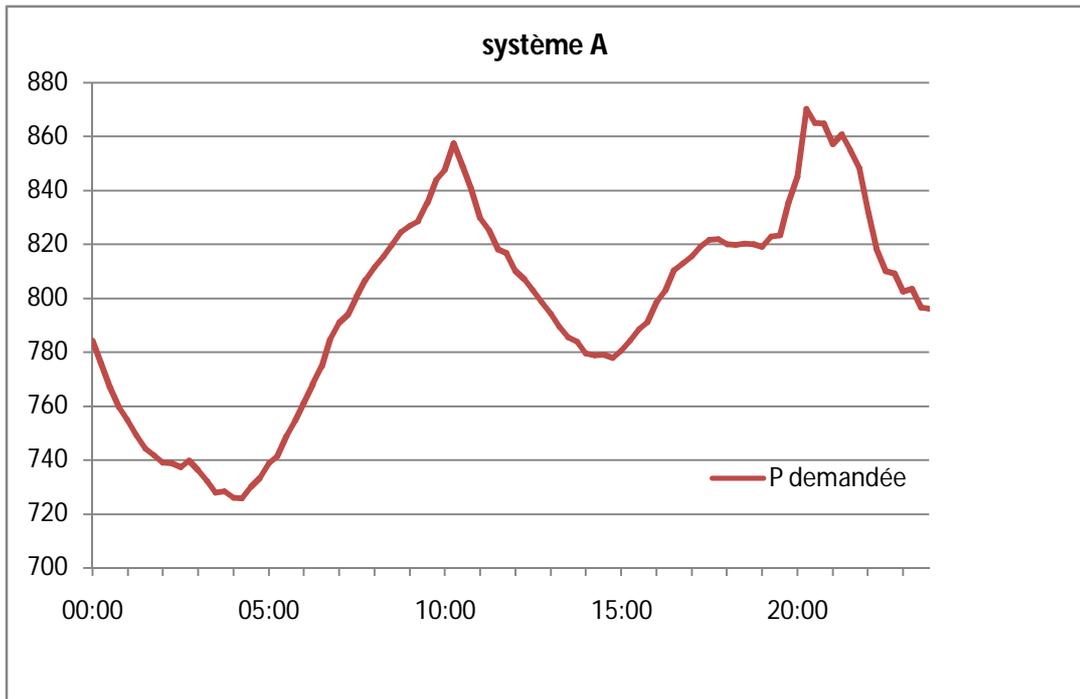


Figure 4.2: Courbe de charge du système A.

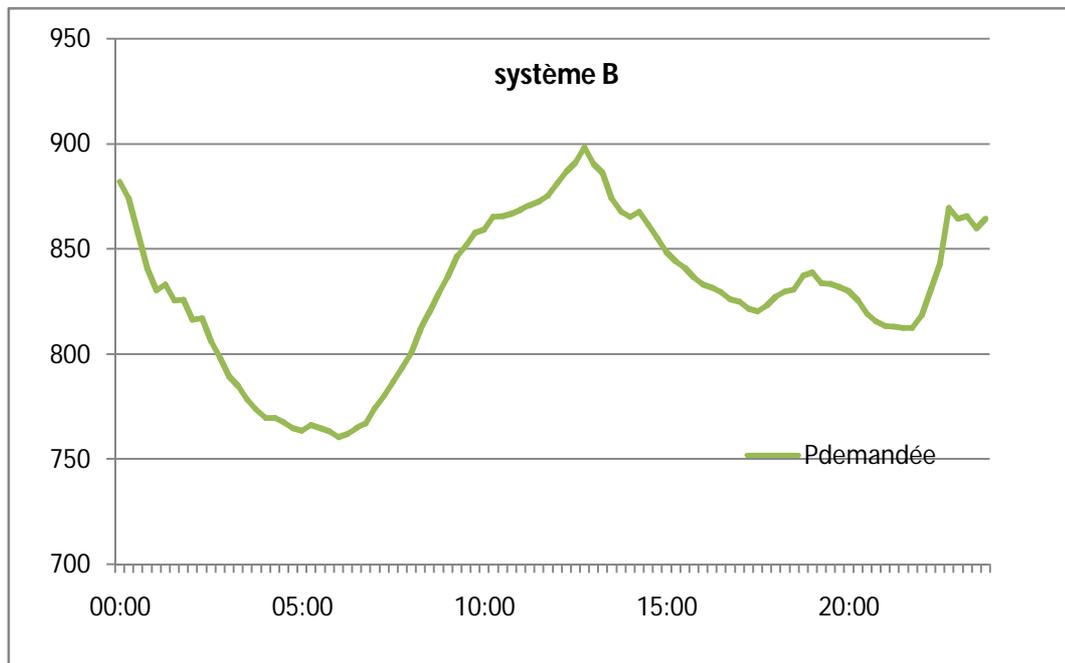


Figure 4.3: Courbe de charge du système B.

3. Résultats numériques :

Les résultats obtenus sont présentés dans les tableaux suivants :

❖ L'engagement des unités de production du système A :

Demande [MW]	Blocs [MW]	états des générateurs	Puissances délivrées [MW]			Coût de production [DA/MW]
			1	2	3	
700	0	101	532,927	0	166,9983	13899
	25	101	551,9046	0	173,1483	14382
	50	101	570,7279	0	179,2483	14865
	75	110	419,3758	355,7036	0	15370
	100	110	433,2241	366,8536	0	15832
220	0	010	0	220,0536	0	18162
	25	010	0	245,0536	0	19083
	50	010	0	270,0536	0	20007
	75	010	0	295,0536	0	20960
	100	010	0	320,0536	0	21875
239	0	010	0	239,0536	0	22757
	25	010	0	264,0536	0	24119
	50	010	0	289,0536	0	25490
	75	010	0	314,0536	0	26893
	100	010	0	339,0536	0	28264
698	0	101	531,5384	0	166,5483	36621
	25	101	550,3617	0	172,6483	38462
	50	101	569,185	0	178,7483	40315
	75	101	588,1626	0	184,8983	42207
	100	110	432,1063	365,9536	0	44059
363	0	010	0	363,0536	0	43452
	25	010	0	388,0536	0	45759
	50	011	0	303,7722	109,2983	48077
	75	011	0	321,5366	116,4483	50420
	100	011	0	339,4253	123,6483	52730
300	0	111	150	100,0402	50	49408
	25	010	0	325,0536	0	51892
	50	010	0	350,0536	0	54668
	75	010	0	375,0536	0	57475
	100	011	0	294,4552	105,5483	60617
324	0	010	0	324,0536	0	55523
	25	010	0	349,0536	0	58465
	50	010	0	374,0536	0	61703
	75	010	0	399,0536	0	64978
	100	010	0	311,5985	112,4483	68577
680	0	101	517,8067	0	162,0983	69039
	25	101	536,7843	0	168,2483	72462
	50	101	555,6076	0	174,3483	76180
	75	101	574,5851	0	180,4983	79941
	100	101	593,4085	0	186,5983	84026

Tableau 4.4: Engagement des unités du système A.

❖ **L'engagement des unités de production du système B :**

Demande [MW]	Bloc [MW]	états des générateurs	Puissances délivrées [MW]			Coût de production [DA/MW]
			1	2	3	
600	0	111	178,1578	110	311,9322	9371,6
	25	111	163,8614	110	301,1322	8857,6
	50	111	149,6312	110	290,3822	8348,8
	75	111	140	110	275,0822	7629,2
	100	111	140	110	250,0822	6465
350	0	011	0	110	240,0822	12933
	25	011	0	110	215,0822	11731
	50	011	0	110	190,0822	10542
	75	011	0	110	165,0822	915,2
	100	011	0	110	140,0822	732,6
780	0	101	343,3607	0	436,7322	25304
	25	101	329,0643	0	425,9322	23721
	50	101	314,8341	0	415,1822	22155
	75	111	237,9247	110	357,0822	20701
	100	111	223,6945	110	346,3322	18352
256	0	011	0	110	146,0822	26323
	25	011	0	110	121,0822	24084
	50	001	0	0	206,0822	25333
	75	001	0	0	181,0822	23541
	100	001	0	0	156,0822	20858
400	0	111	140	110	150,0822	28277
	25	111	140	110	125,0822	24946
	50	011	0	110	240,0822	28894
	75	011	0	110	215,0822	26414
	100	011	0	110	190,0822	23052
300	0	011	0	110	190,0822	30470
	25	011	0	110	165,0822	26469
	50	011	0	110	140,0822	29754
	75	011	0	110	115,0822	26621
	100	001	0	0	200,0822	26148
424	0	111	140	110	174,0822	33485
	25	111	140	110	149,0822	28379
	50	111	140	110	124,0822	30573
	75	011	0	110	239,0822	30155
	100	011	0	110	214,0822	28993
580	0	111	166,7075	110	303,2822	42085
	25	111	152,4772	110	292,5322	36469
	50	111	140	110	280,0822	38077
	75	111	140	110	255,0822	36491
	100	111	140	110	230,0822	34178

Tableau 4.5: Engagement des unités du système B.

❖ **Bénéfice du système A :**

Le tableau ci-dessous présente le bénéfice en fonction de la demande et des blocs d'énergie échangés :

Demande [MW]	Blocs [MW]	Prix [DA]	Bénéfice [DA]
700	25	499	15,4
	50	994	28,7
	75	1606	135,9
	100	2420	486,7
220	25	1061	140,7
	50	2118	272,6
	75	3289	491,5
	100	4660	947,3
239	25	1473	110,7
	50	2941	208,2
	75	4370	233,2
	100	6229	722,4
698	25	2040	198,8
	50	2342	-1351,8
	75	4184	1402,2
	100	6451	-986,6
363	25	2818	511,9
	50	2004	-2620,8
	75	4415	-2552,8
	100	7252	-2026,5
300	25	3243	758,5
	50	2988	-2272,2
	75	5958	-2109
	100	7765	-3443,2
324	25	4024	1082,3
	50	4546	-1634,2
	75	6393	-3062,1
	100	8773	-4281
680	25	4519	1096,6
	50	5574	-1566,5
	75	8248	-2654,2
	100	11447	-3539,8

Tableau 4.6: Bénéfice du système A en fonction de la puissance demandé.

Dans le tableau ci-dessous on remarque la variation du bénéfice en fonction de la puissance demandé.

❖ **Le coût incrémentale :**

La variation du coût incrémentale des deux systèmes A et B est indiqué dans le tableau ci-dessous :

Demande A	Demande B	Blocs	lamda A	lamda B
700	600	0	19,1697	14,355
		25	19,2883	14,2795
		50	19,4059	14,2044
		75	18,4603	14,0974
		100	18,5468	13,9226
220	350	0	17,4076	13,8527
		25	17,6016	13,6779
		50	17,7956	13,5031
		75	17,9896	13,3283
		100	18,1836	13,1535
239	780	0	17,5551	15,2276
		25	17,7491	15,1521
		50	17,9431	15,077
		75	18,1371	14,6707
		100	18,3311	14,5956
698	256	0	19,1611	13,1954
		25	19,2787	13,0206
		50	19,3963	13,6149
		75	19,5148	13,4401
		100	18,5398	13,2653
363	400	0	18,5173	13,2234
		25	18,7113	13,0486
		50	18,0573	13,8527
		75	18,1951	13,6779
		100	18,3339	13,5031
300	300	0	16,4763	13,5031
		25	18,2224	13,3283
		50	18,4164	13,1535
		75	18,6104	12,9787
		100	17,985	13,573
324	424	0	18,2147	13,3912
		25	18,4087	13,2164
		50	18,6027	13,0416
		75	18,7967	13,8457
		100	18,118	13,6709
680	580	0	19,0753	14,2945
		25	19,1938	14,2194
		50	19,3114	14,1323
		75	19,43	13,9575
		100	19,5476	13,7827

Tableau 4.7: le coût incrémentale du système A et B.

Pex [MW]

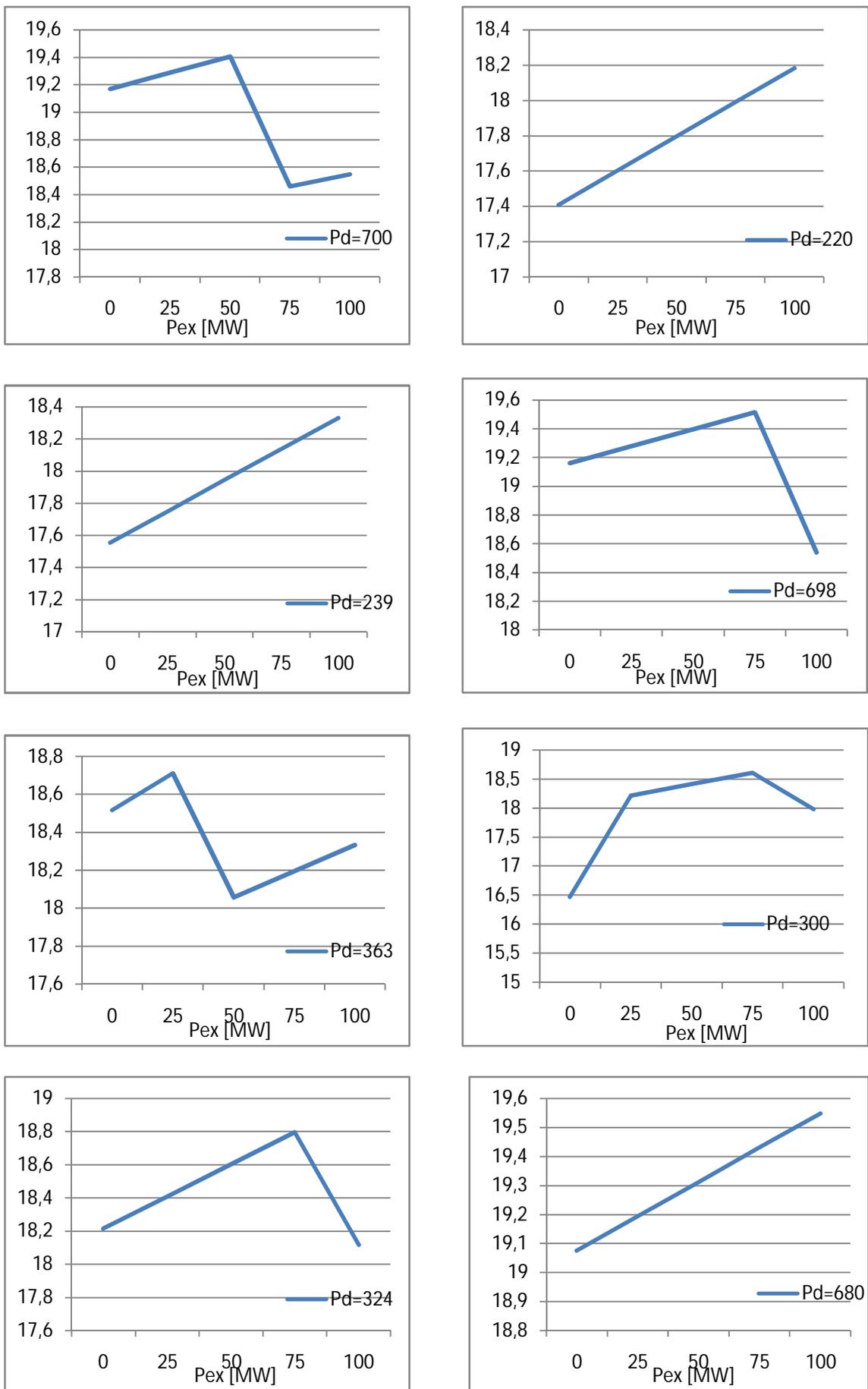


Figure 4.4 : Le coût incrémentale du système A (Vendeur).

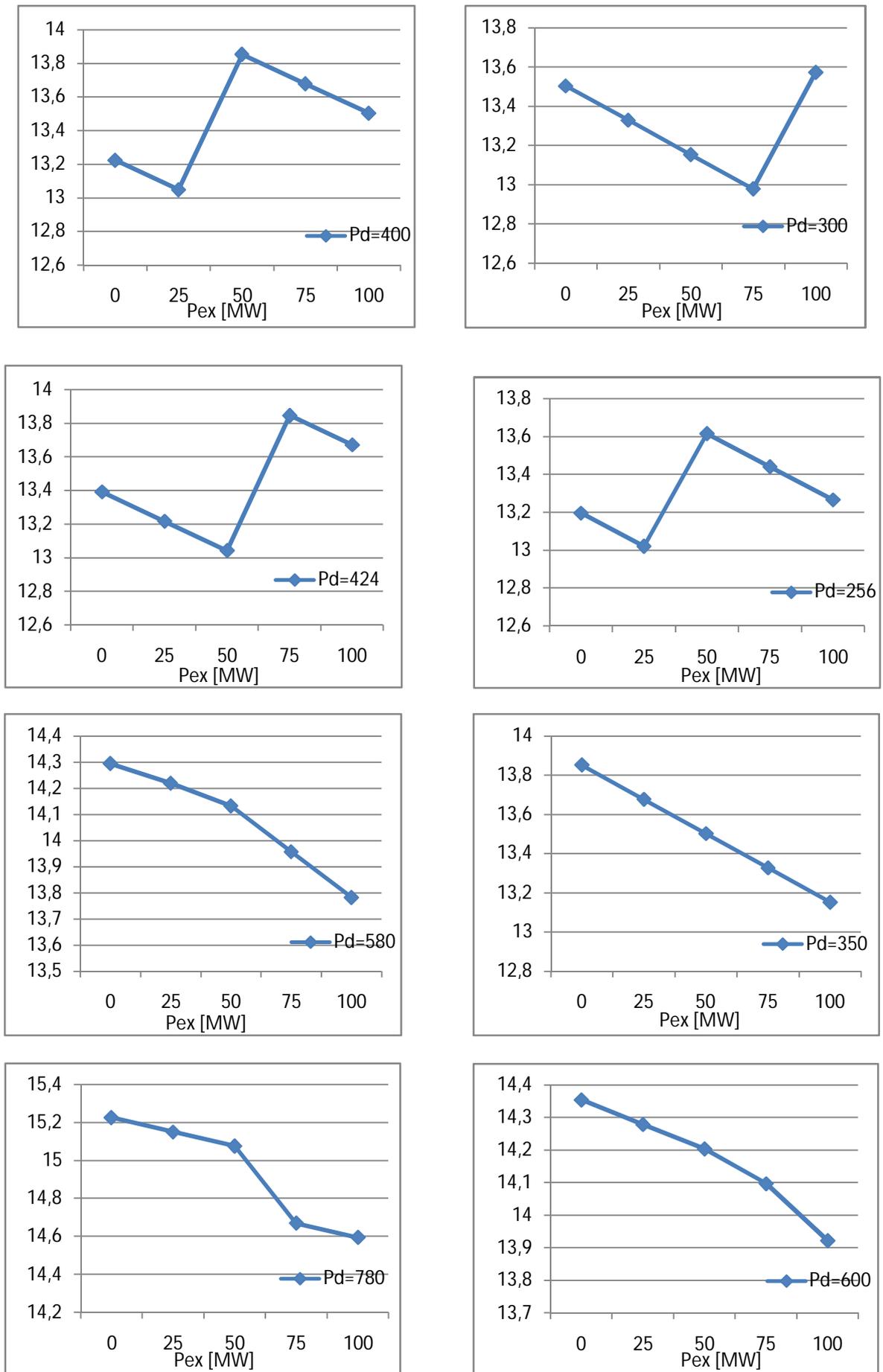


Figure 4.5 : Le coût incrémentale du système B (Acheteur).

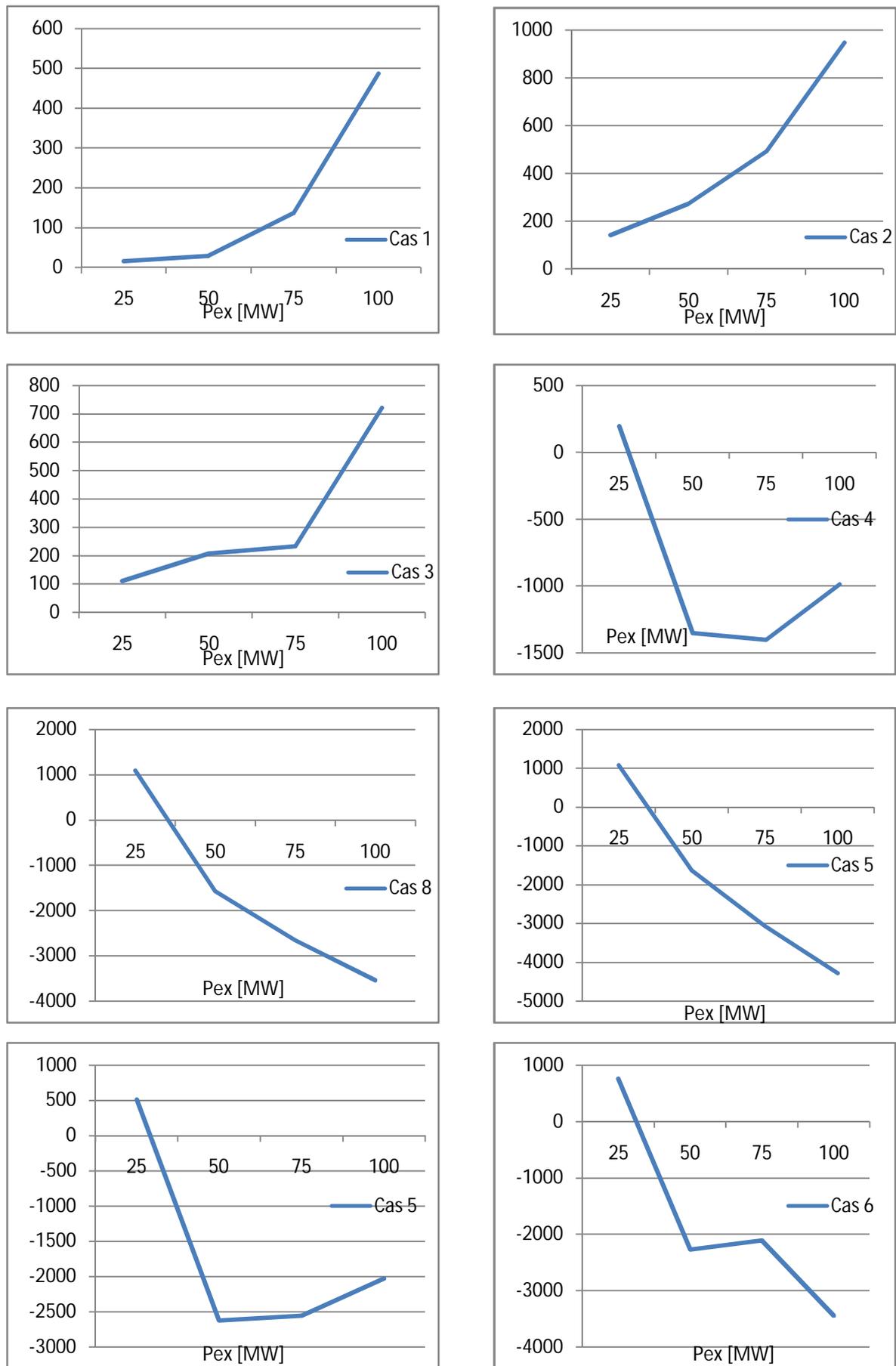


Figure 4.6 : Bénéfice en fonction de la puissance échangée.

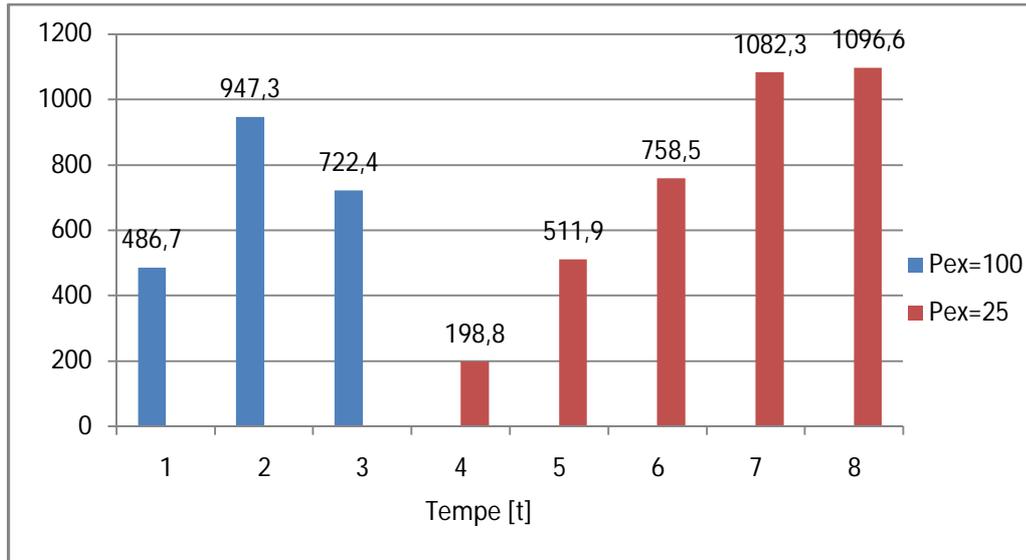


Figure 4.7:Blocs de puissance optimale en fonction de la période.

5-Interprétation des résultats :

- Figure (4-4) Le coût incrémentale du système A:

La figure (4-4) représente la variation du coût incrémental λ pour les différentes demandes intérieures du système A en fonction de la puissance exportée, on remarque que le coût incrémental augmente avec l'augmentation de bloc de l'énergie à vendre cela veut dire qu'une augmentation de la puissance entraîne une augmentation du coût de production.

D'autre part, on constate que le coût incrémental augmente avec l'augmentation de l'amplitude du bloc d'énergie à vendre cela veut dire que toute augmentation dans la puissance entraîne une augmentation du coût de production

- Figure 4.5 Le coût incrémentale du système B (Acheteur).

La figure (4-5) représente la variation du coût incrémental λ pour les différentes demandes intérieures du système A en fonction de la puissance importée. En effet, le coût incrémental diminue avec l'augmentation de la puissance importée ce que signifié que le coût de production diminué avec l'augmentation de volume d'énergie importée et il devient maximale dans les heures de pointe.

- Figure 4.6 Bénéfice en fonction de la puissance échangée.

La figure (4-6) représente la variation du bénéfice en fonction de bloc de l'échange pour cinq cas, et donne aussi le type de bloc à échanger pour avoir un bénéfice maximum dans les cinq

périodes. On peut aussi constater que les blocs supérieurs au cas N° 3, où le système A fonctionne dans les heures creuse avec un coût incrémental moins élevé, ce signifie que le gain économique des deux systèmes cesse sur la demande intérieur et la valeur du coût incrémentale λ du système Acheteur.

- Figure 4.7: Blocs avec bénéfice optimale.

La figure (4-7) représente la variation du bénéfice en fonction les blocs échangés. A partir de ces résultats on peut déduire les moments les plus bénéfiques d'échange pour les deux systèmes.

A partir des tableaux (4 .5.6.7), on constate que le coût de production total est :

- variable en fonction de la puissance produite.
- augmente au fur et à mesure que la production augmente, car les dépenses sur l'énergie primaire sont variables en fonction de la quantité utilisée pour produire la puissance demandée.
- Le coût unitaire ou incrémentale est aussi variables, mais il diminue au fur et à mesure que la production augmente, ceci est dû au fait que les dépenses sont repartit sur toute la production. On déduit alors:

❖ plus cette production est grande plus l'effet des dépenses diminue.

Les revenus du système exportateur A sont variables. Ils varient de valeurs minimales jusqu'à des valeurs maximales. Ils peuvent même être négatifs autrement dit que l'exportation d'énergie n'est pas toujours bénéfique. Le revenu est influé par la demande locale et de la puissance exportée. D'où l'importance du calcul préalable du revenu avant de fixer le prix de vente par l'exportateur. Ceci nous permettra de séparer les revenus de la vente locale du revenu de la vente à l'exportateur.

Les épargnes du système exportateur B sont variables. Elles varient aussi de valeurs minimales jusqu'à des valeurs maximales. Elles peuvent être négatives, autrement dits que l'importation d'énergie n'est pas toujours bénéfique. L'épargne est influée par la demande locale et de la puissance importée. D'où l'importance du calcul préalable de l'épargne avant de choisir le prix d'achat à l'importation. Ceci nous permettra de connaître au préalable si l'opération d'importation est bénéfique ou non.

B. Etude de l'échange avec congestion :

1. Présentation du réseau 3 nœuds-Données du marché :

Le cas que nous allons étudier se base sur un réseau simplifié qui possède trois nœuds et trois lignes de transport. Deux de ces nœuds sont des nœuds de production et un seul nœud de consommation. Nous avons choisi d'étudier ce réseau car sa petite taille facilite l'analyse, mais son degré de maillage est suffisant pour avoir une bonne représentation du comportement d'un réseau. La figure 4.8 nous donne la topologie de ce réseau. Les données sur les réactances des lignes sont données par le tableau 4.6 et celles sur les caractéristiques des centrales sont illustrés par le tableau 4.7 et le tableau 4.8 respectivement.

N°	Lignes		Réactances x (p.u)	Limites des transits (MW)
	Du nœud	au nœud		
1	1	2	-0.5	11
2	2	3	-3	20
3	3	1	-1	30

Tableau 4.8 : Données des lignes

unité	a_i	b_i	c_i	P_i^{\max} [MW]	P_i^{\min} [MW]
1	0	0	1	40	10
2	0	0	1.675	25	5

Tableau 4.9 : caractéristiques des centrales électriques.

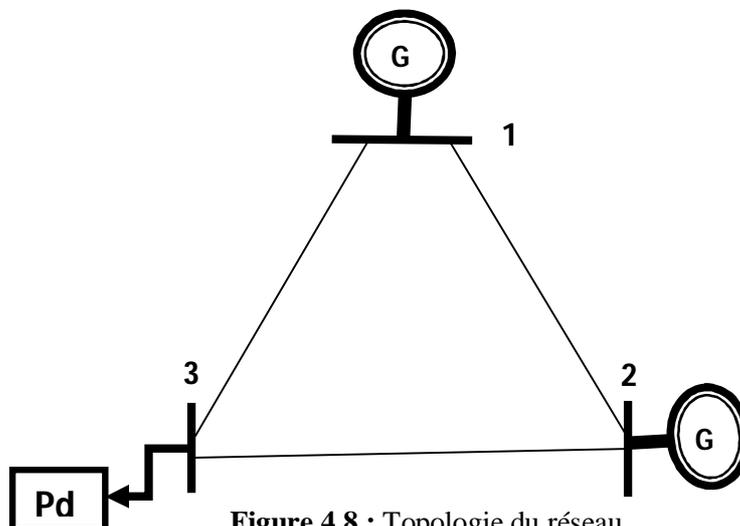


Figure 4.8 : Topologie du réseau.

Problématique : Ces échanges vont être conduits pour une tranche horaire donnée via un marché centralisé, que l'on peut assimiler à une bourse ou un marché spot, d'un volume total de 25 MW. Le tableau 4.9 indique les quantités demandées par les consommateurs se fournissant en bourse, les quantités proposées par les producteurs avec le prix proposé. Les consommateurs sont considérés inélastiques au prix du marché.

	Participants	Quantité proposé sur le marché (MW)	Prix offert (DA/MWh)
Producteurs	G1	25	40
	G2	30	45
consommateurs	C3	35	/

Tableau 4.10 : offres des producteurs et demandes des consommateurs sur un marché spot.

- Comme l'étude est conduite pour une tranche horaire d'une heure, les prix seront alors exprimés en DA/MWh et les coûts en €/h.

2. Cas non contraint

Dans le cas non contraint, on ignore les limites de transit des lignes. Dans ce cas, les plans et prix du marché peuvent être établis sans qu'il y ait traitement de congestion ; en ce qui concerne la bourse, on va sélectionner simplement les offres des producteurs de la moins chère à la plus chère selon le principe du modèle pool exposé au Chapitre I. Le plan de production de la bourse trouvé est indiqué par la figure 4.9.

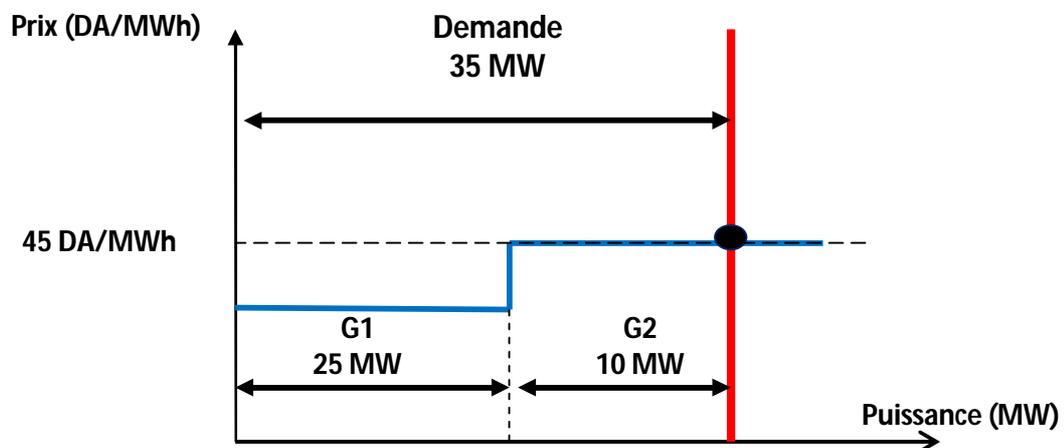


Figure 4.9: Plan de production et prix de clôture de marché.

Le marché spot a été ici clôturé sur un prix de 45 €/MWh, prix auquel se fait la vente et l'achat de l'énergie au sein de la bourse. Ce prix correspond au prix proposé par le producteur le plus cher appelé en bourse, c'est-à-dire G2. En ne considérant aucune limite sur les lignes, il n'existe aucun coût de congestion, et le plan établi à la bourse peut être conduit pour la tranche horaire donnée du jour J sans traitement des congestions. Dans les prochains paragraphes, nous allons considérer cette fois que les limitations sur les lignes fournies par le tableau 4.6 sont actives.

3. Traitement des congestions par l'usage de l'OPF et des prix nodaux

Dans cette section, nous allons illustrer le traitement des congestions sur notre réseau 3 nœuds, en utilisant cette fois l'OPF et la méthode des prix nodaux présentés au Chapitre 2. Avec l'usage de l'OPF, on procède en une seule étape : on recueille les offres des participants au marché spot et l'on va configurer le plan de production du marché spot de manière à ce que les contraintes sur le système soient respectées et que le coût total de production (du marché spot) soit minimisé. On va donc intégrer dans la fonction objective donnée par l'expression (3.22) les offres des producteurs participants au marché spot. Le prix offert par chaque producteur sur le marché spot est donné par le Tableau 4.9. La fonction objective du problème d'optimisation devient donc :

$$\text{Min } 20 * P_{G1} + 25 * P_{G2} \quad (4.1)$$

Si on tient compte des limites de transit des lignes, on obtient une configuration de la production du marché spot différente de celle du cas non contraint, avec une différenciation géographique des prix nodaux (ou prix marginaux). Cette différenciation est due à la contrainte présente sur la ligne 1-2 dont le transit butte à sa limite maximale admissible. Les résultats sont présentés par le Tableau 4.11. Dans le Tableau 4.10, nous avons redonné les résultats du cas non contraint pour mieux pouvoir comparer les deux états.

nœud	Production du marché spot (MW)	Consommation du marché spot (MW)	Prix nodal (DA/MWh)	Rémunération des producteurs (DA/h)	Paiement des consommateurs (DA/h)
1	25	/	45	1125	/
2	10	/	45	4500	
3	/	35	45	/	1575
TOTAUX				1575	1575

Tableau 4.11 : cas non contraint.

Dans le cas non contraint-il ya donc une égalité entre les rémunérations des producteurs et paiement des consommateurs.

nœud	Production du marché spot (MW)	Consommation du marché spot (MW)	Prix nodal (DA/MWh)	Rémunération des producteurs (DA/h)	Paiement des consommateurs (DA/h)
1	20.73	/	40.60	841.64	/
2	14.26	/	47.81	681.77	
3	/	35	46	/	1610
TOTAUX				1523.41	1610

Tableau 4.12 : cas avec contraintes.

A partir des résultats présentés ci-dessus, nous pouvons faire plusieurs remarques :

- Alors que le paiement total des consommateurs achetant au marché spot varie peu (1610 DA/h contre 1575 DA/h dans le cas non contraint), l'opérateur du système bénéficie d'une production moins chère (1523.41 DA/h contre 1575 DA/h dans le cas non contraint). En outre, le producteur G1 enregistre des revenus beaucoup moins importants.

Dans ce modèle, l'opérateur mixte du système et du marché spot collecte un surplus financier de 11558 DA/h. L'ensemble des flux financiers est présenté par la Figure 4.10 :

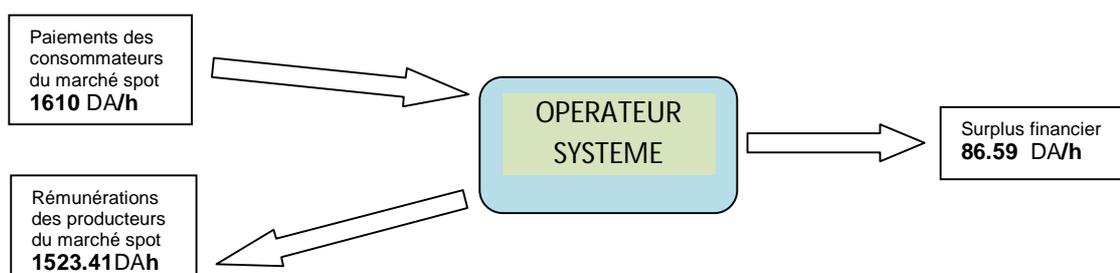


Figure 4.10 : flux financiers centralisés par l'opérateur du système avec l'usage de l'OPF et des prix nodaux.

Il y a donc apparition d'un surplus financier résultant de la contrainte imposée. De façon générale, lorsqu'il y a contrainte de transit sur un réseau, les méthodes basées sur la tarification marginale dégagent toujours un surplus financier collecté par l'opérateur du système. Ce surplus financier peut être reversé intégralement aux propriétaires du réseau. Cependant, ce modèle de traitement des congestions a l'avantage de bien s'adapter à tous types de réseaux (radiaux, maillés) et de tenir compte des flux parallèles.

4. L'influence de variation de la puissance demandée :

Les courbes suivantes décrivent la variation des prix nodaux en fonction de la puissance demandée

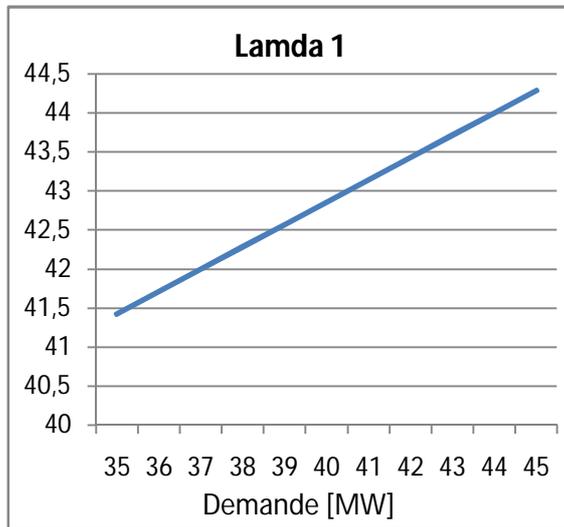


Figure 4.11 : Evolution de LAMDA 1.

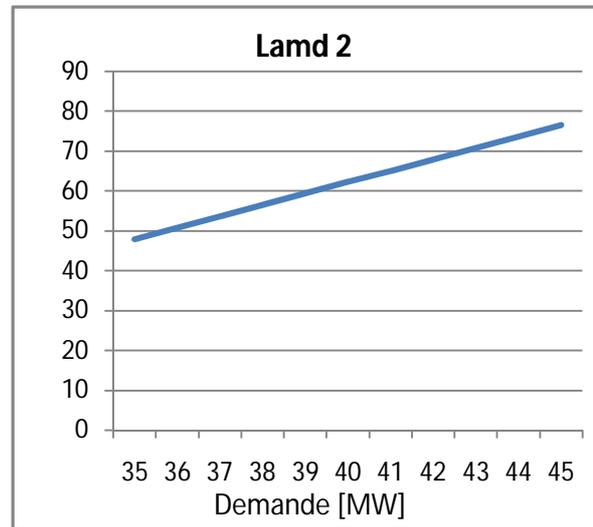


Figure 4.12 : Evolution de LAMDA 2.

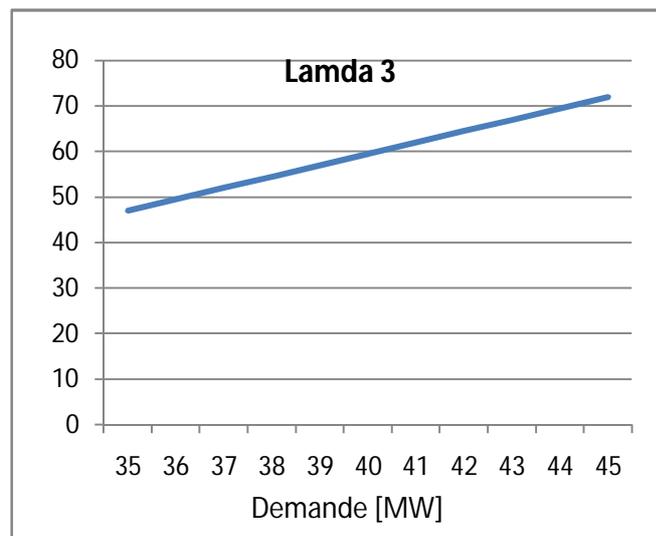


Figure 4.13 : Evolution de LAMDA 3.

Il est bien clair que l'évolution de prix nodale est une fonction linéaire, cependant chaque [MW] injecté ou soutiré dans le JB de charge entraîne une variation linéaire du prix de l'énergie dans chaque jeu de barre du réseau électrique.

C. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons fait une étude approfondi sur le problème de l'échange en fonction de l'engagement des unités de production dans le but de déterminer les blocs de puissance optimale échangées dans la période considérée ,le bénéfice du système exportateur est maximale lorsqu'il vend son bloc de l'énergie avec un prix supérieur au coût de production.,

afin d'assurer la sécurité du réseau l'opérateur système devra utiliser un outil de traitement de congestion pour prévenir les risques de congestion des lignes du transport ,ce phénomène entraine une différenciation géographique des prix nodaux dans chaque nœud du réseau, et leur traitement conduit a un surplus financière qui sera reversé intégralement au propriétaire du réseau. Le calcul de ces prix marginaux de transmission dans un vrai réseau fournit une image réaliste au sujet de la configuration de ces prix, et serait une contribution importante dans les discussions concernant l'adéquation du revenu marginal dans la reprise de coût de réseau.

CONCLUSION GENERALE

Les travaux présentés dans ce mémoire traitent deux axes de recherches. Le premier est relatif aux problèmes d'engagement des unités de production d'une centrale thermique et le deuxième est lié au traitement de congestion avec l'écoulement de puissance optimale. Les deux axes ont été traités dans un système électrique libéralisé.

Dans ce mémoire on a présenté les facteurs qui influent sur le coût de production final à savoir : l'engagement des unités de production, l'échange d'énergie électrique et la congestion. OPF, ajustement des unités de production, coupure de la transaction et aussi on a présenté différentes méthode pour résolution du problème de l'engagement des unités de production.

Notre objectif a d'abord été de déterminer les blocs de puissances optimales échangées en optimisant l'engagement des unités de production. Notre réflexion, appuyée par des résultats de programmation obtenus sur le cas d'un échange entre deux systèmes voisins, nous a conduit à montrer que le système acheteur peut avoir un bénéfice maximal en fonction de la demande. La détermination du coût de production doit se faire à tout moment pour savoir la quantité d'énergie qu'il faut exporter et le meilleur moment d'exportation.

La sécurité d'approvisionnement à court terme est une qualité qui doit être garantie. Du fait de nombreuses incertitudes, le système doit être préparé à respecter, à chaque instant, la contrainte d'équilibre production consommation. Le moindre déséquilibre pourrait entraîner le système à l'instabilité suivie d'une panne totale (blackout).

Le phénomène de congestion se traduit par l'incapacité de la ligne de faire passer les transactions du marché, sa présence entraine une différenciation géographique des prix nodaux, dans lesquels aura lieu l'échange de l'énergie électrique.

Dans ce modeste travail on a étudié l'influence de la congestion sur le coût de production en utilisant une méthode d'optimisation basée sur l'utilisation de l'OPF. Des résultats obtenus, on a constaté un surplus financier dû à la différenciation géographique des prix nodaux, qui sera versé intégralement au propriétaire du réseau de transport. Ceci entraine une augmentation dans le coût de production.

ANNEXE 1

Calcul de répartition de charge (Modèle DC)

A1.1. les modèles de calcul de répartition de charge

Il existe deux modèles de calcul de répartition de charge :

- Le modèle dit « à courant alternatif » ou modèle « AC » : il calcule les transits actifs et réactifs, détermine le profil de tension, les phases des tensions nodales et l'énergie réactive fournie par chaque nœud à tension fixée. Le modèle AC est un modèle quadratique non linéaire.
- Le modèle dit à « courant continu » ou modèle « DC » : c'est une linéarisation du modèle précédant, qui ne modélise pas les échanges de puissance réactive, et qui ne tient pas en compte des différences de tension entre chaque nœud, ni des pertes actives (pour le modèle DC sans pertes). De par sa simplicité et sa linéarité, c'est celui auquel nous allons nous intéresser plus particulièrement.

A1.1.1) Modèle DC (sans pertes)

Le modèle DC sans pertes est basé sur les hypothèses suivantes :

- Pour tout nœud i et j , le module de tension au nœud i est très proche du module de tension au nœud j . Dans la pratique, les plages de variation de tension permises autour de la tension de consigne sont en général resserrées (+/- 5% en HTA), ce qui rend acceptable l'hypothèse.
- Les différences de phases nodales ne sont pas très élevées.
- Les pertes par effet joules dues à la résistance r_{ij} étant dans les réseaux de transport faibles par rapport au reste de la puissance active transitée, la résistance des lignes n'est pas représentée.

Ainsi, dans le cadre de ces hypothèses, on fait les approximations suivantes :

$$V_i = V_j$$
$$\sin(\theta_i - \theta_j) = \theta_i - \theta_j$$

Dérivée de la relation (A1.1), l'expression la puissance active transitée dans la ligne reliant le nœud i au nœud j dans le modèle DC sans pertes est donc :

$$P_{ij} = \frac{\theta_i - \theta_j}{X_{ij}} = b_{ij}(\theta_i - \theta_j) \quad (\text{A1.1})$$

Avec : b_{ij} définie comme l'admittance de la ligne connectant le nœud i au nœud j .

Ainsi, dans le modèle DC, la puissance active transitée entre deux nœuds du réseau est directement proportionnelle à la différence de phases nodales entre ces nœuds. Si on étend la relation (A1.4) pour tous les transits d'un réseau à N nœuds et comportant Nb branches, on peut l'exprimer sous cette forme :

$$P_{ij} = H * \theta \quad (A1.2)$$

Avec :

θ : Vecteur des phases des tensions nodales de dimension N .

P_{ij} : Vecteur des transits (puissance active) de dimension Nb .

H : matrice de dimension $Nb*N$ reliant les phases des tensions nodales du réseau aux transits de puissance.

Ainsi, pour le transit du nœud i au nœud j , les coefficients de la matrice H prennent les valeurs suivantes :

$$H(ij, n) = \frac{1}{X_{ij}} \text{ pour } n = 1.$$

$$H(ij, n) = -\frac{1}{X_{ij}} \text{ pour } n = j.$$

$$H(ij, n) = 0 \text{ pour les autres noeuds du réseau.}$$

D'autre part l'injection nette au nœud i est définie comme la différence algébrique entre les puissances générées en ce nœud et les puissances consommées en ce nœud. Cette injection nette au nœud i représente aussi le bilan des puissances transitées par ce nœud (puissances entrantes et puissances sortantes) :

$$P_i = P_{Gi} - P_{Ci} = \sum P_{ij} = \sum \frac{\theta_i - \theta_j}{X_{ij}} \quad (A1.3)$$

Avec

P_i : Injection nette au nœud i .

P_{Gi} : Production au nœud i .

P_{Ci} : Charge au nœud i .

La relation (A1.2) eut aussi se mettre sous forme matricielle :

$$P = B * \theta \quad (A1.4)$$

P : vecteur des injections nettes nodales de dimension N.

B : matrice des admittances nodales de dimension N*N.

Les coefficients de la matrice B prennent ces valeurs-ci :

$$B(i, j) = -b_{ij} = -\frac{1}{X_{i,j}} \quad \text{pour } j \in C$$

$$B(i, i) = \sum_{j \in C} b_{ij}$$

$$B(i, i) = 0 \quad \text{pour } j \notin C$$

C : le domaine des nœuds connectés au nœud i.

La matrice B est fonction des admittances des lignes composant le réseau, ainsi que de la topologie du réseau. Toutefois, telle quelle, elle n'est pas inversible. Pour rendre la matrice inversible, on doit choisir un nœud de référence, appelé nœud bilan. Sa phase est fixée à 0 et sert de référence pour le calcul des autres phases nodales. En outre, il effectue le bilan des puissances actives générées et consommées sur le réseau. Ainsi, si nous choisissons le nœud 1 comme nœud de référence dans un réseau à N nœuds, nous obtenons :

$$\begin{bmatrix} \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} & & \\ & X & \\ & & \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} P_2 \\ \vdots \\ P_N \end{bmatrix} \quad (A1.5)$$

Phase de référence $\theta_1 = 0$

Bilan des injections nettes

$$P_1 = \sum_{i=2}^N P_2$$

Ici, la matrice **X** est l'inverse de la matrice **B**, dont on a retiré la ligne et la colonne correspondant au nœud bilan. Nous avons donc une relation linéaire entre les transits et les phases nodales (A1.2) et une relation linéaire entre les injections nodales nettes et les phases nodales (A1.4). Nous pouvons donc relier linéairement les injections nodales nettes aux transits

$$P_{ij} = A * P \quad (A1.6)$$

$$A = H * X \quad (A1.7)$$

La matrice **A** est la matrice des *coefficients de sensibilité*, coefficients appelés aussi *facteurs de distribution*. Ces facteurs dépendent de la topologie du réseau et du choix du nœud bilan. La matrice **A** est de dimension $Nb*(N-1)$ comme on a exclu le nœud bilan. Toutefois, on peut tenir compte du nœud bilan en rajoutant une colonne de zéros à la matrice A à l'emplacement du nœud bilan.

Ainsi, deux propriétés fondamentales se dégagent du modèle DC :

- La *linéarité* : si les transferts de puissance au sein du réseau sont augmentés linéairement d'un facteur x, les transits augmenteront tous aussi d'un facteur x.
- La *superposition* : soit les transits issus respectivement d'un état 1 et d'un état 2 du réseau. Si on superpose ces deux états, les nouveaux transits obtenus sont la somme algébrique des transits de l'état 1 et de l'état 2.

ANNEXE 2

Résolution du problème de répartition de charge (Modèle DC)

En utilisant la matrice hessienne

A2.1. Définition :

En mathématiques, la matrice hessienne (ou simplement la hessienne) d'une fonction numérique f est la matrice carrée, notée $H(f)$, de ses dérivées partielles secondes. Plus précisément, étant donnée une fonction f à valeurs réelles.

$f(x_1, x_2, \dots, x_n)$,

et en supposant que toutes les dérivées partielles secondes de f existent, le coefficient d'indice i, j de la matrice hessienne de f vaut

$$H_{ij}(f) = \frac{\partial^2 f}{\partial x_i \partial x_j}$$

En d'autres termes,

$$H(f) = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 f}{\partial x_1^2} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 \partial x_2} & \dots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 \partial x_N} \\ \frac{\partial^2 f}{\partial x_2 \partial x_1} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_2^2} & \dots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_2 \partial x_N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial^2 f}{\partial x_N \partial x_1} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_N \partial x_2} & \dots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_N \partial x_N} \end{bmatrix}$$

On appelle **hessien** (ou discriminant hessien) le déterminant de cette matrice. Le terme « hessien » a été introduit par James Joseph Sylvester, en hommage au mathématicien allemand Ludwig Otto Hesse.

A2.2. Application sur un réseau :

La formulation de la matrice hessienne correspondant à un réseau est donnée comme suit :

$$H = \begin{bmatrix} 2\Gamma & \vdots & 0 & \vdots & -I & \vdots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & \vdots & 0 & \vdots & -B & \vdots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ -I & \vdots & -B^T & \vdots & 0 & \vdots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ & A^T & & \vdots & 0 & \vdots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P \\ \theta \\ \lambda \\ \mu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\beta \\ 0 \\ 0 \\ p^{max} \end{bmatrix}$$

Où :

Γ : La matrice diagonale contenant des coefficients quadratiques de la fonction du coût.

β : Le vecteur contenant des coefficients linéaire de la fonction du coût.

A : le gradient de la ligne congestionné.

B : la partie imaginaire de Matrice admittance Y correspond à l'élimination du 1ere ligne et colonne de la matrice Y, (model DC).

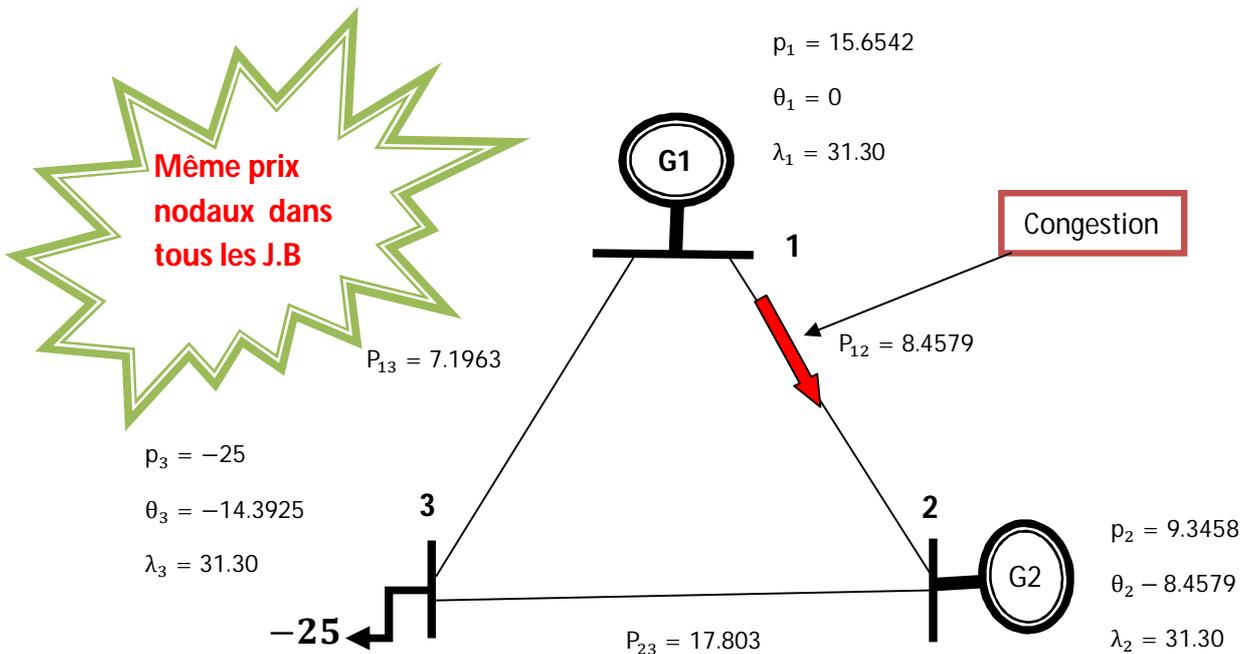
I:Matrice unitaire.

ANNEXE 3

Exemple de traitement de congestion

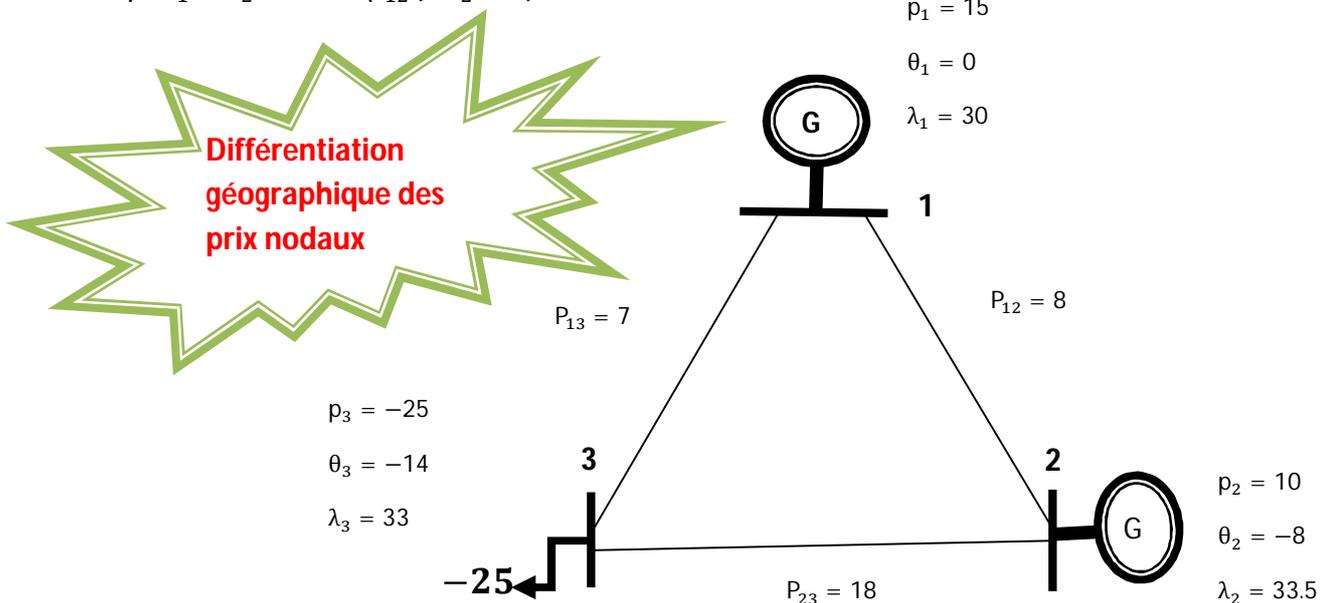
A3.1 Formulation de Lagrange sans congestion et avec contrainte d'équilibre :

$$L = P_1^2 + 1.675 P_2^2 + \lambda_1 \left(-\theta_2 - \frac{1}{2} \theta_3 - P_1 \right) + \lambda_2 (4\theta_2 - 3\theta_3 - P_2) + \lambda_3 (-3\theta_2 + 3.5\theta_3 - P_3) + \gamma (P_1 + P_2 - 10)$$



A3.2 Formulation de Lagrange avec congestion et avec contrainte d'équilibre :

$$L = P_1^2 + 1.675 P_2^2 + \lambda_1 \left(-\theta_2 - \frac{1}{2} \theta_3 - P_1 \right) + \lambda_2 (4\theta_2 - 3\theta_3 - P_2) + \lambda_3 (-3\theta_2 + 3.5\theta_3 - P_3) + \gamma (P_1 + P_2 - 20) + \mu_{12} (-\theta_2 - 8)$$



BIBLIOGRAPHIE

- [1] D. S. Kirschen, G. Strbac: "Fundamentals of power system economics" Wiley 2004.
- [2] Vincent RIOUS, « Le développement du réseau de transport dans un système électrique libéralisé, un problème de coordination avec la production », Thèse de Doctorat en Sciences économiques, U-Paris-Sud 11, 2007.
- [3] Abou Chacra F., « Valorisation et optimisation du stockage d'énergie dans un réseau d'énergie électrique », Thèse de Doctorat en Génie Electrique, U-Paris XI, Orsay, 2005.
- [4] R.E. Rotoras *, T. Lefevre, R.B. Pacudan: " Marginal transmission pricing and supplemental cost allocation method: A case of Philippines". Electric Power Systems Research 63 (2002) 213_ 227. Elsevier Science B.V
- [5] Narayan S. Rau, Cristina Neculescu: " A Model for Economy Energy Exchanges' in Interconnected PowerSystems". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 3, August 1989..
- [6] Y.Y. Xu, Rex Hsieh, Y.L. Lu, Christoph Bock H.T. Pao:" Forecasting Electricity Market Prices: A Neural Network based Approach". 04/2004 IEEE.
- [7] Joerg Flottemesch, Marcus Rother:" Optimized Energy Exchange in Primary Distribution Networks with DC Links". IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies (DRPT2004) April 2004 Hong Kong.
- [8] L. Slimani, "Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes métaheuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé.", Mémoire de Doctorat , Université de Batna , 2009.
- [9] fuyuhiko nishimura:" benefit optimization of electric energy exchange and power system operation". *iee catalog no. 95th8130*.
- [10] Dr. Tian Weidong:" THE PRINCIPLE OF MINIMUM PRODUCTION COST MODEL FOR MULTIPLE AREA INTERCONNECTED POWER SYSTEMS". *IEEE TENCON '93 / BeijinR*
- [11] Lan Zhang, Peter B. Luh, Xiaohong Guan, George Merchel:" Optimization-Based Inter-Utility Power Purchases". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 2, May 1994.
- [12] G.B. Shrestha_, Song Kai, L. Goel:" An efficient stochastic self-scheduling technique for power producers in the deregulated power market". Electric Power Systems Research 71 (2004) 91–98. Elsevier.

[13] C.W. Yu *, T.S. Chung, C.T. Tse, C.Y. Chung:" Energy transaction scheduling with interchange capability assessment under open transmission access". Electric Power Systems Research 67 (2003) 59_ 66. Elsevier.

[14] M .N. Kraimia et N. Benmessaoud “ Optimisation de l'import-export de l'énergie électrique”, Mémoire de l'ingénieur, Université de Batna , 2007.

[15] V.MANZO“ Traitement des congestions dans les réseaux de transport et dans un Environnement dérégulé”, Mémoire de Doctorat, Institut National Polytechnique De Grenoble , 2004.

[16] PJM Interconnexion, PJM Open Access-Transmission Tariff, Mai 2000
<http://www.pjm.com>

17] Réseau de Transport d'Electricité (RTE),
<http://www.rte-france.com>

[18] A.J. Wood, B.F. Wollenberg, Power Generation, Operation, and Control, Second ed., Wiley, 1996.