

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



UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES
Faculté de Génie Electrique
Département D'Electrotechnique

THESE

Présentée par :

ELATRECH KRATIMA Fayçal

Pour l'obtention du diplôme de :

Doctorat en ELECTROTECHNIQUE

Option : Réseaux Electriques

Intitulé de la thèse :

Contribution à l'application de la théorie des jeux coopératifs à l'écoulement des puissances optimales dans un environnement de l'électricité dérégulé

Présenté devant le jury composé de :

Dr. BENHAMIDA Farid	Professeur	(U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Président
Dr. GHERBI Fatima Zohra	Professeur	(U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Directeur de thèse
Dr. BOUZEOUDJA Hamid	Professeur	(USTO-MB)	Examineur
Dr. ALLALI Ahmed	Professeur	(USTO-MB)	Examineur

Soutenu en : 10 Janvier 2018

Remerciements

Les travaux de recherche présentés dans cette thèse ont été effectués au laboratoire ICEPS, Département D'électrotechnique, Faculté des Sciences de l'Ingénieur de L'Université Djillali Liabes de Sidi Bel Abbès.

J'adresse en premier lieu mes remerciements à Madame GHERBI Fatima Zohra, Professeur à L'université Djillali Liabes de Sidi bel Abbès, pour m'avoir encadrée dans mémoire, pour le soutien sans cesse elle a bien voulu m'accorder tout au long de mémoire. Je a remercie vivement, pour ses encouragements, ses remarques constructives, et pour ses aptitudes pédagogiques dont elle en a fait preuve. Je la remercie également de son aide importante au moment de la rédaction de mémoire.

Je suis très honoré que Monsieur BENHAMIDA Farid, Professeur à L'université Liabes de Sidi Bel Abbès, ait accepté de présider le jury de mémoire, malgré son agenda très chargé. Qu'il trouve ici mon entière reconnaissance.

J'adresse mes remerciements aux membres du jury qui ont accepté d'examiner ce mémoire en lui apportant de l'intérêt, monsieur BOUZEBODJA Hamid, Professeur à L'université de l'USTO d'Oran, monsieur ALLALI Ahmed, Professeur à L'université de l'USTO d'Oran.

Enfin, je remercie chaleureusement tous mes camarades plus Particulièrement ELATRACH KRATIMA Hocine ; Melle GHEZAL Fatiha.

Dédicaces

Je tiens à dédier ce travail :

- Aux êtres les plus tendres, à ma mère et mon père ainsi que mes frères et mes sœurs qui m'ont toujours aidé encouragé au long de ces années.
- A tous mes amis.
- A mes collègues de travail.

Contribution à l'application de la théorie des jeux coopératifs à l'écoulement des puissances optimales dans un environnement de l'électricité dérégulé

Résumé

Le problème de la répartition économique d'énergie électrique a pris une importance considérable dans le monde avec l'apparition de la crise d'énergie nécessitant des combustibles de plus en plus chers. Il faut donc planifier les puissances actives et réactives de chaque centrale électrique, de telle sorte que le coût total de fonctionnement du réseau entier soit minimal. D'une autre façon, il faut varier les puissances actives et réactives des générateurs dans certaines limites afin de satisfaire la demande particulière de la charge avec un coût minimal du combustible. Ce processus est appelé l'écoulement de puissance optimal, et parfois, il est connu comme le problème du dispatching économique. La complexité des problèmes d'optimisation de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique surtout avec la dérégulation du marché d'électricité et le développement de la production décentralisée fait en sorte qu'il est souvent difficile d'utiliser des méthodes exactes d'optimisation compte tenu du manque de flexibilité des méthodes classiques pour intégrer diverses contraintes spécifiques. Cette thèse identifie un ensemble d'approches documentées en littérature dans le secteur de la théorie des jeux coopératifs (Cooperative Game Theory) (CGT) et étudie leur applicabilité aux calculs du coût et des pertes sur les marchés multilatéraux de l'électricité. Les méthodes de calcul peuvent être largement classifiées dans trois catégories, c.-à-d. classique, existante, et variantes de Valeur de Shapley. L'application de la méthode CGT dans le marché de l'énergie électrique est systématiquement analysée et comparée avec d'autres méthodes en considérant divers exemples de réseaux électriques. La Valeur de Shapley proportionnel est montré pour être parmi le concept le plus plausible. Une procédure de flux de puissance (PF) est appliquée pour calculer les coûts de puissance pour chaque transaction. La comparaison avec d'autres méthodes montre l'efficacité de la méthode de la théorie du jeu coopératif basé sur la valeur de Shapley. Nous constatons que cette méthode permet d'obtenir une répartition équitable et exige moins de temps de calcul. Cette méthode est directement appliquée et n'a pas besoin de n'importe quel programme linéaire ou de n'importe quelle routine d'optimisation.

Mots clés : Architecture des réseaux d'énergie électrique, Marché d'électricité, Ecoulement de puissance optimal, Pertes de transmission, Théorie des jeux coopérative, coalitions, Valeur de Shapley.

Contribution to the application of the cooperative games theory to the optimal power flow in a deregulated electricity market

Abstract

The problem of the economic distribution of electric power has assumed considerable importance in the world with the onset of the energy crisis requiring increasingly expensive fuels. It is therefore necessary to plan the active and reactive powers of each power plant, so that the total cost of running the entire network is minimal. Alternatively, the active and reactive powers of the generators must be varied within certain limits in order to satisfy the particular load demand with a minimal fuel cost. This process is called optimal power flow, and sometimes it is known as the problem of economic dispatching. The complexity of the problems of optimizing the power flow in an electrical network, especially with the deregulation of the electricity market and the development of decentralized production, makes it difficult to use exact methods optimization given the lack of flexibility of the conventional methods to integrate various specific constraints. This thesis identifies a set of literature-based approaches in the Cooperative Game Theory (CGT) sector and examines their applicability to the cost and loss calculations in multilateral electricity markets. Calculation methods can be broadly classified into three categories, classical, existent, and variants of Shapley's Value. The application of the CGT method in the electricity market is systematically analyzed and compared with other methods by considering various examples of electrical networks. Proportional Shapley Value is shown to be among the most plausible concept. A power flow (PF) procedure is applied to calculate the costs for each transaction. The Comparison with other methods shows the effectiveness of the cooperative game theory method based on the Shapley value. We find that this method provides a fair distribution and requires less calculation time. This method is directly applied and does not need any linear program or any optimization routine.

Keywords: The power system architecture electric, the electricity market, Optimal power flow, Transmission loss, Cooperative game theory, coalition, Shapley value.

حساب التدفق الامثل للقدرة الكهربائية للشبكة في سوق الطاقة الكهربائية المفتوحة للمنافسة باستعمال نظرية الألعاب التعاونية

ملخص

لقد اكتسبت مشكلة التوزيع الاقتصادي للطاقة الكهربائية أهمية كبيرة في العالم مع بداية أزمة الطاقة التي تستلزم وقودا باهظ التكلفة على نحو متزايد. ولذلك فمن الضروري التخطيط الجيد لتوليد الطاقة النشطة و المتفاعلة من كل محطة توليد الكهرباء، بحيث تكون التكلفة الإجمالية لتشغيل الشبكة بأكملها ضئيلة. ومن وجهة نظر اخرى ، يجب أن تتغير الطاقة النشطة والمتفاعلة للمولدات في حدود معينة من أجل تلبية الطلب الخاص بالحمولة بأقل تكلفة للوقود. وتسمى هذه العملية بتدفق الطاقة الأمثل، وأحيانا ما تعرف بأنها مشكلة الإيفاد الاقتصادي. إن تعقيد في مشاكل تحسين تدفق الطاقة الكهربائية في شبكة كهربائية، وخاصة مع تحرير سوق الكهرباء وتطوير الإنتاج، يجعل من الصعب استخدام الطرق الدقيقة لتحسين تدفق الطاقة بسبب عدم وجود مرونة من الطرق التقليدية لدمج مختلف القيود المحددة. هذه الأطروحة تحدد مجموعة من المناهج الموثقة في الأدب في مجال نظرية الألعاب التعاونية، ويدرس إمكانية تطبيقها لحسابات التكاليف والخسائر في أسواق الكهرباء. طرق الحساب يمكن تصنيفها بشكل عام إلى ثلاث فئات: الكلاسيكية، موجودة والمتغيرات من القيمة شابلي. تطبيق طريقة نظرية لعبة التعاونيات في سوق الطاقة الكهربائية وتحليلها بشكل منهجي ومقارنتها مع أساليب أخرى مع الأخذ بعين الاعتبار أمثلة مختلفة من الشبكات الكهربائية. تظهر تناسبية قيمة شابلي لتكون من بين أكثر المفاهيم عقلانية. يتم تطبيق إجراء تدفق الطاقة لحساب تكاليف الطاقة لكل معاملة. مقارنة مع أساليب أخرى طريقة نظرية اللعبة التعاونية على أساس قيمة شابلي أكثر فعالية. ونجد أن هذه الطريقة توفر التوزيع العادل وتتطلب وقتا أقل للحساب. يتم تطبيق هذه الطريقة مباشرة ولا تحتاج إلى أي برنامج خطي أو أي روتين الأمثل.

الكلمات المفتاحية: هندسة الشبكة الكهربائية، سوق الطاقة الكهربائية، التدفق الامثل للقدرة الكهربائية، خسارة الإرسال الطاقة، نظرية اللعبة التعاونية، توزيع الطاقة، التحالفات، قيمة شابلي.

Nomenclature

C_i	La fonction de coût de la centrale (i)
P_{Gi}	Puissance active générée par unité de génération (i)
Q_{Gi}	Puissance réactive générée par unité de génération (i)
a_i, b_i, c_i	Coefficients de coût de l'unité génératrice i
N_g	Le nombre des générateurs
C	La fonction de coût total de la production
Z	Impédance de charge
R	Résistance
X	Inductance
φ	Déphasage entre le courant et la tension
U	Tension composée
V_i	Module de la tension au nœud i
δ_i	Angle de déphasage de la tension au nœud i
θ_{ij}	l'angle de l'admittance
Y_{ij}	module de l'admittance
G_{ij}	Conductance mutuelle entre les nœuds i et j
B_{ij}	Susceptance mutuelle entre les nœuds i et j
P_{Li}	Puissance active consommées au nœud i
Q_{Li}	Puissance réactive consommées au nœud i
P_i	Puissance active injectées au jeu de barres i
Q_i	Puissance réactive injectées au jeu de barres i
I_i	Le courant injectées au jeu de barres i
S	Puissance apparente
N	l'ensemble des joueurs
$s_i (x_i)$	la stratégie (coalition) du joueur i ,
S_i	l'ensemble des stratégies (coalition) disponibles
V_{Bus}	La tension du Bus
Z_{Bus}	Impédance du Bus
I_{Bus}	Le courant du Bus
P	La perte de puissance active de la ligne $m-n$
$x(i)$	Solution de joueur i

$v(i)$	Coalition de joueur i
$x(S)$	Solution de Coalition
$v(S)$	Coalition Possible de joueur i
I_k	le courant du 'générateur de 'k' de d'élément 'ij'
R_{ij}	la résistance de la ligne d'élément 'ij'
v_{nn}	matrice carrée
Z_{ij}	Impédance de la ligne de transmission de l'élément 'ij'
$e(X : S)$	représente la définition de nucléole
φ_i	représente définition de la valeur de Shapley

Acronymes et Abréviations

CGT	Cooperative Games Theory (théorie des jeux coopératifs)
CCG	Cycle Combiné Gaz
CSC	Consommation Spécifiques de Chaleur
OS	l'Opérateur du Système
SONELGAZ	Société Nationale de l'Electricité et du Gaz
GRT	Gestionnaire du Réseau de Transport
SPE	Société Algérienne de Production d'Electricité
GRTE	Société Algérienne de Gestion du réseau de Transport de l'Electricité
CREG	Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
SDA	Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du Gaz d'Alger
SDC	Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz du Centre
SDE	Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Est
SDO	Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Ouest
UMA	Union du Maghreb Arabe
ONE	Office National l'Electricité
STEG	Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz
CPCM	Conseil Permanent Consultatif Maghrébin
UNPEDE	Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Electriques
IPP	Independent Power Production
CREG	Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
OPF	Optimale Power Flow
AG	Algorithme Génétique
MP	Mat Power
PSO	Particle Swarm Optimization
ABC	Artificial Bee Colony algorithm
FFA	Firefly algorithm

Liste des Tableaux

Tableau I-1 : Caractéristiques du système électrique.....	27
Tableau III-1 : Les interconnexions électriques au Maghreb Source: Comelec.....	58
Tableau V-1 : Exemple de jeu stratégique à deux (02) joueurs.....	94
Tableau V-2 : Forme stratégique pour un jeu coopératif.....	102
Tableau V-3 : équilibre du jeu coopératif.....	103
Tableau V-4 : théorie du jeu pour un système de puissance équivalent.....	103
Tableau V-5 : points d'équilibre du jeu coopératif de deux générateurs.....	103
Tableau VI-1 : Solution de l'écoulement de puissance pour un réseau à 14 nœuds par la méthode proposée.....	114
Tableau VI-2 : Les pertes de transmission par la méthode proposée (seulement les nœuds de production).....	114
Tableau VI-3 : Les pertes de transmission par la méthode proposée (seulement sur les charges).....	115
Tableau VI-4 : Les pertes de transmission par la méthode proposée (les générateurs et les charges).....	115
Tableau VI-5 : Pertes totales lorsque appliquer cette méthode uniquement aux génératrices et aux charges et aux deux.....	116
Tableau VI-6 : Comparaison des différentes méthodes d'optimisation système IEEE 14 nœuds.....	117
Tableau VI-7 : Solution de l'écoulement de puissance pour un réseau à l'ouest de l'Algérie 13 nœuds par la méthode proposée.....	119
Tableau VI-8 : Les pertes de transmission par la méthode proposée (seulement les nœuds de production).....	119
Tableau VI-9 : Les pertes de transmission par la méthode proposée (seulement sur les charges).....	120
Tableau VI-10 : Les pertes de transmission par la méthode proposée (les générateurs et les charges).....	120
Tableau VI-11 : Pertes totales lorsque appliquer cette méthode uniquement aux génératrices et aux charges et aux deux	121
Tableau VI-12 : Solution de l'écoulement de puissance – 6 JDB.....	124
Tableau VI-13 : Les pertes de transmission par la méthode proposée (seulement les nœuds de production).....	124
Tableau VI-14 : Les pertes de transmission par la méthode proposée (seulement sur les charges).....	125
Tableau VI-15 : Les pertes de transmission par la méthode proposée (les générateurs et les charges).....	125

Tableau VI-16 : Pertes totales lorsque appliquer cette méthode uniquement aux génératrices et aux charges et aux deux.....	126
Tableau VI-17 : Coalitions possibles du jeu pour calculer les puissances.....	127
Tableau VI-18 : Coalitions possibles du jeu pour calculer le coût.....	129
Tableau VI-19 : les puissances générées pour la minimisation de la fonction coût.....	130
Tableau VI-20 : Comparaison des différentes méthodes d'optimisation – système à 6 JDB.....	131
Tableau VI-21 : Solution de l'écoulement de puissance IEEE 30 Nœuds.....	134
Tableau VI-22 : les puissances générées pour la minimisation de la fonction cout.....	137
Tableau VI-23 : Comparaison des différentes méthodes d'optimisation IEEE 30 Nœuds.....	138
Tableau A-1 : Les jeux de barres du réseau IEEE 14 nœuds.....	150
Tableau A-2 : Les générateurs du réseau IEEE 14 nœuds.....	150
Tableau A-3 : Les paramètres des lignes de transport du réseau IEEE 14 nœuds.....	151
Tableau B-1 : Les jeux de barres du réseau l'ouest de l'Algérie 13 nœuds.....	152
Tableau B-2 : Les générateurs du réseau l'ouest de l'Algérie 13 nœuds.....	152
Tableau B-3 : Les paramètres des lignes de transport du réseau l'ouest de l'Algérie 13 nœuds.....	153
Tableau C-1 : Les jeux de barres du réseau 6 nœuds.....	154
Tableau C-2 : Les générateurs du réseau 6 nœuds.....	154
Tableau C-3 : Les paramètres des lignes de transport du réseau 6 nœuds.....	154
Tableau D-1 : jeux de barres du réseau IEEE 30 nœuds.....	155
Tableau D-2 : générateurs du réseau IEEE 30 nœuds.....	156
Tableau D-3 : lignes de transport du réseau IEEE 30 nœuds.....	157
Tableau D-4 : Coalitions possibles du jeu du réseau IEEE 30 nœuds.....	158

Liste des Figures

Figure I-1 : Architecture d'un réseau électrique moderne.....	6
Figure I-2 : Organisation des différents niveaux de tension du système électrique.....	10
Figure I-3 : Niveaux de tension normalisés.....	11
Figure I-4 : Caractéristique entrée sortie d'une unité de production.....	16
Figure I-5 : les projets d'interconnexions de la boucle méditerranéenne.....	18
Figure I-6 : Ligne électrique alimentant une charge.....	20
Figure I-6.a : Schéma d'une ligne de transport.....	20
Figure I-6.b : diagramme vectorielle des tensions.....	20
Figure I-7 : Schéma d'un réseau de distribution.....	23
Figure I-8 : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA.....	24
Figure I-8.a : phase initial.....	24
Figure I-8.b : deuxième phase.....	24
Figure I-8.c : phase finale.....	24
Figure I-9 : Simple dérivation.....	25
Figure I-10 : Double dérivation.....	25
Figure I-11 : Coupure d'artère.....	26
Figure II-1 : Ancienne structure verticalement intégrée du secteur de l'électricité.....	30
Figure II-2 : Séparation des activités de production, transport et distribution.....	30
Figure II-3 : Principe de fonctionnement d'un marché pool.....	35
Figure II-4 : Equilibre théorique du marché d'électricité.....	40
Figure II-5 : Détermination du prix d'équilibre.....	48
Figure III-1 : Etat des lieux des interconnexions électriques au Maghreb.....	59
Figure III-2 : Cahiers Du Plan Bleu 6, «Infrastructures Et Développement Énergétique Durable En Méditerranée : Perspectives 2025».....	62
Figure IV-1 : Structure générale d'un réseau électrique.....	69
Figure IV-2 : schéma synoptique d'un générateur de puissance.....	70
Figure IV-3 : Modèle équivalent en π d'une ligne de transport.....	71
Figure IV-4 : Modèle équivalent en π d'un transformateur idéal.....	72
Figure IV-5 : modèle d'une charge électrique sous forme d'une impédance constante.....	72
Figure IV-6 : Classification des différents types de la stabilité des systèmes de puissance.....	74
Figure IV-7 : Variation d'angle de rotor.....	75
Figure IV-8 : Classification des pertes selon l'enregistrement.....	80

Figure V-1 : Schéma d'une ligne de transmission modèle- π entre le Nœuds m et n.....	97
Figure V-2 : organigramme de la technique du jeu coopératif.....	109
Figure VI-1 : Réseau test à IEEE 14 Nœuds.....	113
Figure VI-2 : Les niveaux de la tension pour un réseau électrique IEEE-14 Nœuds.....	116
Figure VI-3 : schéma unifilaire du réseau l'ouest de l'Algérie 13 nœuds.....	118
Figure VI-4 : Les niveaux de la tension de réseau électrique l'ouest de l'Algérie 13 nœuds.....	121
Figure VI-5 : Schéma unifilaire du réseau électrique de 6 jeux de barres.....	123
Figure VI-6 : Niveaux de tensions du réseau test 6 JB.....	123
Figure VI-7 : Diagramme de Hasse de (2^N)	126
Figure VI-8 : Comparaison des valeurs optimales des coûts, trouvés par les trois méthodes.....	131
Figure VI-9 : Puissances optimales des générateurs obtenues par le CGT pour réseau 6 JDB.....	131
Figure VI-10 : Schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 30-Nœuds.....	132
Figure VI-11 : Niveaux de tensions du réseau test IEEE 30 Nœuds.....	133
Figure VI-12 : Les pertes de transmission pour les nœuds de production.....	135
Figure VI-13 : Les pertes de transmission pour les nœuds de charge.....	135
Figure VI-14 : Les pertes de transmission pour les nœuds (générateur et charge).....	136
Figure VI-15 : Comparaison des valeurs optimales des coûts, trouvés par les trois méthodes.....	138
Figure VI-16 : Puissances optimales des générateurs obtenues par le CGT pour réseau 30 JDB.....	139

Sommaire

Introduction Générale	1
Objectifs et contributions de la thèse.....	2
Structure de la Thèse.....	3
Chapitre I : Fonctionnement des réseaux d'énergie électrique	
I-1. Introduction.....	5
I-2. Les aspects essentiels de l'électricité.....	6
I-2-1. L'électricité : un bien spécifique.....	7
I-2-1-a. L'électricité n'est pas stockable.....	7
I-2-2-b. Le transport de l'électricité nécessite une infrastructure physique.....	7
I-2-3-c. L'électricité n'est pas traçable : les lois de Kirchhoff.....	7
I-3. Evolution du réseau électrique.....	7
I-4. Les principales étapes de la fourniture de l'électricité.....	9
I-4-1. La production.....	11
I-4-2. Gestion des systèmes de production électrique.....	12
I-4-3. Les différents types de moyens de production.....	12
I-4-3-a. Turbines à combustion.....	12
I-4-3-b. Centrales thermiques.....	13
I-4-3-c. Centrales nucléaires.....	14
I-4-3-d. Centrales hydrauliques.....	14
I-4-3-e. Centrales éoliennes.....	15
I-4-4. Coûts de production.....	15
I-4-4-a. Formulation mathématique du problème.....	16
I-4-4-b. Minimisation des coûts de génération.....	17
I-4-5. Le réseau de transport et son fonctionnement.....	17
I-4-5-a. Le rôle de l'interconnexion.....	18
I-4-5-b. L'opérateur du système.....	18
I-4-5-c. Organisation d'un réseau de transport.....	19
I-4-6. Les contraintes de l'interconnexion.....	19
I-4-6-a. Pertes des lignes dans le réseau de transport (HT et THT).....	19
I-4-6-b. La compensation des pertes.....	19
I-4-6-c. Puissance transmise par une ligne électrique.....	20
I-4-6-d. Chute de tension dans une ligne.....	21
I-4-7. Les conséquences des caractéristiques du réseau de transport d'électricité.....	22

I-4-8. Schémas d'exploitation.....	23
I-4-8.a Distribution de l'énergie.....	23
I-4-8.b Les postes sources HTB/HTA.....	23
I-4-8.c Les lignes ou départs HTA.....	25
I-4-9. La consommation.....	26
I-5. Conclusion.....	28
 Chapitre II : Organisation de l'industrie électrique	
II-1. Introduction.....	29
II-2. Séparation des activités de production, transport et distribution.....	30
II-3. Organisation de l'industrie électrique.....	31
II-3-1. Les raisons de l'intégration verticale et du monopole.....	31
II-3-2. L'ouverture à la concurrence et la déréglementation des marchés électriques...	32
II-4. Marché de l'électricité.....	34
II-4-1. Modèle pool.....	34
II-4-2. Modèle bilatéral.....	35
II-4-3. La théorie des marchés spot de l'électricité.....	36
II-5. Aperçu sur l'industrie de l'électricité.....	37
II-5-1. Architectures du marché électrique.....	37
II-5-2. Formes de concurrence.....	37
II-5-3. Fiabilité du réseau électrique dans un marché concurrentiel.....	38
II-5-4. La non-stockabilité et la contrainte d'équilibre production-consommation.....	38
II-5-5. Flux électriques non-dirigeables et limites de capacité de transport.....	41
II-5-6. L'utilisation de réserves pour assurer la sécurité d'approvisionnement.....	41
II-5-7. Avantage de marché d'électricité.....	42
II-5-8. Règles du jeu égales.....	42
II-6. Marché de gros et bourses d'électricité.....	42
II-6-1. Comment se déterminent les prix ?.....	43
II-6-2. L'organisation des marchés.....	45
II-6-3. Prix d'électricité.....	47
II-7. Exemple d'un comportement stratégique.....	48
II-7-1. Discussion des suppositions.....	49
II-7-2. Conséquences et performances du marché d'électricité libre.....	50
II-7-3. Négoce et arbitrage.....	50
II-8. Optimisation de l'écoulement de puissance dans un marché libéralisé: l'OPF (Optimal Power Flow).....	51
II-9. Conclusion.....	53

Chapitre III Marché d'échange énergétique

III-1. Introduction.....	55
III-2. L'approvisionnement électrique du Maghreb.....	55
III-3. L'interconnexion des réseaux électriques et la comelec.....	56
III-4. Marchés d'échanges énergétiques.....	60
III-5. Situation actuelle du réseau maghrébin.....	60
III-5-1. Développement de l'énergie échangée entre l'Algérie et la Tunisie.....	60
III-5-2. Développement de l'énergie échangée entre l'Algérie et le Maroc.....	60
III-5-3. Marché régional d'électricité dans les pays du Maghreb.....	61
III-6. Les projets d'interconnexion du réseau maghrébin et européen.....	61
III-6-1. Les interconnexions électriques facteurs d'intégration.....	62
III-7. La libéralisation de la marche maghrébine.....	63
III-8. Les obstacles à la libéralisation.....	65
III-9. Ouverture de la production de l'électricité au secteur privé.....	66
III-10. Conclusion.....	67

Chapitre IV Modélisation du problème de l'écoulement de puissance optimal

IV-1. Introduction.....	68
IV-2. Modélisation des Eléments de Puissance.....	69
IV-2-1. Générateurs de Puissance.....	70
IV-2-2. Lignes de Transport.....	70
IV-2-3. Transformateurs de Puissance.....	71
IV-2-4. Charge Electrique.....	72
IV-2-5. Compensateur Shunt.....	73
IV-3. Stabilité des réseaux d'énergie électrique.....	73
IV-4. Différents types de stabilité.....	74
IV-4-1. Stabilité de l'angle du rotor.....	74
IV-4-1-a. Stabilité angulaire aux petites perturbations (en petits signaux).....	75
IV-4-1-b. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire).....	75
IV-4-2. Stabilité de fréquence.....	76
IV-4-3. Stabilité de tension.....	76
IV-4-3-a. Stabilité de tension aux grandes perturbations.....	76
IV-4-3-b. Stabilité de tension aux petites perturbations.....	76
IV-4-3-c. Stabilité de tension à court terme.....	77
IV-4-3-d. Stabilité de tension à long terme.....	77
IV-5. Définition l'Écoulement de Puissance.....	77
IV-5-1. Domaines d'application de l'écoulement de puissance optimal.....	78

IV-5-1-a. Minimisation du coût de combustible.....	78
IV-5-1-b. Minimisation des pertes.....	79
IV-5-1-c. Classification des pertes d'énergie électrique selon l'enregistrement..	79
IV-5-1-d. Amélioration du profil de tension.....	80
IV-6-1-e. Amélioration de la stabilité de tension.....	80
IV-5-1-f. Maximisation de la puissance transmissible.....	80
IV-5-2. Formulation et problème de l'écoulement de puissance optimal.....	81
IV-5-1-a. Variables de contrôle.....	81
IV-5-1-b. Variables d'état.....	82
IV-5-1-c. Fonction objectif.....	82
IV-5-1-d. Formulation des équations de l'écoulement de puissance.....	82
IV-5-1-e. Problème de l'écoulement de puissance.....	83
IV-6. Conclusion.....	85
Chapitre V Méthodes de la théorie des jeux et théorie des jeux coopératifs	
V-1. Introduction.....	86
V-1-1. Un peu d'histoire.....	88
V-1-2. Qu'est-ce qu'un jeu ?.....	88
V-2. Théorie des jeux: une étude formelle de la coopération des agents.....	90
V-2-1. Une revue de la théorie des jeux.....	90
V-2-2. Notions introductives à la théorie des jeux.....	90
V-2-2-a. Jeu.....	90
V-2-2-b. Joueur et comportement rationnel.....	91
V-2-2-c. Stratégie des joueurs (pure et mixte).....	91
V-2-2-d. Notion Utilité.....	92
V-2-3. Classification générale des jeux.....	92
V-2-4. La théorie des jeux coopératifs (CGT): les éléments de base.....	94
V-3. Fonctionnement et contrôle du système d'alimentation en temps réel.....	95
V-4. Allocation des pertes de transmission.....	96
V-4-1. Modèles de générateur et de chargement.....	96
V-4-2. Les pertes de transmission dans les lignes.....	97
V-4-3. Application de la CGT au calcul des pertes.....	98
V-4-4. Etude des concepts de la CGT et les méthodes de répartition.....	98
V-4-5. L'algorithme proposé pour le problème de la répartition des pertes.....	101
V-4-6. Le problème du dispatching économique en utilisant CGT.....	103
V-5. Les solutions de jeux coopératifs.....	104
V-6. Modèles de partage de coûts des jeux coopératifs.....	104

V-6-1. Le noyau du jeu.....	104
V-6-2. Nucléole.....	105
V-6-3. Répartition des coûts électrique.....	106
V-6-4. La valeur de Shapley.....	107
V-6-5. Principales propriétés de la valeur de Shapley.....	110
V-7. Conclusion.....	111
 Chapitre VI Simulations et analyses des résultats	
VI-1. Introduction.....	112
VI-2. Cas d'étude no. 1 : Présentation des réseaux test.....	113
VI-2-1. Réseau Electrique Test IEEE 14 nœuds.....	113
VI-2-2. Réseaux de l'ouest de l'Algérie 13 bus.....	118
VI-3. Conclusion.....	122
VI-4. Cas d'étude no. 2 : Présentation des réseaux test.....	123
VI-4-1. Réseau Electrique Test 6 nœuds.....	123
VI-4-2. Réseau Electrique Test IEEE30 Nœuds.....	132
VI-5. Conclusion.....	139
Conclusion générale.....	140
Bibliographie.....	143
Annexes	
Annexe A.....	150
Annexe B.....	152
Annexe C.....	154
Annexe D.....	155

Introduction générale

Introduction générale

Le mouvement mondial de désintégration et de recombinaison qui touche dans la plupart des pays le secteur électrique, conduit à accroître les gains de productivité dans tous les domaines et tout particulièrement à utiliser les réseaux électriques plus près de leurs limites pour valoriser au maximum les actifs investis. Dans le même temps, la multiplication des acteurs du marché de l'électricité (producteurs indépendants, commercialisateurs, courtiers en énergie, etc.) et la séparation des rôles entre producteurs, transporteurs et distributeurs rendent plus complexes le développement et l'exploitation des systèmes électriques interconnectés. Il en résulte une attention toute particulière qui doit être portée à la sûreté et à l'économie de fonctionnement des systèmes électriques, non seulement pris globalement, mais aussi au niveau de leurs composants et de leurs sous-systèmes [1].

L'électricité est la forme d'énergie indispensable aux activités humaines et constitue un facteur clé dans l'économie du monde moderne. Les besoins en énergie électrique des pays industrialisés ne cessent d'augmenter, et ce à l'inverse des ressources d'énergie qui sont en continuelle diminution. La planification des systèmes électriques consiste à élaborer des scénarios d'évolution de la demande d'énergie électrique et à choisir l'infrastructure permettant d'y répondre à savoir, quels moyens de production, de transport, de distribution et d'exploitation doivent être mis en œuvre et quand ils doivent l'être. L'exploitation des systèmes électriques consiste à utiliser de la meilleure manière les installations existantes. Les principes qui doivent guider ces activités sont la sécurité de fonctionnement et l'économie.

Depuis l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, les activités de production, de transport et de distribution sont séparées. En ce qui concerne la production, plusieurs compagnies gèrent chacune, de manière concurrentielle, leur parc de générateurs et développent une activité commerciale d'achat et de vente d'énergie électrique. Un réseau de transport ou un réseau de distribution constitue un monopole de fait pour une aire géographique donnée. Il n'est, en effet, pas raisonnable d'envisager un dédoublement des coûteuses infrastructures de ces réseaux de transmission de l'énergie électrique. Par contre, plusieurs sociétés peuvent jouer le rôle d'intermédiaire entre les consommateurs et les fournisseurs d'électricité. Ce nouveau marché dérégulé incite les compagnies d'électricité à chercher de nouveaux moyens pour réduire leurs coûts d'exploitation.

Le fonctionnement optimal et efficace des systèmes électriques représente donc l'une des priorités absolues pour les compagnies d'électricité qui dépensent des sommes d'argent

colossales dans le combustible nécessaire à la production de l'énergie électrique. A titre d'exemple, une grande compagnie (avec un pic de charge annuel de 10 000 MW), peut dépenser en moyenne jusqu'à 1.5 billions de dollars par an [2]. Donc, l'utilisation rationnelle du combustible disponible est d'une grande importance, non seulement parce que la plupart des combustibles représentent des sources d'énergie non renouvelables, mais aussi ceci peut engendrer des réductions importantes dans les frais d'exploitation.

Le système électrique est un réseau-source alimentant un très grand nombre de clients à partir d'un petit nombre de centrales de production. L'énergie produite par les centrales transite sur les lignes de haute et très haute tensions du réseau de transport maillé sur une zone couvrant un ou plusieurs Etats, puis est acheminée sur des réseaux de distribution de moyennes et basses tensions dont l'arborescence permet d'atteindre les clients finals. L'énergie électrique est produite en même temps qu'elle est consommée; donc, en permanence, la production doit s'adapter à la consommation. Il faut, donc, ajuster les puissances active et réactive des générateurs interconnectés dans un réseau électrique dans leurs limites admissibles afin de satisfaire la charge électrique fluctuante avec un coût minimal. Cela est appelé l'écoulement de puissance optimal (OPF) et parfois connu comme le problème de dispatching économique de l'écoulement de puissance. L'outil informatique de base permet au gestionnaire du réseau de déterminer les conditions de fonctionnement sécurisé et économique du système électro-énergétique [2].

Le travail présenté dans cette thèse vise à développer une nouvelle procédure de la fonction écoulement de puissance optimal basée sur une méthode évolutionnaire récente. Parmi les méthodes évolutionnaires actuellement disponibles, on a choisi La théorie des jeux coopératifs, à cause de sa simplicité et sa puissance. Jeux coopératifs constituent alors une stratégie de résolution de plus en plus privilégiée puisque elles sont des méthodes à grande flexibilité d'utilisation. Elles ont la possibilité de trouver des solutions dans le plus grands nombre de cas possibles.

Objectifs et contributions de la thèse

La contribution principale de ce travail de recherche est l'élaboration d'une procédure efficace capable de résoudre le problème de l'écoulement de puissance optimal (OPF) en présence de générateurs avec des caractéristiques de coût non conventionnelle. Spécifiquement, il s'agit de développer un programme informatique sous Matlab de la méthode de théorie du jeu coopératif basé sur la Valeur de Shapley. La théorie des jeux coopératifs présente un outil d'analyse des situations conflictuelles en se basant sur des

notions et des calculs de probabilité subjectives ; quand l'action de chaque agent actif est dépendante non seulement aux conditions environnementales mais également à ce que les autres agents décident d'opérer afin qu'il optimise son utilité.

Structure de la Thèse

Après une introduction générale qui donne l'objectif, les contributions de cette thèse, et la définition globale de l'écoulement de puissance optimal (OPF), la thèse est structurée comme suit:

Le chapitre un est consacré aux caractéristiques économiques et techniques spécifiques du système électrique. Nous présentons les différentes étapes de la chaîne de fourniture d'électricité, ainsi qu'un bref rappel du fonctionnement technique et économique général des systèmes électriques. Les différents types de productions décentralisées selon le type de source d'énergie utilisée et la capacité de fournir de la puissance active et de la puissance réactive sont ensuite passés en revue, une description plus détaillée des réseaux de transport. Enfin, une définition de la reconfiguration du réseau de distribution est donnée en dernière partie.

Le chapitre deux nous montrons l'évolution de la forme organisationnelle du système électrique à travers le temps et les raisons de la dérégulation récente et l'ouverture à la concurrence de la fonction de production de l'électricité. Donner un aperçu de l'industrie de l'électricité et d'analyser les enjeux liés à l'arrivée de la concurrence dans le marché d'électricité. Nous avons présenté l'architecture des marchés électriques dans un système déréglementé. Objectif de stabiliser les revenus des producteurs et de protéger les consommateurs contre la volatilité des prix de marché. Nous avons aussi présenté un exemple d'exploitation optimal du marché en supposant que les producteurs offrent sur le marché des prix correspondant à leur coût marginal de production et que la capacité installée soit suffisamment disponible pour satisfaire différents états de la demande. Enfin définition simple de l'application de l'optimisation de l'écoulement de puissance dans un marché d'électricité libre.

Le chapitre trois nous donnons un aperçu sur les prévisions et la gestion pour l'instauration d'un marché libre de l'électricité pour le réseau Maghrébin et le réseau euro-méditerranéen.

Le chapitre quatre donne une revue détaillée du problème de l'écoulement de puissance optimal (OPF). Nous allons présenter la description et la modélisation des éléments de puissance essentiels du réseau électrique et la stabilité des réseaux électriques.

Ensuite, une classification du problème de l'OPF avec les types des fonctions objectif et les différentes contraintes nécessaires pour le fonctionnement des systèmes d'énergie électrique.

Le chapitre cinq discute l'approche proposée basée sur la théorie de jeu coopératif pour la solution du problème de l'écoulement de puissance optimal. Le principe général des jeux coopératifs est discuté au début suite à quoi, les avantages offerts par cette méthode par rapport aux méthodes conventionnelles sont exposés, en suite nous exposons les solutions des jeux coopératifs pour le partage des coûts basés sur la Valeur de Shapley. Ces derniers constituent la base de l'approche proposée qui est exposée à la fin de ce chapitre.

Le chapitre six présentes les résultats de simulations de la démarche proposée pour la solution du problème de l'OPF. La validation de ces résultats est montrée et discutée à travers plusieurs études de cas.

En fin nous donnons une conclusion générale pour évaluer le travail effectué, en suite nous citons les perspectives futures pour améliorer ce travail sur la base des résultats trouvés, et sur la base des différents problèmes rencontrés et intéressants à être examinés de près.

Chapitre I

Fonctionnement des réseaux d'énergie électrique

Chapitre I Fonctionnement des réseaux d'énergie électrique

I-1. Introduction

Ce chapitre introductif a pour objet de présenter la chaîne de fourniture d'électricité, et en particulier dans cette chaîne de fourniture, la production d'électricité. Les systèmes électriques présentent des caractéristiques spécifiques de fonctionnement, qui les différencient des autres types d'industrie. La prise en compte de ces caractéristiques et de la coordination entre les différents acteurs du système est essentielle pour garantir un système électrique fiable en permanence. La question de fiabilité du système électrique constitue en effet un enjeu majeur, en particulier après la déréglementation récente de la majorité des systèmes électriques à travers le monde. Les systèmes d'énergie électrique sont également soumis à diverses perturbations: Variations incessantes de la demande, changements de topologie pour des raisons d'exploitation, agressions climatiques (foudre, glace, etc.), facteur humain, incertitudes liées au caractère aléatoire des énergies intermittentes (éolienne, PV), etc. A ces causes externes, il convient d'ajouter des perturbations internes : incidents touchant les composants de puissance, défaillance cachées des systèmes de protection chargés d'éliminer les défauts, révélées seulement lors de perturbations, etc.

En dépit de ces multiples sollicitations, les systèmes électriques modernes ont pu fonctionner avec une fiabilité remarquable pour les réseaux maillés à haute tension. Cela s'explique par le fait que les planificateurs et les opérateurs des réseaux électriques ont toujours veillé à assurer, même pour les aléas les plus critiques et les conditions d'exploitation les plus contraignantes, la fiabilité de leurs systèmes en faisant fonctionner ces derniers avec de grandes marges de sécurité.

Néanmoins, pendant les dernières décennies, les systèmes électriques mondiaux, ont été confrontés à une forte croissance de la consommation de l'énergie électrique alors que le développement du réseau correspondant est confronté à une opposition croissante à l'implantation de nouvelles lignes et de nouvelles centrales électriques. Ceci non seulement en raison des contraintes environnementales mais aussi à cause des problèmes liés au manque d'investissement dans les différents secteurs de production et de transport de l'énergie électrique surtout après l'ouverture du marché de l'électricité. Ceci a amené les gestionnaires des réseaux électriques à exploiter leurs systèmes électriques avec des marges de sécurité et de stabilité réduites.

En effet, sur cette situation déjà préoccupante, sont venues se greffer de nouvelles contraintes influençant également d'une manière négative la fiabilité des systèmes électriques.

Avant d'exposer cet enjeu et les méthodes mises en œuvre, nous fournissons une vision générale des systèmes électriques et de leurs caractéristiques propres. Cela est nécessaire pour une bonne compréhension de la question de fiabilité, de ses enjeux et des méthodes à mettre en place pour l'assurer. Nous commençons donc dans ce chapitre par définir le bien «électricité» et ses spécificités et nous présentons les différentes étapes de la chaîne de fourniture d'électricité, ainsi qu'un bref rappel du fonctionnement technique et économique général des systèmes électriques. Les différents types de productions décentralisées selon le type de source d'énergie utilisée et la capacité de fournir de la puissance active et de la puissance réactive sont ensuite passés en revue, une description plus détaillée des réseaux de transport. Enfin, une définition de la reconfiguration du réseau de distribution est donnée en dernière partie.

Tandis que l'adéquation signifie la présence d'une capacité de production d'électricité dans le système capable de satisfaire la demande d'énergie, à chaque instant et en temps réel.

I-2. Les aspects essentiels de l'électricité

L'électricité présente des spécificités et des particularités qui rendent son échange très complexe. Dans cette première partie, nous définissons le bien «électricité» et ses caractéristiques. Nous présentons ensuite les différentes composantes de la filière électrique à savoir la production et les types de technologies utilisées, la transmission, l'opérateur du système, la distribution et la consommation [3].

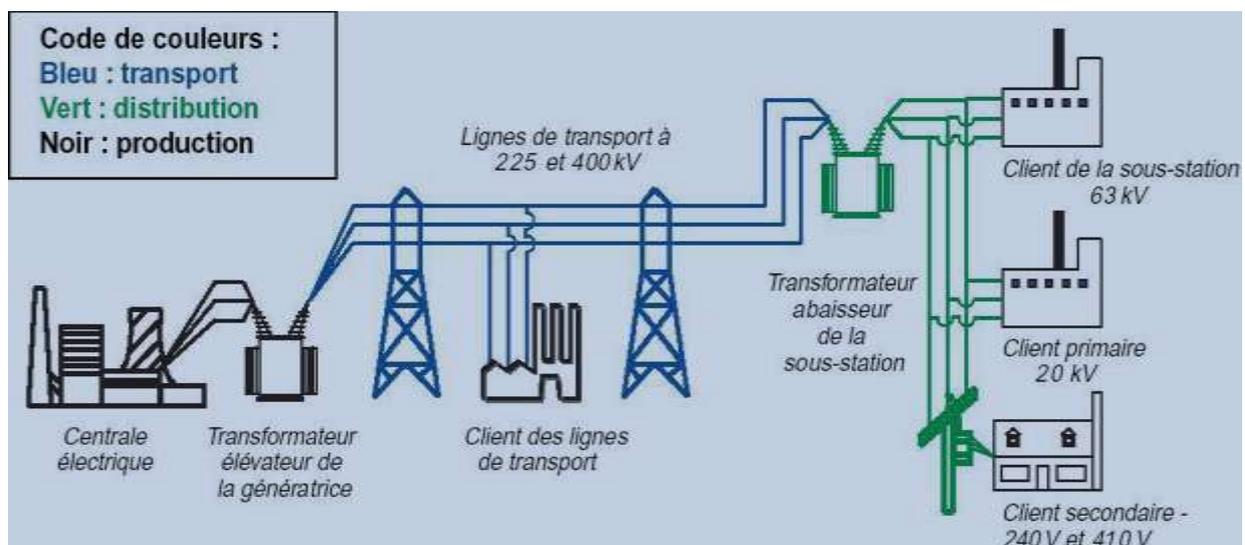


Figure I-1 : Architecture d'un réseau électrique moderne

I-2-1. L'électricité : un bien spécifique

L'électricité possède des caractéristiques qui la différencient des autres biens échangés dans les marchés.

I-2-1-a. L'électricité n'est pas stockable

En effet, c'est un bien qui est trop cher pour être stocké. Pour cela, toute quantité demandée doit être fournie en temps réel. Il faut que l'électricité produite soit immédiatement utilisée, sous peine de claquage du réseau

I-2-2-b. Le transport de l'électricité nécessite une infrastructure physique

L'électricité est transportée des producteurs aux consommateurs finaux à travers un réseau composé de lignes interconnectées. Cela a plusieurs conséquences. Premièrement, les lignes de transmission ont des capacités finies et les transits déterminés par le marché peuvent saturer ces capacités en provoquant la congestion, ce qui induit des externalités négatives sur le réseau. Deuxièmement, elle nécessite une forte résistance durant sa transmission, ce qui provoque des pertes dans le système électrique induisant des coûts très élevés.

I-2-3-c. L'électricité n'est pas traçable : les lois de Kirchhoff

Les lois de Kirchhoff sont fondamentales pour comprendre comment les éléments du réseau sont utilisés et ainsi pour s'assurer que l'utilisation restera dans les limites autorisées (contraintes). Les flux de puissance sur les différents éléments d'un réseau de transport à courant alternatif ne peuvent pas être contrôlés directement [3].

La loi de Kirchhoff impose que l'injection de l'énergie dans un point (nœud) A de la grille de transmission, qui sera par la suite soutirée d'un point (nœud) B, passe par tous les chemins possibles de la grille plutôt que le chemin direct AB. Cette condition implique une forte perturbation du réseau quand une ligne est saturée. Evidemment, l'établissement d'un contrat bilatéral entre un producteur et un consommateur d'énergie situés dans deux points différents de la grille, doit non seulement tenir compte de la capacité sur la ligne directe, mais aussi de la capacité sur les autres lignes du réseau interconnecté. Ces spécificités du bien « électricité » implique la présence de différentes étapes dans la chaîne de fourniture de l'électricité. Nous les présentons dans la sous-section suivante.

I-3. Evolution du réseau électrique

Le réseau électrique a évolué de façon désorganisée à partir premièrement de petits réseaux formés jusqu'aux grands réseaux continentaux d'aujourd'hui. Le système électrique est ainsi au centre du développement de nos sociétés modernes et son bon fonctionnement est donc primordial pour la continuité des activités économiques.

Afin de réaliser des économies d'échelle, il a évolué vers une structure verticalement intégrée, c'est-à-dire que la puissance est produite par des grandes centrales électriques potentiellement très éloignée des centres de consommation. Ces réseaux ont la particularité d'être des réseaux de grandes dimensions, interconnectés et conçus pour fonctionner avec de la génération centralisée de forte puissance.

La production d'énergie est principalement basée sur des sources primaires contrôlables telles que : les centrales thermiques utilisant les combustibles fossiles, les centrales thermonucléaires, les centrales hydro-électriques, etc, fonctionnant avec des machines de grande taille. Ces sources permettent de contrôler la production d'énergie en fonction des critères de sécurité et d'économie. Le réseau est exploité de sorte que des événements sévères ne provoquent pas la perte totale du système ou la propagation des défaillances sur les réseaux voisins. Il doit aussi permettre la reprise rapide de la portion du réseau électrique affecté par des événements majeurs [4].

Dans les structures traditionnelles, l'énergie électrique est transportée des centrales électriques vers les consommateurs à travers une structure du réseau hiérarchique, de la très haute tension HTB ($U_n > 90 \text{ kV}$), à la moyenne tension HTA ($1 \text{ kV} < U_n < 90 \text{ kV}$) puis à la basse tension BT ($U_n < 1 \text{ kV}$). Les réseaux de transport HTB sont maillés pour assurer la fiabilité et la disponibilité de l'énergie, en cas de défauts sur des ouvrages. Par contre, les réseaux de distribution HTA et BT sont majoritairement passifs sans éléments actifs de production de puissance ni charges actives avec une configuration exploitée en structure radiale qui permet l'utilisation de plans de protection simples et robustes. La topologie du système fait que le flux d'énergie électrique est unidirectionnelle, de la production vers la consommation.

Le réseau doit fonctionner sous la contrainte que la puissance électrique produite doit être, à chaque instant, égale à la puissance consommée. Par conséquent, le fonctionnement du réseau repose sur un contrôle temps réel de la production d'énergie et son adaptation aux fluctuations de la charge, selon les restrictions imposées par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité. Une telle structure verticalement intégrée du système d'alimentation apporte des avantages, tels que la réduction du coût d'exploitation, la mutualisation des marges de réserve des générateurs, une meilleure efficacité énergétique des grands générateurs, une réduction du risque de défaillances [5].

La libéralisation du marché de l'énergie électrique et les préoccupations environnementales grandissantes, liées au changement climatique planétaire amènent des changements importants sur ces réseaux électriques, en particulier sur les réseaux de distribution avec l'arrivée massive de productions décentralisée.

L'insertion de la production décentralisée conduit à une transition vers une nouvelle structure dans laquelle, les petites et moyennes unités de production sont souvent reliées au réseau de distribution. La connexion de ces unités sur les réseaux HTA et BT, conduit à un fort bouleversement de l'ancienne structure verticale du système électrique. Le flux de puissance n'est plus distribué verticalement de la haute tension à la basse tension, mais aussi horizontalement, avec même la capacité d'inverser ces flux de puissance entre les réseaux HTA ou BT ou même avec les niveaux de tension supérieurs. Les systèmes de distribution deviennent donc des réseaux actifs.

Encore, vue la difficulté de mettre en œuvre l'installation de nouvelles grandes centrales et la construction des lignes HTB et HTA en raison du coût d'investissement, du manque d'espace physique disponible et de l'opposition grandissante du public à ces nouvelles installations, le développement de nouvelles unités de production d'énergie non conventionnelles est encouragé pour les causes suivantes :

- L'épuisement à l'horizon des combustibles fossiles qui sont les sources primaires des centrales de production d'énergie thermoélectrique.
- Le Protocole de Kyoto adopté basé sur l'utilisation des sources d'énergies nouvelles et renouvelables comme source principale de production d'électricité.
- L'image publique négative sur l'énergie nucléaire.
- La construction de barrages et de bassins pour la production d'énergie hydroélectrique induit d'importantes conséquences sur l'environnement et bouleverse la vie quotidienne des habitants.

Donc, la production d'énergie à proximité des charges offre la possibilité d'alimenter des charges critiques pendant les périodes d'incident de fortes perturbations. Par ailleurs, un certain nombre de technologies de production d'électricité à petite échelle ont atteint un stade de développement qui permet leurs implantations massives dans le réseau électrique [4], [6].

I-4. Les principales étapes de la fourniture de l'électricité

Le développement à grande échelle des réseaux électriques s'est fait pendant les trente glorieuses, pour des raisons techniques et économiques, sous la forme d'un monopole verticalement intègre. L'énergie électrique étant alors et jusque dans les années 1990 produite de manière presque exclusivement centralisée, et consommée de manière totalement décentralisée. Cela a nécessité la mise en place d'un réseau capable de transporter l'énergie produite en quelques dizaines de points de productions vers plusieurs millions de consommateurs repartis sur l'ensemble du territoire [4].

Physiquement, le réseau électrique est organisé en différents niveaux de tension, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs. : le réseau de transport et de répartition, auxquels sont connectés les grands groupes de production centralisée, et le réseau de distribution alimentant la plupart des consommateurs. La Figure I-2 illustre l'architecture ou l'organisation physique générale des réseaux électriques en Algérie.

Généralement le système électrique est basé sur un monopole production – transport – distribution pour des raisons économiques liées au coût de construction et d'entretien des installations de production, de transport et de distribution de l'électricité. Cette structure verticalement intégrée était aussi favorisée par les obligations de service public du distributeur d'énergie électrique comme la continuité de service, la qualité de l'énergie, l'égalité de traitement des consommateurs, ou l'obligation de fourniture [7], [8].

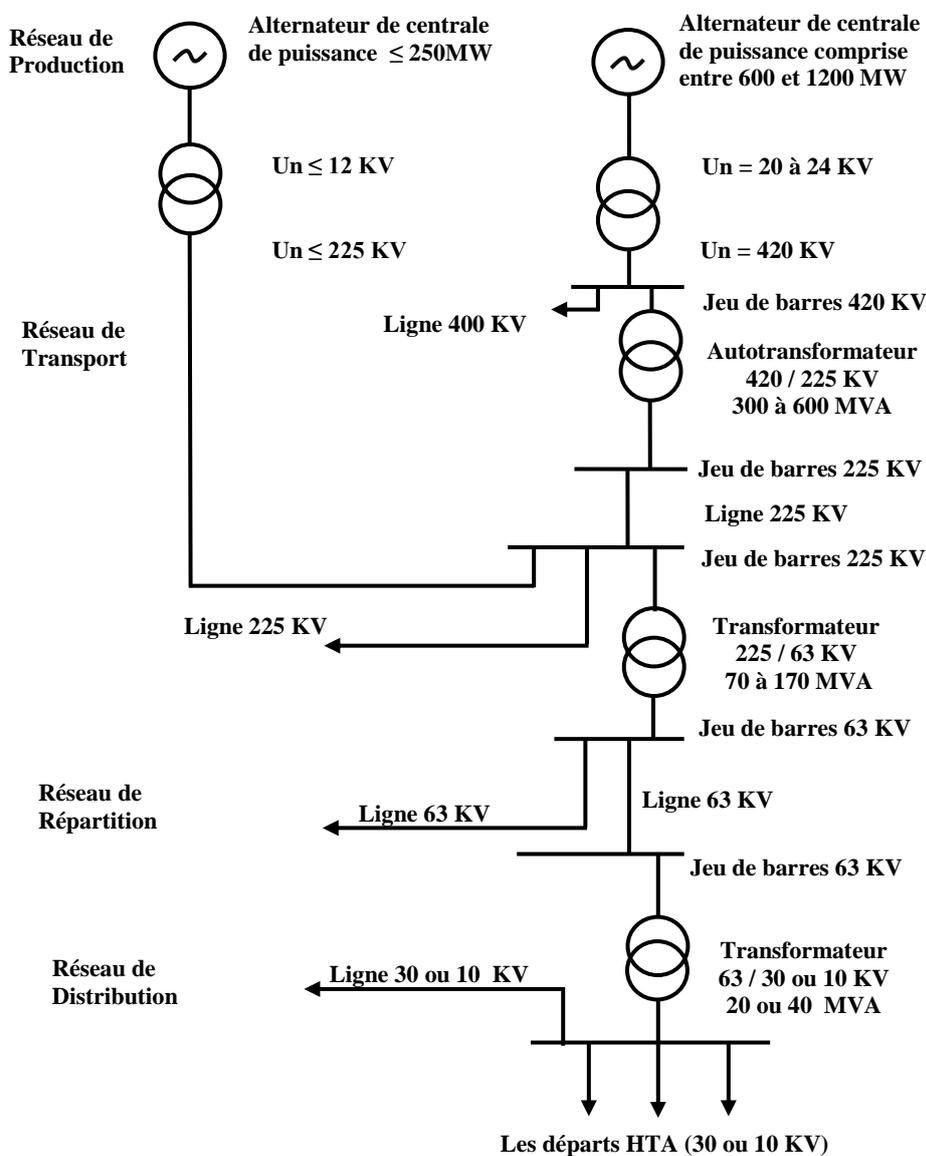


Figure I-2: Organisation des différents niveaux de tension du système électrique

Les tensions normalisées selon la Commission Electrotechnique Internationale (CEI) :

La nouvelle norme CEI (ainsi que les textes législatifs en vigueur en Algérie depuis juin 2002) définissent les niveaux de tension alternative comme suit (Figures I-3). :

HTB : pour une tension composée supérieure à 50 kV.

HTA : pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV.

BTB : pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV.

BTA : pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V.

TBT : pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V.

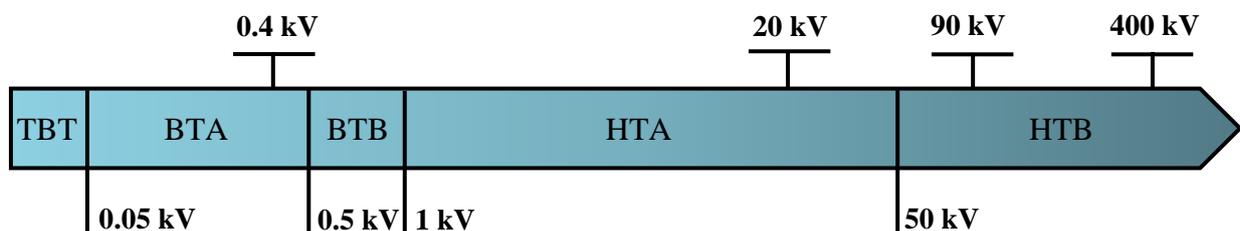


Figure I-3: Niveaux de tension normalisés

I-4-1. La production

Un moyen de production d'énergie électrique est une installation capable de convertir une source d'énergie primaire en énergie électrique. La production de l'électricité constitue entre 35 et 50% du coût total de l'électricité fournie aux consommateurs finaux [7], [8], [9].

Les moyens de production d'énergie électrique sont très divers. Chaque type de moyen de production a des caractéristiques techniques et économiques propres. Ces caractéristiques expliquent l'utilisation des moyens de production pour satisfaire la consommation d'électricité et la constitution du mix des énergies primaires pour produire de l'électricité. L'objectif est ici de présenter sommairement les moyens de production les plus répandus et leurs caractéristiques techniques et économiques ayant une influence sur l'investissement des moyens de production, ainsi que leur coordination avec les investissements en réseau de transport. La centrale de production est la composante élémentaire de l'organisation des moyens de production d'électricité. Une centrale peut regrouper sur un même site plusieurs unités ou tranches de production souvent de même technologie et de même puissance. Chaque unité de production est composée d'une turbine ou moteur et d'un alternateur pour produire de l'énergie électrique. Les turbines ou moteurs peuvent être entraînés à l'aide de différentes sources d'énergie primaire.

La source d'énergie primaire et le mode de conversion de cette énergie en électricité sont des éléments technologiques structurants des moyens de production. Nous présenterons tout d'abord les technologies de production les plus largement utilisées actuellement ou dans les années à venir. Ensuite, nous exposerons les caractéristiques de ces moyens de production les plus structurantes pour les investissements.

I-4-2. Gestion des systèmes de production électrique

La gestion d'une manière économique des systèmes de production d'énergie électrique permet la réduction du coût du kWh et la réduction des pertes d'énergie électrique dans le réseau de transport. Ce qui contribuera à la réduction de la pollution et l'augmentation de la réserve en puissance électrique disponible. Cette gestion est obtenue sans avoir recours à aucun investissement supplémentaire. Il suffit d'appliquer le principe fondamental de la science économique qui dit que si un même produit peut être fabriqué à plusieurs endroits, il doit être fabriqué là où le coût marginal est le plus bas, [8].

I-4-3. Les différents types de moyens de production

Les centrales de production peuvent être classées selon leur technologie, c'est-à-dire selon leurs sources d'énergie primaire et selon le mode de conversion plus ou moins direct de l'énergie primaire en énergie électrique [8], [10], [11]. Parmi l'ensemble des moyens de production actuellement disponibles, nous distinguons les turbines à combustion, les centrales thermiques à vapeur à cycle simple et à cycle combiné, les centrales nucléaires, les centrales hydrauliques, et les centrales éoliennes. Ce sont les moyens de production les plus matures et les plus utilisés. Pour chaque technologie de production, nous donnons une échelle relative de son rendement, de son coût marginal, de sa durée annuelle de fonctionnement, de son coût d'investissement et de son temps de réalisation [5], [11]. Dans un souci de clarté, nous distinguons le temps de réalisation et le temps de construction d'un ouvrage. Le temps de construction représente le temps nécessaire pour construire l'ouvrage une fois que les démarches administratives préalables ont positivement abouti. Le temps de réalisation inclut le temps nécessaire à l'obtention des validations administratives.

I-4-3-a. Turbines à combustion

Les turbines à combustion, ou les moteurs diesel à combustion interne, brûlent du gaz ou du pétrole et utilisent la détente des gaz produits pour activer un alternateur produisant l'électricité à la manière d'un moteur d'avion. Ces centrales sont caractérisées par un rendement énergétique bas.

Leur coût marginal dépend du prix du combustible utilisé et de leur rendement. Le coût marginal des turbines à combustion est généralement le plus élevé de l'ensemble des moyens de production. Ces centrales fonctionnent donc peu d'heures par an, moins d'une centaine, à la pointe de consommation. Toutefois, leur coût d'investissement est faible et elles peuvent être construites et opérationnelles en un an.

I-4-3-b. Centrales thermiques

A partir du charbon, du gaz ou du pétrole, une centrale thermique produit de l'électricité en brûlant l'un de ces combustibles. L'efficacité de ces centrales dépend de la manière avec laquelle ce combustible est exploité.

Centrales thermiques à vapeur à cycle simple

Les centrales thermiques à vapeur brûlent du charbon, du pétrole ou du gaz pour vaporiser de l'eau. La vapeur ainsi produite se détend dans une turbine à vapeur qui entraîne un alternateur produisant de l'électricité. Ces centrales sont caractérisées par un rendement moyen. Leur coût marginal dépend du prix du combustible utilisé et du rendement de la centrale [8].

Par rapport à l'ensemble des moyens de production, ce coût marginal est moyen. Ces centrales fonctionnent donc en semi-base, c'est-à-dire 2000 à 6000 h/an. Leur coût d'investissement est lui aussi moyen par rapport à l'ensemble des autres moyens de production. Les centrales thermiques à vapeur alimentées par du gaz ou du pétrole peuvent se construire en deux à quatre ans suivant leur taille. Les centrales thermiques à vapeur alimentées par du charbon peuvent se construire en quatre à cinq ans suivant leur taille.

Centrales thermiques à cycle combiné gaz

Les centrales à cycle combiné sont le fruit d'une technologie hybride entre turbine à combustion et centrale thermique à vapeur. Une turbine à combustion (ou plusieurs), généralement alimentée par du gaz, fonctionne en parallèle d'une turbine à vapeur. Le gaz d'échappement de la turbine à combustion est utilisé pour produire de la vapeur. Comme dans une centrale thermique à vapeur, la vapeur anime l'alternateur de la turbine à vapeur. Dans les centrales à cycle combiné, l'électricité est produite par la (ou les) turbine(s) à combustion et la turbine à vapeur. Ces centrales sont caractérisées par un très bon rendement. Leur coût marginal, bien qu'étant toujours dépendant du prix du combustible, est alors plus faible que celui des centrales à cycle simple. Par conséquent, ces centrales fonctionnent au-delà de la semi-base, jusqu'à 7000 h/an.

Le coût d'investissement des centrales à « Cycle Combiné Gaz » (CCG) est du même ordre que celui des centrales gaz à cycle simple et elles peuvent être construites tout aussi rapidement en deux à quatre ans.

I-4-3-c. Centrales nucléaires

Les centrales nucléaires fonctionnent grâce à l'énergie libérée par la fission d'atomes d'uranium. La chaleur qui résulte de la fission est transmise à un fluide caloporteur (qui transporte cette chaleur) qui est utilisé pour produire de la vapeur. Cette vapeur, comme dans le cas des centrales thermiques classiques, est utilisée dans un alternateur pour produire l'énergie électrique. Ces centrales sont caractérisées par un coût marginal très faible, dû tant au faible prix du combustible nucléaire qu'au très bon rendement énergétique de ces centrales. Elles fonctionnent en base 7000 à 8000 h/an. Toutefois, leur coût d'investissement est très élevé et le temps de construction de ces centrales est relativement long. Les estimations les plus optimistes donnent cinq ans. En moyenne, on compte sept ans pour réaliser une centrale nucléaire.

I-4-3-d. Centrales hydrauliques

Dans les centrales hydrauliques, l'énergie potentielle de chute de l'eau est utilisée pour produire de l'électricité. On distingue principalement deux types de centrales hydrauliques : les centrales hydrauliques au fil de l'eau et les centrales à réservoir.

Dans les centrales hydrauliques au fil de l'eau, l'eau est turbinée au fil du courant des cours d'eau. On dit que cette production est « fatale » pour deux raisons. Premièrement, si cette énergie ne sert pas à produire de l'électricité, elle est perdue. Deuxièmement, la production d'une centrale hydraulique au fil de l'eau est fortement dépendante du courant de l'affluent. Une légère modulation de la puissance de ces centrales est toutefois possible pour suivre la courbe de consommation.

Dans les centrales hydrauliques à réservoir, l'eau est stockée dans des réservoirs à l'aide de barrages, et est turbinée au rythme des besoins. Certaines turbines sont conçues pour fonctionner aussi comme pompes. Ces centrales peuvent alors stocker de l'eau dans les réservoirs aux moments de la journée où l'électricité est la moins chère. Pour l'exploitation de ces centrales, il est nécessaire de considérer le coût marginal de production et le coût d'opportunité de produire plus tard. Le coût marginal de production est réputé très faible, voire nul. Toutefois, la possibilité de stockage qu'offre cette technologie amène à considérer aussi le coût d'opportunité de produire à un moment où la production sera mieux valorisée. Les centrales à réservoir fonctionnent donc davantage en pointe ou en semi-base, quand l'énergie est plus chère. Le coût d'investissement de ces centrales est très élevé et leur temps de construction est relativement long. Ce moyen de production électrique a été l'un des premiers mis en place dans la plupart des pays.

Certaines régions peuvent encore accroître leur production hydro-électrique. Mais, les systèmes électriques où l'énergie hydraulique prédomine restent des exceptions. Et même dans de tels systèmes, l'opportunité de ne reposer que sur la production hydraulique est sujet à discussion, étant donné les incertitudes sur la quantité d'eau et d'énergie disponibles [3], [12]. Le potentiel hydro-électrique de la majorité des pays développés est généralement déjà proche de son maximum [13]. Très peu de nouveaux investissements hydro-électriques à réservoir sont planifiés. Donc, nous ne considérerons pas les investissements dans ces moyens de production.

I-4-3-e. Centrales éoliennes

Les centrales éoliennes utilisent l'énergie mécanique véhiculée par le vent pour produire de l'électricité. La production électrique des éoliennes est considérée comme fatale pour les mêmes raisons que la production des centrales hydrauliques au fil de l'eau. Leur coût marginal est donc très faible. Cette production est particulièrement intermittente. Sa prévision est difficile du fait de l'erreur entourant les conditions météorologiques, notamment l'erreur entourant les prévisions de vent. La difficulté de prévision de cette énergie renforce la nature aléatoire de cette technologie [8]. Le coût d'investissement de ces centrales est relativement élevé mais leur temps de construction est relativement court, de deux à trois ans.

I-4-4. Coûts de production

Le Coûts de production est la génération, la répartition et l'exploitation à coût minimal de l'énergie électrique dans un réseau de puissance électrique, nous pouvons encore dire que c'est un problème d'optimisation qui est basé essentiellement sur la répartition la plus économique de la puissance active produite par les groupes de génération existant dans un réseau électrique ; en satisfaisant toute la demande et en tenant compte des contraintes d'égalité et d'inégalité des groupes.

L'outil d'optimal dispatching est utilisé très près du temps réel entre 5 et 15 min où les prévisions deviennent de plus en plus précises et lancé à des intervalles réguliers. Ça sert à déterminer le niveau de production définitif des unités qui sont disponibles à ce moment où déjà démarrées [2], [3], [14].

Donc l'objectif du dispatching économique est de minimiser la fonction coût du combustible, et souvent aussi, les frais des compensateurs, et les pollutions causées par les émissions des composants chimiques(les gaz).

I-4-4-a. Formulation mathématique du problème

C'est la fonction objective dont nous pouvons optimiser, ou le coût de production reflète principalement le coût du combustible utilisé ; et d'autres coûts d'exploitation et de maintenance de la centrale. Le coût du combustible est évalué en se servant de la notion des valeurs de Consommation Spécifiques de Chaleur (c'est la quantité d'énergie thermique nécessaire pour produire de l'électricité). Cette valeur (CSC) est proportionnelle à l'inverse du rendement énergétique : plus la CSC est grande, moins la centrale est performante [14] [15].

La fonction coût est polynomiale du second ordre en terme de P_{Gi} sous la forme suivante :

$$C_i = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2$$

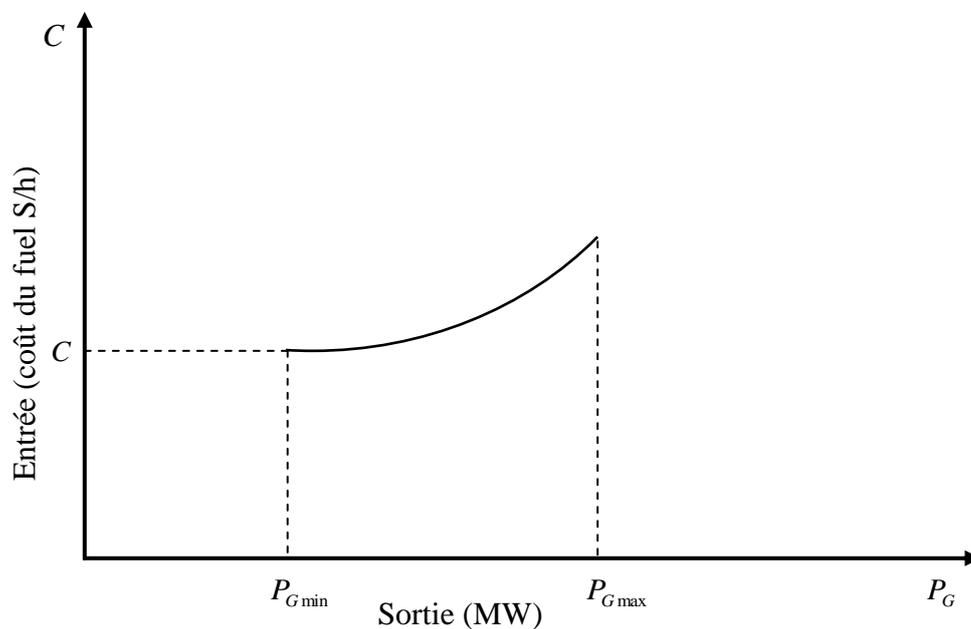


Figure I-4: Caractéristique entrée sortie d'une unité de production [15]

D'où : a_i , b_i et c_i sont des constantes propres à chaque centrale. Ces paramètres peuvent être déterminés à partir de plusieurs méthodes nous pouvons citer la plus répandue : la méthode des moindres carrés « least-squares method » [8], [16]

La constante a_i est normalement appelée coût de marche à vide et représente le coût pour tenir démarrée une unité de génération à production nulle.

P_{Gi} : Puissance active générée par unité de génération (i).

$C_i (P_{Gi})$: La fonction de coût de la centrale (i).

Il est très important à noter que d'autres caractéristiques spécifiques doivent être prises en considération pour le coût de production d'électricité.

C'est le cas notamment du coût spécifique pour démarrer ou arrêter l'unité de production (coût de démarrage et d'arrêt), à titre d'exemple : le coût de démarrage correspond au coût de l'énergie nécessaire pour mettre en fonctionnement tous les auxiliaires permettant la production d'électricité (chaudières, pompes, etc.). Ce coût dépend normalement de l'état de l'unité de production au moment de l'appel à démarrer (démarrage à froid ou à chaud) et le temps de démarrage (pointe ou creux). Les contraintes techniques sont aussi importantes pour l'exploitation. Généralement, l'unité de production ne peut fonctionner de manière stable qu'à partir d'un niveau de production minimal (capacité minimale de production) et jusqu'à un niveau maximal de production (capacité maximale de production) [14], [15].

I-4-4-b. Minimisation des coûts de génération

Le but principal du dispatching économique est la minimisation du coût de production de chaque générateur et donc le coût total.

D'autre part, on sait très bien que les facteurs influençant sur le coût sont résumés en trois points essentiels :

- le rendement de fonctionnement des générateurs.
- le coût du combustible.
- les pertes dans les lignes de transmission [16].

Et pour minimiser la fonction de coût, nous pouvons ajuster sur l'un des points précédents.

Cette minimisation peut être traduite par la condition suivante :

$$\text{Min} \left(\sum_{i=1}^{N_g} C_i(P_{Gi}) \right) \text{ Avec : } C = \sum_{i=1}^{N_g} C_i(P_{Gi}) \quad (\text{I-1})$$

(N_g) : Le nombre des générateurs.

C : La fonction de coût total de la production.

I-4-5. Le réseau de transport et son fonctionnement

La fonction de transmission constitue entre 5 et 20 % du coût total de l'électricité. La grille de transmission est un ensemble de nœuds connectés par des lignes à haut voltage localisés dans une zone ou un pays donné. Le rôle de cette grille est d'acheminer l'électricité des moyens de production aux centres de distribution et aux gros consommateurs industriels d'électricité. Les nœuds sont connectés par un système de lignes de transmission, avec un transformateur qui réduit ou augmente le voltage dans les nœuds selon une situation de production ou bien de distribution. Cette grille est considérée comme un monopole naturel et il serait très coûteux et peu efficace de la dupliquer.

I-4-5-a. 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.

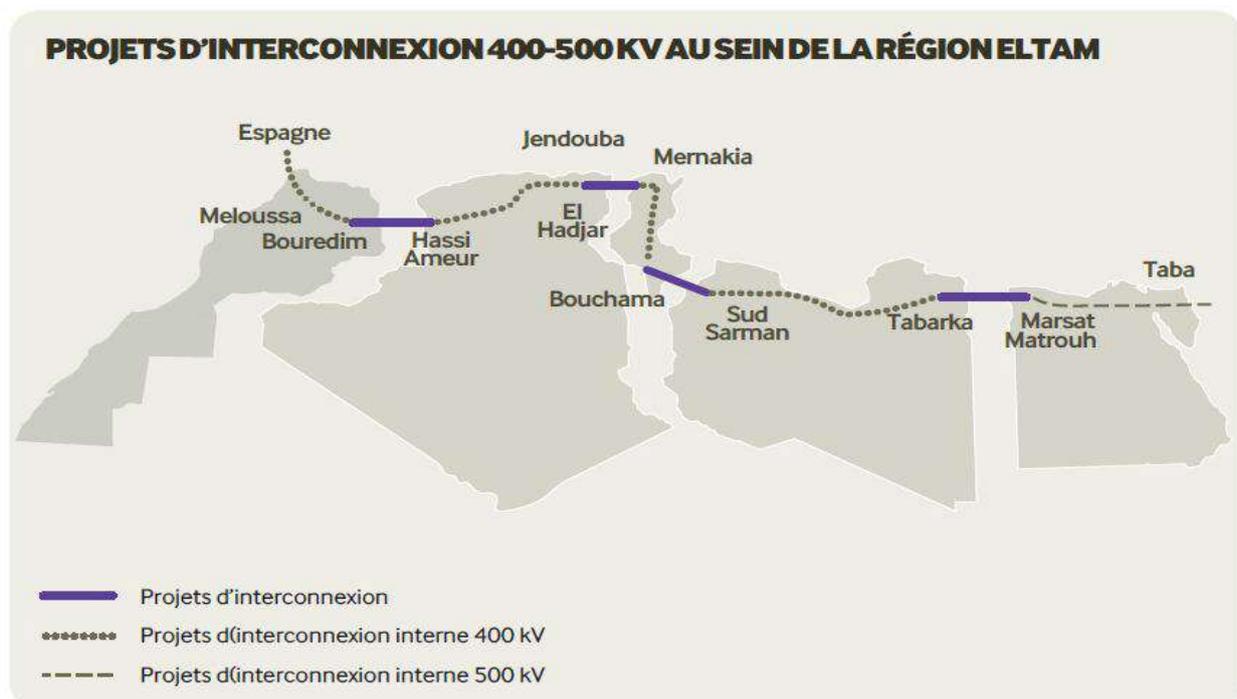


Figure I-5 : les projets d'interconnexions de la boucle méditerranéenne

I-4-5-b. L'opérateur du système

Dans chaque point de la grille de transmission, et à chaque instant, il doit y avoir un équilibre entre la quantité d'énergie injectée et la quantité soutirée. Cette condition assure la faisabilité de la grille et maintient l'équilibre entre offre et demande.

Cela requiert une planification et une centralisation de l'information obtenue à partir de tous les participants au marché, ainsi qu'une intervention et un partage adéquat pour réagir à un éventuel déséquilibre.

Cela est généralement assuré par un seul opérateur connu par le nom de l'Opérateur du Système (OS) ou le Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT).

I-4-5-c. Organisation d'un réseau de transport

Pour que l'énergie électrique soit utilisable, le réseau de transport et de distribution doit satisfaire les exigences suivantes, [8] :

1. Assurer au client la puissance dont il a besoin.
2. Fournir une tension stable dont les variations n'excède pas $\pm 10 \%$ de la tension nominale.
3. Fournir une fréquence stable dont les variations n'excède pas $\pm 0,1$ Hz.
4. Fournir l'énergie à un prix acceptable.
5. Maintenir des normes de sécurité rigoureuses.
6. Veiller à la protection de l'environnement.

I-4-6. 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 nous citons [17] :

I-4-6-a. 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.

I-4-6-b. 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. 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.

I-4-6-c. Puissance transmise par une ligne électrique

L'énergie électrique est transportée par des lignes électriques de capacités limitées à cause des limites thermiques des câbles, des tensions appliquées aux bornes et de l'angle de charge δ . Les puissances transmises par une ligne électrique radiale sont données par les formules qui suivent: Considérant la figure I-6 qui représente une ligne électrique alimentant une charge ($P + jQ$) en admettant que la résistance de la ligne est très faible vis-à-vis à la réactance de l'impédance donc: $Z = R + jX$ [18].

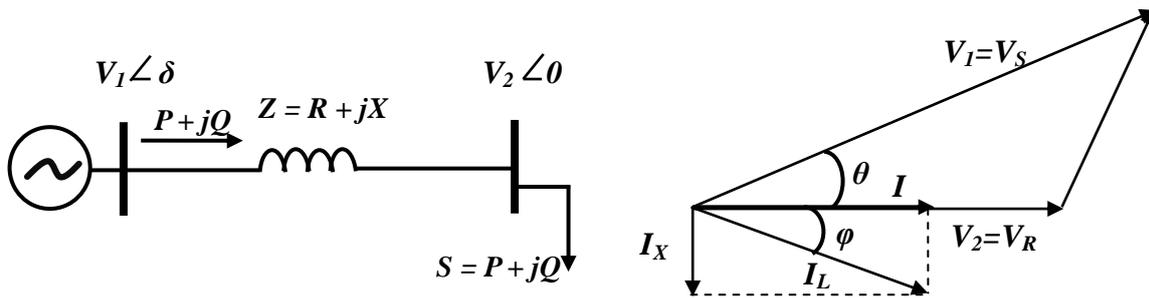


Figure I-6.a : Schéma d'une ligne de transport.

Figure I-6.b : diagramme vectorielle des tensions.

Figure I-6: Ligne électrique alimentant une charge, [17], [18]

En prenant la tension au borne de la charge comme référence des phases (figure I-6.b) et en négligeant la résistance R_s , le courant sera en phase avec V_R , La puissance demandé par la charge sera donnée par les équations qui suivent:

$$S = P + jQ = V_R I_R \quad \text{Avec} \quad I_R = \frac{V_S - V_R}{Z} \tag{I-2}$$

$$P = \frac{V_S \cdot V_R}{X} \sin \delta \tag{I-3}$$

I-4-6-d. Chute de tension dans une ligne

La circulation du courant dans la ligne provoque une chute de tension. La tension est alors plus basse au bout de ligne que son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante.

Pour diminuer la chute de tension produite dans une ligne, nous devons penser à diminuer l'impédance de la ligne.

Pour ce faire, la résistance de la ligne peut être réduite en installant une ligne plus lourde avec des conducteurs plus gros ou par un arrangement de conducteurs.

Considérons la figure I-6 a qui représente une ligne de transport d'impédance complexe $\bar{Z} = R + jX$, et que la tension n'est tenue qu'à l'extrémité 1 (coté générateur), l'extrémité 2 (coté charge) absorbant une puissance $\bar{S}_2 = P_2 + jQ_2$ [18].

Si le réseau n'est pas trop chargé, le diagramme de tension donné par la figure I-6.b conduit à assimiler la chute de tension ΔV à :

$$\Delta V = V_1 \cos \theta - V_2 \quad (\text{I-4})$$

L'angle de transport θ étant petit, si φ désigne le déphasage du courant par rapport à la tension à l'extrémité réceptrice 2, nous pouvons écrire, pour un réseau monophasé :

$$\Delta V = RI \cos \varphi + XI \sin \varphi \quad (\text{I-5})$$

$$\Delta V = RI \frac{V_2}{V_2} \cos \varphi + XI \frac{V_2}{V_2} \sin \varphi \quad (\text{I-6})$$

$$V = \frac{RP_2 + XQ_2}{V_2} \quad (\text{I-7})$$

Nous montrons de même que :

$$\sin \theta = \frac{XP_2 - RQ_2}{V_1 V_2} \quad (\text{I-8})$$

L'hypothèse du réseau peu chargé permet d'écrire :

$$V_1 = V_2 = V \quad (\text{I-9})$$

Soit, pour un réseau triphasé et en notant U la tension composée correspondant à V , P et Q

les puissances de transit triphasé :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{RP + XQ}{U^2} \quad (\text{I-10})$$

$$\sin \theta = \frac{XP - RQ}{U^2} \quad (\text{I-11})$$

Nous pouvons également noter que si $R \ll X (R = 0)$:

$$\Delta U = \frac{XQ}{U} \quad (\text{I-12})$$

$$\sin \theta = \frac{XP}{U^2} \quad (\text{I-13})$$

Dans ces conditions, les relations (I-12) et (I-13) illustrent le fait que :

- la chute de tension dépend principalement de la puissance réactive consommée par l'extrémité réceptrice ;
- l'angle de transport θ dépend principalement de la puissance active transmise.

I-4-7. Les conséquences des caractéristiques du réseau de transport d'électricité

Les caractéristiques de fonctionnement et d'investissement du réseau de transport d'électricité distinguent l'électricité des autres biens en général et des autres biens qui transitent sur un réseau d'infrastructures en particulier. Les congestions et les pertes créent des externalités lorsque l'usage du réseau est partagé. L'internalisation de ces externalités est compliquée par les équations du réseau qui décrivent la répartition du flux électrique sur un réseau à courant alternatif. Les lignes à courant continu sont sujettes à moins d'externalités grâce à leur dispatchabilité. La structure de coût du réseau de transport est marquée par des indivisibilités et des économies d'échelle conséquentes. Ainsi, le réseau de transport d'électricité reste un monopole naturel. Enfin, certaines lignes électriques présentent une spécificité de site. Si elles sont congestionnées, le GRT doit mettre en place une structure de gouvernance adéquate pour empêcher les producteurs qui peuvent les décongestionner d'user de leur pouvoir de marché local. La spécificité de site de certaines lignes électriques est accrue par le besoin de synchronisation entre les investissements en production et en transport. Ces investissements peuvent être synchronisés si les renforcements du réseau arrivent juste-à-temps.

Deux hypothèses non triviales sont nécessaires à la mise en place de cette stratégie : les investissements du réseau doivent être anticipés et le coût d'anticipation doit être faible.

Le maillage du réseau de transport et les caractéristiques de fonctionnement du système électrique créent une interdépendance entre diverses relations producteur-réseau. Dans le cas d'une telle relation multilatérale, il est intéressant de se reposer sur une autorité spécialisée [9]. Dans le système électrique, la planification du réseau doit être centralisée auprès d'une autorité spécialisée, en l'occurrence le Gestionnaire du Réseau de Transport. Afin d'assurer la coordination entre les investissements en réseau et en production, le GRT doit aussi faciliter la circulation de l'information sur le développement du système, tant pour la localisation des nouveaux moyens de production que pour les investissements réseau envisagés [19].

I-4-8. Schémas d'exploitation

I-4-8.a Distribution de l'énergie

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de répartition aux points de consommation. Les réseaux de distribution sont destinés à acheminer l'électricité à l'échelle locale, c'est-à-dire directement vers les consommateurs de plus faible puissance.

La distribution est assurée en moyenne tension (HTA) et en basse tension (BTA). C'est l'équivalent des routes départementales et des voies communales dans le réseau routier.

La majeure partie des consommateurs d'énergie électrique sont alimentés par le réseau basse tension (230 et 400 volts) : pavillons, immeubles d'habitation, écoles, artisans, commerçants, professions libérales, exploitations agricoles... D'autres sont alimentés en moyenne tension : grands hôtels, hôpitaux et cliniques, petites et moyennes entreprises... De gros industriels sont alimentés directement par le réseau de transport, avec un niveau de tension adapté à la puissance électrique dont ils ont besoin.

Le choix d'une topologie fixe les principaux éléments de conception d'une distribution. Plusieurs topologies peuvent être rencontrées:

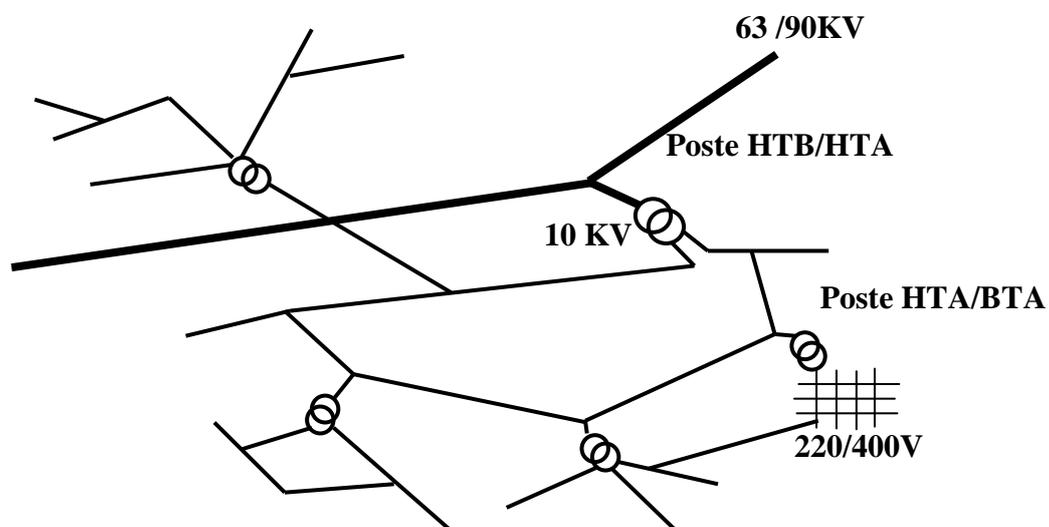


Figure I-7: Schéma d'un réseau de distribution

I-4-8.b Les postes sources HTB/HTA

Les postes sources, en général alimentés par le réseau de répartition à 63 ou 90 kV (quelquefois directement par le réseau de transport à 225 kV) constituent l'interface entre les réseaux de transport/répartition et les réseaux de distribution. Ils sont constitués en phase initiale d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB (HT1) et alimentant lui-même une ou deux rames, ou jeux de barres (figure I-8.a).

En seconde phase, avec l'augmentation des charges à desservir, un second transformateur est ajouté (figure I-8.b), et le poste est généralement raccorde à une deuxième arrivée HTB (HT2) appelée "garantie ligne".

En phase finale, un troisième (et quelquefois plus) transformateur est ajouté en double attaché (figure I-8.c) [4], [20].

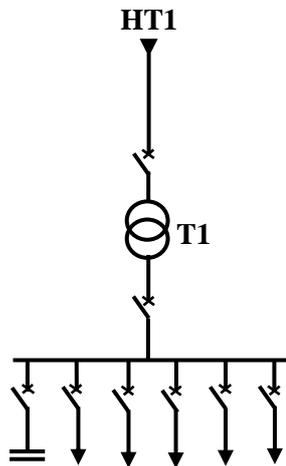


Figure I-8.a : phase initial

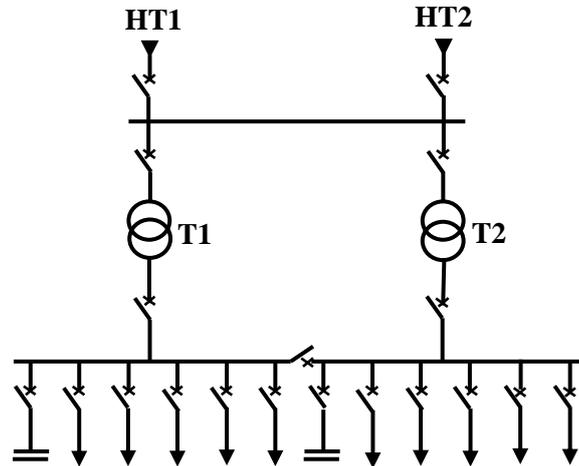


Figure I-8.b : deuxième phase

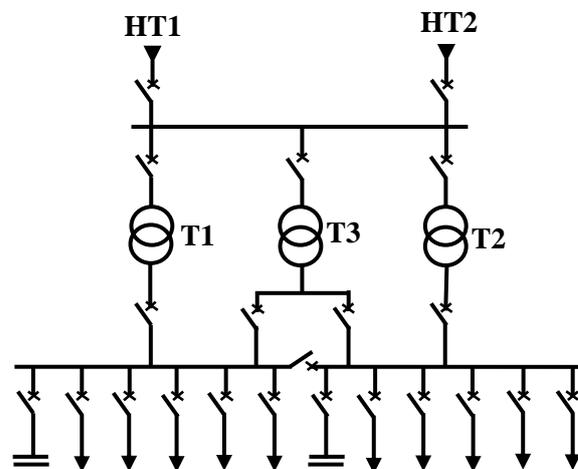


Figure I-8.c : phase finale

Figure I-8 : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA

En exploitation normale, un transformateur peut alimenter plusieurs rames, le second étant en secours; ou bien chaque transformateur alimente une rame ou une demi-rame. Les transformateurs ne sont jamais en parallèle, sauf de courts instants pendant un changement de schéma d'exploitation du poste. Les départs HTA sont regroupés par demi-rame en fonction de leur nature (aérien ou souterrain) et de la similarité de leur courbe de charge, c'est-à-dire du type de clients raccordés [7], [20].

I-4-8.c Les lignes ou départs HTA

Le réseau HTA a une structure arborescente radiale le plus souvent bouclable par une autre demi-rame ou un autre poste source pour la sécurité d'exploitation. Il est en général constitué d'une artère ou ossature principale et de dérivations. Selon la densité de charges à desservir, le réseau de distribution sera réalisé soit en lignes aériennes, soit en câbles souterrains [4].

- **Réseaux HTA aériens**

Les zones rurales à faible densité de charge sont alimentées par des lignes HTA aériennes en simple dérivation (figure I-9), traditionnellement moins coûteuses que les câbles enterrés.

NF désigne un interrupteur normalement ferme, et NO un interrupteur normalement ouvert.

Le dimensionnement de ces ouvrages est lié aux chutes de tension maximales admissibles en raison de l'éloignement des charges à desservir [4].

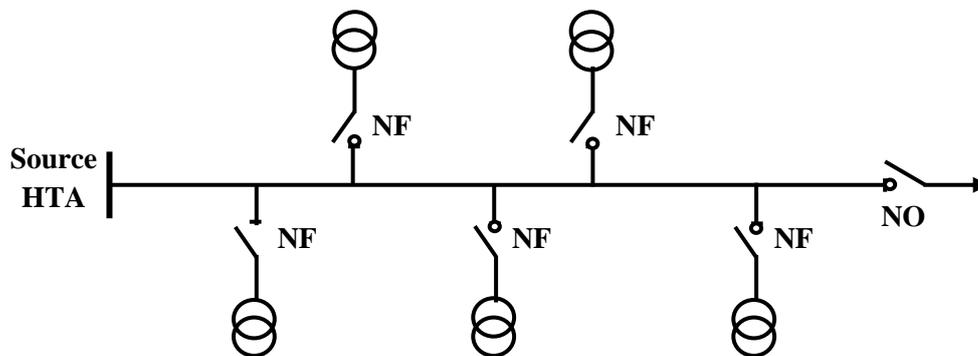


Figure I-9 : Simple dérivation

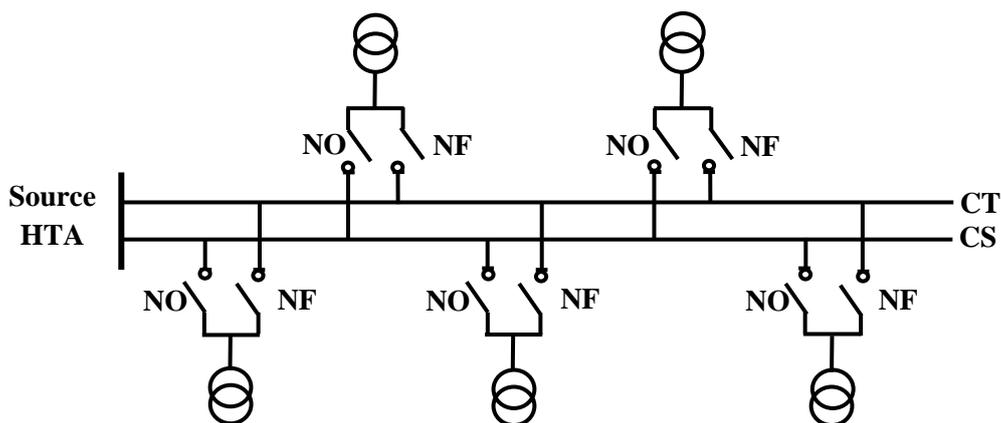


Figure I-10: Double dérivation

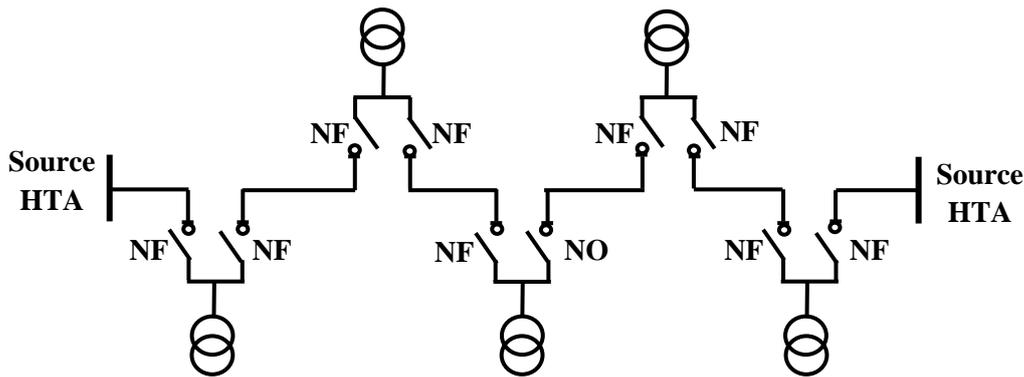


Figure I-11: Coupure d'artère

- **Réseaux HTA souterrains**

Les zones urbaines ou mixtes à forte densité de charge sont alimentées par des câbles HTA enterrés en double dérivation (figure I-10) ou en coupure d'artère (figure I-11) [7].

En double dérivation, les postes HTA/BT sont normalement alimentés par le câble de travail (CT), le câble de secours (CS) permet de garantir une bonne continuité de service en cas de défaut. La technique en coupure d'artère est moins coûteuse que la précédente et permet une isolation rapide des défauts, mais nécessite un temps d'intervention plus long.

Le dimensionnement des ouvrages souterrains est principalement lié aux courants admissibles dans les câbles en raison de la densité des charges à desservir [4].

Les ouvrages de distribution neufs ou les rénovations en zones rurales sont également réalisés en câble enterré depuis les années 1990, en raison de la baisse notable du surcoût lié à cette technique. De plus, une volonté politique croissante de qualité environnementale tend à la réduction de l'impact visuel des ouvrages.

I-4-9. La consommation

La demande de l'électricité est cyclique et fortement volatile. Elle peut se réaliser un jour, une semaine ou bien un an avant le marché en temps réel, cela étant donné les conditions économiques caractérisant la demande.

Elle se modifie régulièrement selon les différentes utilisations individuelles de l'énergie électrique. Elle est très difficile à prévoir. L'opérateur du système adopte plusieurs techniques pour l'expliquer et la prédire à savoir la température, l'heure de la journée, le jour de la semaine, le prix, etc. Elle dépend spécialement des conditions climatiques, du rythme de vie et du pays considéré. Les prévisions de la consommation faites plusieurs jours à l'avance se basent sur les niveaux de consommation des jours précédents combinés à la prévision des conditions climatiques.

La consommation de l'électricité est caractérisée par une faible élasticité-prix de la demande [4]. Elle est inélastique à court terme. La difficulté de trouver un substitut à l'électricité et l'absence de signaux sur les coûts d'électricité pour les consommateurs peuvent expliquer cette inélasticité.

Dans le long terme, il est encore plus difficile de l'anticiper. S'agissant de l'investissement en centrales électriques, le degré d'anticipation de l'évolution de la demande dans les années à venir constitue un facteur essentiel à prendre en compte par les investisseurs.

Le manque de nouveaux investissements en capacités de production d'électricité constaté à travers le monde est fondamentalement expliqué par cette incertitude.

Production	<p>Les différentes technologies de production d'électricité ont des caractéristiques différentes</p> <ul style="list-style-type: none"> • Caractéristiques économiques <ul style="list-style-type: none"> o Coût marginal o Coût d'investissement • Caractéristiques techniques <ul style="list-style-type: none"> o Disponibilité o Dispatchabilité • Temps de réalisation : très variables • Flexibilité en termes de localisation : très variable <ul style="list-style-type: none"> o Déterminée par les ressources nécessaires o Conduit généralement à une concentration spatiale des moyens de production <p>Moyens de production les plus rapides à s'installer, les plus flexibles en termes de localisation</p>
Réseau de transport	<ul style="list-style-type: none"> • Structure de coût du réseau caractérisée par <ul style="list-style-type: none"> o les économies d'échelle o les indivisibilités • Coût variable du réseau <ul style="list-style-type: none"> o Pertes o Congestions • Temps de réalisation des lignes long à cause des démarches administratives et des oppositions locales aux lignes • Sous l'hypothèse de l'équilibre du système, les limites de capacités des différents éléments et les limites de sécurité du réseau doivent être strictement respectés
Consommation	<ul style="list-style-type: none"> • Grandes fluctuations à caractère cyclique et aléatoire • Élasticité-prix de la demande <ul style="list-style-type: none"> o très faible à court terme o significative à long terme • Valorisation de la coupure des consommateurs par le Coût de L'Énergie Non Distribuée (CEND) • Flexibilité en termes de localisation <ul style="list-style-type: none"> o Déterminée par les ressources nécessaires pour les consommateurs industriels o Quasi-nulle pour les distributeurs

Tableau I-1 : Caractéristiques du système électrique

I-5. Conclusion

Ce chapitre a donné une vision générale des systèmes électriques et de leurs caractéristiques propres. Les trois maillons de la chaîne de fourniture de l'électricité ont été analysés : la production, le transport et la consommation. Nous avons mis l'accent sur la fonction de production en présentant les moyens de productions qui sont caractérisés par leur grande diversité et leurs caractéristiques. Ces caractéristiques concernent leur structure de coût, leur délai de construction et leur flexibilité. L'acheminement de l'électricité des centrales de production aux consommateurs se réalise via un réseau de transmission. Un équilibre entre l'offre et la demande à chaque point de la grille est assuré par l'opérateur du système. Finalement, la consommation d'électricité est caractérisée par ses fortes fluctuations cycliques, son inélasticité aux prix à court terme et sa volatilité.

Etant donné les facteurs technico-techniques du système électrique, un niveau de coordination très élevé est exigé pour bien exploiter le système. Historiquement, la forme organisationnelle la plus adoptée était une entreprise verticalement intégrée, qui veillait à minimiser les coûts de production dans le respect des contraintes du système. Les caractéristiques des différents éléments d'un système électrique qui importent pour la coordination à long terme entre le transport et la distribution d'électricité. Et la complexité de la coordination de la production et la distribution rendait difficile l'éventualité d'une déréglementation du système électrique. Jusqu'à nos jours, tous les maillons du système électrique demeurent gérés par des monopoles naturels, sauf la fonction de production. En effet, depuis une vingtaine d'années, la production d'électricité s'ouvre de plus en plus à la concurrence, dans la quasi-totalité des pays au monde. Le progrès technologique dans la plupart des pays a simplifié la coordination dans le court terme des deux fonctions de production et de distribution. De plus, les économies d'échelle, qui étaient considérées un des facteurs en faveur du monopole naturel, ne sont plus suffisamment élevées pour justifier encore cette structure. Comme la production est le seul maillon ouvert à la concurrence, nous avons présenté dans le chapitre suivant l'architecture des marchés électriques dans un système déréglementé. Nous avons distingué les contrats de long terme entre producteurs et consommateurs, les marchés forward qui se réalisent des heures ou des jours avant la transaction effective et qui ont un caractère purement financier et les marchés du temps réel ou spot dans lequel se réalise l'échange effectif de l'électricité.

Chapitre II

Organisation de l'industrie électrique

Chapitre II Organisation de l'industrie électrique

II-1. Introduction

Un siècle après la première commercialisation de l'électricité en 1878, la situation de référence pour l'organisation de la filière était celle d'un monopole gérant les opérations de production, de transport et de distribution de l'électricité. Cette intégration verticale des différentes fonctions de l'électricité était considérée comme l'organisation typique de l'industrie électrique à travers le monde. Cette configuration s'accompagnait généralement par la présence d'un monopole naturel gérant toutes ces opérations dans une zone donnée. L'organisation de l'industrie par le biais d'un monopole naturel visait principalement à limiter les choix des consommateurs à des offres réglementées par la législation plutôt qu'interdire aux producteurs indépendants d'opérer dans le système. Dans quelques rares zones, l'autoproduction était autorisée pour une personne ou une compagnie donnée.

Plusieurs industries caractérisées par des conditions d'un monopole naturel ont été déréglementées ou re-réglementées et de nombreuses expériences d'introductions de la concurrence et de la privatisation ont été tentées [3].

Les secteurs des télécommunications et de l'énergie sont deux exemples probants d'industrie-réseaux qui ont été transformés par ces changements dans les modes d'intervention de l'État.

Dans le cas de l'électricité, le secteur est marqué depuis le début de la décennie 90 par un courant de réformes institutionnelles qui ont marqué sa réorganisation structurelle et réglementaire au niveau mondial. Cette déréglementation se présente comme le prolongement du mouvement de libéralisation qui a pris naissance aux États Unis en 1978 et s'est ensuite étendue à l'Europe et au reste du monde. Mais c'est l'expérience anglaise : concurrence au niveau de la production en 1990, qui a constitué le point tournant dans cette évolution.

Avec l'ouverture à la concurrence et l'apparition des marchés de gros de l'électricité, les prix devraient progressivement remplacer la planification centralisée et piloter les investissements décentralisés en capacité de production. Les prix jouent désormais un rôle fondamental. Ils sont censés renseigner les participants sur le moment, la quantité mais aussi le type d'unités qu'il faut construire [15]. L'Algérie a réalisé des réformes dans le secteur électrique. Ces réformes ont eu comme objectif principal l'introduction de la concurrence dans un secteur électrique longtemps organisé autour d'un monopole intégré en production transport-distribution qui est Sonelgaz.

II-2. Séparation des activités de production, transport et distribution

La dérégulation du marché de l'électricité va progressivement mettre fin à l'ancienne structure verticalement intégrée (Figure II-1). Elle a impliqué une séparation entre la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique (Figure II-2). Les systèmes de transport conservent un statut de monopole, tandis que les différents producteurs indépendants se lancent dans une compétition financière.

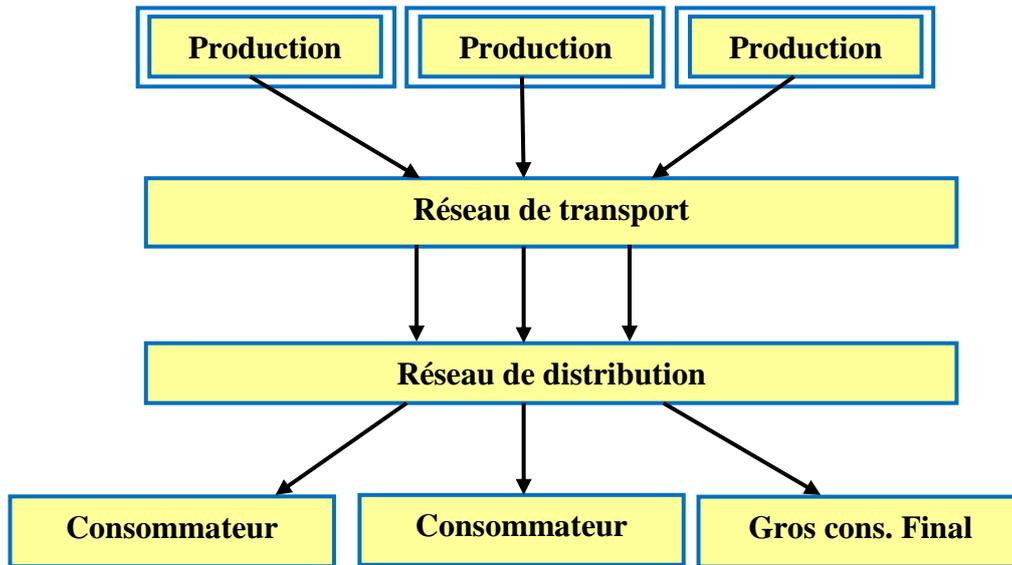


Figure II-1 : Ancienne structure verticalement intégrée du secteur de l'électricité

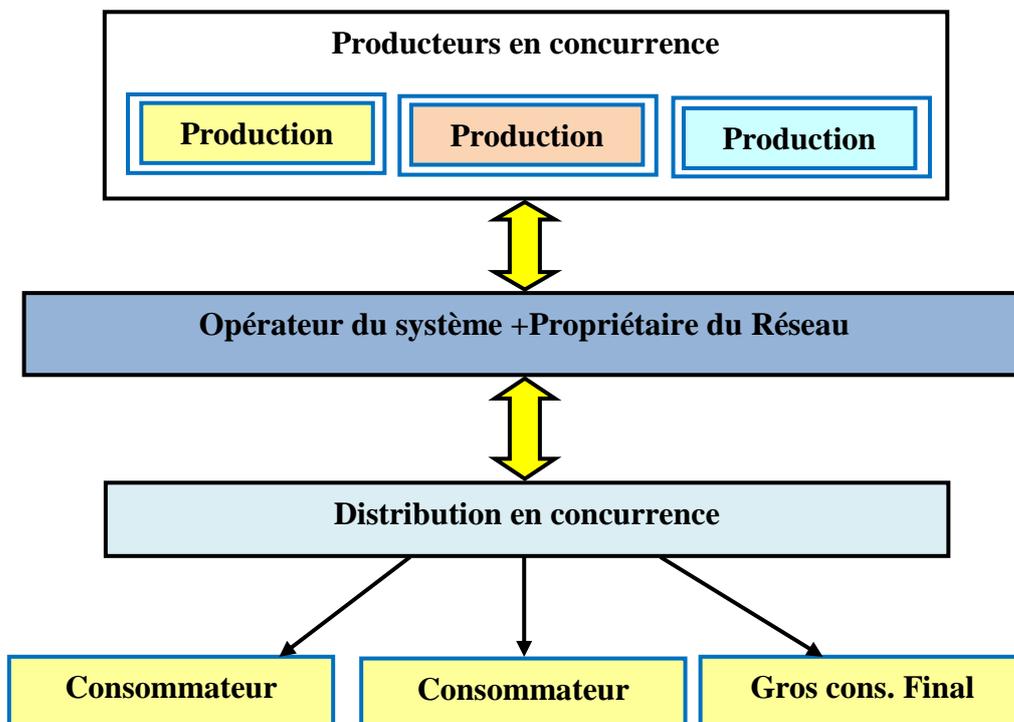


Figure II-2 : Séparation des activités de production, transport et distribution

Cette libéralisation se traduit pour les consommateurs par la possibilité de choisir un fournisseur autre que le fournisseur historique duquel ils étaient «captifs».

En Algérie, Le processus de démantèlement de Sonelgaz a commencé en janvier 2004 avec la création de plusieurs sociétés. La production est assurée par La Société Algérienne de Production d'Electricité (SPE). Le réseau de transport reste un bien d'utilité publique, et sa gestion est confiée à la Société Algérienne de Gestion du réseau de Transport de l'Electricité (GRTE), elle a pour mission l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau de transport de l'énergie électrique dans les meilleurs conditions de qualité de service et au moindre coût. Pour veiller au fonctionnement concurrentiel et transparent du marché de l'électricité, dans l'intérêt des consommateurs et de celui des opérateurs, un organisme indépendant doté de la personnalité juridique et de l'autonomie financière a été créé qui est la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG). Pour la conduite du système production/ transport une société a été créée qui est l'Opérateur Système électrique (OS). Enfin, Quatre autres filiales assurant le métier de distribution de l'électricité et du gaz, sont créées à savoir, la Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du Gaz d'Alger (SDA), la Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz du Centre (SDC), la Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Est (SDE), la Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Ouest (SDO) [15].

Les entreprises autres que les services traditionnels peuvent maintenant vendre de l'électricité aux abonnés de l'entreprise d'électricité. Les producteurs d'électricité se faisant concurrence paient des frais d'utilisation pour les installations de transport et de distribution selon des tarifs réglementés qui assurent un accès non discriminatoire à ces installations.

II-3. Organisation de l'industrie électrique

II-3-1. Les raisons de l'intégration verticale et du monopole

L'organisation de l'industrie, sur les cent premières années de son histoire, par le biais d'un monopole verticalement intégré peut être expliquée par les facteurs suivants [9] :

- La fonction de distribution de l'électricité possède les caractéristiques d'un monopole naturel. Par exemple, une rue quelconque ne peut contenir qu'un ensemble limité de fils électriques. Ces derniers sont considérés comme un bien public. Cela peut être expliqué par des raisons d'apparence et aussi des économies d'échelle importantes de la fonction de distribution ce qui rend la concurrence à la distribution inefficace.

- Les aspects de monopole naturel de la fonction de transmission. Cela est expliqué non seulement par les économies d'échelle de cette fonction mais aussi, par les caractéristiques du réseau du transport d'électricité. En effet, seulement quelques lignes de transmission peuvent servir économiquement une zone donnée.

Ces deux facteurs expliquent le monopole sur les lignes de transmission. Concernant les facteurs de l'intégration verticale, les raisons essentielles sont :

- Les challenges techniques de la coordination de la production avec la transmission demandaient une intégration des deux fonctions via l'opérateur du système. Les coûts de transaction étaient aussi élevés.

La gestion de la production devait obéir aux exigences de l'opérateur du système, ce qui a poussé à fusionner les deux fonctions dans une même compagnie.

- La planification dans le long terme de la production et la transmission bénéficiait aussi de l'intégration verticale des deux fonctions.

- Finalement, les économies d'échelle de la production, durant la période où les grandes firmes produisaient et vendaient à des prix très faibles, favorisaient encore le monopole naturel pour la production d'électricité.

La situation de monopole appelle à une réglementation du secteur pour protéger les consommateurs contre des prix élevés. Quand l'état détient le monopole, le gouvernement fixe le prix de l'électricité. Par contre, lorsque des firmes privées détiennent le monopole, il existe des régulations économiques qui les interdisent d'exercer leur pouvoir de marché. Cela est assuré par la création d'un régulateur indépendant qui fixe les prix de marché.

Les régulations du monopole visent principalement à limiter les prix en fonction des coûts de production, de surveiller ces coûts et de s'assurer de la qualité du service fourni, en trouvant une stratégie pour réduire les pertes de transmission.

II-3-2. L'ouverture à la concurrence et la déréglementation des marchés électriques

Pour les raisons expliquées plus haut, les fonctions de transmission et de distribution demeurent gérées par des monopoles naturels. Cependant, dans la plupart des pays, les économies d'échelle réalisées lors de la production ne sont plus considérées suffisantes pour justifier encore le monopole dans la production. Actuellement, la taille optimale d'une tranche de technologie thermique à cycle combiné est entre 250 et 400 (MW), contre 1000 MW pour la technologie nucléaire et entre 500 et 600 MW pour la technologie thermique à vapeur.

D'un côté, les technologies autorisent la construction d'unité de production à taille réduite et de l'autre côté les marchés s'élargissent. La présence aussi de lignes de transmission additionnelles et l'amélioration de l'interconnexion entre les zones ou les pays rendent inopportun la situation monopolistique. Par ailleurs, la complexité de la coordination de court terme de la production et de la transmission a été simplifiée dans plusieurs pays.

Bien qu'à court terme, les consommateurs sont mieux protégés sous un système réglementé, à long terme ils encourent beaucoup de risques à cause du défaut d'incitation à l'innovation du monopole. En effet, sous un régime monopolistique, le régulateur du marché veille toujours à contrôler les grosses décisions de dépenses et peut parfois sanctionner les firmes prenant les mauvaises décisions. Par contre, lorsqu'une nouvelle technologie de production est inventée, les consommateurs continuent à payer pour les vieilles technologies.

En revanche quand le système est concurrentielles, les producteurs détenant ces technologies perdent la valeur de leurs actifs et décident de les remplacer, ce qui réduit le risque de défaillance du système dans le futur.

L'adaptation des prix de marché à l'évolution imprévisible de la demande constitue aussi un facteur essentiel en faveur de l'ouverture à la concurrence des marchés électriques. Si par exemple la demande d'électricité est inférieure à celle anticipée, dans un système réglementé, les prix d'électricité doivent augmenter afin de couvrir le coût de la capacité excédentaire. Par contre, en situation concurrentielle, les prix baissent grâce à l'excès de capacité.

Enfin dans une situation concurrentielle, les risques rencontrés par les consommateurs sont directement tributaires des décisions des détenteurs des technologies. En effet, ils payent les erreurs de gestion des producteurs mais aussi, ils profitent de leurs bonnes décisions. Les producteurs sont face à un risque lié aux changements technologiques. Ils ont donc des fortes incitations à choisir les meilleures technologies et éviter de subir des coûts irréversibles et inefficients. Ils sont aussi face au risque de changement de la demande et des prix des marchés. Ce qui les incite à être plus flexibles lors des choix d'investissement et de faire des efforts d'anticipation sur l'évolution future des marchés. Ces incitations encouragent les producteurs à être les plus productifs et à proposer par la suite des coûts efficients aux consommateurs finaux.

Comme on vient de le mentionner, la fonction de production est le candidat majeur à l'ouverture à la concurrence. C'est le cas dans plusieurs pays où l'ouverture à la concurrence est en cours ou achevée. Par contre, la fonction d'opération du système ne peut pas être déréglementée. En effet, il est toujours requis d'avoir un opérateur de système unique pour chaque système électrique, qui assure en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande.

Concernant le réseau de transmission, il demeure un monopole naturel. Malgré qu'il existe quelques cas –des lignes de transmissions isolées- où un investisseur a le droit d'investir et détenir une ligne. C'est plutôt le cas d'une concurrence à l'investissement en capacités de transport d'électricité qu'une concurrence réelle au sein du réseau.

Nous présentons dans la section suivante l'architecture des différents marchés électriques mis en place actuellement et équilibre entre offre et demande ces marchés lors de la détermination des prix et des quantités d'énergie échangées.

II-4. Marché de l'électricité

La libéralisation du secteur a aussi entraîné l'émergence de nouvelles structures de marché de l'électricité, dont les 2 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. Ces deux modes de fourniture peuvent d'ailleurs très bien coexister au sein d'une même région [21].

II-4-1. Modèle pool

Avec cette libéralisation du secteur énergétique et l'ouverture des marchés de l'énergie, la gestion économique de chaque producteur a ainsi évolué. Auparavant, la fourniture d'énergie à chaque client et à tout moment était prioritaire et s'effectuait à moindre coût. Mais l'ouverture à la concurrence oblige chaque producteur à être désormais compétitif, tout en continuant évidemment de satisfaire ses obligations de fourniture. Dans ce contexte, l'apparition des marchés joue un double rôle. Ils permettent, à l'aide d'achats (ou de ventes) de sécurité, d'optimiser la couverture de l'entreprise contre le risque de non-satisfaction de la demande de ses clients. Mais, ils peuvent aussi permettre de tirer avantage de situations particulières (prix de marché avantageux) et ainsi dégager des bénéfices financiers supplémentaires [22], [23].

Dans le modèle pool, le négoce d'énergie est géré 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 II-3.

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.

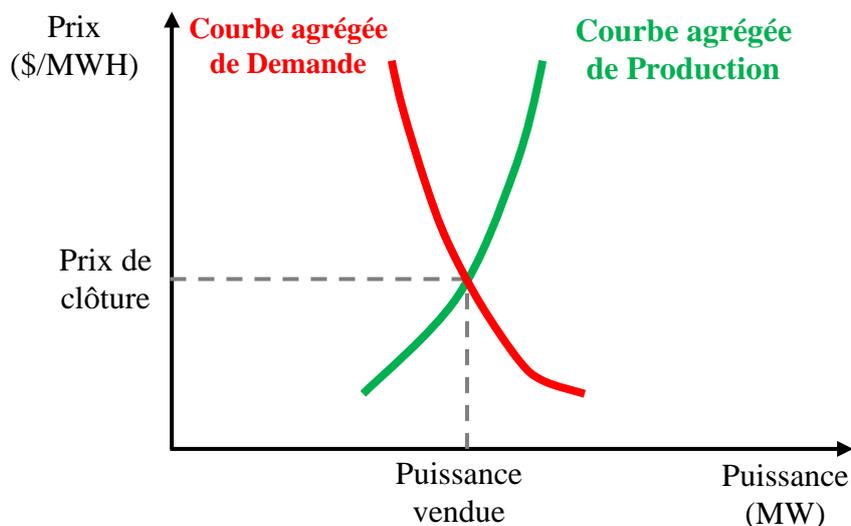


Figure II-3 : Principe de fonctionnement d'un marché pool

Parmi les pays qui ont choisi le modèle pool figure le Royaume-Uni, qui a imposé au début de la dérégulation de son secteur de l'électricité une bourse de l'énergie unique et obligatoire pour tous les participants. Les bourses de l'électricité fonctionnent en général la veille pour le lendemain : cette échéance de temps est dite « J-1 » ou day ahead. La fourniture d'électricité est alors négociée pour chaque tranche horaire (1 heure ou ½ heure) du lendemain. C'est sur ce principe que va fonctionner la bourse Algérienne [15].

II-4-2. 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. Dans certaines régions du globe, ce mode peut être le principal moyen de fourniture en électricité, comme c'est le cas en Scandinavie.

D'autres marchés, comme l'opérateur américain possède un marché spot centralisé, et laisse la possibilité à un certain nombre d'acteurs de se fournir par contrats bilatéraux. Enfin, en Espagne, ce mode de fourniture semble être plutôt marginalisé en comparaison d'une bourse de l'énergie quasi obligatoire [23], [24].

Le modèle bilatéral peut être étendu à plus d'un producteur ou consommateur; nous pouvons alors parler dans ces cas-là de transaction multilatérale. Des joueurs de marché spécifiques appelés traders peuvent mettre en relation plusieurs fournisseurs et plusieurs consommateurs. En Californie, des opérateurs du marché spécifiques appelés Scheduling Coordinators gèrent des groupes (ou portefeuilles) de participants au marché de l'énergie dont le bilan électrique (somme des puissances vendues et somme des puissances achetées) est nul.

II-4-3. La théorie des marchés spot de l'électricité

La théorie des marchés spot de l'électricité est apparue dans le début des années 80. Elle trouve ses origines dans la théorie de la tarification en heure de pointe de Boiteux (1960), développée pour prendre en compte les caractéristiques de nonstockabilité de la production et de la variabilité de la demande dans la tradition marginaliste. Boiteux (1960) détermine la tarification optimale en calculant les « prix ombres » ou « prix fictifs » basés sur les coûts marginaux de production pour les heures creuses et les heures de pointe et montre que les coûts d'exploitation doivent être rémunérés durant les heures creuses, alors que les prix de pointe doivent rémunérer la somme des coûts d'exploitation et des coûts fixes afin de permettre à l'entreprise de récupérer ses charges de capital quand la capacité atteint ses limites. Cette tarification a des effets bénéfiques pour les consommateurs ainsi que pour les producteurs. En général, les prix peuvent varier par saison, semaine, jour, ou même pour des durées plus courtes.

Le concept de "responsive pricing" a été introduit par Vickrey en 1971 afin de permettre aux utilities de répondre aux variations de l'offre et de la demande. Un peu plus tard, Schweppe, Caramanis, Tabors et Bohn (1988) développent le concept de "spot pricing" pour l'électricité aussi appelée tarification en temps réel « real-time pricing », [3]. La tarification de l'heure de pointe (Boiteux, 1956), la tarification « responsive pricing » de Vickrey (1971) et la tarification spot ou en temps réel de Schweppe, Caramanis, Tabors and Bohn (1988) ont toutes été établies afin d'améliorer les méthodes de tarification des « Utilities ». Néanmoins, elles tentent toutes de montrer les liens étroits qui existent entre la structure tarifaire et les besoins d'investissement basés sur les coûts des producteurs et sur la volonté de payer des consommateurs.

II-5. Aperçu sur l'industrie de l'électricité

II-5-1. Architectures du marché électrique

Dans la chaîne de l'industrie électrique (production, transport, distribution et vente/consommation) l'introduction de la concurrence n'est possible que dans certains maillons. Elle est introduite, dans la plupart des cas, au niveau de la production (marché de gros) et de la vente d'électricité (marché de détail). Dans les activités en concurrence - marché du gros et marché du détail - les participants sont: les producteurs (entreprises qui possèdent les moyens de production et vendent de l'électricité sur le marché de gros à des revendeurs ou à des gros consommateurs); les revendeurs ou retailers (entreprises qui achètent de l'électricité sur le marché de gros et la revendent sur le marché de détail); les traders (ne possédant pas des moyens de production, ils achètent et revendent de l'électricité sur le marché de gros), et les consommateurs (qui achètent sur le marché de gros ou sur le marché du détail l'électricité qu'ils consomment). La concurrence dans l'alimentation en électricité ne devrait pas être une fin en soi. L'intérêt public est mieux desservi par un réseau qui offrira de l'électricité d'une manière efficace et à des tarifs raisonnables dont l'approvisionnement sera fiable tant à court terme qu'à long terme dans une démarche respectueuse de l'environnement. Le défi de l'Algérie consiste à profiter de tous les avantages liés à une augmentation de la concurrence tout en conservant le plus possible les avantages que procure le réseau actuel. L'Algérie veut que la libéralisation du marché de l'électricité amorcée dès 2004 assure une sécurité d'approvisionnement de l'énergie à un prix abordable à tous les consommateurs, dans le respect de la protection de l'environnement et de la promotion d'une concurrence.

II-5-2. Formes de concurrence

L'industrie de l'électricité en Algérie peut devenir concurrentielle de nombreuses façons.

Certaines dispositions permettraient de n'offrir qu'une faible concurrence ou peu de choix pour les consommateurs, tandis que d'autres dispositions permettraient une augmentation significative de ces éléments. Voici des exemples de dispositions :

- a) Permettre aux producteurs d'électricité indépendants de vendre de l'électricité aux groupes suivants : (Sociétés affiliées, Clients de gros, Grandes entreprises, Autres clients au détail).
- b) Permettre aux nouveaux producteurs indépendants de vendre de l'électricité en fonction des dispositions ci-dessus.
- c) Permettre à tous les types de producteurs de l'Algérie et de l'extérieur de vendre de l'électricité en fonction des conditions ci-dessus.

II-5-3. Fiabilité du réseau électrique dans un marché concurrentiel

L'avènement d'un marché de l'électricité concurrentiel et du libre choix des clients fera que SONELGAZ devra dégroupier ses fonctions et permettre aux acheteurs et aux vendeurs d'électricité d'accéder au réseau de transport. Pour assurer une juste concurrence, CREG doit déposer des tarifs non discriminatoires pour un libre accès aux installations de transport et de distribution, expliquant les tarifs et les conditions d'accès. SPE serait obligée d'accepter les services à des tarifs inférieurs à ceux qu'elle exige pour ses ventes et ses achats d'électricité.

Alors qu'il faut établir des tarifs pour le transport et la distribution, ceux-ci sont loin de suffire. En plus de l'imposition de tarifs, il faut exploiter un réseau électrique d'une manière transparente et non discriminatoire. Dans un environnement de concurrence, un grand nombre de producteurs rivalisent, et il faut avoir un organisme autonome pour coordonner les fonctions reliées au marché et celles reliées à l'exploitation des installations du réseau afin de s'assurer de la fiabilité du système.

Pour préserver la fiabilité du réseau d'électricité, établir un centre des ventes d'électricité et un exploitant de réseau autonome. Le centre des ventes coordonne les ventes d'électricité, tandis que le rôle de l'exploitant de réseau autonome est d'assurer une exploitation fiable du réseau d'électricité entier.

La concurrence dans la fourniture de l'électricité peut avoir un effet défavorable sur la conservation de l'énergie et les programmes de gestion de la consommation. Auparavant, les entreprises de services publics, obligées de desservir un monopole de marché, constataient souvent que la gestion de la consommation était une solution économique comparativement à la mise au point de nouvelles méthodes de production.

II-5-4. La non-stockabilité et la contrainte d'équilibre production-consommation

L'électricité n'est pas économiquement stockable. Mais ce caractère de non-stockabilité n'est pas la seule caractéristique qui rend l'électricité différente des autres biens ou produits (par exemple, les places d'avion ou les places d'hôtel ne sont pas stockables non plus).

La caractéristique de non-stockabilité devient fondamentale à cause d'une autre contrainte de l'électricité : l'équilibre nécessaire et instantané de la production et la consommation en tout moment. Un déséquilibre entre la production et la consommation peut provoquer la panne totale (« black-out ») du système et empêcher à tous les utilisateurs du réseau de profiter de ses bénéfices.

Tout déséquilibre production-consommation est donc interdit, où du moins, les déséquilibres doivent être limités en taille et sur une période temporelle très courte.

La non-stockabilité et le respect de la contrainte $P=C$ ont deux conséquences économiques majeures. Premièrement, il faut une forte coordination en temps réel pour trouver l'équilibre très rapidement. Cet équilibre devra donc être assuré de manière centralisée et par l'ajustement de la production car la demande est inélastique à court terme. Deuxièmement, étant donné les contraintes de flexibilité des moyens de production, il est nécessaire de préparer à l'avance les moyens nécessaires pour l'équilibrage [21].

- **Equilibre entre offre et demande**

L'opérateur du système (OS) veille à l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité pour chaque intervalle de temps. Dans les marchés électriques déréglementés, l'OS anticipe le niveau de la demande pour chaque intervalle de temps et organise un marché dans lequel les producteurs soumettent plusieurs offres de vente d'énergie. Pour chaque offre, le producteur indique un prix unitaire de vente et une quantité d'énergie proposée. Le prix de marché sera celui de la dernière offre acceptée, c'est-à-dire l'offre qui permet d'atteindre le niveau de la demande requis par l'opérateur du système.

En concurrence pur et parfaite, le prix unitaire de vente proposé par chaque producteur doit correspondre au coût marginal de la quantité offerte. La fonction d'offre totale théorique peut être déterminée en agrégeant toutes les offres individuelles, en ordonnant les coûts marginaux des producteurs offrant sur le marché. Dans le graphique ci-dessous, nous montrons un exemple de détermination de prix dans un marché spot. Nous supposons trois états différents de la demande. Nous distinguons un état de demande de base (DB), de demande de semi-base (DSB) et de demande haute (DH).

En supposant que les producteurs offrent des prix qui correspondent à leurs coûts marginaux, la fonction d'offre totale est déterminée en ordonnant de manière croissante les offres des producteurs. Nous pouvons aussi constater la grande diversité de technologie à coût marginal différent. Quand la demande est basse (DB), uniquement les producteurs à faible coût marginal vont voir leurs propositions acceptées. Ces producteurs sont souvent appelés les producteurs de base (la technologie nucléaire par exemple). Le prix de marché (P_B) correspond au coût marginal de la dernière unité acceptée. Quand la demande est moyenne (DSB), le prix de marché est déterminé de la même manière que précédemment sauf que et les producteurs de base et les producteurs de semi-base vont voir leurs propositions acceptées.

Finalement, quand la demande est haute (DH), les trois types de producteurs ont des offres acceptées sur le marché. Le prix de marché (P_H) correspond au coût marginal de la dernière unité de pointe acceptée.

Cet exemple est très simplificateur. Il suppose tout d'abord un parc total de capacité suffisamment élevé pour satisfaire les trois états de demande. Par ailleurs, on essaye d'exposer une situation qui permette une exploitation optimale du système, c'est-à-dire, la technologie de base est amené à produire sur toute l'année, la technologie de semi-base n'est opérationnelle que lorsque la demande est moyenne ou haute et la technologie de pointe n'est disponible qu'en état de demande haute [3].

Finalement, nous avons représenté les différents états de la demande par des droites verticales. Cette hypothèse provient de l'inélasticité de la demande aux prix des marchés, un constat qui caractérise la situation dans la quasi-totalité des marchés électriques.

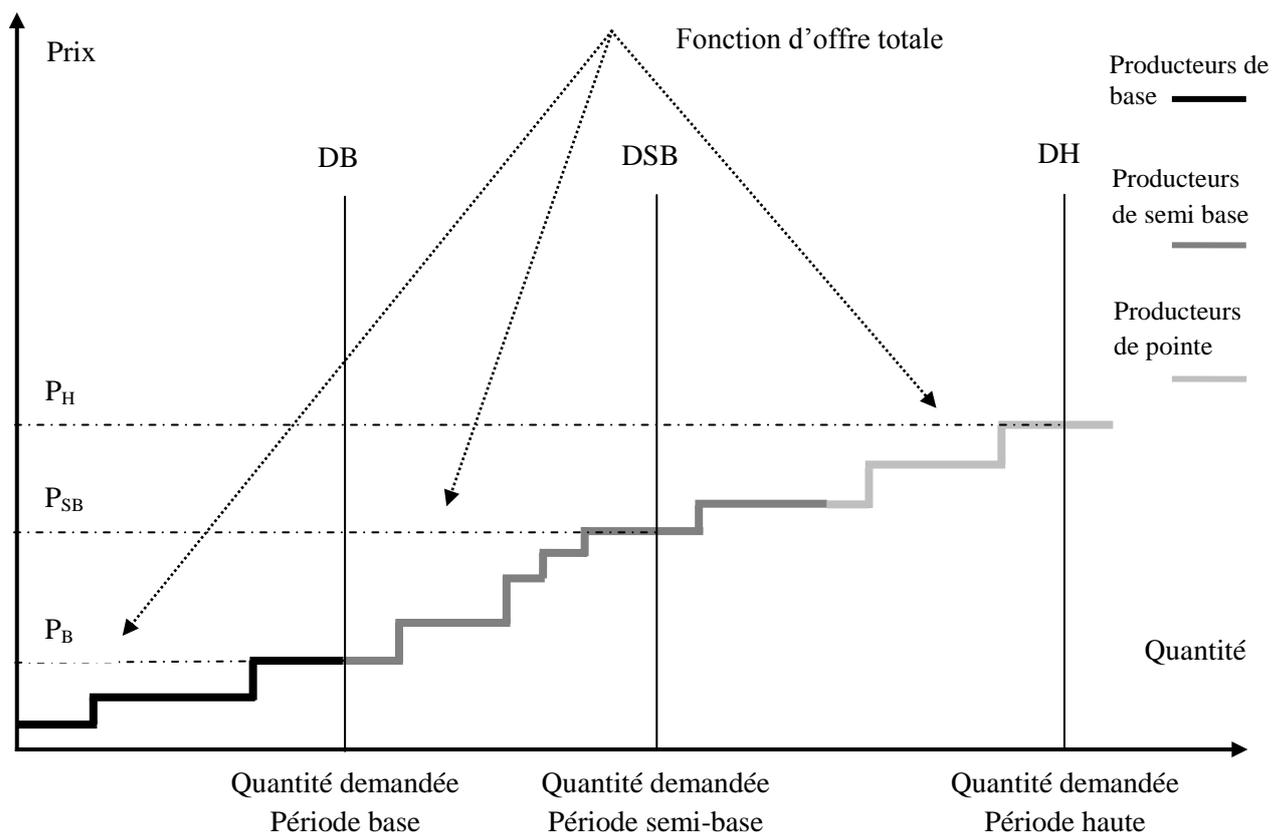


Figure II-4 : Equilibre théorique du marché d'électricité

Cet équilibre de marché optimal suppose la satisfaction des conditions suivantes :

- A court terme, assurer que chaque demande soit fournie au moindre coût (efficacité productive) et que le bénéfice marginal des consommateurs soit égal au coût marginal de la production d'une unité additionnelle (efficacité allocative).
- A long terme, assurer que la rémunération des différents participants (producteurs, grille de transmission..) génère des incitations pour investir en capacité.

Généralement ce but n'est pas atteint. Les marchés électriques présentent plusieurs imperfections qui empêchent son efficacité, les pertes de transmission des réseaux électrique sont à l'origine de ce problème.

II-5-5. Flux électriques non-dirigeables et limites de capacité de transport

Les flux sur un réseau d'électricité se distribuent selon les lois de Kirchhoff et sont difficilement dirigeables. Une transaction, c'est-à-dire une paire injection-soutirage entre deux nœuds d'un réseau maillé impacte les flux sur toutes les lignes. De plus, deux flux de sens opposés s'annulent mutuellement.

II-5-6. 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 $P=C$. 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 [21].

II-5-7. Avantage de marché d'électricité

Parmi les avantages potentiels d'un marché libéralisé, Nous pouvons citer ce qui suit [25]:

- 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.

II-5-8. Règles du jeu égales

Dans un environnement de concurrence, il est important que tous les participants soient soumis à des règles semblables ou équivalentes, c'est-à-dire des règles du jeu égales.

. Enjeu en matière de réglementation et de législation

Pour que la concurrence soit efficace dans le marché de l'électricité, il faudra bien réglementer les réseaux de transport et de distribution pour assurer un accès ouvert et non discriminatoire à tous les concurrents éventuels. Des conflits surviendront entre les participants, et il faut prévoir un mécanisme de résolution. Il faut déterminer le montant réel des coûts des installations de production non rentables et une méthode pour les recouvrir.

Il faut examiner soigneusement la loi correspondante pour assurer que toute restructuration souhaitée de l'industrie de l'électricité en Algérie se réalise d'une manière efficace [25].

II-6. Marché de gros et bourses d'électricité

Les grands principes de l'organisation de l'industrie électrique sont essentiellement d'améliorer l'efficacité de l'industrie électrique en faisant appel aux mécanismes de marché, sans remettre en cause la sécurité des approvisionnements et la fiabilité du système.

En effet, certains segments (transport et distribution) ont le statut de "monopoles naturels" alors que d'autres (génération et négoce) peuvent être confiés aux mécanismes marchands. Les places de marché qui permettent maintenant à un nombre croissant de vendeurs et d'acheteurs d'échanger de l'énergie et des contrats financiers adossés à l'énergie sont des lieux de grande liberté, à condition de respecter une kyrielle de règles extrêmement contraignantes qui ont pour objectif d'imiter le fonctionnement d'un marché parfaitement concurrentiel.

Sur ces marchés, les intervenants, en particulier les générateurs, sont encore trop peu nombreux pour ne pas être incités à se comporter de façon stratégique.

Ils cherchent à faire monter les prix par des politiques de rétention de capacité qui, quand la demande est très aléatoire, peuvent provoquer une pénurie d'électricité.

Les contraintes techniques du secteur imposent la multiplication (dans le temps et dans l'espace) des places de marché pour un même produit. Cette multiplicité peut se justifier en termes d'ajustement à une information de plus en plus précise, mais elle est préjudiciable à l'efficacité économique. Les traders jouent un rôle positif dans la résorption des écarts de prix entre ces différents marchés.

II-6-1. Comment se déterminent les prix ?

Nous pouvons distinguer trois grandes familles de méthodes pour fixer les prix des biens et services en général et les prix de l'électricité en particulier [26].

- **prix administrés** : Les prix sont fixés par une administration, par une entreprise publique ou par une entreprise privée disposant d'un fort pouvoir de marché, souvent placée sous le contrôle d'une entité régulatrice. C'est ce qui se passe dans la plupart des pays pour les tarifs de l'électricité vendue aux particuliers qui restent captifs de leur distributeur local. Par nature, ces prix sont publics et proposés pour une durée fixée à l'avance à l'ensemble des acheteurs.
- **Prix contractuels** : À l'occasion de chaque transaction, les deux parties négocient le prix de cession de la marchandise selon un protocole prédéterminé ou de façon totalement improvisée. C'est la procédure actuellement suivie par les gros consommateurs d'électricité qui sont autorisés à choisir leur(s) fournisseur(s) et peuvent donc négocier les prix. Chaque prix reste théoriquement secret.
- **Prix spot** : (prix pratiqués sur le marché négociables la veille pour une livraison le lendemain. Ils reflètent l'équilibre offre-demande à court terme, avant l'ajustement réalisable par GRTE en temps réel). Ce prix d'équilibre est connu de tous car il est payé par chaque acheteur et versé à chaque vendeur.

Chacune de ces méthodes a ses avantages et ses inconvénients, ce qui explique que la plupart des solutions pratiques observées consistent à les combiner plutôt qu'à recourir exclusivement à l'une d'elles. En démantelant les entreprises électriques traditionnellement intégrées verticalement et horizontalement, la directive a créé de nouvelles interfaces pour lesquelles il faut trouver des mécanismes de fixation des prix. En effet, à l'interface traditionnelle distributeur/client, s'ajoutent ou se substituent maintenant les interfaces générateur/client, générateur/trader, trader/client, générateur/transporteur, générateur/générateur, etc.

Chacune de ces interfaces a ses spécificités en termes de capacité de calcul des agents, de pouvoir de négociation, de possibilité de repli, etc. Le mécanisme de fixation du prix retenu pour une interface donnée doit impérativement tenir compte de ces spécificités.

Parce que les petits consommateurs d'électricité que sont les ménages et les commerçants ont de très faibles capacités d'adaptation de leur demande à court terme, tant qu'il n'existe pas une concurrence entre négociants, leur interlocuteur est le distributeur, donc un monopole local.

Les prix sont alors presque toujours des tarifs régulés pour éviter tout abus de pouvoir de marché. Ces prix administrés ont souvent l'inconvénient d'être choisis sans référence réelle avec la disposition à payer des demandeurs. Ils sont essentiellement fixés sur la base du coût de production des offreurs, coût comptable ou coût standard. De plus, pour des raisons de "justice sociale", les discriminations de prix sont prohibées et les distributeurs se voient imposer des obligations de service public ou universel. En réalité, les tarifs administrés sont généralement présentés sous la forme d'un menu offert à tous. Il n'y a donc pas, en apparence, de discrimination. Chacun est libre de choisir à l'intérieur du menu le tarif qu'il juge le plus avantageux mais, si le menu est bien conçu, chaque tarif est adapté aux différents types de consommateurs.

Sur un marché spot, le prix d'équilibre est un reflet fidèle de la disposition à payer des demandeurs et de l'exigence à être payés des vendeurs. Si les uns et les autres sont suffisamment nombreux, la concurrence peut pleinement s'exprimer et le prix indique quels sont le coût marginal et l'utilité marginale du kWh. Pour l'acheteur, le prix est donc un signal fiable du coût social de ses décisions d'achat et, symétriquement, pour le vendeur le prix est un signal fiable de l'utilité sociale de ses décisions de production. Par conséquent, avec un marché spot, les mécanismes concurrentiels vont pousser les échanges jusqu'à l'optimum. Puisque les prix reflètent fidèlement les caractéristiques de l'offre et de la demande, ils fluctuent au gré des variations de l'une et de l'autre. Dans l'industrie électrique, les technologies de production sont très variées et l'offre de chaque installation est susceptible de fortes variations plus ou moins prévisibles à court et à moyen termes.

Par exemple, la production d'une éolienne est très difficile à prévoir, celle d'une centrale thermique beaucoup plus facile. Mais l'interconnexion des installations et l'organisation en réseau permettent de réaliser une péréquation de ces variations temporelles et de ces risques. Les variations de l'offre à court terme viennent des besoins de maintenance des équipements et des décisions stratégiques des générateurs [26]: elles sont donc, sauf gros accident, assez facilement contrôlables par les générateurs. C'est essentiellement du côté de la demande que viennent la variabilité et l'aléa.

Nuit, week-end, vacances sont des périodes prévisibles de faible demande. Si les capacités restaient inchangées, les prix devraient être logiquement plus bas pendant ces périodes que les jours ouverts sauf si les générateurs réduisent simultanément leur offre. Les aléas sont surtout dus à la demande d'électricité pour le chauffage et la climatisation, intimement liée aux aléas de la température. Cependant, notons que pour éviter tout risque d'abus de pouvoir de marché par un gros producteur ou par un groupe de producteurs, sur les marchés de gros de l'électricité il est souvent prévu un prix plafond, donc un prix administré. En cas de grave pénurie d'énergie, on ne saura donc pas véritablement jusqu'où le prix aurait pu monter, donc combien les demandeurs auraient été prêts à payer.

Les entreprises ont évidemment intérêt à jouer sur les différentes possibilités de réaliser des transactions que leur propose le législateur et donc à tirer parti à la fois de prix fixés par contrats et de prix flexibles gagnés sur des marchés, sans oublier les calculs opportunistes qui permettent de tirer parti de prix administrés. La meilleure combinaison sécurité-souplesse dépend de la technologie utilisée, de l'état du parc des installations de génération, des produits offerts par les institutions de crédit et d'assurance, des prévisions de demande, etc. de la façon dont est organisée l'industrie électrique libéralisée, en particulier de l'organisation de ses marchés de gros.

II-6-2. L'organisation des marchés

En réalité, vouloir introduire des mécanismes concurrentiels dans un secteur industriel tel que l'industrie électrique exige un règlement particulièrement précis:

- Une sélection technique et financière sévère pour accéder au marché.
- Des règles d'enchères pour préciser : (le calendrier, le format des enchères, la méthode d'appariement, la résolution des conflits en temps réel, la gestion des crises).
- Des règles de collecte des fonds et de paiement aux vendeurs.
- Des règles d'information et de transparence sur les enchères.
- Des règles d'organisation et de gouvernance de l'opérateur du marché.

A titre d'illustration des contraintes imposées aux participants et aux responsables du marché, on donne ici l'exemple du déroulement horaire sur le marché J-1 de l'Espagne [27].

- avant 8:30, le "System Operator" (Redesa) informe le "Market Operator" (OMEL) sur les prévisions de demande, l'état du réseau de transport, la capacité des liaisons internationales, l'indisponibilité partielle ou totale des unités de production pour chaque heure du lendemain, etc.
- avant 10:00, les participants doivent transmettre au MO par voie électronique leurs offres d'achat et de vente (nets de leurs engagements contractuels). Le MO peut commencer à faire tourner ses algorithmes.
- avant 11:00, les participants informent le MO de l'énergie contractualisée pour chaque heure du lendemain et les distributeurs des injections faites dans leur réseau par les installations en "régime spécial".
- avant 11:00, le MO met l'ensemble des données des équilibres horaires à la disposition du SO et informe chaque agent de la partie qui le concerne (prix d'équilibre et quantités à produire ou à acheter).
- à partir de la réception des informations sur les équilibres horaires qui les concernent, les participants disposent de 30 minutes pour déposer des réclamations auprès du MO.
- avant 12:00, le MO informe les participants de la nécessité ou non de recalculer les équilibres horaires.
- avant 12:00, les vendeurs et les acheteurs mettent à la disposition du MO (qui transmet au SO) la répartition par nœud d'injection et de soutirage de leurs plans de vente et d'achat.
- à partir de 12:00, le SO, assisté du MO, vérifie si ce dispatching respecte les contraintes réseau du système. Si ce n'est pas le cas, il lance ses algorithmes de résolution des contraintes techniques.
- avant 14:00, le SO doit mettre à la disposition du MO un programme provisoire réalisable, et le MO doit informer les participants des éléments qui concernent leurs points d'injection et de soutirage.
- le SO publie les besoins en réserves secondaires, et commence alors la procédure de transmission des offres de vente et d'achats pour ces services. Elle se termine à 15:30.
- avant 16:00, le SO calcule les équilibres du marché des réserves et en informe les participants. Quand cette phase est terminée, le SO met le programme réalisable définitif à la disposition du MO et informe les participants de la partie qui les concerne.
- à 24:00, fin de la période de transmission des offres de service pour les réserves tertiaires.

Ce coup d'œil sur le marché montre bien la difficulté de faire jouer les mécanismes concurrentiels dans une industrie aussi complexe que l'industrie électrique moderne, où la plupart des centrales sont connectées à l'ensemble du réseau national. Il faut exiger des participants beaucoup de discipline et beaucoup de rigueur, car l'erreur de l'un risque de provoquer un désastre pour tous les participants.

II-6-3. Prix d'électricité

Le prix théorique de l'électricité à chaque nœud du réseau est un calculé, dans lequel on suppose qu'un Mégawattheure additionnel est demandé au nœud en question, et le coût hypothétique incrémental pour le système qui résulterait de la répartition optimisée des unités disponibles établit le coût de production hypothétique du Mégawattheure. Ce principe est connu sous le nom de prix marginal local (locational marginal pricing) (LMP) ou prix nodal (nodal pricing). Il est utilisé dans quelque marché dérégulé, les concepts de LMP sont utiles et stables mais demeurent "manipulables" par les opérateurs du système électrique notamment en désignant des centrales comme fonctionnant en dehors de l'ordre de préséance économique, ce qui les exclut des calculs de LMP. Dans la plupart des systèmes les centrales de production utilisées uniquement pour fournir de l'énergie réactive afin de garantir la tenue de tension sont appelées en dehors de cet ordre de préséance économique.

De même les opérateurs du système offrent parfois des centrales couplées au réseau pour contribuer à la réserve "réserve tournante" qui permet de disposer de marges de production contre des variations inattendues de l'équilibre offre-demande, alors que les coûts de ces unités de production ne les qualifient pas pour produire. Cela peut conduire à une baisse du prix d'équilibre dans des situations où la demande croissante aurait pour conséquence une forte montée des prix. Une contrainte peut se produire quand une branche particulière du réseau atteint une limite thermique ou lorsqu'une surcharge potentielle doit se produire en raison d'un événement contingent (défaillance) sur une autre partie du réseau. Les réseaux de transport et distribution sont gérés pour permettre la continuité de l'offre y compris lors d'une défaillance, comme la perte d'une ligne où que ce soit. On parle de système à contrainte de sécurité. Les prix du système dans le marché du jour à venir sont, en principe déterminés en faisant correspondre les offres des producteurs aux demandes des consommateurs à chaque nœud pour développer des prix classiques d'équilibre de l'offre et de la demande, usuellement sur des intervalles d'une heure, et est calculé séparément pour les sous-régions dans lesquelles les modèles de flux de charge de l'opérateur du système indiquent que les contraintes provoqueront des importations de transport [28].

II-7. Exemple d'un comportement stratégique

Nous allons ici montrer comment se comportent les générateurs dans une situation où ils doivent choisir leur capacité de production et leur prix de vente [26].

Il y a deux générateurs notés a et b . Le coût unitaire de production de l'entreprise i est c_i tant que la production est plus petite que la capacité disponible K_i et il est infini au-delà. Le jeu se joue en deux étapes: d'abord les deux entreprises s'engagent sur les capacités, ensuite elles annoncent le prix minimum qu'elles exigent. Chacune n'annonce qu'un prix, le "bid" B_i . La demande est totalement inélastique. Le prix du kWh est l'enchère la plus élevée qui permet d'équilibrer offre et demande quand les offres de vente sont classées par ordre croissant (ordre de préséance). Ce prix est payé pour chaque kWh appelé par le MO, quel que soit le générateur appelé en dernier (enchère à "prix uniforme"). Il existe un prix plafond imposé par les autorités du marché. Il n'y a aucune contrainte de "pas", ni pour le prix, ni pour les quantités.

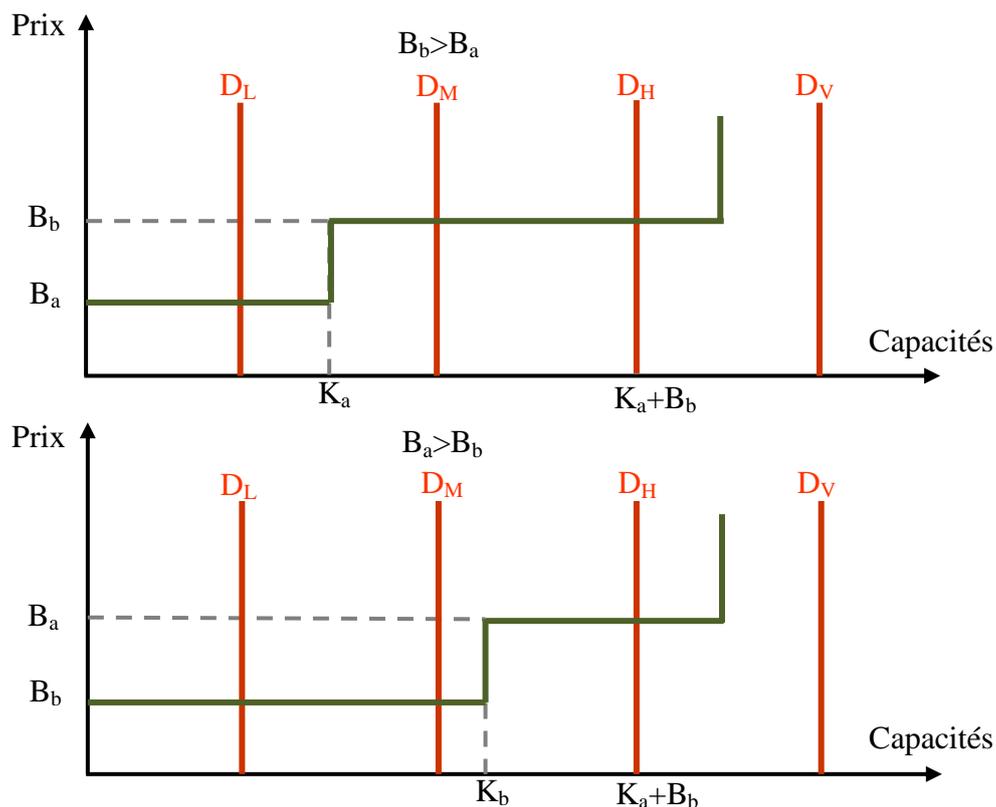


Figure II-5 : Détermination du prix d'équilibre.

Comme Nous pouvons le voir sur les graphiques suivants (où on a posé $K_b > K_a$), les conditions de fixation du prix d'équilibre sont très différentes selon la position de la demande par rapport aux capacités disponibles:

- si la demande est plus petite que la plus petite des capacités (D_L), le prix est égal à la plus petite enchère;
- si la demande est comprise entre les deux capacités (D_M), le prix est égal à l'enchère du plus gros générateur;
- si la demande est plus grande que la plus grande capacité mais inférieure à la capacité totale disponible (D_H), le prix est égal à la plus haute enchère;
- si la demande est plus grande que la capacité totale disponible (D_V), le prix n'est pas défini.

II-7-1. Discussion des suppositions

On voit que seule la situation D_L constitue un vrai cadre de concurrence parfaite ... que les deux générateurs ont donc intérêt à éviter, surtout celui dont le coût de génération est le plus élevé puisque ses ventes y sont nulles.

Dans la situation D_M , le gros générateur est toujours le faiseur de prix, qu'il enchérisse haut ou qu'il enchérisse bas. Mais, s'il enchérit en dessous de son concurrent, il rafle tout le marché alors que s'il enchérit au-dessus il est réduit à ne servir que la demande résiduelle. L'équilibre en prix va donc consister i) pour le gros à annoncer le prix plafond et ii) pour le petit à annoncer un "prix limite", prix qui rend le gros indifférent entre satisfaire toute la demande à ce prix et ne servir que la demande résiduelle au prix plafond. Le petit générateur tire donc profit de la situation: il sert toute la demande au prix plafond alors qu'il a annoncé un prix substantiellement plus faible et ne peut donc pas être accusé d'abus de pouvoir de marché.

Si la demande est D_H , la situation est plus compliquée car le choix est symétrique pour les deux producteurs: ne servir que la demande résiduelle mais au prix plafond ou vendre toute sa capacité à un prix limite qui dépend du coût de génération du concurrent, du prix limite et des capacités proposées sur le marché. Nous pouvons donc supposer que les entreprises jouent en stratégies mixtes. Les stratégies mixtes d'équilibre affectent des probabilités qui croissent avec l'enchère, ce qui assure aux joueurs une espérance de gains élevée. Quand la demande est D_V , le prix versé aux producteurs est celui qui est prévu dans le règlement du marché en cas d'insuffisance de capacité. Pour simplifier l'analyse, on suppose que les générateurs sont juste compensés pour leur coût de production; donc leur profit est nul.

II-7-2. Conséquences et performances du marché d'électricité libre

Compte tenu de ces règles, la situation la plus profitable pour les producteurs d'électricité est évidemment D_H , où la totalité de la capacité est nécessaire pour satisfaire la demande. Il est donc très tentant de fabriquer cette situation, c'est-à-dire, à la première étape du jeu, de retirer des capacités pour transformer une situation de demande faible ou moyenne en une situation de demande élevée. Dans cette décision de retrait, les éléments à prendre en compte sont de deux types:

- retirer des capacités accroît les chances de faire monter le prix mais réduit les gains à prix donné. Il y a donc un phénomène de passager clandestin puisque l'idéal est que ce soit le concurrent qui consente à réduire sa capacité.
- retirer de la capacité accroît le risque de se retrouver dans la situation D_V , donc d'avoir un profit nul.

Nous pouvons montrer que, à l'équilibre il y a effectivement d'importants retraits de capacité de la part des générateurs mais que la probabilité de manquer d'énergie est très faible. En particulier, si les prévisions de demande sont assez précises, les stratégies de retrait ne mettront jamais en péril l'approvisionnement en électricité (à condition évidemment qu'il existe suffisamment de capacité opérationnelle) [15].

Une partie de cette augmentation des "rentes de monopole" est probablement explicable par une collusion tacite entre les producteurs.

Puisque, comme nous l'avons vu, les enchères à prix uniforme permettent d'encaisser un prix très élevé sans avoir à le demander, il n'est probablement pas très difficile d'organiser, ou de laisser s'instaurer, une répartition des rôles pour que les autorités ne puissent pas accuser l'un des joueurs de pousser systématiquement les enchères à la hausse.

II-7-3. Négoce et arbitrage

Compte tenu de la complexité et de la fragilité des systèmes électriques, compte tenu de l'impossibilité de stocker le produit, il faut qu'un opérateur central assure l'équilibre permanent de l'offre et de la demande des flux physiques en chaque nœud en respectant toutes les contraintes techniques du réseau. Dans un système décentralisé, le dispatching est organisé un jour à l'avance, de sorte que les intervenants (surtout les générateurs) savent dès la veille combien ils gagneront sur chacun des 24 marchés horaires du lendemain pour lesquels ils ont présenté des offres de vente. Mais la demande est très variable à court terme (à cause d'une dépendance de plus en plus forte aux conditions météo) et, de plus, certains des générateurs ne pourront pas tenir leurs engagements.

Le gestionnaire du système doit donc également prévoir des ajustements en temps réel, c'est-à-dire pouvoir appeler au dernier moment un générateur en renfort ou demander à un acheteur de s'effacer. Dans le cadre d'une industrie libéralisée, cela signifie qu'il faut créer un ou des marchés d'ajustement. La conséquence est que, pour un même marché (une même heure), nous aurons presque sûrement deux prix différents: le prix fixé la veille sur le "marché du lendemain" et le prix fixé le jour même sur le "marché en temps réel" ont peu de chances d'être égaux.

Il est clair que les générateurs (et les gros acheteurs) doivent prendre en compte le marché en temps réel au moment de soumettre les offres de vente (et d'achat) pour le lendemain. Mais la forte probabilité d'une différence entre les deux prix va aussi attirer un autre type d'agent qui n'est pas nécessairement un membre de l'industrie électrique: le trader. Le trader va arbitrer entre les différents prix; il va acheter sur le marché du lendemain de l'heure h et vendre sur le marché en temps réel de la même heure h s'il prévoit que le prix sera demain, au moment du dispatching réel, plus élevé qu'il n'est aujourd'hui, au moment du dispatching prévisionnel. Il fera l'opération inverse s'il pense que le prix du marché réel h sera plus bas que celui du marché du lendemain pour la même heure [28].

II-8. Optimisation de l'écoulement de puissance dans un marché libéralisé: l'OPF (Optimal Power Flow)

Dans un marché libéralisé, on a besoin d'outil d'optimisation principale : Optimal Power Flow (OPF) qui va déterminer quelle quantité à produire à tout moment [2], [15], [29].

L'apparition de la déréglementation des marchés de l'électricité pose de nouveaux défis à la solution du problème d'OPF. Contrairement au système réglé où l'objectif du calcul de l'OPF est simplement de minimiser la fonction de coût quadratique du système, le calcul de l'OPF fait maintenant partie du mécanisme de fixation des prix de base pour les échanges d'électricité dans le marché déréglementé où les offres et les demandes sont discrètes et changent fréquemment.

Avant la dérégulation, le but de l'OPF dans un système monopolisé 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. Le coût total de production à minimiser était calculé à partir du coût de chaque unité de production (pour une tranche horaire donnée) 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

Avec l'évènement de la dérégulation, la même technique a continué d'être appliquée, mais les courbes de coût de chaque unité de production ont été remplacées par des courbes d'offres/prix fournis par chaque producteur. Ces courbes d'offres intègrent les coûts fixes et les coûts variables, ainsi qu'une marge laissée au choix du producteur pour son profit personnel. Ces offres spécifient le prix fixé par chaque producteur en fonction d'une certaine quantité de puissance proposée sur le marché [30], [31].

Les offres des producteurs et les demandes des consommateurs sont confrontées dans le cadre d'un marché centralisé (à l'image d'une bourse de l'électricité) appelé marché spot.

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 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).

$$\text{Fonction objectif } \text{Max} \left(\sum_i C_i(P_{Di}) - \sum_i C_i(P_{Gi}) \right)$$

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

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

$C_i(P_{Di})$: Offre du consommateur donnant le prix proposé en fonction d'une quantité P_{Di}

P_{Gi} : Production de puissance au nœud i

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

$$\text{quadratique : } C_i(P_{Di}) = a_i + b_i P_{Di} + c_i P_{Di}^2$$

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

II-9. Conclusion

Les marchés d'électricité concurrentiels sont les plus complexes qui aient jamais été mis en place. Ils exigent une régulation centrale pour pouvoir fonctionner correctement. Cette gestion centralisée, ne signifie pas que l'on soit obligatoirement en présence d'un monopole. L'instauration de la concurrence dans le secteur électrique est possible et souhaitable. Mis à part la gestion du réseau qui est un monopole naturel, les autres fonctions du système électrique sont susceptibles de faire objet de la libre concurrence. L'électricité n'est pas un bien public qui exige une structure monopolistique. C'est un bien mixte qui possède des externalités positives et des économies d'échelle au niveau de la transmission qui constituent ses aspects monopolistiques. La sécurité d'approvisionnement n'est pas, non plus, un point d'appui pour le monopole. L'hypothèse selon laquelle tous les usagers ont besoin du même degré de fiabilité doit être remplacée par la conception de participation des consommateurs, qui leur permet de choisir le niveau de sécurité souhaité. Ce passage pourrait lever les doutes liés à l'assurance de la sécurité d'approvisionnement électrique à long et à court terme.

Il faudrait évidemment du temps pour l'installation de l'équipement nécessaire et afin que les consommateurs puissent apprendre à profiter de leur choix. Dans l'attente de cette mise en place, les autres conditions devront être remplies pour que la fourniture demeure stable.

L'architecture du marché comme prévu dans les Directives énergétiques est aussi un obstacle au processus d'intégration et de libéralisation.

Le manque d'un mécanisme efficace pour la coordination du travail des régulateurs nationaux empêche l'harmonisation des procédures d'échanges transfrontaliers. En outre, la séparation incomplète des activités de la génération et de la transmission, préserve les entreprises verticalement intégrées et met en question la non-discrimination dans l'accès au réseau. Dans ce chapitre nous avons traité l'organisation de l'industrie électrique. Elle a été gérée pour plusieurs décennies par un monopole intégré verticalement, on a vu la différence entre l'ancien système qui est verticalement intégré et le système dérégulé qui représente le marché libéralisé. Donner un aperçu de l'industrie de l'électricité et d'analyser les enjeux liés à l'arrivée de la concurrence dans le marché d'électricité.

Les nouvelles structures du marché libéralisé comme « pool » et « bilatérale » sont tellement réussies comme mode de fourniture. Nous avons présenté l'architecture des marchés électriques dans un système déréglementé. Objectif de stabiliser les revenus des producteurs et de protéger les consommateurs contre la volatilité des prix de marché.

Nous avons aussi présenté un exemple d'exploitation optimal du marché en supposant que les producteurs offrent sur le marché des prix correspondant à leur coût marginal de production et que la capacité installée soit suffisamment disponible pour satisfaire différents états de la demande. Nous avons présenté à la fin de ce chapitre l'optimisation de l'écoulement de puissance dans un marché libéralisé. Le chapitre trois nous donne un aperçu sur les prévisions et la gestion pour l'instauration d'un marché libre de l'électricité pour le réseau Maghrébin et le réseau euro-méditerranéen.

Chapitre III

Marché d'échange énergétique

Chapitre III Marché d'échange énergétique

III-1. Introduction

Le réseau électrique est interconnecté. Ce réseau est comparable à une grande rivière, dont le niveau d'eau est constant, et doit rester constant (par analogie, c'est la tension de 220 V à 50 Hz qui doit être constante chez chaque utilisateur).

Lorsque l'on prélève un litre dans cette grande rivière (consommateur), il est obligatoire, pour que le niveau reste constant que quelqu'un remette un litre à quelque part dans la rivière (fournisseur d'énergie). Le « gendarme » qui veille à ce que les quantités prélevées et retirées de la rivière soient strictement égales s'appelle pour le réseau électrique un responsable d'équilibre.

Aux heures de pointe, lorsque tout le monde prélève de l'électricité sur le réseau, le responsable d'équilibre cherche des fournisseurs pour injecter l'électricité manquante, il s'adresse d'abord aux centrales les meilleurs marchés, et s'il n'y a pas de capacité de production, le responsable d'équilibre doit payer le courant plus cher pour en trouver.

Cela explique pourquoi le prix de l'électricité varie énormément toutes les dix minutes sur le « marché spot », surtout s'il y a des différences entre les prévisions de consommation et de production (programme) et la consommation réelle [3].

C'est pourquoi, une bonne capacité de prévoir sa consommation, adjointe à une maîtrise de ses périodes de besoins, permet de réduire fortement le prix de l'électricité achetée sur un marché « ouvert ».

La libéralisation du marché de l'électricité repose sur la distinction entre la fourniture et l'acheminement de l'énergie. Si la production et la vente d'électricité sont ouvertes à la concurrence, il n'en va pas de même de son transport et de sa distribution qui restent le monopole des gestionnaires de réseaux désignés par les autorités.

III-2. L'approvisionnement électrique du Maghreb

Mi-2012, la capacité de production électrique est de près de 24 GWe dont 55% en Algérie, 28% au Maroc et 17% en Tunisie (tableau 1). La puissance maximale appelée (ou pointe), qui s'est déplacée depuis quelques années de l'hiver vers l'été dans les trois pays en raison d'un appel de puissance important dû à la climatisation, a connu une croissance exceptionnelle de 14% en Algérie, un taux plus modéré de 5% au Maroc et de 2,3% en Tunisie entre 2011 et 2012.

La production est principalement d'origine thermique, les centrales fonctionnant à 99% au gaz naturel en Algérie et en Tunisie, avec un mix charbon/produits pétroliers au Maroc à 90%. Si les centrales électriques sont en quasi-totalité la propriété des compagnies publiques ou de leurs filiales en Algérie et en Tunisie, les installations privées réalisées au Maroc dans le cadre de la libéralisation du secteur interviennent pour 70% de la production totale. Il faut signaler que les échanges entre les pays maghrébins sont marginaux au regard des potentialités des interconnexions existantes. Par contre, le Maroc a importé 18% de ses besoins en électricité d'Espagne en 2012 [34].

Du côté de la demande, la consommation d'électricité est d'environ 85 TWh, répartie à 50% pour l'Algérie, 33% pour le Maroc et 17 % pour la Tunisie. Elle a enregistré un accroissement de 10,9% en Algérie, 7,4% au Maroc et 7,7% en Tunisie entre 2012 et 2011.

Sur le long terme, on peut s'attendre à ce que le taux de croissance moyen de la consommation se situe autour de 5%, ce qui donnerait une capacité globale installée de 60 GWe en 2030, dont 36 GWe environ de nouvelles capacités réparties comme suit : un tiers au moins en renouvelables, solaire et éolien essentiellement ; un peu d'hydraulique et du thermique charbon au Maroc ; le reste viendrait pour une bonne part de cycles combinés gaz en raison des performances de cette technologie. La moitié de la production tunisienne et le tiers de la production algérienne actuelle sont déjà fournis par cette filière.

III-3. L'interconnexion des réseaux électriques et la comelec

Dès le mois de juin 1974, bien avant la constitution de l'Union du Maghreb Arabe (UMA) en 1989, les entreprises publiques d'électricité des trois pays, l'Office National Marocain de l'Electricité (ONE), la Société Nationale Algérienne de l'Electricité et du Gaz (SONELGAZ), la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG) ont décidé la création du Comité Maghrébin de l'Electricité (Comelec), immédiatement entérinée par le Conseil Permanent Consultatif Maghrébin (CPCM) qui regroupe les ministres de l'Economie des 3 pays [34], [35]. Les compagnies des deux autres pays ont rejoint le Comité: Sonelec (Mauritanie) en 1975 et Gecol (Libye) en 1989 après la constitution de l'UMA, formant ainsi le groupe spécialisé le plus ancien de l'Union, dont les missions consistent à promouvoir et coordonner, à l'échelle maghrébine et vis à vis des institutions internationales, les relations sur les plan technique, économique, commercial, industriel, du management, de la formation et des relations sociales.

Dans ce cadre, des actions concrètes et efficaces ont été conduites en commun :

- renforcement des lignes d'interconnexion et développement des échanges électriques avec pour finalité d'assurer une solidarité des réseaux tout en évitant les risques de propagation d'incidents graves ;
- programmes d'équipement et étude de projets communs, diffusion d'un schéma directeur à long terme du réseau maghrébin; projets de station de pompage ou même de centrale nucléaire ;
- élaboration et mise à jour permanente d'une carte du réseau électrique maghrébin, y compris le réseau de distribution impliquant l'alimentation des villages frontaliers à partir du réseau le plus proche et dans les conditions technico - économiques les plus favorables ; la première action et probablement la plus symbolique a été l'alimentation du village tunisien martyr de Sakiet Sidi Youcef à partir du réseau algérien ou du village marocain de Figuig à partir du réseau algérien à Beni Ounif ;
- utilisation commune des structures de formation électriques et gazières ;
- promotion de l'intégration industrielle maghrébine, de l'intervention des bureaux d'études et entreprises de travaux et de fabrication de matériel électrique du Maghreb, à travers notamment le renforcement de la fonction engineering. L'échange constant d'informations et l'harmonisation des politiques au sein du Comelec ont créé une dynamique de la généralisation de l'électrification en zone rurale mais aussi urbaine qui a impliqué les Etats et les entreprises dans la mise en oeuvre de mesures vigoureuses et l'allocation de moyens considérables. Il est vrai que, au lendemain de leur indépendance, les pays du Maghreb avaient à rattraper un retard colossal auquel il faut ajouter les effets de la croissance démographique. Ce n'est pas par hasard que les pays du Maghreb ont aujourd'hui un taux d'électrification comparable à celui des pays européens. Ce résultat remarquable est le fruit d'une réflexion commune, même si chacun des trois pays a ensuite suivi une voie spécifique pour la réalisation et le mode de financement des programmes d'électrification [35], [36].

En outre, l'expérience de la coopération maghrébine dans le domaine électrique et l'intensité des relations entretenues de longue date avec les institutions spécialisées homologues européennes comme l'UNIPEDE ou la CIGRE ont ouvert la voie à une coopération plus large à l'échelle euro-méditerranéenne et constitué des éléments déterminants dans la réflexion sur la réalisation d'une grande ceinture électrique autour du Bassin Méditerranéen, interconnectée au réseau européen.

La coopération à l'échelle méditerranéenne se fait au sein de Medelec, association qui regroupe les compagnies électriques du Bassin méditerranéen. De même que Comelec a contribué puissamment à la mise en place de l'Union africaine et de l'Union arabe des producteurs et distributeurs d'électricité.

Pays	Liaison	Tension (KV)	Longueur (Km)	Date
Algérie - Maroc	Ghazaouet-Oujda	225	47	Achevée en 1975 En service 1988
	Tlemcen-Oujda	225	64	1992
	Hassi Aneur-Bourdim	400	232	2009
Maroc-Espagne	Meloussa-Puerto de la Cruz (1)	400	61	1997
	Meloussa-Puerto de la Cruz (1)	400	61	2005
Algérie-Tunisie	El Aouinet-Tadjerouine	90	60	1969
	El Aouinet-Tadjerouine	220	60	
	El Hadjar-Fernana	90	35	1969
	Djebel Onk-Metaloui	150	65	1984
	Chaffia-Jendouba	400		2014
Tunisie-Libye	Medenin-Abou Kammech	220	110	Achevée en 2003
	Tataouin-Rouiss	220	165	Achevée en 2003

Tableau III-1 : Les interconnexions électriques au Maghreb (Source: Comelec)

En 2014, les réseaux électriques des pays du Maghreb sont puissamment reliés entre eux et sont aussi interconnectés au réseau européen depuis 1997, date à laquelle le réseau électrique marocain a été connecté au réseau espagnol par un câble sous-marin à travers le Détroit de Gibraltar, doublé par un second câble en 2005 portant la capacité de transit à 1400 MWe. Il est prévu un renforcement des interconnexions électriques en 400 KV et, malgré tous les obstacles - alors que la frontière est fermée entre les deux pays depuis 20 ans - une nouvelle liaison a été mise en service en septembre 2009 entre l'Algérie et le Maroc qui permet des échanges d'électricité plus importants. Il est vrai que, pour des raisons politiques, les échanges d'énergie se situent à un niveau limité et que, globalement, l'interconnexion fonctionne bien en deçà de ses possibilités et des espérances, même si le développement des échanges sur une base marchande, en particulier, entre la SONELGAZ et l'ONE, a intensifié les échanges intermaghrébins de façon temporaire. Les trois pays du Maghreb veulent, malgré tout, s'acheminer vers la réalisation d'un marché maghrébin de l'électricité qui permettra ensuite leur pleine intégration au marché européen.

A l'issue d'une réunion du Conseil des ministres maghrébins de l'énergie qui s'est tenue à Alger le 20 juin 2010, les participants ont adopté la « Déclaration d'Alger » par laquelle ils s'engagent à poursuivre leurs efforts pour harmoniser les cadres législatif et réglementaire ainsi que les conditions techniques et économiques d'un marché «non discriminatoire, transparent» et qui fera «l'objet d'une tarification adéquate».

L'étape suivante sera la mise en place graduelle d'un marché de l'électricité euro-méditerranéen, tenant compte de la situation particulière de chacun des pays et évitant de transposer des modèles importés. En effet, dans le cadre du dialogue euro-méditerranéen, il a été décidé lors d'une réunion des ministres de l'Energie du Bassin méditerranéen tenue à Rome, en 2003, d'accélérer le processus d'intégration du réseau électrique du Maghreb dans le réseau européen. Si l'Algérie et le Maroc ont déjà adopté un cadre législatif favorable à la création d'un marché euromaghrébin de l'électricité, la Tunisie envisage de suivre, en mettant fin au monopole de fait exercé par la STEG, opérateur historique et quasiment unique pour l'instant [15], [37].

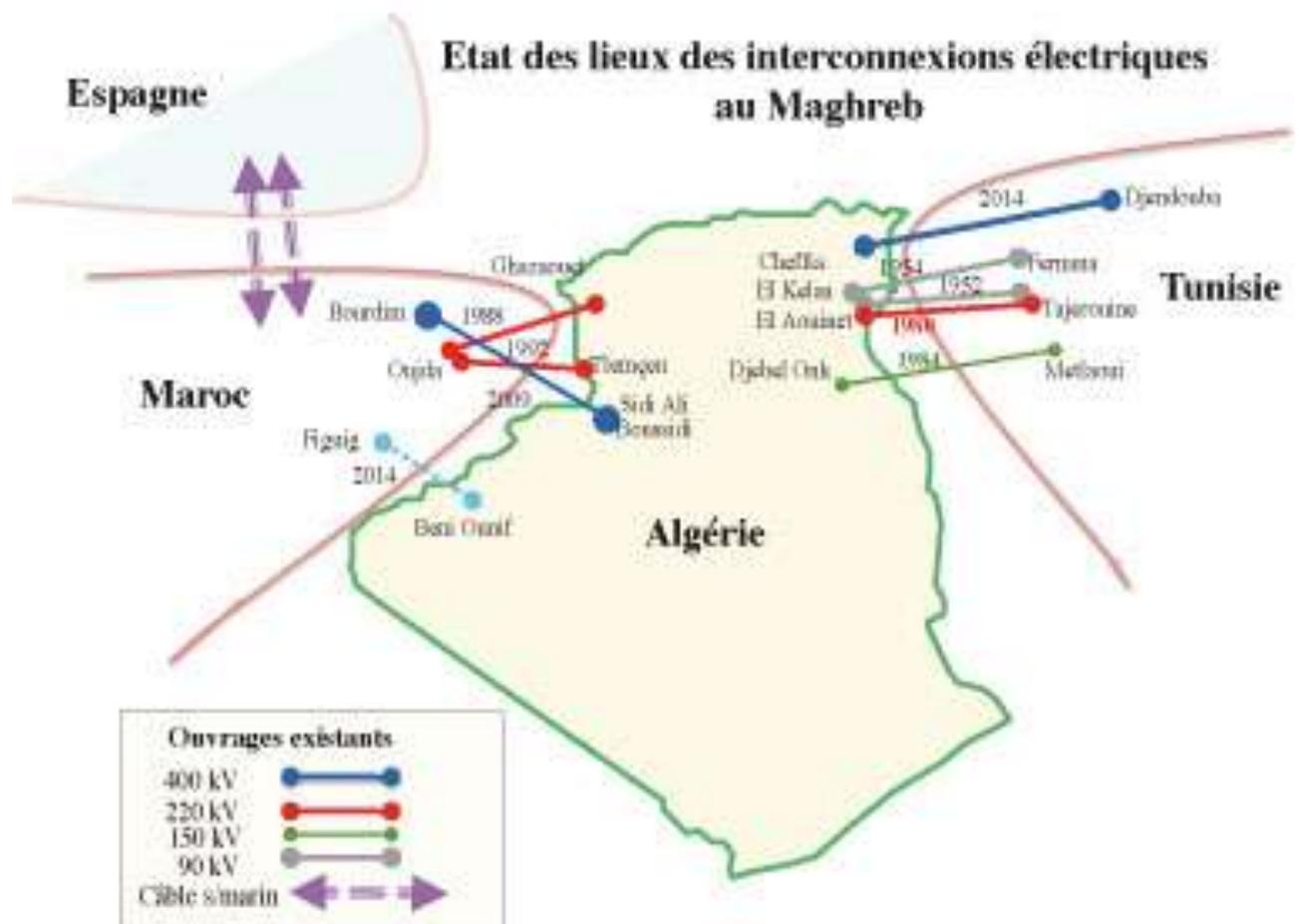


Figure III-1 : Etat des lieux des interconnexions électriques au Maghreb

III-4. Marchés d'échanges énergétiques

La mise en œuvre d'interconnexions reliant les réseaux nationaux permet la création de marchés régionaux d'échanges énergétiques. Les nations nécessitant un besoin d'électricité pour répondre à la demande de leurs économies grandissantes achètent ainsi l'électricité à un moindre coût. Un marché régional d'échanges énergétiques serait bénéfique pour les exportateurs, qui pourraient vendre leur surplus, et les importateurs, qui pourraient acheter à un moindre prix. Un système électrique est planifié et exploité d'une manière à ce que les utilisateurs ne soient pas affectés lors des éventuelles perturbations.

Toutefois, le système électrique peut faire l'objet de perturbations bien plus graves, telles que pannes multiples et simultanées pouvant apparaître en cascade et qui sont susceptibles d'engendrer un effondrement régional, voire national des réseaux d'un ou plusieurs pays interconnectés. A cet effet, des dispositifs automatiques sont mis en place pour sauvegarder les réseaux électriques et limiter les conséquences des incidents majeurs [35].

III-5. Situation actuelle du réseau maghrébin

En exploitation normale, les réseaux Maghrébin (ONE, SONELGAZ et STEG) et Européen sont interconnectés et fonctionnent en synchrone. Les échanges d'énergie entre les différents réseaux se feront soit en mode programmé soit en mode non programmé. Les compensations en énergie se font de façon bilatérale et selon des contrats ou des conventions établis entre les différents couples de partenaires : Espagne - Maroc, Maroc - Algérie et Algérie – Tunisie [37], [38].

III-5-1. Développement de l'énergie échangée entre l'Algérie et la Tunisie

Développement de l'énergie échangée entre les pays du Maghreb. Développement de l'énergie échangée entre l'Algérie et la Tunisie. La capacité annuelle des lignes reliant l'Algérie à la Tunisie est estimée à 3150 GWh alors que l'échange annuel moyen durant cette période s'élève à 216 GWh qui est équivalent à une proportion d'utilisation des interconnexions qui ne dépasse pas 7 %.

III-5-2. Développement de l'énergie échangée entre l'Algérie et le Maroc

La capacité annuelle des lignes reliant l'Algérie au Maroc est estimée à 3500 GWh de 2000 à 2009 alors que l'échange annuel moyen durant cette période s'élève à 235 GWh qui est équivalent à une proportion d'utilisation des interconnexions qui ne dépasse pas 7 %.

Avec la mise en service des lignes 400kV, la capacité annuelle moyenne passe à 17500GWh à partir de 2010, l'échange moyen sur la période s'élève à 1370GWh qui représente un taux d'utilisation de 8%.

III-5-3. Marché régional d'électricité dans les pays du Maghreb

Malgré le niveau d'échange relativement faible par rapport à ce qu'il est observé au niveau des interconnexions de par le monde, l'interconnexion entre les réseaux maghrébins, a permis une capitalisation des expériences dans la gestion des interconnexions (contrat bilatérale, gestion de la réserve, régime de secours, règles de fonctionnement) Marché régional d'électricité dans les pays du Maghreb. Pour les pays du Maghreb, qui disposaient d'une tradition d'interconnexion et d'échanges, la question des conditions de création d'un marché maghrébin de l'électricité a été posée, depuis longtemps, au sein du Comelec. En Algérie la loi en vigueur est adaptée à la création d'un marché régional avec l'ouverture des activités de production et de commercialisation à l'investissement privé et à la concurrence. Textes législatifs : l'ensemble des textes d'application de la loi sur l'électricité promulguée en 2002, sont finalisés et publiés. Eligibilité des clients et Accès des tiers au réseau : Textes d'application finalisés et publiés.

III-6. Les projets d'interconnexion du réseau maghrébin et européen

La libéralisation du secteur de l'industrie électrique a introduit une modification des règles de transactions commerciales, les interconnexions facilitent les échanges frontaliers en mettant en jeu plusieurs marchés régionaux (Maghreb -Maghreb et Maghreb - Europe), avec la participation de SONELGAZ au marché ibérique de l'électricité en qualité d'opérateur externe dans le marché ibérique (OMEL) depuis juillet 2001.SONELGAZ a procédé à ses premières opérations de vente d'énergie sur le marché espagnol durant la période de Juin à Octobre 2002, elles constituent une expérience intéressante d'échange entre les pays du Sud et du Nord de la Méditerranée .Sonelgaz a lancé des études en vue de l'exportation de l'électricité vers le marché Européen. Ces études concernent la faisabilité des interconnexions électriques sous marine directe reliant l'Algérie à l'Espagne et l'Algérie à l'Italie.

Maroc Tunisie Libye Algérie Espagne Italie Deux accords de coopération énergétique l'un avec l'Espagne et l'autre avec l'Italie pour mener avec chacun de ces pays les études de faisabilité nécessaires à la réalisation des interconnexions électriques directes entre d'une part l'Algérie et l'Espagne et d'autre part entre l'Algérie et l'Italie [37].

III-6-1. Les interconnexions électriques facteurs d'intégration

Les réformes engagées par les pays du Maghreb et le niveau des besoins énergétiques dans la région du Sud ouest méditerranéen ne peuvent que renforcer la volonté de mise en place d'un marché Maghrébo - Européen de l'électricité. Ce marché ne pourrait pas voir le jour sans un renforcement des réseaux électriques internes à chacun des pays du Maghreb, des interconnexions entre pays maghrébins et entre le Maghreb et l'Europe. Les interconnexions qui constituent un des éléments fondamentaux pour le développement de marchés régionaux de l'électricité, permettent la convergence vers un ensemble unique constitué par une intégration de ces marchés régionaux.

Les projets d'interconnexions électriques en Méditerranée

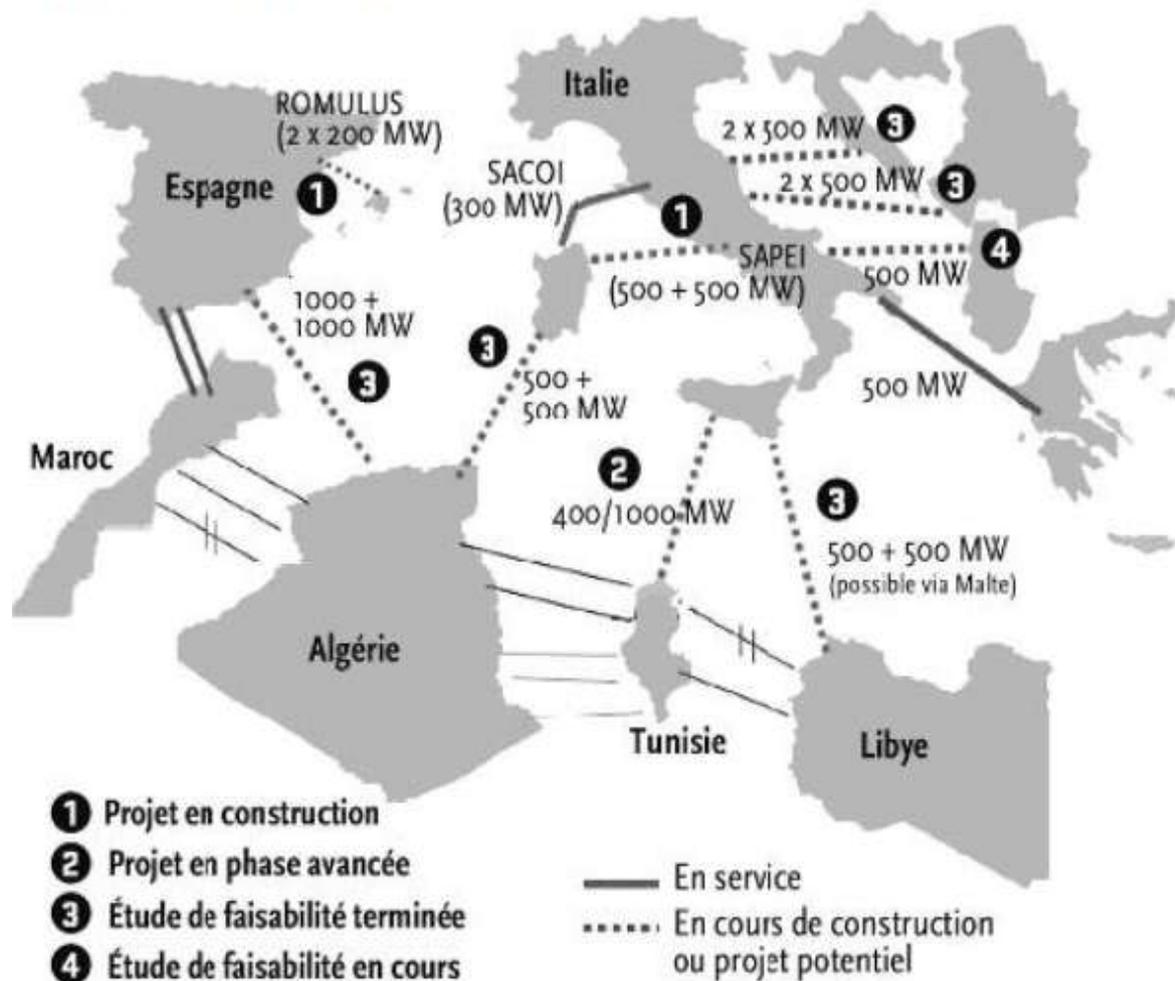


Figure III-2 : Cahiers Du Plan Bleu 6, «Infrastructures Et Développement Énergétique Durable En Méditerranée : Perspectives 2025»

III-7. La libéralisation du marché maghrébin

Pour les pays du Maghreb, qui disposaient d'une tradition d'interconnexion et d'échanges, la question des conditions de création d'un marché maghrébin de l'électricité a été posée, depuis longtemps, au sein du Comelec. L'idée s'est matérialisée au début des années 90 avec des premiers échanges commerciaux entre opérateurs nationaux. Ils ont engagé dans ce but le processus de libéralisation.

L'Algérie a adopté en décembre 1991 une loi sur les hydrocarbures et les ressources minières ouvrant l'amont pétrolier et minier aux compagnies internationales privées.

Au Maroc, le gouvernement a adopté la production concessionnelle en 1994, autorisant la réalisation de deux ipp dans un schéma bot, une grande installation thermique à Jorf Lasfar et un projet éolien (Koudia Al Baïda – Tétouan).

En Tunisie également, deux projets IPP (Independent Power Production – production privée d'électricité) ont été autorisés à partir de 1996, une centrale thermique fonctionnant au gaz à Rades et un projet éolien à El Haouaria au Cap Bon. Ces deux derniers pays ont réalisé des ipp : Tahadart ngcc (385mw) au Maroc et Barka ngcc (500 mw) en Tunisie, en cours de construction. La part de la production IPP au Maroc atteint actuellement 80%. Le Maroc semble vouloir prendre peu à peu une part dans les consortiums de projet IPP : dans le projet de Tahadart, on a pris les 48% après le retrait d'EDF [38], [39].

L'Algérie, pour sa part, s'est dotée en 2002 d'une nouvelle loi sur l'électricité et la distribution publique du gaz naturel par canalisations. Cette loi met fin au monopole de la production et de la commercialisation de l'électricité et du gaz naturel pour le marché national et, donc, ouvre ces activités à l'investissement privé et à la concurrence. Elle prévoit la dérèglementation du secteur, la désintégration et la privatisation partielle de l'opérateur historique Sonelgaz. En outre, elle confère à tout opérateur le droit de procéder librement à l'exportation et à l'importation de l'électricité. De ce fait, le pays permet la mise en place éventuelle d'un marché de l'électricité entre les pays du Maghreb et ceux du Sud de l'Europe dont les réseaux sont interconnectés par un câble sous-marin Maroc-Espagne à travers le détroit de Gibraltar. Si la production privée d'électricité a déjà été introduite par d'autres pays du Sud du Bassin méditerranéen, ce texte fait de l'Algérie l'un des premiers pays de la région à franchir le pas vers la création d'un marché ouvert de l'électricité et de la distribution du gaz sur le marché national, au plus tard à l'horizon 2007, stipulait la loi. Nous en sommes loin aujourd'hui.

Des dispositions précises établissent :

- la garantie de l'État pour le service public et la limitation de sa contribution aux régions défavorisées ou à des catégories sociales préalablement identifiées ;
- l'ouverture à la concurrence et à l'investissement privé pour la production d'électricité sous le régime de l'autorisation et la commercialisation de l'électricité et du gaz par canalisations sous le régime de la concession;
- le libre accès aux systèmes de transport et de distribution pour tous les opérateurs ;
- la mise en place d'un opérateur système pour coordonner les activités production-transport (dispatching) et d'un opérateur marché pour le marché de gros ;
- la création d'un organe de régulation indépendant, la CREG (Commission de régulation de l'électricité et du gaz) ;
- la restructuration de Sonelgaz selon le principe de la décomposition de la chaîne de fourniture (unbundling) ;
- une tarification librement négociée pour les clients éligibles ;

En réalité, l'autorité de régulation (CREG), bien que dotée de larges prérogatives, ne dispose pas d'une réelle autonomie et agit sous la responsabilité directe du ministère de l'Énergie. La transformation la plus perceptible est la restructuration de l'opérateur historique par la création de nombreuses filiales au sein du groupe. Plus de six ans après la promulgation de la loi, il y a peu d'investisseurs privés. La construction d'un projet à Arzew sous forme de production d'eau dessalée combinée à la production d'électricité a démarré en 2003 et devrait être mise en service prochainement [38]. Ainsi, les trois pays du Maghreb ont engagé un processus de réformes depuis le milieu de la décennie 1990, selon une démarche déterminée et spécifique à chacun d'eux, sans débat national ni concertation véritable à l'échelle régionale, malgré quelques initiatives privées. À l'exception du Maroc où la part du privé dans la production atteint 70%, l'État reste omniprésent et demeure le plus gros investisseur. Les capitaux privés n'affluent pas et se concentrent essentiellement dans la production. Pourtant, les prévisions sur l'évolution du secteur indiquent clairement que les besoins en investissements dans la production sont importants et qu'une part substantielle d'entre eux pourrait être réalisée par des opérateurs privés sous forme d'IPP. Cependant, l'enthousiasme pour les projets IPP s'est récemment quelque peu émoussé. En réalité, ces projets sont controversés. Les critiques suggèrent que leurs coûts sont élevés, qu'ils lient les gouvernements par des contrats à long terme immuables et qu'ils exonèrent les producteurs de tout risque commercial et de concurrence. «Dans ce sens, nous estimons actuellement utile de prendre du recul par rapport à cette formule», estiment les responsables de la STEG.

III-8. Les obstacles à la libéralisation

Si les PPA (Power Purchase Agreement – Accord d'achat d'énergie) semblent enfermer les pays dans des contrats à long terme qui deviennent un obstacle à la compétition, la libéralisation bute aussi sur d'autres obstacles.

La compétition requiert un réseau mature et efficient ainsi qu'un système d'information fiable, ce qui représente un investissement lourd. Les marchés doivent être relativement larges et suffisamment fluides pour favoriser la compétition. Aussi, l'ouverture requiert-elle un espace plus large et c'est tout naturellement que les pays du Maghreb se sont inscrits dans une démarche plus globale au sein de l'ensemble méditerranéen. Pour ce qui est des conditions économiques et de l'ouverture du marché de la production, la région du Maghreb connaît l'expérience des IPP au Maroc et en Tunisie avec des contrats d'achat de long terme. L'Algérie a essayé l'ouverture du marché aux investisseurs privés en production sans garantie de marché, mais cela n'a pas encore produit tous ses effets. L'investisseur privé reste privilégié pour la conclusion de contrats garantissant les achats à terme. D'où le recours, dans une première étape, à la formule d'investissement en partenariat entre entreprises publiques (Sonatrach et Sonelgaz) tout en laissant la porte ouverte aux futurs investisseurs privés.

Pour le marché maghrébin, il est conseillé de se concentrer sur les actions a priori les plus avantageuses : le commerce international, la production et le marché de gros. Contrairement à la situation qui prévalait en Europe lors de l'ouverture des marchés électriques, le Maghreb ne connaît pas de surcapacités de production qui favoriseraient la création d'un marché basé sur la concurrence. Néanmoins, l'accès inégal à l'énergie primaire pour la production d'électricité et la montée des préoccupations environnementales constituent des contraintes pour les investisseurs. Aussi, les préalables pour la mise en place d'un marché maghrébin sont-ils une harmonisation du cadre institutionnel et réglementaire ; l'adoption d'une tarification basée sur les coûts et un taux minimum d'indépendance car l'électricité est un produit sans substitut et à demande inélastique [15], [38].

Dans ce contexte et dans un premier stade, l'embryon de marché maghrébin de l'électricité s'est développé sur la base de contrats commerciaux d'échange entre opérateurs historiques. Le marché euro-maghrébin de l'électricité pourrait démarrer avec l'interconnexion Espagne-Maroc et consisterait, d'abord, dans les échanges du Maroc et de l'Algérie avec le marché ibérique aux conditions de ce dernier puis, dans un second temps, élargie aux interconnexions actuellement en projet entre Algérie, Espagne et Italie d'une part et Tunisie d'autre part.

III-9. Ouverture de la production de l'électricité au secteur privé

La CREG (Commission de régulation de l'électricité et du gaz) désignera bientôt des avocats-conseils, pour préparer l'ouverture de la production de l'électricité au secteur privé. Ceux sélectionnés pour cette mission seront chargés de rédiger des études sur le contrôle du service public de l'électricité et du gaz, l'organisation du service de conciliation de la commission de régulation et les pouvoirs de sanction de la CREG. Autrement dit, il s'agit de préparer la commission à réguler une activité longtemps confiée à la Sonelgaz.

La CREG se prépare depuis plusieurs mois à assurer cette mission, notamment grâce à un programme de formation de ses cadres financé par l'Union européenne.

Mais ce dernier, jusqu'alors patron de Sonelgaz, pendant plusieurs années, a plaidé depuis longtemps pour la diversification du mix énergétique national et en faveur de partenariats entre l'électricien national et le secteur privé [39].

Les responsables et les économistes, avaient toujours revendiqué et plaidé pour une augmentation des tarifs de l'électricité et du gaz. Selon eux, les tarifs appliqués pendant de longues années ont rendu la Sonelgaz déficitaire.

Fort heureusement, le soutien de l'Etat était toujours présent et maintenu d'un gouvernement à l'autre ; cependant cet appui finira par s'effondrer un jour, surtout face à des troubles économiques qui peuvent survenir sur le plan international et auront des effets négatifs sur le marché de l'électricité en Algérie. La Sonelgaz aurait subi d'importants séismes sans ce soutien de l'Etat.

La société nationale de l'électricité et du gaz avait cumulé des dettes et son effondrement était certain si ce n'était le rapport d'aide assuré par l'Etat. Face à cette situation et surtout face à la chute des prix du pétrole sur le marché mondial, d'où le pays est appelé à réduire ses dépenses, l'Etat a compris que l'ouverture du marché de l'électricité au secteur privé est une solution à laquelle il faudra se résoudre.

Une ouverture qui peut faire épargner à l'Etat algérien des centaines de milliards de dinars surtout en ces temps durs [39].

III-10. Conclusion

Quelques actions de court terme à poursuivre sont :

- Achever au plus tôt le programme des interconnexions entre les pays du Maghreb.
- Revoir le cadre juridique de chaque pays concernant les importations et les exportations d'électricité et proposer des ajustements pour viabiliser et – ou flexibiliser les échanges à une échelle qui puisse permettre de tirer des bénéfices significatifs de cette intégration.
- Engager les parties prenantes transfrontières (producteurs et acheteurs d'électricité) à contractualiser des échanges futurs (1000-2000 MW).
- Sur cette base, revoir le plan de développement de chaque pays en accélérant le processus de déclassement des centrales les plus anciennes (pour améliorer l'efficacité énergétique des 3 pays)
- Engager les discussions pour la création d'un cadre institutionnel approprié qui disposera d'un budget propre pour la gestion coordonnée du développement des réseaux du Maghreb.
- A moyen terme, et si les pays permettent une ouverture plus large des échanges, évaluer la viabilité d'une mise en place d'un marché magrébin de l'électricité.

Dans le chapitre suivant nous allons définir les méthodes de gestion des réseaux électriques pour le marché de l'énergie.

Chapitre IV

Modélisation du problème de l'écoulement de puissance optimal

Chapitre IV Modélisation du problème de l'écoulement de puissance optimal

IV-1. Introduction

Ces derniers temps, un intérêt particulier a été accordé aux réseaux de distribution et au calcul de l'écoulement de puissance. Au début, la grande occupation a été consacrée à l'écoulement de puissance dans le réseau de transport afin d'avoir une bonne répartition d'énergie produite sur l'ensemble de grands générateurs alimentant le réseau, un minimum de pertes de puissance et un bon profil de tension au niveau des jeux de barres formant le réseau.

Les études du problème de l'écoulement de puissance connu aussi par l'écoulement de charge, constituent la colonne vertébrale de toute analyse et conception d'un système électro énergétique. Ces études sont nécessaires pour la planification et les développements futurs des réseaux et aussi pour assurer un fonctionnement fiable des systèmes existants. L'objectif général de ce chapitre est l'étude du fonctionnement du système électrique en régime permanent. On a en effet besoin de connaître à un instant donné l'état du système électrique en régime stationnaire, soit pour analyser dans une situation donnée l'adéquation à la demande des capacités de production et de transport, soit pour servir de point de départ (état initial) à des simulations de régimes dynamiques comme le calcul des courants de courts circuit et l'analyse de la stabilité transitoire. Le but du calcul de l'écoulement de puissance est de déterminer, en régime triphasé permanent équilibré, les modules et phases des tensions en tout point du réseau. En utilisant ces valeurs, nous pouvons calculer les puissances actives et réactives transitant par les lignes de transport et les transformateurs ainsi que les pertes de transmission. En 1956, [4], [48] proposèrent le premier programme informatique pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance. Depuis lors, les chercheurs ont dépensé des efforts considérables pour développer des méthodes de calcul plus efficaces et plus fiables. La formulation mathématique du problème de l'écoulement de puissance fait apparaître un système d'équations algébriques non linéaires, qui expriment l'injection des puissances actives et réactives en fonction des modules et phases des tensions des jeux de barres.

IV-2. Modélisation des Eléments de Puissance

Un réseau de Production ou de transport ou de distribution électrique contient un ensemble de composants qu'on doit modéliser afin d'établir les équations qui gouvernent le système électrique.

Dans les sections qui suivent, on va exposer quelques modèles algébriques de base relatifs aux composants du réseau qui sont nécessaires pour le calcul de l'écoulement de puissance. L'organisation entre chacun de ces blocs est décrite sur la Figure III-1 ci-dessous:

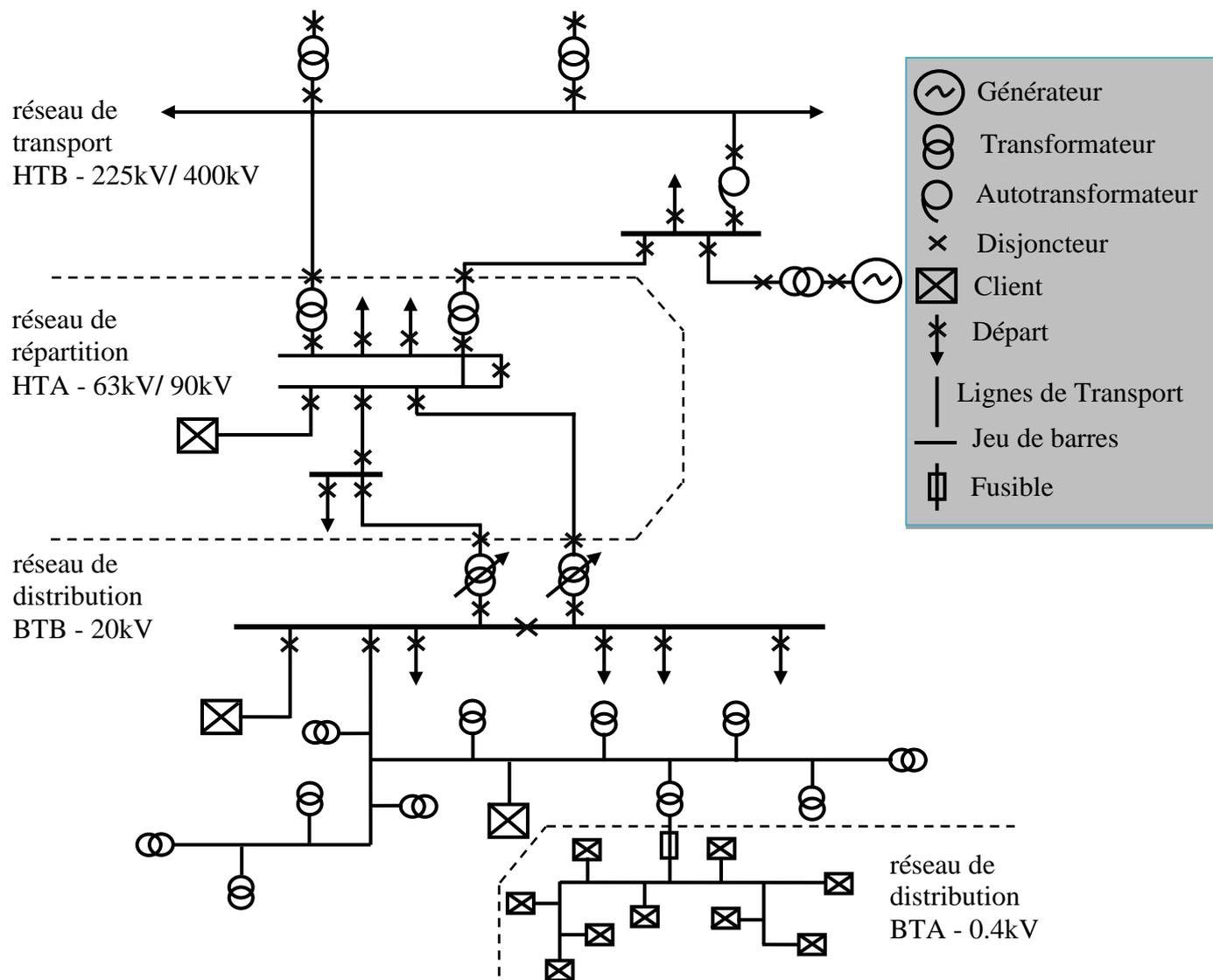


Figure IV-1 : Structure générale d'un réseau électrique

- Le bloc Production électrique, regroupant l'ensemble des éléments des unités de production. Par exemple, les alternateurs, les turbines etc.
- Les blocs Poste Élévateur, abaisseur, regroupant l'ensemble des éléments pouvant transformer l'énergie par changement de niveau de tension.
- Les blocs transport et distribution, regroupant l'ensemble des éléments d'acheminement d'énergie.

IV-2-1. Générateurs de Puissance

Le générateur peut être modélisé comme une puissance P_g , et un niveau de tension V_g constants (jeu de barres PV), car cet élément du système est utilisé pour fournir une puissance donnée sous une tension fixe (régulateur de tension). Dans ce modèle les puissances active et réactive du générateur sont maintenues dans certaines limites pour représenter les contraintes mécaniques et les courants électriques du système (Figure III-2) [15] [40].

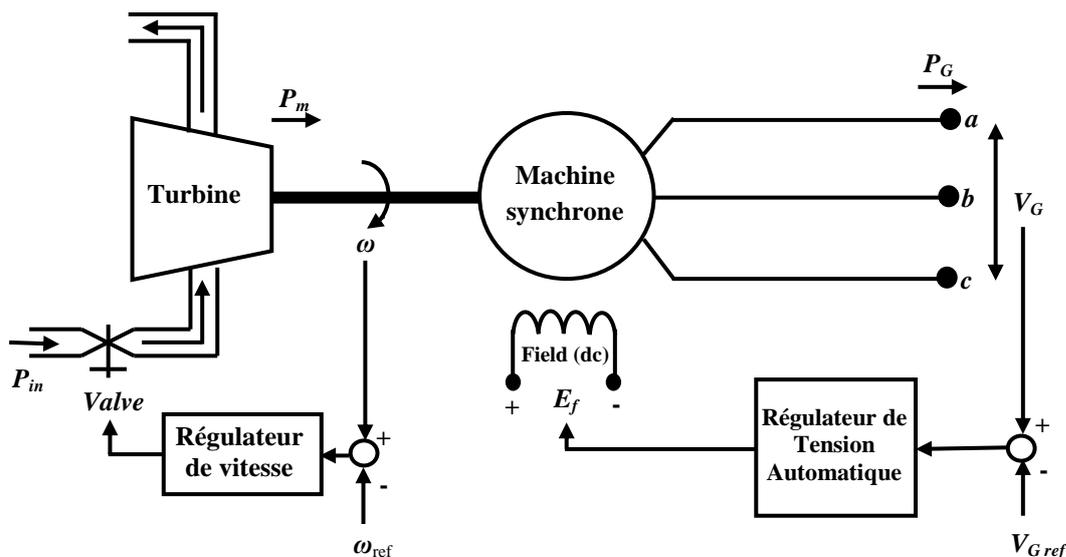


Figure IV-2: schéma synoptique d'un générateur de puissance

IV-2-2. Lignes de Transport

Les lignes de transport d'énergie électrique assurent la liaison entre les centres de production et les zones de consommation. Elles sont souvent constituées des lignes aériennes et des câbles souterrains. Les lignes aériennes sont utilisées en rase campagne et dans les zones rurales tandis que l'utilisation des câbles est limitée dans les zones urbaines dans de courtes distances à cause de leur prix [40], [41], [48].

Les lignes de transport permettent aussi d'échanger de la puissance à travers les lignes d'interconnexion. Les modèles de lignes utilisées dans l'analyse des réseaux sont habituellement classées en trois groupes (lignes longues, lignes moyennes et lignes courtes).

Une ligne de transport moyenne est généralement modélisée par un modèle en π à paramètres distribués (figure III-3).

Ces paramètres, dont les valeurs dépendent de la nature et la géométrie des conducteurs, sont définis pour une ligne connectée entre les jeux de barres i et j , comme suit:

- des paramètres linéaires séries, par phase, la résistance r_{ij} et la réactance x_{ij}
- et des paramètres shunts, par phase, la susceptance capacitive bc_{ij} et la conductance g_{ij0}

La conductance linéique est généralement négligée donc on a : $g_{ij0}=0$

L'admittance série de la ligne de transmission i et j est donnée par la relation:

$$y_{ij} = g_{ij} + jb_{ij} = \frac{1}{r_{ij} + jx_{ij}} \tag{III-1}$$

L'admittance shunt de la ligne ij est donnée directement en fonction de la susceptance et la conductance de la ligne, donc on a:

$$y_{ij0} = \frac{g_{ij0}}{2} + j \frac{bc_{ij0}}{2} = j \frac{bc_{ij0}}{2} \tag{III-2}$$

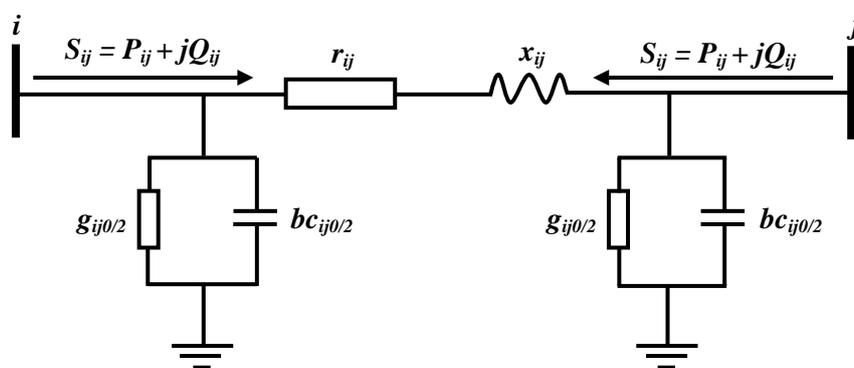


Figure IV-3 : Modèle équivalent en π d'une ligne de transport

IV-2-3. Transformateurs de Puissance

Les transformateurs jouent un rôle important pour le contrôle de la puissance active et réactive dans la ligne de transmission. La puissance active est contrôlée par la variation du déphasage de la tension et la puissance réactive par le changement du module de la tension.

Un transformateur idéal sans pertes, de rapport de transformation T , peut être modélisé par un autotransformateur idéal en série avec une impédance z_{ij} ou admittance y_{ij} .

Pour le transformateur à prises de réglage ou le transformateur en phase la valeur de T est réelle, et pour le transformateur déphaseur ou de déplacement de phase T représente un nombre complexe [42], [43].

Dans la modélisation des systèmes électriques, les rapports de déviation et les décalages de phase sont typiquement représentés comme des modifications à la matrice admittance du réseau. Pour cela on choisit comme pour la ligne électrique un modèle en (π).

Le schéma équivalent en π d'un transformateur idéal de prise de réglage est représenté par la figure III-4.

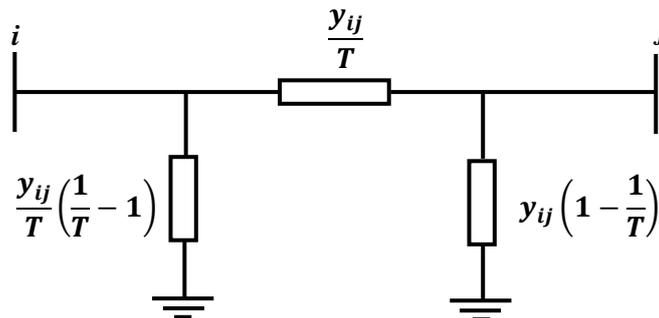


Figure IV-4 : Modèle équivalent en π d'un transformateur idéal

IV-2-4. Charge Electrique

Souvent la charge électrique est modélisée sous forme d'une impédance constante. La plupart des charges représentent une sous-station, en particulier un système de distribution, ainsi ces impédances de charges sont connectées au réseau électrique à travers un transformateur à prise de réglage [15], [42], [44] (figure III-5), donc le niveau de tension de l'impédance est maintenu approximativement constant. Dans ce cas, les puissances actives et réactives de la charge peuvent être représentées par des valeurs constantes.

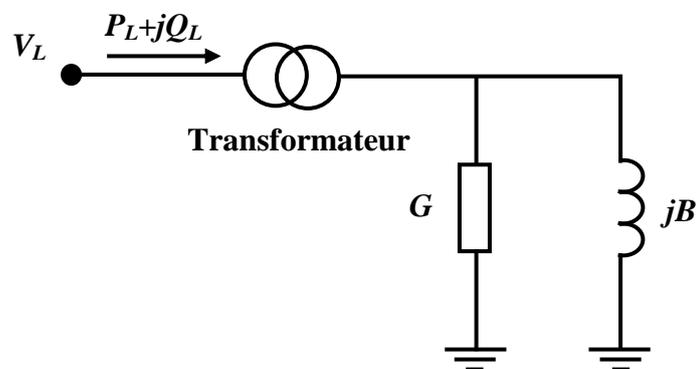


Figure IV-5: modèle d'une charge électrique sous forme d'une impédance constante

IV-2-5. Compensateur Shunt

Les condensateurs statiques et les réactances sont très utilisés pour fournir ou absorber la puissance réactive qui permet, par son transit en un point du réseau, d'ajuster la tension de ce point [40] [45]. Cependant, les compensateurs shunts sont représentés par leurs puissances réactives Q_c ,

Si Q_c est positive le compensateur shunt est un condensateur, et fournit la puissance réactive,

Si Q_c est négative le compensateur devient une inductance et absorbe la puissance réactive.

IV-3. Stabilité des réseaux d'énergie électrique

Lors de l'étude du comportement des réseaux d'énergie électriques, l'un des problèmes les plus importants que l'on rencontre souvent est l'étude de la stabilité. En effet, depuis la révolution industrielle au milieu du XVIII siècle, la demande en électricité ne fait qu'augmenter pour pouvoir faire fonctionner les usines et desservir les ménages.

Les réseaux électriques ont bien évidemment connu un développement important. Il s'est donc avéré urgent d'examiner en tout temps le comportement des réseaux face à de faibles et/ou de grandes perturbations. Ces perturbations, qui peuvent être d'origine diverses, sont la source d'une différence entre la puissance mécanique (la production) et la puissance électrique (la consommation).

D'un point de vue physique, la stabilité est définie comme un état d'équilibre de forces opposées. Dans le cas des réseaux électriques, ces forces sont liées à l'interaction de machines connectées aux réseaux électriques. Le groupe de travail IEEE / CIGRE a proposé une définition de la stabilité des réseaux électriques [46], [47]:

La stabilité d'un système de puissance est la capacité d'un système d'énergie électrique, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de retrouver le même état ou un autre état d'équilibre après avoir subi une perturbation physique, en gardant la plupart des variables du système dans leurs limites, de sorte que le système entier reste pratiquement intact.

L'instabilité peut prendre plusieurs formes dépendamment des conditions d'opération et de la configuration du réseau mais le maintien du synchronisme sur le réseau demeure un but primordial. Il faut donc suivre la dynamique des générateurs à travers les angles du rotor et les puissances [48].

IV-4. Différents types de stabilité

L'instabilité d'un réseau électrique peut être causée par de nombreux facteurs comme il est précisé précédemment. L'analyse des problèmes de stabilité et l'identification des facteurs contribuant à l'atteinte de stabilité ont permis d'améliorer la stabilité des réseaux électriques et de classer la stabilité en fonction de leur nature.

Pour cette classification on se base surtout sur :

la nature physique de l'instabilité, l'amplitude de perturbations, la plage de temps des phénomènes, les méthodes de calcul et prédiction utilisée pour étudier la stabilité.

La figure III-6 adaptée de [47], [48] classe bien les problèmes de stabilité en tenant compte de tous ces paramètres.

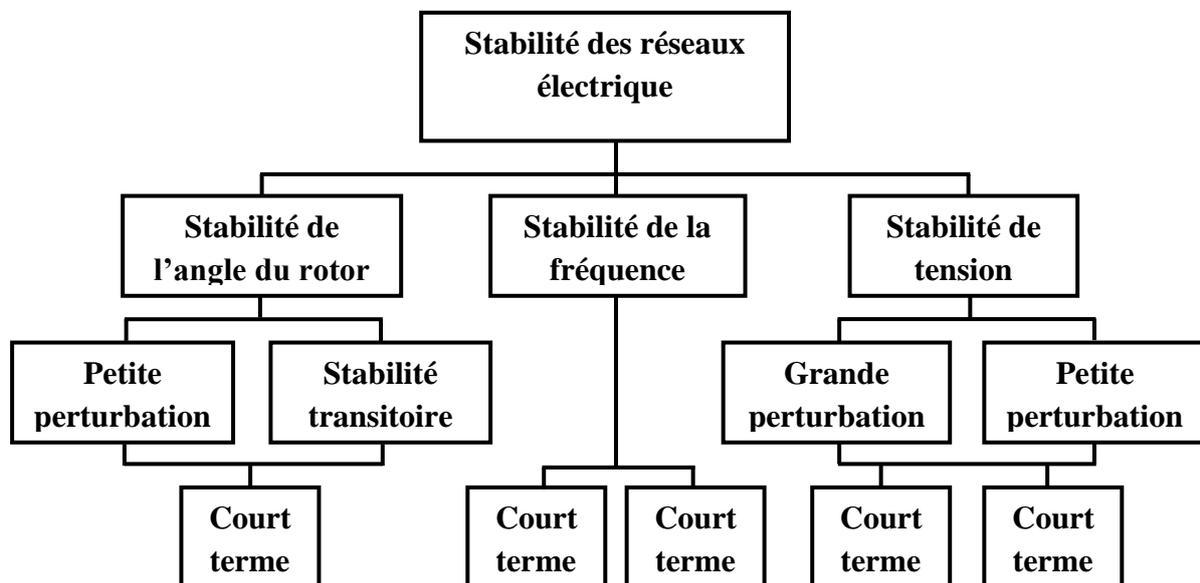


Figure IV-6 : Classification des différents types de la stabilité des systèmes de puissance.

IV-4-1. Stabilité de l'angle du rotor

La stabilité de l'angle de rotor concerne la capacité des machines synchrones d'un système de puissance interconnecté de rester en synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre les couples électromagnétique et mécanique agissant sur le rotor de chaque machine synchrone du système. L'instabilité qui peut résulter se produit sous forme d'augmentation des oscillations angulaires de certains générateurs pouvant conduire à une perte de synchronisme avec d'autres générateurs [47], [49].

Suivant l'amplitude de la perturbation, nous pouvons caractériser la stabilité de l'angle de rotor en deux sous-catégories :

IV-4-1-a. Stabilité angulaire aux petites perturbations (en petits signaux)

Elle est définie par la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme en présence des petites perturbations. Les perturbations sont considérées comme suffisamment petites pour que la linéarisation des équations du système soit permise aux fins de l'analyse. L'instabilité résultante se manifeste sous forme d'un écart croissant, oscillatoire ou non-oscillatoire, entre les angles de rotor [48].

IV-4-1-b. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)

Elle concerne la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère transitoire tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération.

La réponse du système implique de grandes variations des angles de rotor. Elle dépend de la relation non-linéaire couples-angles [48].

La stabilité transitoire dépend non seulement de l'amplitude des perturbations et du point de fonctionnement initial mais elle dépend également des caractéristiques dynamiques du système. Elle se manifeste à court terme sous forme d'un écart croissant de façon apériodique de certains angles de rotor. Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut), elle est appelée instabilité de première oscillation (First Swing Instability), (cas 1, figure III-7), et elle s'étend sur 3 à 5 secondes. L'instabilité transitoire peut aussi se manifester autrement, elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation (instabilité de multi-oscillations), (cas 2, figure III-7). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes.

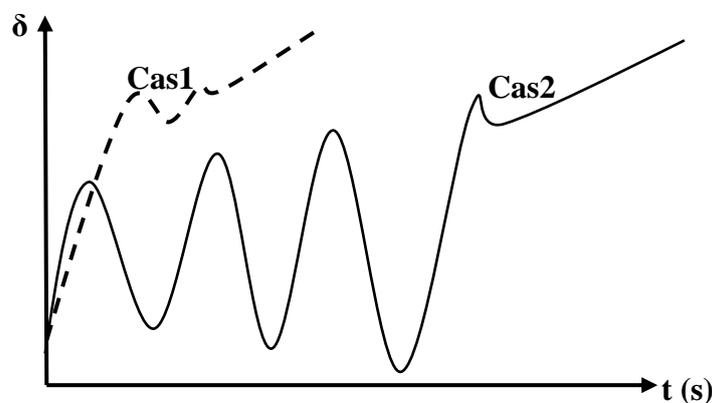


Figure IV-7 : Variation d'angle de rotor.

Cas 1 : instabilité de première oscillation. Cas 2 : instabilité de multi-oscillations.

IV-4-2. Stabilité de fréquence

La fréquence subit des variations relativement faibles, même lors d'incidents sévères. L'instabilité de fréquence concerne essentiellement les situations où la perte de plusieurs lignes de transport conduit à un morcellement du système [48], [50].

Si un bloc se détache du reste du système, il évolue vers une fréquence propre et le contrôle de celle-ci peut être difficile en cas de déséquilibre important entre production et consommation au sein de ce bloc. En cas de déficit de production, la chute de la fréquence peut être arrêtée par un délestage de charge (en sous-fréquence). Par contre, en cas de surplus de production, la hausse de la fréquence du système est arrêtée par une déconnexion rapide de certaines unités de productions de sorte que l'équilibre production consommation soit rétablie.

IV-4-3. Stabilité de tension

Nous pouvons définir la stabilité de tension comme la capacité d'un système d'énergie électrique à maintenir des tensions stables à tous ses nœuds après avoir été soumis à une perturbation à partir d'une condition initiale de fonctionnement de ce système.

Dans un certain nombre de réseaux, l'instabilité de tension est considérée comme une importante contrainte d'exploitation. Dans ce qui suit, on explique les différents types d'instabilité de tension [46].

IV-4-3-a. Stabilité de tension aux grandes perturbations

Cette stabilité se réfère à la capacité du système à maintenir des tensions stables à la suite de grandes perturbations telles que la perte d'un générateur, la perte d'une ligne, etc.

En effet, cette capacité est déterminée par le système et les caractéristiques de charge, par les interactions de deux types de contrôles continus et discrets ainsi que par les protections.

La détermination de la stabilité de tension aux grandes perturbations exige l'examen de la réponse non-linéaire du système électrique sur une période suffisante pour saisir la performance et les interactions de dispositifs comme les moteurs électriques, les transformateurs avec régleurs en charge, etc. Normalement, la durée de l'étude de ce type de stabilité peut se prolonger de quelques secondes à plusieurs dizaines de minutes [50].

IV-4-3-b. Stabilité de tension aux petites perturbations

La stabilité de tension aux petites perturbations se réfère à la capacité du système à maintenir des tensions stables lorsqu'il est soumis à des petites perturbations telles que des changements incrémentaux dans la consommation. Cette forme de stabilité est influencée par les caractéristiques des charges, les contrôles continus, et les contrôles discrets à un instant donné

du temps. Ce principe est utile pour déterminer, à tout instant, la façon avec laquelle les tensions nodales du système répondront aux petites évolutions du système.

En effet, pour ce type de stabilité, les équations mathématiques du système qui décrivent sa dynamique peuvent être linéarisées autour de son point de fonctionnement, ce qui permet de calculer les sensibilités utiles pour identifier les facteurs qui influent sur la stabilité.

IV-4-3-c. Stabilité de tension à court terme

L'instabilité de tension à court terme concerne principalement le décrochage des moteurs asynchrones suite à des creux de tension trop marqués. Les liaisons à courant continu interviennent également sur cette échelle de temps.

IV-4-3-d. Stabilité de tension à long terme

L'instabilité de tension à long terme est associée au passage en limite de générateurs et à la dynamique plus lente de la charge, principalement sous l'effet des régulateurs en charge, voire sous celui des thermostats contrôlant le chauffage électrique.

Remarque : En pratique, une forme d'instabilité peut en entraîner une autre. Par exemple, un déclenchement de lignes en cascade ou une instabilité de tension à long terme peut induire une perte de synchronisme. Par ailleurs, le fonctionnement en régime dégradé peut activer certaines protections mettant hors service des équipements de production ou de transport, ce qui aggrave évidemment la situation initiale [50].

La tâche des planificateurs et des opérateurs des réseaux électriques consiste à prendre des décisions dans de nombreux domaines pour choisir le meilleur investissement en moyens de production et de transport, pour faire face aux besoins futurs et pour prendre les meilleures décisions d'exploitation pour que le réseau fonctionne de la façon la plus sûre et la plus économique. Les meilleures solutions par rapport à des critères donnés sont trouvées par les méthodes et techniques d'optimisation pour le calcul automatique des différents états d'un réseau électrique. Un problème d'optimisation est un problème qui consiste à identifier, parmi plusieurs solutions faisables à une question donnée, la meilleure de toutes.

Les solutions sont dites faisables lorsqu'elles satisfont à un ensemble de limitations et de contraintes. La meilleure solution possible est celle grâce à laquelle un critère donné, par exemple un coût ou des recettes, atteint, selon le cas, un minimum ou un maximum.

IV-5. Définition l'Écoulement de Puissance

De nos jours, les réseaux électriques sont de plus en plus complexes en faisant intervenir des dizaines, voire des centaines de générateurs et des centaines ou des milliers de lignes de transport et de transformateurs.

Donc, il est nécessaire de faire appel à des outils informatiques spécialisés pour chercher le point de fonctionnement optimal du système.

Ce programme de calcul connu par l'Écoulement de Puissance Optimal (souvent désigné par l'appellation anglaise, Optimal Power Flow ou OPF) est un outil d'optimisation important intégré au système de gestion de l'énergie (Energy Management System ou EMS) au niveau des centres de conduite des réseaux électriques. Le rôle de la fonction OPF est de déterminer, par un processus itératif, la valeur des variables de commande, telles que les consignes de puissance des générateurs et les prises de réglage des transformateurs, afin de minimiser une fonction objectif, par exemple le coût global d'exploitation ou les pertes de puissance, en tenant compte de certaines contraintes techniques du système à savoir, les domaines de fonctionnement des générateurs, les tensions et les courants admissibles des lignes, des transformateurs et de l'appareillage (disjoncteurs, sectionneurs), ainsi que les contraintes environnementales (émission de polluants gazeux comme le SO₂ et le NO_x).

Le problème de la répartition optimale des puissances (OPF) est l'un des principaux problèmes rencontrés par les ingénieurs d'études des réseaux électriques qui utilisent les outils de la recherche opérationnelle. Depuis le début des années 60, la plupart des méthodes d'optimisation non linéaire ont été expérimentées pour le résoudre. Le problème de l'OPF a été introduit pour la première fois par Carpentier en 1962 sous la forme d'un dispatching économique contraint [2], [40]. Une formulation plus générale de ce problème a vu le jour en 1968 grâce à Dommel et Tinney [51]. Depuis lors, le problème de l'OPF a connu un grand intérêt de la part des chercheurs afin d'élaborer des méthodes plus fiables et plus efficaces, basées sur diverses techniques d'optimisation.

IV-5-1. Domaines d'application de l'écoulement de puissance optimal

Les applications de la fonction écoulement de puissance optimal peuvent être classées en applications d'exploitation et celles de planification. Dans le domaine d'exploitation, on distingue les applications d'ordre économiques et celles d'ordre technique. Dans chaque catégorie on trouve plusieurs applications, dont les plus courantes sont :

IV-5-1-a. Minimisation du coût de combustible

Le point de départ de l'OPF est la minimisation des coûts d'exploitation des réseaux électriques. La minimisation du coût de combustible est le principal objectif dans cette catégorie. Le but étant de trouver les puissances optimales à générer par les centrales de façon à minimiser le coût total du combustible [40], [50].

IV-5-1-b. Minimisation des pertes

La minimisation des pertes de transmission est considérée aussi comme l'un des objectifs qui permet une réduction des coûts. Cet objectif ainsi que la minimisation du coût de combustible sont les objectifs les plus couramment utilisés [51].

IV-5-1-c. Classification des pertes d'énergie électrique selon l'enregistrement**- Les pertes techniques**

Les pertes techniques proviennent généralement de la production et du transit sur le réseau :

- Les pertes techniques de la production sont liées aux moyens de production et aux auxiliaires ; l'amélioration de l'efficacité et de l'exploitation des outils de production permet de réduire ces pertes [51].
- Les pertes techniques de transport et distribution proviennent du transit sur le réseau. Elles sont liées à un mauvais rendement du réseau suite au déséquilibre des charges, aux pertes actives et réactives, au mauvais facteur de puissance etc.

Ces pertes sont évaluées en faisant la différence entre les injections et les soutirages entre les différents niveaux. Elles représentent 5 % à 10 % maxi (distribution) et 3 % (transport) des pertes totales. Des méthodes de prévision grâce à des simulations (load flow) permettent d'en assurer la maîtrise [52], [53]. Il est toutefois important de noter que les outils d'analyse et d'aide à la décision pour le transport et distribution ne sont pas les mêmes tant les problèmes rencontrés à chaque niveau sont de nature différente.

- Les pertes non techniques

L'énergie consommée non enregistrée constitue la composante principale des pertes non techniques. S'il paraît aisé d'en estimer le niveau global par déduction des pertes globales ou de la différence entre l'énergie injectée au réseau de distribution et l'énergie effectivement facturée, les origines de ces pertes ne sont pas toujours évidentes et elles ne peuvent être mesurées précisément, il est estimé que dans certains pays en développement.

Les pertes de nature non technique peuvent atteindre 50 % de la quantité totale d'électricité injectée dans le réseau ! Des facteurs endogènes (mauvaise maîtrise de la facturation, agents malhonnêtes, etc.) et exogènes (utilisation frauduleuse de l'énergie, etc.) aux sociétés de distribution sont considérés [54].

Aussi, les moyens de les combattre et de les réduire sont à imaginer. Des mesures et des contrôles sur le terrain participent de ces moyens. Ce sont des opérations relativement difficiles et complexes qui nécessitent de l'organisation et de la méthode.

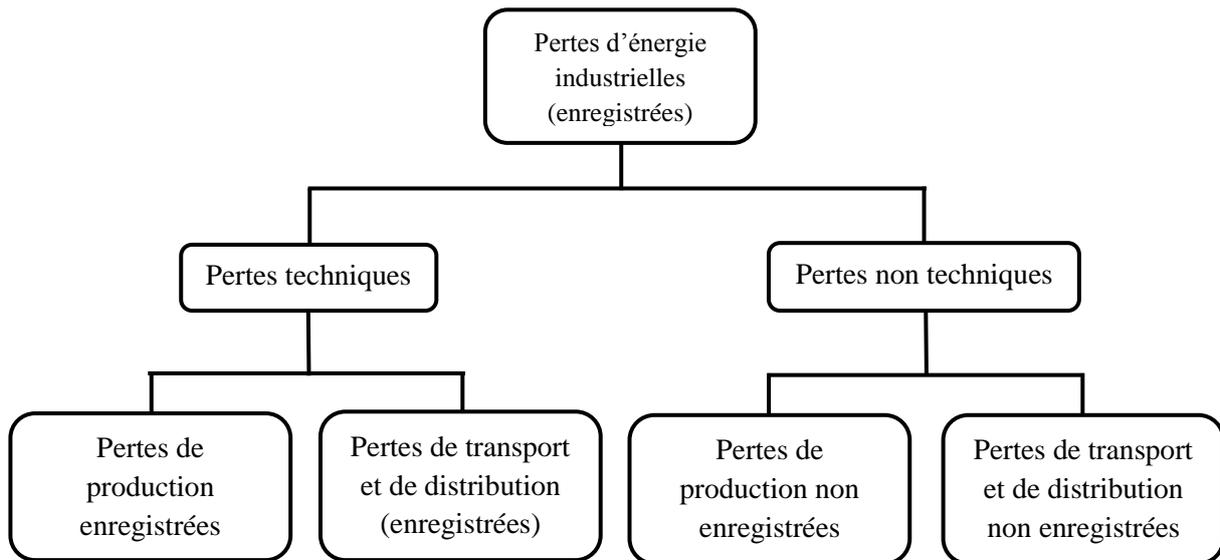


Figure IV-8 : Classification des pertes selon l'enregistrement

IV-5-1-d. Amélioration du profil de tension

En général, les tensions sont bornées entre des limites supérieures et inférieures dans les contraintes d'inégalité. Cependant, il existe d'autres formulations où le but est de déterminer les paramètres de contrôle pour minimiser la somme des déviations de tension au niveau des jeux de barres de charge [52].

IV-6-1-e. Amélioration de la stabilité de tension

L'amélioration du profil de tension ne garantit pas une sécurité optimale du système. En effet, des problèmes d'instabilité de tension ont été rencontrés dans des systèmes ayant un profil de tension acceptable [52]. La sécurité de tension est assurée si un système est capable de maintenir constamment une tension acceptable au niveau de tous les jeux de barre du système, dans les conditions de fonctionnement normale, après une augmentation de charge, après un changement de configuration ou lorsque le système est soumis à une perturbation.

Cet objectif a fait l'objet de plusieurs travaux de recherches où il a été formulé de différentes manières [55].

IV-5-1-f. Maximisation de la puissance transmissible

Maximiser le transfert de puissance est un objectif appréciable pour les systèmes interconnectés. Il peut aider à minimiser les coûts d'exploitation des systèmes électriques en plus d'autres avantages tel que l'amélioration de la fiabilité. Cet objectif est mieux géré par un ajustement optimal des sources de puissance réactives. Cependant, l'intégration des dispositifs à base de semi conducteurs dans la procédure de l'OPF, peut apporter une amélioration considérable de la capacité de transfert de puissance [56].

IV-5-2. Formulation et problème de l'écoulement de puissance optimal

IV-5-1-a. Variables de contrôle

Ce sont les variables du problème qui peuvent être ajustées afin d'optimiser la fonction objectif et satisfaire les contraintes. Ces variables peuvent inclure :

- les puissances actives générées par les alternateurs,
- les puissances réactives générées par les alternateurs,
- les modules des tensions des jeux de barres générateurs,
- les positions des prises de réglage des transformateurs en phase,
- les phases des transformateurs déphaseurs,
- les puissances transitant par les lignes à haute tension à courant continu (HVDC),
- les puissances réactives délivrées par les compensateurs synchrones,
- les puissances réactives fournies par les compensateurs statiques (SVC),
- les puissances réactives des batteries/bobines de compensation,
- les puissances nettes échangées entre les systèmes interconnectés.

Une attention particulière doit être adressée au type des variables de contrôle. En effet, certaines variables de contrôle sont de nature discrète (elles ne sont ajustables que par des pas discrets). Parmi les exemples de ces variables nous citons, la position des prises de réglage des transformateurs en phase, la phase des transformateurs déphaseurs, et la taille des batteries de condensateurs ou des bobines. Actuellement, la plupart des approches de l'OPF considèrent que toutes les variables sont de nature continue, et une fois la solution optimale obtenue, chaque variable discrète est arrondie à la valeur de réglage discrète la plus proche. Cependant, cette procédure présente plusieurs carences. En effet, il n'y a aucune garantie que la solution arrondie soit la solution optimale, ce qui fait que cette dernière peut devenir non réalisable (c'est-à-dire que quelques contraintes peuvent être violées). En plus, arrondir les variables discrètes ne convient pas pour contrôler les dispositifs avec une taille large du pas, comme les batteries de condensateurs et les bobines. Une solution possible pour remédier à ces problèmes est d'utiliser une représentation exacte des variables de contrôle discrètes. Dans ces conditions, le problème de l'OPF doit être formulé comme un problème d'optimisation non linéaire impliquant à la fois des variables de contrôles continues et discrètes.

Ce type de problèmes d'optimisation est communément appelée problèmes de programmation non linéaire mixte [2].

IV-5-1-b. Variables d'état

Ce sont les variables du problème qui dépendent des variables de contrôle. Ces variables sont essentiellement les modules des tensions des jeux de barres de charges, et les phases des tensions de tous les jeux de barres (sauf le jeu de barres de référence). L'état de fonctionnement d'un système électrique est complètement déterminé par les variables de contrôle et les variables d'état.

IV-5-1-c. Fonction objectif

La fonction objectif représente le critère (ou l'index de performance) utilisé pour l'optimisation. Nous pouvons citer quelques fonctions objectives usuelles dans les études de l'OPF, qui sont :

- coûts de production minimum,
- pertes actives de transmission minimum,
- pertes réactives de transmission minimum,
- écart minimum par rapport au point de fonctionnement actuel ou optimal,
- puissances actives transmissibles maximum,
- émissions minimum des gaz,
- coûts de puissance réactive injectée minimum (afin de déterminer l'emplacement optimal pour l'installation de nouvelles batteries ou bobines),
- coûts de puissance active injectée minimum (afin de déterminer l'emplacement optimal pour l'installation de nouvelles unités de productions) [2].

IV-5-1-d. Formulation des équations de l'écoulement de puissance

Le problème de l'écoulement de puissance ou bien la répartition de charge consiste à calculer les tensions (amplitudes et phases) dans un réseau électrique suivant des répartitions données des puissances actives et réactives. L'étude de l'écoulement de puissance est très importante dans l'écoulement de puissance optimal pour satisfaire l'équilibre entre la génération et la demande et pour déterminer les variables d'état qui sont utilisées pour les contraintes d'inégalités [40]. Mathématiquement, le problème peut être réduit à un ensemble d'équations non linéaires, où les modules et les phases des tensions aux niveaux des jeux de barres sont les variables. Le résultat du problème de l'écoulement de puissance aide l'exploitant du système électrique à connaître les niveaux de tension de tous les jeux de barres, les pertes de puissance, les contraintes qui sont forcées et de déterminer les lignes électriques surchargées. Formulation mathématique du problème l'écoulement de puissance part des données du diagramme unifilaire du réseau et de sa topologie. La tension du jeu de barres i peut être exprimée par :

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| \cos \delta_i + j|V_i| \sin \delta_i \quad (\text{III-1})$$

Où V_i et δ_i sont respectivement l'amplitude et l'angle de la tension. De même, l'admittance de ligne entre les jeux de barres i et j est représentée par :

$$\bar{Y}_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j|Y_{ij}| \sin \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (\text{III-2})$$

Où G_{ij} et B_{ij} sont respectivement la conductance et la susceptance ; Y_{ij} et θ_{ij} sont respectivement le module et l'angle de l'admittance. Suivant la loi des nœuds, le courant injecté dans le jeu de barres i du réseau en fonction des éléments d'in Y :

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{in}V_n = \sum_{n=1}^n Y_{in}V_n \quad (\text{III-3})$$

Les injections de puissances active et réactive P_i et Q_i au jeu de barres i peuvent être obtenues selon les équations suivantes :

$$S_i^* = P_i + jQ_i = V_i^* I_i = V_i^* \sum_{k=1}^n Y_{ij} V_k \quad (\text{III-4})$$

Dans l'équation précédente, on trouve les équations de l'écoulement de puissance suivantes:

$$P_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik} V_i V_k| \cos(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad (\text{III-5})$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik} V_i V_k| \sin(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad (\text{III-6})$$

Si P_{Gi} et Q_{Gi} sont, respectivement, les puissances active et réactive produites ; P_{Li} et Q_{Li} , respectivement, les puissances active et réactive consommées ; P_i et Q_i , respectivement les puissances active et réactive injectées au jeu de barres i , qui sont :

$$P_i = P_{Gi} - P_{Li} \quad (\text{III-7})$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Li} \quad (\text{III-8})$$

IV-5-1-e. Problème de l'écoulement de puissance

Il y a quatre grandeurs fondamentales associées à chaque jeu de barres i du réseau, à savoir : module de tension V_i , phase de tension δ_i , puissance active injectée P_i et puissance réactive injectée Q_i . Pour chaque jeu de barres, deux variables doivent être spécifiées au préalable et les deux autres sont à calculer.

Les modules et les phases des tensions inconnues sont appelés variables d'état. L'état du système n'est déterminé qu'après avoir calculer ces valeurs. Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les jeux de barres du système sont classés en trois catégories :

Jeu de barres de référence :

Ce jeu de barres connu aussi par le jeu de barres balancier ou bilan, est choisi parmi ceux où un générateur est connecté. Le rôle de ce jeu de barres est de fournir la puissance supplémentaire nécessaire pour compenser les pertes de transmission, car celles-ci ne sont pas connues d'avance. En plus, ce jeu de barres sert de référence pour les phases des tensions. Donc, les puissances P_i et Q_i sont inconnues, du fait que P_{Gi} et Q_{Gi} ne sont pas spécifiées d'avance. Par conséquent, les équations d'équilibre de puissance pour le jeu de barres de référence ne sont pas explicitement incluses dans la formulation du problème de l'écoulement de puissance [40].

Jeu de barres à tension contrôlée :

Chaque jeu de barres du système dont le module de tension est maintenue constant, est considéré comme un jeu de barres à tension contrôlée ou jeu de barres générateur. Ce type de jeux de barres peut inclure des jeux de barres auxquels des générateurs, des batteries de condensateurs, des compensateurs statiques ou des transformateurs avec prises réglables sont raccordés. Au niveau de ce jeu de barres, P_i et V_i sont des grandeurs spécifiées. Donc, Q_i n'est pas connu à l'avance étant donné que Q_{Gi} inconnue. Par conséquent, seule l'équation d'équilibre de puissance active est incluse dans la formulation du problème. La valeur correspondante de δ_i est calculée par l'algorithme de l'écoulement de puissance.

Jeux de barres de charge (PQ bus) :

Chaque jeu de barres du système dont l'injection des puissances actives et réactives sont données, est considéré comme un jeu de barres de charge. Ils sont appelés PQ bus, ces jeux de barres sont connectés par les charges électriques, où la puissance active et réactive est spécifiée, mais le module et la phase de la tension sont inconnus.

Les méthodes classiques utilisées sont celles de Gauss-Seidel indirecte et directe (matrice d'admittance et d'impédance de nœud), et de Newton-Raphson complet (AC) et découplé (DC) [57]. Elles sont applicables sur des topologies maillées normalement en haute tension, où les déséquilibres entre les phases sont négligeables (car les charges sont considérées comme équilibrées et les lignes sont transposées). De plus, la valeur du ratio r résistance/réactance (R/X) est faible, car l'effet capacitif de lignes est non négligeable. Ces algorithmes sont relativement peu adaptés (temps de calculs relativement longs, problèmes éventuels de convergence pour le modèle DC) aux réseaux électrique, principalement à cause des caractéristiques spécifiques de ce dernier (exploitation radiale entre autres).

Ils sont caractérisés : par un régime de fonctionnement potentiellement polyphasé et déséquilibré ; par différents types de charges (résidentiel, commercial, industriel) ; par un très grand nombre de branches et de nœuds ; par des valeurs de résistance et de réactance comparables (ce qui implique que le ratio résistance/réactance (R/X) est plus élevé) et par une non transposition des conducteurs. Ces caractéristiques influent sur les performances et la robustesse des méthodes traditionnelles de la répartition de charges (Gauss Seidel et Newton-Raphson) dans le cas des réseaux électrique. Les techniques de Gauss Seidel et Newton-Raphson ne satisfont pas aux exigences de performance et de robustesse de réseaux d'électrique. Nous envisageons donc des changements de la topologie du réseau qui vont conduire, sur une période de temps donnée, à une réduction des pertes d'énergie, tout en respectant un ensemble de contraintes. Notre travail consiste donc à développer et à mettre en œuvre des méthodes d'optimisation capables d'identifier l'ensemble des interrupteurs à ouvrir au niveau du réseau, conduisant aux pertes Joule minimales. Le calcul de l'écoulement de puissance que nous développerons dans ce travail est basé sur la stratégie de la théorie du jeu coopératif.

IV-6. Conclusion

Dans ce chapitre une modélisation globale du problème de l'écoulement de puissance optimal a été donnée, par la modélisation et la définition des éléments de puissance et la stabilité des réseaux électriques et de classer la stabilité en fonction de leur nature.

Ainsi le problème de l'écoulement de puissance optimal a été formulé par la définition des types de fonctions objectif, à savoir le coût du combustible avec un ou plusieurs types de combustibles, et le coût à la présence de l'effet des valves d'admission, la minimisation de la tension des jeux de barres de charge, la minimisation des pertes actives, l'optimisation multi objectif, on a défini toutes les variables de contrôle qui influent sur l'optimisation. Enfin, on a défini les contraintes d'égalités par la résolution des équations de l'écoulement de puissance qui sont satisfaites par l'égalité entre la génération et la demande et les pertes actives. Plusieurs contraintes d'inégalités à maintenir pour satisfaire le fonctionnement et la sécurité du réseau électrique. Parmi ces contraintes, on trouve les limites sur les variables de contrôle, les limites des tensions des jeux de barres de charge et les limites des puissances transmises dans les lignes de transport d'énergie électrique. Après la modélisation du problème de l'écoulement de puissance optimal, l'optimisation de puissances devient facile par l'application des méthodes appropriées. Pour cela, il existe une nouvelle stratégie de la théorie du jeu coopératif, cette méthode sera détaillée dans le chapitre qui suit.

Chapitre V

Méthodes de la théorie
des jeux et théorie des
jeux coopératifs

Chapitre V Méthodes de la théorie des jeux et théorie des jeux coopératifs

V-1. Introduction

Dans des nombreuses situations de la vie quotidienne, la performance d'un acteur, qu'il soit un individu, une entreprise ou un pays, ne dépend pas uniquement de son action, mais aussi de celle prises par les autres. Cette interdépendance stratégique est le domaine de prédilection de la théorie des jeux. Au cours des dernières décennies, cette théorie a fait sa marque dans le développement de nombreuses disciplines, à savoir les sciences économiques, la gestion, la recherche opérationnelle, le génie, les sciences politiques, l'informatique et la biologie, pour ne citer que quelques unes. L'apprentissage de la théorie des jeux est devenu ainsi incontournable pour quiconque qui s'intéresse à ces disciplines [58], [59].

Lorsque les actions des éléments décideurs dans un environnement définis s'interagissent au cours de leurs activités, et quand chacun d'eux cherche à optimiser ses gains ; alors les performances de cet environnement peuvent être affaiblies dégressivement, en causant ainsi une dégradation individuelle au niveau de chaque élément. Dans une telle situation où l'action d'un élément peut exercer un impact sur les décisions des autres, l'emploi de la théorie des jeux est très bénéfique. En effet, la théorie des jeux présente un outil d'analyse des situations conflictuelles en se basant sur des notions et des calculs de probabilité subjectives ; quand l'action de chaque agent actif est dépendante non seulement aux conditions environnementales mais également à ce que les autres agents décident d'opérer afin qu'il optimise son utilité. Par exemple, dans un marché, le cas d'un vendeur et un consommateur, le vendeur agira de telle façon qu'il maximise son profit face à des concurrents en choisissant par exemple, le meilleur prix de vente. Le consommateur cherche quand à lui à acquérir le bien qui l'intéresse au prix le plus bas après un marchandage avec le vendeur. Dans cet exemple, chacun des éléments du marché agit pour son propre compte selon le principe de rationalité économique. Ce principe stipule que chacun cherche à prendre les meilleures décisions pour lui-même. C'est là exactement le paradigme de la théorie des jeux : celui qui construit le modèle attribue des fonctions de gain et des stratégies aux joueurs, qui observent ce qui se passe lorsqu'ils choisissent des stratégies pour obtenir le gain maximum [60].

La théorie des jeux est à la fois une branche de l'économie et des mathématiques qui s'applique à de très nombreux problèmes sociaux, politiques et économiques.

Des agents économiques, des joueurs ou des collectivités prennent des décisions en considérant le fait que les autres acteurs avec lesquels ils interagissent élaborent eux aussi des stratégies. En d'autres termes, les agents prennent une décision qui tient compte du fait que les autres vont y réagir. Ces autres prennent en retour en considération à la réaction de l'agent dans leurs décisions. Ces relations complexes s'appellent des interactions stratégiques. Même dans un environnement limité à un petit nombre d'acteurs, 2, 3 ou 4, les interactions stratégiques sont très complexes et riches d'enseignements.

Ce chapitre est focalisé sur la théorie des jeux et ses applications dans le domaine électrique. Nous commençons alors par présenter cette théorie comme un outil mathématique qui comporte un ensemble de règles et techniques nécessaires pour les développements analytiques. Pour cet effet, on définit tout d'abord ce que c'est un jeu, joueur, utilité et stratégie de jeu. Ensuite, on distingue les différents types de jeux qui peuvent exister en décrivant relativement leurs formes de représentations.

Pour cela, nous présentons une définition détaillée de ce théorème, et nous indiquons ainsi l'importance qu'il apporte à la théorie des jeux pour qu'elle soit finalement appliquée dans plusieurs domaines de la science et de la vie. Dans ces dernières années, La théorie des jeux a marqué sa présence dans plusieurs travaux scientifiques et dans des différents domaines, notamment dans les réseaux électriques, où elle a apporté aux chercheurs un outil de traitement qui permet d'étudier des phénomènes et des problématiques d'une manière différente en conduisant à des résultats intéressants. Cette manière est basée essentiellement sur un ensemble de probabilités subjectives qui mettent en considération toutes les actions et décisions des agents participants à ce sujet de recherche. Maintenant, les réseaux électrique qui sont installés dans les sites les plus importants peuvent fournir un accès facile et plus rapide et avec un faible coût. De tels réseaux deviennent de plus en plus ouverts aux participants appartenant aux différentes firmes et autorités. Ce qui fait, les nœuds du réseau ont tendance à se comporter égoïstement pour optimiser leurs rapports de qualité. Comment les nœuds se comportent égoïstement ? Et comment cet égoïsme influe sur les performances du réseau ? Et comment se fait le traitement de telles situations pour y arriver à une résolution convenable pour tous les éléments du réseau ? La réponse à toutes ces questions peut engendrer des nouvelles idées qui seront utiles pour la conception des nouveaux réseaux au futur. Afin de bien éclaircir ces points en question, nous illustrons dans ce chapitre la relation entre la théorie des jeux et l'électricité, et l'avantage qu'elle peut apporter aux différentes fonctions et services des réseaux électriques.

V-1-1. Un peu d'histoire

Les années 20 et 30 ont vu les premiers pas de la théorie des jeux avec, en particulier, les travaux de Borel en France et les articles précurseurs de Von Neumann sur les jeux à somme nulle et le fameux théorème du minimax (1928 et 1937). Le véritable point de départ fut l'ouvrage fondateur de von Neumann et Morgenstern, *Theory of games and economic behavior*, publié en 1944.

Il a été suivi de peu par les travaux de Nash au début des années 50. De nombreux travaux et ouvrages sont ensuite apparus dont celui de Luce et Raiffa, *Games and décisions*, publié en 1957. La théorie des jeux, au départ un domaine plutôt réservé aux mathématiciens, s'est progressivement ouverte aux sciences sociales, à l'économie d'abord et ensuite à certains domaines de la science politique, de la sociologie et du droit. Actuellement, il n'est pas un domaine de la théorie économique dans lequel la théorie des jeux n'intervienne pas. Des concepts et des résultats nouveaux sont apparus au fil des années, avec parfois des développements mathématiques poussés mais aussi des débats épistémologiques intenses. Plus récemment, l'approche expérimentale s'est développée. Elle constitue une source d'observations à l'aune desquelles sont évalués et revus les différents concepts et hypothèses, mettant en évidence leurs limitations et ouvrant des pistes nouvelles. En particulier, les hypothèses de rationalité ont été revues, ouvrant la voie aux approches évolutionnistes [61].

Le Prix Nobel d'économie a été attribué à des théoriciens des jeux à deux reprises. John Nash (Université de Princeton), Reinhard Selten (Université de Bonn) et John Harsanyi (Université de Berkeley) ont été récompensés en 1994 "for their pioneering analysis of equilibria in the theory of non-cooperative games". Onze ans plus tard, en 2005, Robert Aumann (Université de Jerusalem) et Thomas Schelling (Université du Maryland) ont été récompensés "for enhancing our understanding of conflict and cooperation through game theory analysis".

Au cours des dernières années, les théoriciens des jeux se sont aussi illustrés, avec plus ou moins de succès, par leur contribution dans la mise au point de systèmes d'enchères pour l'attribution de spectres de fréquences pour différents usages (radio, télévision, téléphonie, internet,...).

V-1-2. Qu'est-ce qu'un jeu ?

Un jeu est une situation où des individus (les joueurs) sont conduits à faire des choix parmi un certain nombre d'actions possibles, et dans un cadre défini à l'avance (les règles du jeu), qui permet de déterminer qui peut faire quoi et quand.

Les résultats de ces choix constituent une issue du jeu à laquelle est associé un gain pour chacun des participants. Ces résultats ne dépendent pas de la décision d'un seul joueur et ne dépendent pas non plus uniquement du hasard, bien que celui-ci puisse intervenir.

Un jeu est dit à information complète si chacun des joueurs connaît la structure du jeu, c'est-à-dire : l'ensemble des joueurs, les préférences des joueurs, les règles du jeu et le type d'information qu'à chaque moment du jeu chaque joueur possède sur les actions entreprises par les autres joueurs au cours des phases précédentes. Donc, chaque joueur peut se mettre à la place de tous les autres joueurs et du modélisateur [61], [62].

Un jeu est dit à information parfaite si chacun des joueurs, au moment de choisir son action, à une connaissance parfaite de l'ensemble des décisions prises antérieurement par les autres joueurs. La quantité et la qualité de l'information peuvent avoir un impact majeur sur la pertinence de la décision : une information insuffisante peut amener le décideur à substituer à une décision ciblée de façon optimale, une décision « moyenne » permettant de tenir compte des risques associés aux incertitudes. À l'inverse une information trop abondante peut avoir pour effet de « noyer » le décideur » dans les détails, brouillant la mécanique de la décision.

La qualité de l'information joue un rôle tout aussi important dans le processus de décision. À cet égard il est fondamental de bien préciser que la qualité de l'information est définie par sa proximité avec la problématique du décideur. Par exemple des informations d'une granularité pertinente à un usage opérationnel peuvent être inutiles voire contre-productives pour le décideur positionné au niveau stratégique.

Parmi les informations dont le décideur doit disposer figurent notamment :

- l'identité des autres décideurs
- les moyens (ou décisions possibles) du décideur considéré et des autres décideurs
- les conséquences pour chaque décideur de chaque combinaison de décisions de l'ensemble des joueurs
- les relations entre les décideurs (les décisions se prennent dans l'ignorance de celles des autres, ou au contraire, en connaissant celles-ci, les joueurs coopèrent ou non etc.)
- le rôle du temps (décision unique, décisions séquentielles etc.)

V-2. Théorie des jeux: une étude formelle de la coopération des agents

V-2-1. Une revue de la théorie des jeux

La théorie des jeux est une étude formelle du conflit et de la coopération. Les concepts de la théorie des jeux s'appliquent lorsque les actions de plusieurs agents sont interdépendantes. Les agents peuvent être des individus, des groupes, des entreprises ou la combinaison de ceux-ci. Les concepts de la théorie des jeux fournissent un langage pour formuler, structurer, analyser et comprendre des scénarios stratégiques.

La consistance interne et les fondations mathématiques de la théorie des jeux en font un outil principal pour modéliser et concevoir des processus de prise de décision automatisée dans des environnements interactifs [63]. Comme l'outil mathématique pour le décideur. La force de la théorie des jeux est la méthodologie pour structurer et analyser des problèmes de choix stratégiques. Le processus de la modélisation formelle d'une situation du jeu exige que le décideur énumère explicitement les joueurs et leurs options stratégiques, pour considérer leurs préférences et réactions. Le résultat impliqué dans la construction d'un tel modèle a le potentiel de fournir au décideur une vue plus claire et plus générale de la situation. C'est une application normative de la théorie des jeux dont le but est l'amélioration de la prise de décision stratégique.

V-2-2. Notions introductives à la théorie des jeux

V-2-2-a. Jeu

On peut définir un jeu par un ensemble de règles qui contrôlent le comportement de quelques éléments (agents) actifs, et qui déterminent leurs gains sur la base des décisions et actions entreprises. Un agent est entré dans un jeu, si son utilité et ses gains sont affectés non seulement par les actions qu'il entreprend mais également par les actions des autres agents participants dans ce jeu. L'auteur dans [58], [64] définit un jeu comme une situation où des individus (joueurs) sont conduits à faire des choix parmi un certain nombre d'actions possibles appelées stratégies, où chaque stratégie est une description complète de la façon dont un joueur entend jouer du début à la fin du jeu et dans un cadre défini à l'avance "règles du jeu". Le résultat du jeu constitue une issue du jeu à laquelle est associé un gain positif ou négatif pour chacun des participants. Les règles d'un jeu doivent par fois nous préciser l'ordre dont lequel les agents exécutent leurs choix, aussi, elles nous désignent l'utilité que peut avoir chaque agent face à ses décisions entreprises.

V-2-2-b. Joueur et comportement rationnel

Toute personne ou agent qui participe au jeu et capable de prendre une décision est appelé "joueur". Un joueur peut être un agent, une entreprise, un gouvernement, un consommateur, un abonné, un nœud,... selon le domaine d'activité où déroule le jeu. La théorie des jeux, et suivant le type de relation entre les joueurs, on peut avoir un jeu coopératif ou non coopératif. Aussi, on peut distinguer entre un jeu à information parfaite ou imparfaite selon le taux d'information que possède le joueur avant qu'il exécute ses décisions.

Chaque joueur rentre en interactions dans le jeu agira pour son propre compte afin de maximiser son intérêt selon le principe de rationalité. Selon le nombre des joueurs, il existe un jeu à deux joueurs et un jeu à n-joueurs.

Formellement, un joueur quelconque est désigné par l'indice i , $i \in N$. L'extension au cas d'une infinité de joueurs ne pose pas de problèmes conceptuels particuliers. $N = \{1, \dots, n\}$ est l'ensemble des joueurs, on suppose que les joueurs sont en nombre fini.

V-2-2-c. Stratégie des joueurs (pure et mixte)

Une stratégie désigne l'action prise par un joueur dans un jeu d'interactions. Autrement dit, une stratégie est la spécification complète du comportement d'un joueur dans n'importe quelle situation. Le concept de stratégie est utile, car l'action qu'un joueur souhaite choisir dépend souvent des actions passées des autres joueurs. En fait, Il est très rare de prédire les actions d'un joueur de manière inconditionnelle, mais nous pouvons souvent prédire la façon dont il répondra aux conditions extérieures. Gardons présent à l'esprit qu'une stratégie d'un joueur représente un ensemble d'instructions à sa disposition, qui lui indiquent les actions à choisir dans toutes les situations possibles. Et ce, même s'il ne s'attend pas à se trouver dans telle ou telle situation [60].

Formellement, on désigne par s_i la stratégie (coalition) du joueur i , avec $i \in N$. Alors, s_i est la règle qui indique au joueur i quelle action choisir à chaque étape du jeu. On désigne par S_i l'ensemble des stratégies ou l'espace de stratégies qui est constitué de l'ensemble de stratégies à sa disposition. Donc : $S_i = \{s_i\}$. Alors, $s = (s_1, \dots, s_i, \dots, s_N) \in S_1 \times \dots \times S_i \times \dots \times S_N = S$ est

une issue de jeu $S = \prod_{i=1}^M S_i$ c'est-à-dire une combinaison de stratégies à base d'une stratégie (coalition) par joueur. On désigne $s_i \in S_i$ par toutes les stratégies (coalition) choisies sauf celle du Joueur i .

V-2-2-d. Notion Utilité

L'utilité est le gain que ce soit négatif ou positif qui résulte lors des actions d'un joueur. L'objectif de chaque joueur dans un conflit est toujours de maximiser son gain, par rapport aux conditions qui l'entourent. L'utilité d'un joueur peut dépendre non seulement de ses décisions mais aussi de celles de tous les autres joueurs. Aussi, selon le genre du jeu, l'utilité peut se figurer en plusieurs qualités ; elle peut être par exemple un prix dans un marché, nombre de points dans un jeu d'échec, délai dans une course, taux de réussite dans une école, salaire dans une entreprise, robustesse d'un mécanisme industrielle, puissance d'un phénomène physique, taux d'erreur d'une transmission numérique, ..., etc. Finalement, on dit qu'un jeu à conflit est en équilibre, lorsque tous les joueurs sont satisfaits par rapport à leurs utilités individuelles acquises. Dans la littérature, l'utilité peut être s'exprimée par les mots : gain, bénéfice, paiement, ..., etc.

V-2-3. Classification générale des jeux

La théorie des jeux est un ensemble d'outils analytiques qui permettent d'analyser les interactions qui surviennent en présence de plusieurs centres de décisions. Les jeux peuvent être décrits formellement à plusieurs niveaux de détail: un jeu coopératif est une description de haut niveau spécifiant quelles récompenses chaque groupe potentiel peut attendre d'une coopération entre ses membres, pendant qu'un jeu non coopératif converge vers les propres intérêts de chaque individu [63].

La théorie des jeux coopératifs, les joueurs peuvent communiquer librement entre eux et passer des accords. Ils forment alors une coalition et recherchent l'intérêt général suivi d'un partage des gains entre tous les joueurs. La théorie des jeux nécessite une description complète des règles du jeu de telle sorte que les stratégies à la disposition des joueurs puissent être étudiées en détail. Dans ce contexte, les joueurs agissent selon le principe de rationalité économique.

La théorie des jeux non coopératifs, quant à elle, s'intéresse à l'analyse du choix stratégique. Le paradigme de la théorie des jeux non coopératifs est lorsque les détails du classement et du moment de choix des joueurs sont tous les deux cruciaux pour déterminer le résultat du jeu. Contrairement au modèle coopératif, un modèle de marchandage non coopératif énonce un processus spécifique où il est précisé qui fait une offre à un temps déterminé. Le terme « non coopératif » veut dire explicitement que cette branche de théorie des jeux modélise le processus dans lequel les joueurs font des choix uniquement dans leur propre intérêt.

Une hypothèse dans des variantes de la théorie des jeux est que les joueurs soient rationnels. Un joueur est rationnel s'il choisit toujours une action qui donne le résultat qu'il préfère le plus, étant donné les actions qu'il attend de ses adversaires. Le but de l'analyse est de prédire comment le jeu sera joué par des joueurs rationnels ou pour conseiller les joueurs quant à leur meilleure option contre des adversaires qui sont rationnels.

Cette hypothèse de la rationalité peut être simplifiée et les modèles résultants ont été appliqués dans plusieurs disciplines différentes, telles que le contrôle de puissance pour les réseaux de données multi calibres [65].

- Forme stratégique d'un jeu

Lorsque le jeu est à coups simultanés, la représentation par la forme extensive devient particulièrement lourde et plus compliquée. Pour cela la modélisation qui apparaît comme la plus appropriée est la forme stratégique, ou normale, qui fait appel à un (ou des) tableau(x) de nombres donnant les gains des joueurs pour chacune des issues possibles, les lignes et les colonnes correspondent aux diverses stratégies. Dans ce contexte, nous supposons que la satisfaction d'un joueur peut être représentée par des nombres réels. Plus le nombre est élevé, plus la satisfaction est importante. Ces préférences sont définies par une fonction d'utilité ou de satisfaction des résultats (pour plus de détails voir [64], [66]).

Le modèle consiste en un ensemble fini N de joueurs, et pour chaque joueur i , un ensemble S_i des stratégies et une relation de préférences sur l'ensemble des stratégies.

Soit un profil de stratégies $S = (S_i)_{i \in N}$ comme résultat du jeu, et un ensemble des paiements possibles par A .

Pour résumer, un jeu stratégique est constitué:

- d'un ensemble fini N (l'ensemble des joueurs);
- pour chaque joueur $i \in N$ un ensemble non vide S_i (l'ensemble des stratégies disponibles);
- pour chaque joueur i , une fonction d'utilité $u_i, u_i : A \rightarrow \mathfrak{R}$ avec \mathfrak{R} l'ensemble des nombres réels.

Remarque:

- L'exigence qui impose que les préférences de chaque joueur soient définies sur A au lieu de S_i , est l'aspect qui différencie un jeu stratégique d'un problème de décision. Chaque joueur ne se préoccupe pas seulement de ses stratégies, mais aussi des stratégies des autres joueurs;
- Si l'ensemble des stratégies S_i de chaque joueur est fini, alors le jeu est fini.

Exemple: Considérons un jeu stratégique à deux joueurs représenté par la Tableau V-1.

		Joueur 2	
		E	F
Joueur	B	w_1, w_2	x_1, x_2
	C	y_1, y_2	z_1, z_2

Tableau V-1 : Exemple de jeu stratégique à deux (02) joueurs

Les actions du joueur 1 sont celles identifiées sur les lignes de la matrice, alors que les actions du joueur 2 sont celles identifiées sur les colonnes. Ainsi {B, C} représente les actions que le joueur 1 peut poser.

Les deux nombres dans chacune des quatre (04) cases du tableau représentent les paiements que les joueurs 1 et 2 reçoivent respectivement lorsqu'ils choisissent les actions sur la ligne de la colonne où se trouve la case. Par exemple, lorsque le joueur 1 prend l'action B et que le joueur 2 prend l'action F, alors le premier reçoit un paiement de x_1 et le deuxième un paiement de x_2 .

V-2-4. La théorie des jeux coopératifs (CGT): les éléments de base

Un jeu coopératif met en situation un ensemble de joueurs pouvant conclure des ententes en vue de maximiser leur gain conjoint. Nous supposons donc qu'il n'existe pas d'obstacles juridiques, sociologiques, économiques ou psychologiques à la coopération. Celle-ci prend généralement la forme d'une coordination des stratégies ou d'un arrangement visant à partager les gains engendrés par le jeu. Nous supposons aussi que ces derniers sont évalués en termes monétaires, que tous les joueurs ont une utilité constante pour la monnaie, que les comparaisons interpersonnelles des utilités sont possibles et que les paiements latéraux sont permis.

La théorie des jeux coopératifs (CGT) peut être vue comme un ensemble de deux parties. La première se préoccupe de la description des règles du jeu et surtout du processus de regroupement des joueurs en coalitions [58], [67]. La deuxième est axée sur la recherche de solutions possédant certaines caractéristiques souhaitables.

- Définition d'un jeu coopératif

Un jeu coopératif peut être décrit de trois façons distinctes dépendamment du degré de détail souhaité dans la présentation des règles du jeu et des actions disponibles aux joueurs. Ainsi, la forme développée (ou extensive) procède à une description mathématique de ces règles et la séquence dynamique complète des actions de chaque joueur.

La forme normale (décrite au chapitre précédent) se contente d'examiner les stratégies des joueurs et des gains associés à chacune d'elles. (Une stratégie est une règle de décision qui dicte à un joueur son action étant donné l'information dont il dispose). Dans le contexte des jeux coopératifs, le théoricien est surtout intéressé par le processus de formation des coalitions entre les joueurs et, par conséquent, a besoin d'évaluer la force potentielle de chacune d'elles. Cette façon de décrire un jeu a été fournie par un concept formulé par Von Neumann en 1928 et appelé la fonction caractéristique du jeu [67].

La théorie des jeux coopératifs (CGT) nécessite une description complète des règles du jeu de telle sorte que les stratégies à la disposition des joueurs puissent être étudiées en détail. Dans ce contexte, les joueurs agissent selon le principe de rationalité économique: chacun cherche à prendre les meilleures décisions pour lui-même (c'est-à-dire cherche à maximiser égoïstement ses gains individuels).

Nous présenterons maintenant plusieurs applications possibles de la théorie des jeux coopératifs (CGT) dans le cadre de la puissance électrique :

- répartir les coûts de transport, les charges de roue et les pertes aux joueurs de marchés de l'électricité.
- La diminution des coûts de production;
- La diminution des pertes de ligne;
- La diminution de la facture des consommateurs;

La CGT est également utilisée pour analyser les effets économiques du réseau électrique interconnecté.

V-3. Fonctionnement et contrôle du système électrique en temps réel

Au cours de cette période, il y a eu de larges fluctuations de la fréquence et de la tension dans les réseaux électrique mondiale en raison d'une pénurie de puissance comme indiqué ci-dessus. Le nouveau mécanisme tarifaire a été mis en place dans des réseaux régionaux afin d'imposer la discipline du réseau. Il existe pour les réseaux régionaux à partir de l'année 2003. Les problèmes technoéconomiques des opérations intégrées des réseaux électriques à grande échelle sont présentés dans [68]. L'auteur a identifié des problèmes complexes et une variété de situations critiques étendant le nouveau mécanisme tarifaire aux couches intérieures du secteur de l'État et les implications des opérations du réseau électrique dans un environnement en temps réel. Ces entreprises d'électricité ont introduit la privatisation dans leurs secteurs pour améliorer l'efficacité.

Au cours du 21ème siècle, de nombreuses entreprises d'électricité et des réseaux électriques ont été forcées de changer leur mode de fonctionnement du mécanisme verticalement intégré au système de marché ouvert.

Les problèmes liés à la négociation dans un environnement d'accès ouvert sont présentés dans [68].

Dans cette thèse, nous présentons la théorie des jeux coopératifs (CGT) qui est largement appliquée pour répartir les coûts de transport et les pertes aux joueurs de marchés de l'électricité. La CGT est également utilisée pour analyser les effets économiques du réseau électrique interconnecté.

V-4. Allocation des pertes de transmission

V-4-1. Modèles de générateur et de chargement

En se basant sur une solution de flux de courant alternatif pour un marché d'énergie électrique, [69], [70] la relation entre la puissance injectée et le courant injecté du nœud de production i est :

$$S_i^G = P_i^G + jQ_i^G \quad (V-1)$$

$$I_i^G = \left[\frac{S_i^G}{V_i} \right] = - \left[\frac{P_i^G + jQ_i^G}{V_i} \right] \quad (V-2)$$

Avec V_i est la tension du nœud i .

La relation entre la puissance injectée et le courant injecté du nœud de charge i est :

$$S_i^D = P_i^D + jQ_i^D \quad (V-3)$$

$$I_i^D = \left[\frac{S_i^D}{V_i} \right]^* = - \left[\frac{P_i^D + jQ_i^D}{V_i} \right]^* \quad (V-4)$$

Ou l'impédance équivalente de charge [71], [72]:

$$Z_i^G = \left[\frac{V_i}{-I_i^D} \right]^* = - \left[\frac{|V_i|^2}{P_i^D - jQ_i^D} \right] \quad (V-5)$$

La relation entre le vecteur de tension V_{Bus} et le vecteur du courant I_{Bus} peut être exprimée comme suit:

$$[V_{Bus}] = [Z_{Bus}] [I_{Bus}] \quad (V-6)$$

Avec Z_{Bus} est la matrice d'impédance.

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_i \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & \cdot & \cdot & Z_{1n} & \cdot & \cdot & Z_{1N} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ Z_{i1} & \cdot & \cdot & Z_{in} & \cdot & \cdot & Z_{iN} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ Z_{N1} & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & Z_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_i \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix} \quad (V-7)$$

V-4-2. Les pertes de transmission dans les lignes

La ligne de transmission représente en modèle- π entre les nœuds m et n comme indiqué sur Figure V-1, où $Z_{mn} = r_{mn} + jx_{mn}$ l'impédance en série et jb_c la susceptance de dérivation.

Après avoir calculé la tension de chaque nœud à partir de chaque courant injectée, nous pouvons ensuite calculer la contribution individuelle actuelle à chaque ligne à partir de chaque injection de courant [71], [72], [73].

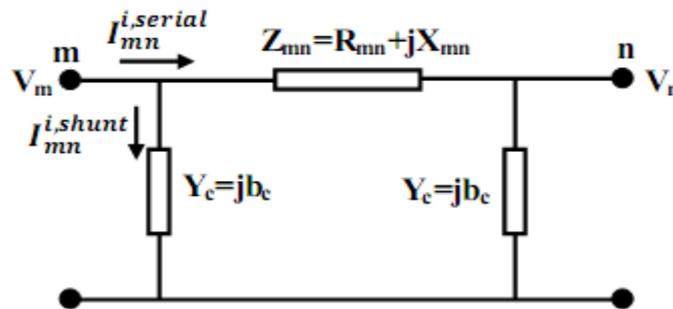


Figure V-1: Schéma d'une ligne de transmission modèle- π entre les nœuds m et n

La contribution actuelle à la ligne de transmission m-n, mesurée au nœud m, par injection de courant I_i est

$$I_{mn}^i = I_{mn}^{i,serial} + I_{mn}^{i,shunt} = \frac{V_m^i - V_n^i}{r_{mn} + jx_{mn}} + V_m^i \cdot jb_c \quad (V-8)$$

Les pertes de puissances actives de la ligne m-n peuvent être calculées comme suit:

$$P = |I_{mn}^{i,serial}|^2 r_{mn} = \left| \frac{V_m^i - V_n^i}{r_{mn} + jx_{mn}} \right|^2 r_{mn} \quad (V-9)$$

En plus, les pertes de puissances réactives de la ligne peuvent également être calculée par une injection de courant I_i , est égale à

$$|I_{mn}^{i,serial}|^2 r_{mn} - \left(|V_m^i|^2 + |V_n^i|^2 \right) b_c \quad (V-10)$$

V-4-3. Application de la CGT au calcul des pertes

Le Modèle de la théorie coopérative, est représenté par les échanges bilatéraux équivalents que les joueurs de la sélection d'une allocation de perte unique. Les autres concepts de solutions des jeux tels que la Valeur de Shapley, Nucléole et le noyau ... sont également explorées. L'application des méthodes de la théorie des jeux coopératifs à l'environnement déréglementé. Cette partie examine les pertes de transmissions à répartir entre les opérateurs utilisant des méthodes de la théorie des jeux coopératifs.

Une répartition de perte de transmission en traçant les techniques basée sur l'hypothèse que, à n'importe quel nœud de réseau, les entrées sont partagées proportionnellement entre les sorties. Cette hypothèse de proportionnalité est analysée en termes de théorie des jeux coopératifs. Dans cette thèse nous allons présenter un modèle de jeu de répartition des pertes et le coût de transmission et établit la validation de cette règle de répartition proportionnelle de la Valeur de Shapley de la théorie des jeux coopératifs.

V-4-4. Etude des concepts de la CGT et les méthodes de répartition

Un jeu coopératif donné sous forme de fonction caractéristique, c'est-à-dire mathématiquement donnés sous la forme d'une fonction à valeurs réelles définie comme suit :

- Coalitions d'un ensemble $N = \{1,2,3,\dots,n\}$ des joueurs.

On suppose que les joueurs sont en nombre fini. Un joueur quelconque est désigné par l'indice i . L'extension au cas d'une infinité de joueurs ne pose pas de problèmes conceptuels particuliers.

- Ces joueurs peuvent former des coalitions plus ou moins grandes. Formellement, les coalitions possibles sont les sous-ensembles S de N ($S \subset N$). C'est ta dire pour chaque joueur i un ensemble de stratégies (coalition) $S_i = \{s_1, \dots, s_{n_i}\}$.

- pour chaque joueur i une fonction d'évaluation $v_i : S_1 \times \dots \times S_n \rightarrow \mathfrak{R}$, qui à chaque ensemble de stratégies associe les gains du joueur i .

La théorie des jeux coopératifs s'intéresse aux répartitions, c'est-a-dire au partage des gains entre les joueurs [74].

L'imputation

L'application de la théorie des jeux coopérative doit suggérer une division optimale ou une répartition équitable des coûts des ressources parmi ses différents joueurs. L'attribution de ressource est représentée en termes d'un vecteur de remboursement dénoté comme $\{x_1, x_2, x_3, \dots, x_N\}$.

Si l'attribution doit être optimale et juste pour tous les joueurs, trois conditions, sont données ci-dessous, à savoir, l'individu, le groupe et des rationalités globales doivent être satisfaites [74], [75].

$$x(i) \leq v(i); \quad i \in N \quad (V-11)$$

$$x(S) \leq v(S); \quad S \subset N \quad (V-12)$$

$$x(N) = v(N); \quad (V-13)$$

Soit la solution de vecteur

$$x = [x_1 \quad x_2 \quad \dots \quad x_{n-1} \quad x_n]^T \quad (V-14)$$

Puis le jeu coopératif du second degré qui est décrit comme suit.

$$\min \varepsilon \in (S)$$

$$\sum_{i \in S} X_i - v(S) \leq \min \varepsilon \quad (\forall S \subset N) \quad (V-15)$$

$$\sum_{i \in N} x_i = v(N) \quad (V-16)$$

Sujet à

$$y(S) \leq (v(S))^2 + \varepsilon(S) \quad (V-17)$$

$$y(N) = (v(N))^2 \quad (V-18)$$

Si la solution au jeu est

$$y = [y_1 \quad y_2 \quad \dots \quad y_{n-1} \quad y_n]^T \quad (V-19)$$

Alors la solution entre les vecteurs est

$$y = v(N)x \quad (V-20)$$

Multiplier les équations (2) par le $v(N)$

$$x(S)v(N) = v(S)v(N) \quad (V-21)$$

Dans un jeu coopératif équilibré on comprend cela par :

$$x(S) \cup x(S') = x(N) \quad (V-22)$$

$$v(S) + v(S') = v(N) \quad (V-23)$$

Où S' c'est le conjugué de la solution S

$$y(S) = (v(S))^2 + v(S)v(S') \quad (V-24)$$

$$y(N) = (v(N))^2 \quad (V-25)$$

En comparant les équations (15&22) la valeur minimum du vecteur excessif est déterminée par

$$e(S) = v(S)v(S') = e(S') \quad (V-26)$$

Par conséquent cette étude peut être prolongée à toutes les solutions ce qui est vraies aussi bien pour les nombres complexes, qui montre la solution d'équilibre. Les équations sont modifiées pour les nombres complexes [74], [76].

$$y(S) \leq |v(S)|^2 + \epsilon(S) \tag{V-27}$$

$$y(N) = |v(N)|^2 \tag{V-28}$$

Pour un réseau à 'm' nœuds avec 'n' générateurs, les pertes de transmission entre le nœud 'i' et le nœud 'j' sont en fonction du courant individuel pour chaque générateur comme suit :

$$P_{ij} = \left(\sum_{k=1}^m I_k \right)^* \cdot \left(\sum_{k=1}^m I_k \right) \cdot R_{ij} \tag{V-29}$$

I_k est le courant du 'générateur de 'k' de d'élément 'ij' et il peut être déterminer à partir de la méthode modifiée de nœuds de Y employant la solution convergée d'écoulement de charge.

R_{ij} est la résistance de la ligne 'ij' relié entre le nœud 'i' et le nœud 'j'

$$v_{nn} = \begin{bmatrix} Y_{GG} & Y_{GL} \\ Y_{LG} & Y_{LL} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \text{diag} \begin{bmatrix} I_G \\ 0 \end{bmatrix} \tag{V-30}$$

v_{nn} : est une matrice carrée de taille 'm' et de colonnes n+1, les nœuds de charge seront pour 'n' égale à zéro.

La formules des courants du nœud 'k' et pour la ligne 'ij' est de :

$$I_k = (v_{ik} - v_{jk}) / Z_{ij} \tag{V-31}$$

Z_{ij} L'impédance de la ligne de transmission 'ij' (on considère le modèle en pi pour la ligne de transmission). On peut observer que le courant qui traverse une branche est la somme algébrique des différents courants de chaque générateur.

$$\sum_{k=1}^n I_k = I_{ij} \tag{V-32}$$

Pour chaque élément 'ij', les solutions présentent une condition d'équilibre en raison de la loi des courants des Kirchhoff. Si on considère que 'S' sont les coalitions possibles.

$$x(S) = I(S) \tag{V-33}$$

$$x(N) = I_{ij} \tag{V-34}$$

Donc la solution pour ce jeu coopératif équilibré est :

$$x_{ij} = [{}_{ij}I_1 \quad {}_{ij}I_2 \quad \dots \quad {}_{ij}I_n] \tag{V-35}$$

Maintenant les valeurs des pertes transmission pour le problème considéré sont données par :

$$\min \varepsilon(S)$$

$$y(S) \leq (I(S).I^*(S))_+ \in (S) \quad (V-36)$$

$$y(N) = |I_{ij}|^2 \quad (V-37)$$

$$y_{ij} = \text{real}(I_{ij}^* \cdot x) \quad (V-38)$$

Nous déterminons la solution des pertes de transmission du générateur 'k' à partir de la ligne 'ij' comme suite.

$$P_k = y_k \cdot R_{ij} \quad (V-39)$$

Maintenant la solution des pertes de transmission du générateur 'k' est la somme des pertes de chaque élément de la ligne de ce générateur [72], [77], [78].

$$P_k = \sum_{ij} P_k \quad (V-40)$$

N'importe quel vecteur de remboursement qui satisfait les susdites conditions est appelé une imputation. L'application de la Théorie des jeux donne un ensemble d'imputations satisfaisant les trois susdites rationalités. Il y a de nombreuses méthodes pour l'attribution de coûts parmi les joueurs d'un jeu coopératif : Le noyau, Nucléoles et la Valeur de Shapley pour obtenir une solution particulière [78].

V-4-5. L'algorithme proposé pour le problème de la répartition des pertes

- 1- Début.
- 2- Lire les données de flux de puissance du réseau.
- 3- Lire le Nombre de Transactions en tant que joueurs dans le Jeu.
- 4- Commence par le joueur $i = 1$.
- 5- Définissez le statut de transaction, S pour chaque joueur i , ON et l'état de la transaction est mise en service.
- 6- Exécutez le flux de Puissance pour calculer les pertes correspondant à S et former les éléments de $v(S)$ pour la transaction individuelle.
- 7- La formation des pertes est complétée pour la transaction individuelle? Si non, passez à l'étape 5. Si oui choisir le prochain joueur individuel ($i = i + 1$) et définir l'état de la transaction liée au joueur, si non, passez à l'étape 5. Si oui, passez à 8.
- 8- Régler le statut de la transaction, $(S \cup (i))$ pour la coalition ON et la coalition correspondante. L'état de la transaction est mis en service.

9- Exécutez le flux de puissance pour calculer les pertes liées à la coalition $v(S \cup (i))$, y compris la grande coalition.

10- Former la fonction caractéristique $v(S)$.

11 – Réduire le maximum d'insatisfaction

(Proportionnel) sous réserve $\sum_{i \in S} x_i \leq v(S)$ et $\sum_{i \in N} x_i = v(N)$

12- Calculer les pertes d'allocation

13- Stop.

Exemple

On considère la matrice des gains d'un jeu simultané à deux joueurs dans le tableau suivante :

Joueur 1/ Joueur 2		Joueur 2	
		gauche	droite
Joueur 1	haut	3,6	7,1
	milieu	5,1	8,3
	bas	6,0	6,2

Tableau V-2: Forme stratégique pour un jeu coopératif

Haut, milieu et bas correspondent aux stratégies du joueur 1 et gauche et droit à celles du joueur 2.

Une stratégie dominante pour un joueur est une stratégie qui lui donne toujours un gain supérieur ou égal au gain qu'il peut attendre de toutes ses autres stratégies (quelles que soient les stratégies des autres joueurs).

Les résultats de ces stratégies sont donnés dans le tableau V-3.

- Si le joueur 2 choisit gain «gauche», alors le joueur 1 choisira la stratégie «bas».
- Si le joueur 2 joué «droite», alors le joueur 1 joué la stratégie «milieu».

Donc tout les cas déjà la en voit que le joueur 1 ne va jamais jouer haut. En suite on continu avec les autre solutions.

- Si le joueur 1 joué «milieu», le joueur 2 choisira la stratégie «droite».
- Et dans le cas le joueur 1 joué «bas», alors le 2 va choisir la stratégie «droite», par ce que la stratégie 2 plus grande que 0
- Et en suite entre les deux dernières stratégies si le joueur 2 joué «droite», le joueur 1 ne va jamais choisir la stratégie «bas».

Joueur 1/ Joueur 2		Joueur 2	
		gauche	droite
Joueur 1	haut	3,6	7,1
	milieu	5,1	8,3
	bas	6,0	6,2

Tableau V-3: Equilibre du jeu coopératif

Comme résultat de ce jeu, l'équilibre de stratégie de ces jeux coopératifs et tant le profil de stratégie (8,3), une stratégie dominante domine toutes les autres stratégies [66].

V-4-6. Le problème du dispatching économique en utilisant CGT

Nous présenterons maintenant l'application de la théorie du jeu coopératif dans le cadre du problème dispatching économique d'un réseau électrique [65], [79]. Avant l'analyse du réseau, les éléments de la théorie du jeu coopératif doivent être clarifiés. Dans cet exemple, les éléments de la théorie du jeu coopératif avec leurs équivalents du réseau de production d'électricité sont identifiés dans le Tableau V-4.

Éléments de la théorie des jeux	Équivalent du réseau électrique
Joueurs	Générateurs des productions
Stratégies	Puissance produite
Paiements (Play-offs)	1/0 Selon demander

Tableau V-4: Théorie du jeu pour un réseau électrique équivalent

Pour expliquer l'algorithme, un exemple d'un jeu simplifié de deux générateurs et la matrice des Paiements des générateurs est mentionné dans le tableau V-5. Accordant au tableau V-5, deux joueurs, centrale de production 1, centrale de production 2 sont défini avec deux différents taux de production ; 100MW, 200MW.

GP1/GP2	100MW	200MW
100MW	(0,0)	(1,1)
200MW	(1,1)	(0,0)

Tableau V-5: Points d'équilibre du jeu coopératif de deux générateurs

Si la demande totale du réseau électrique est égale à 300 MW, les points d'équilibre de jeu coopératif, le quel la demande total que fournissent des générateurs sont 100 MW pour GP1 et 200MW pour GP2, le point l'équilibre est indiqué dans le tableau V-5.

Le point de l'équilibre de jeu coopératif détecté est utilisé pour calculer le coût total du réseau. Le minimum du coût calculé, donne le coût total minimum du réseau électrique, en d'autres termes ce point montre une stratégie qui est le coût optimal.

V-5. Les solutions de jeux coopératifs

Quand les joueurs ont la possibilité de coordonner leurs stratégies en vue de maximiser leur gain conjoint, le problème devient celui de la mise au point de mécanismes pour répartir les fruits de cette coopération. Ce problème constitue l'essentiel même de la théorie des jeux coopératifs. Bien que cette idée de partage unifie toutes ces procédures (ou solutions), il est d'usage de les distinguer en fonction du contexte dans lequel elles sont utilisées. La première distinction que nous pouvons faire concerne le nombre de joueurs impliqués dans le jeu. En effet, quand leur nombre est quelconque (mais supérieur à 1), il existe toute une série de solutions qui découlent de préoccupations (ou de propriétés souhaitables) différentes, mais sont toutes fondées sur la fonction caractéristiques du jeu qui, informellement, consiste en une évaluation de la force de toutes les coalitions possibles de joueurs. A l'intérieur de cet ensemble, on peut aussi faire la distinction entre les concepts de solution qui induisent un partage unique (Le noyau, nucléole et Valeur de Shapley) et les autres [67].

V-6. Modèles de partage de coûts des jeux coopératifs

Généralement, un jeu coopératif sous forme caractéristique n'engendre pas une imputation unique. Par conséquent, l'intérêt des théoriciens s'est tourné vers la recherche de procédures qui permettent, faute d'avoir une solution unique, d'exclure un certain nombre d'imputations, appelées parfois pré-solutions sur la base de critères justifiées intuitivement.

Dans cette partie, nous présentons les ' différentes méthodes de partage des coûts que nous allons utiliser, leurs propriétés, ainsi que les façons de les mettre en œuvre.

V-6-1. Le noyau du jeu

Le noyau est un ensemble d'allocations qui respecte des contraintes bien définies. Cet ensemble regroupe les concepts de solution des jeux coopératifs qui permettent d'obtenir des allocations stables. Un gain est stable si aucune des coalitions existantes ne peut dévier de façon à s'arranger pour obtenir un gain meilleur pour tous ses membres.

Dans le contexte de la formation des coalitions de joueurs, la condition de stabilité impose qu'aucune coalition ne peut obtenir un paiement qui excède la somme des paiements courants de ses membres [66].

Pour pouvoir écarter certaines imputations, il faudrait définir des critères qui font qu'une coalition préfère une imputation particulière s'il existe une autre qui procurera à ses membres un gain supérieur. Formellement, on dit qu'une imputation y est dominée par x si les deux conditions suivantes sont remplies:

$$\sum_{i \in S} x_i \leq v(S) \tag{V-41}$$

$$x_i > y_i \quad \forall i \in S \tag{V-42}$$

L'ensemble des imputations qui ne sont dominées par aucune coalition est appelé le noyau du jeu.

V-6-2. Nucléole

Pour trouver une solution dominante dans le cadre de la théorie des jeux coopératifs, certains concepts de solution ont été proposés notamment le nucléole qui consiste à relaxer où à renforcer les critères définissant le noyau d'un jeu [66], [80]. En effet, un noyau vide signifie que la formation de sous groupes domine, en termes d'épargne de coûts, la grande coalition; d'où l'idée d'imposer une concession, la plus petite possible, pour favoriser la formation de la grande coalition. D'une façon formelle, le nucléole consiste à maximiser le minimum d'épargne.

Pour une allocation donnée $x = (x_1, \dots, x_n)$ et une coalition de joueurs N non vide, on définit l'excédent de la coalition S avec la répartition S par :

$$e(X : S) = v(S) - \sum_{i \in S} x_i \tag{V-43}$$

Valeurs de $e(X, S)$ (c'est-à-dire le nombre total de coalitions duquel on enlève l'ensemble N et l'ensemble vide), pour toutes les coalitions, ordonnées de façon croissante.

$$\varepsilon = \max e(X : S). \tag{V-44}$$

Il est aussi appelé pré nucléole. Chaque fois que le pré nucléole satisfait à la rationalité individuelle, l'imputation coïncide avec le nucléole.

$$\min \varepsilon \in (S)$$

$$\sum_{i \in S} X_i - v(S) \leq \min \varepsilon \quad (\forall S \subset N) \tag{V-45}$$

$$\sum_{i \in N} x_i = v(N) \tag{V-46}$$

L'avantage du nucléole comme procédure d'allocation des coûts communs consiste dans le fait qu'il donne des imputations appartenant toujours au noyau du jeu, lorsque celui-ci est non vide. "Intuitivement, le nucléole représente - autant qu'une seule imputation le pourra- la localisation du noyau du jeu. Autrement dit, si le noyau existe, le nucléole est son centre" effectif" ; et si le noyau n'existe pas, alors le nucléole représente sa position "latente", l'endroit où il apparaît en premier si les valeurs caractéristiques étaient ajustées (diminuées) à un taux constant, pour toutes les coalitions.

V-6-3. Répartition des coûts électrique

Deux concepts de solution de nucléole et de la Valeur de Shapley dans la théorie des jeux coopératifs sont introduits pour déterminer la répartition des redevances de production. Dans ce cas, chacun doit partager les frais engagés par la société de production afin d'accommoder toutes les transactions avec les niveaux de sécurité, de fiabilité et de qualité adéquate. Une méthode d'allocation des coûts de production dans les réseaux des marchés d'électricité, sur la base de la théorie du jeu coopératif, qui satisfait aux propriétés d'efficacité économique est traitée. Le concept de Valeur de Shapley de la théorie des jeux coopératifs est équivalent à la génération de courant injecté et les modèles de charge d'impédance constante basée sur une solution de écoulement de puissance convergente utilisée pour répartir les pertes de transmission dans un marché d'électricité. L'application des deux méthodes de solutions bien connues, savoir : le nucléole et la Valeur de Shapley à un marché de l'électricité de la transaction bilatérale ainsi que dans un pool de marché. Les principes d'un jeu coopératif pris en compte pour l'attribution des coûts fixes de la transmission [81]. Les solutions de la théorie des jeux coopératifs appliqués au coût de production du réseau.

Le concept du réseau de transmission de référence (Reference Transmission Network RTN), d'un point de vue économique, est défini dans [81]. Un modèle de jeu théorique général pour l'évaluation du RTN est présenté, et la procédure de solution est examinée dans le présent document. Le comportement stratégique des agents dans le marché au comptant est modélisé selon l'approche de fonction en approvisionnements équilibrés. L'impact de l'expansion de la capacité de transport sur le comportement stratégique des participants au marché est étudié dans le présent document. Un réseau de transmission de tronc est défini comme étant un réseau unique et commun constitué par des lignes électriques et des sous stations qui sont économiquement efficaces et nécessaires pour permettre le développement d'un marché d'électricité et la satisfaction de la demande dans le réseau électrique en perspective d'un coût minimal et d'une manière efficace.

Les principes de la coopération et l'interaction entre les agents qui sont la base de la théorie des jeux coopératifs, l'approche de la Valeur de Shapley est utilisée. Un système de répartition des coûts de production du réseau de transport entre les participants du marché basé sur la théorie des jeux coopératifs [82]. La répartition tient compte dans le présent document des impacts physiques et économiques des nouveaux actifs de transport. Les paiements effectués par chaque participant sont calculées en utilisant la formule de la Valeur de Shapley.

Ils sont basés sur l'augmentation de l'aide sociale apportée par les nouveaux actifs et des excédents des pré- investissements des acteurs. Ils influent les différents acteurs du marché en ce qui concerne la décision d'extension. Un procédé de transmission de libre accès est basé sur le jeu de négociation pour l'analyse des flux de puissance dans lequel chaque transaction et son prix optimal sont déterminés à optimiser les intérêts des parties individuelles du réseau électrique. La méthode de calcul des prix et des transactions peut être utilisée pour guider l'utilité de planifier la transmission d'une manière coopérative. Un système d'attribution de paiements aux producteurs pour leurs services contrôle, basé sur la théorie des jeux coopératifs, avec utilisation du concept de Valeurs de Shapley [66], [74].

V-6-4. La Valeur de Shapley

Lorsque des joueurs essaient de participer à un jeu, ils vont faire des prévisions sur les profits qu'ils sont susceptibles d'obtenir à l'avance, pour décider s'ils vont participer au jeu ou non. La Valeur de Shapley est la contribution marginale espérée de chaque joueur à la coalition. Elle est basée sur le concept particulier d'équité dans le partage des gains totaux que la grande coalition est capable d'obtenir.

Rappels et définition

Un jeu sous forme coalition sur un ensemble fini de joueurs N , où $N = \{1, 2, 3, \dots, n\}$ est une fonction v de l'ensemble des coalitions possibles $2^N - 1$ sur l'ensemble des nombres

$v(S)$ représente coalitions commune totale que les joueurs de la coalition S et S peuvent obtenir par le jeu v . Une valeur est un opérateur φ qui par chaque jeu v , permet d'obtenir un vecteur d'allocations $\varphi(v) = \{\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_n\}$.

$\varphi_i(v)$ Représente l'allocation du joueur i dans le jeu, ou de façon alternative, une mesure du pouvoir du joueur i dans le jeu.

La Valeur de Shapley est l'une des plus anciennes méthodes d'allocation à avoir été définie sur la base d'un ensemble de propriétés axiomatiques qui doivent être satisfaites par la méthode d'allocation (Shapley, 1953).

Lorsque des joueurs essaient de participer à un jeu, ils vont faire des prévisions sur les profits qu'ils sont susceptibles d'obtenir à l'avance, pour décider s'ils vont participer au jeu ou non [66].

La formule explicite de la Valeur de Shapley est donnée par le théorème suivant :

$$\varphi_i(v) = (\varphi_1(v), \varphi_2(v), \dots, \varphi_n(v)) \tag{V-47}$$

Qui détermine la distribution du pouvoir de la coalition N entre les joueurs ; ses coordonnées correspondent à ce qu'on appelle les indices de pouvoir respectifs des joueurs 1,....., n elles sont définies par la formule :

$$\varphi_i = \frac{1}{N!} \sum_s (S-1)!(N-S)! [v(S) - v(S - \{i\})] \tag{V-48}$$

Cette valeur représente définition de la Valeur de Shapley. Cette valeur se note aussi par:

$$\varphi_i = \sum_s \frac{(|S|-1)! * (N-|S|)!}{N!} [v(S) - v(S - i)] \tag{V-49}$$

Où N et S représentent respectivement le nombre total de joueurs et celui appartenant à la coalition S .

C'est une interprétation probabiliste qui a été donnée à cette valeur. En effet, supposons que $i \in S$. La coalition $S/\{i\}$ aurait pu se former de $(S-i)!$ façons et les autres joueurs $(N-S)$ peuvent être arrangés de $(N-S)!$ façons. Donc, le nombre de façons que le joueur i peut rejoindre la coalition $S/\{i\}$ est de $(N-S)! (S-i)!$. D'autre part, la grande coalition I peut se former de N! façons.

En supposant chacune d'elle équiprobable alors $\frac{(N-S)!(S-1)!}{N!}$ n'est rien d'autre que la probabilité que le joueur i se joigne à la coalition $S/\{i\}$. Par ailleurs, $(v(S) - v(S/\{i\}))$ mesure la contribution du joueur i à la coalition S et, par conséquent, $\varphi_i(v)$ représente une moyenne de ses contributions marginales à toutes les coalitions auxquelles il est susceptible d'adhérer.

Pour déterminer cette Valeur, Shapley a adopté l'approche axiomatique qui revient à sélectionner, sur une base conceptuelle ou intuitive, l'ensemble de propriétés souhaitables qu'elle devrait avoir.

Ce faisant, Shapley a énoncé quatre axiomes et a démontré l'existence d'un vecteur unique $\varphi_i(v) = (\varphi_1(v), \varphi_2(v), \dots, \varphi_n(v))$ qui les satisfait, où $\varphi_i(v)$ est la valeur du jeu pour le joueur i .

La figure V-2 montre l'organigramme de l'algorithme adopté pour résoudre problème d'OPF par jeu coopératif de la Valeur de Shapley [66].

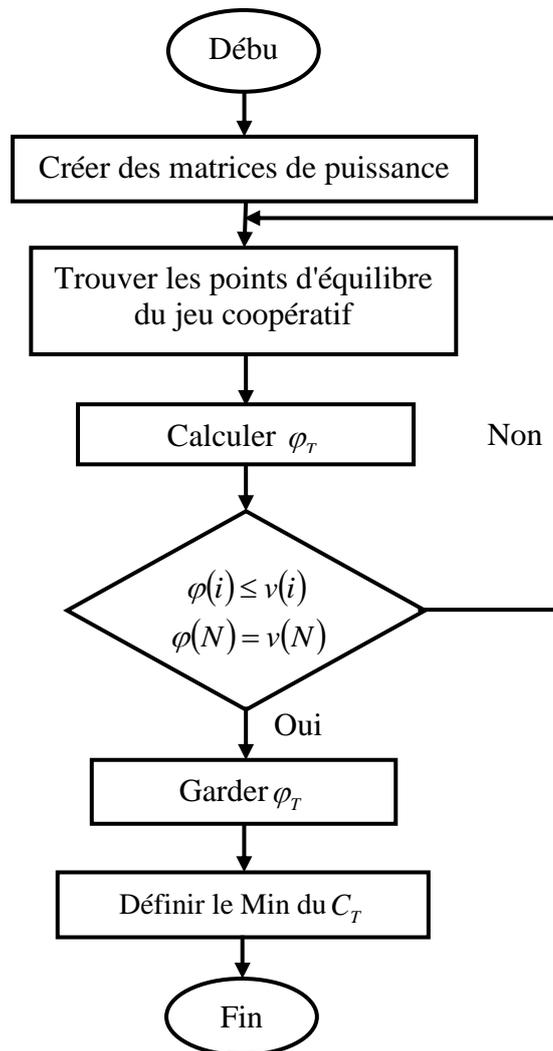


Figure V-2 : Organigramme de la technique du jeu coopératif

Exemple:

Considérons trois (03) joueurs (1, 2, 3) qui coopèrent pour la formation d'une coalition.

Soient:

$v(0)$: Le montant de la coalition vide

$v(1)$: Le profit 'du joueur 1

$v(2)$: Le profit du joueur 2

$v(3)$: Le profit du joueur 3

$v(1,2)$: La somme des profits lorsque les joueurs 1 et 2 coopèrent

$v(1,3)$: La somme des profits lorsque les joueurs 1 et 3 coopèrent

$v(2,3)$: La somme des profits lorsque les joueurs 2 et 3 coopèrent

$v(1,2,3)$: Le coût de la collaboration des joueurs 1, 2, et 3

Soient: φ_1 , φ_2 et φ_3 les opérateurs de Shapley des joueurs 1, 2 et 3 respectivement.

Pour le joueur 1, les montants marginaux auxquels il contribue dans la coalition sont:

$v(1)-v(0)$; $v(1,2)-v(2)$; $v(1,3)-v(3)$; $v(1,2,3)-v(2,3)$.

La probabilité d'avoir $v(1)-v(0)$ est $\frac{2}{3!} = \frac{1}{3}$; par conséquent

$$\varphi_1 = \frac{1}{3}[v(1)-v(0)] + \frac{1}{6}[v(1,2)-v(2)] + \frac{1}{6}[v(1,3)-v(3)] + \frac{1}{3}[v(1,2,3)-v(2,3)].$$

Le même raisonnement permet de déduire que:

$$\varphi_2 = \frac{1}{3}[v(2)-v(0)] + \frac{1}{6}[v(1,2)-v(1)] + \frac{1}{6}[v(2,3)-v(3)] + \frac{1}{3}[v(1,2,3)-v(1,3)].$$

$$\varphi_3 = \frac{1}{3}[v(3)-v(0)] + \frac{1}{6}[v(1,3)-v(1)] + \frac{1}{6}[v(2,3)-v(2)] + \frac{1}{3}[v(1,2,3)-v(1,2)].$$

En additionnant les différentes équations:

$$\varphi_1 + \varphi_2 + \varphi_3 = v(1,2,3).$$

V-6-5. Principales propriétés de la Valeur de Shapley

La définition intuitive de la Valeur de Shapley est supportée par une élégante caractérisation axiomatique. Ces différents axiomes sont au nombre de 03 [66], [74].

1) Axiome d'efficience:

$\sum_{i \in N} \varphi_i = v(N)$: Ce premier axiome impose que les joueurs partagent entre eux les ressources

dont ils disposent dans la grande coalition.

2) Axiome de neutralité:

Le deuxième axiome requiert que des paiements nuls (aucun paiement), soient alloués à des joueurs dont les contributions marginales sont nulles pour n'importe quelle coalition.

Si i est un joueur « neutre », c'est-à-dire que $v(S \cup i) - v(S) = 0$ pour tout $S \subset N$, alors

$$\varphi_i(v) = 0$$

3) Axiome d'additivité:

L'axiome d'additivité impose que la valeur soit un opérateur additif sur l'espace de tous les joueurs c'est-à-dire:

$$\varphi_i(v+w) = \varphi_i(v) + \varphi_i(w), \quad \text{où le jeu } v+w, \text{ est défini par } (v+w)(S) = v(S) + w(S), \text{ pour}$$

toute coalition S .

Les trois simples axiomes définis précédemment caractérisent la Valeur de Shapley de manière unique.

L'application de cette méthode en coordonnées rectangulaires, sous programme MATLAB, sera appliquée pour un réseau de transport et pour un réseau de distribution dans le chapitre suivant.

V-7. Conclusion

La théorie des jeux couvre plusieurs situations qui concernent les interactions entre les joueurs du jeu, en particulier la collaboration et la non collaboration. La théorie du jeu coopératif est un outil mathématique très efficace pour l'analyse des situations conflictuelles qui portent des interactions entre leurs éléments décideurs. L'analyse de telles situations passe par la supposition d'un modèle sous forme d'un jeu stratégique, pour lequel la définition précise de chacun de ses éléments est très importante. L'étude de l'équilibre est la phase essentielle et la plus difficile dans l'analyse des jeux. Pour cet effet, nous avons présenté dans ce chapitre un rappel sur les ingrédients de base de la théorie des jeux coopératifs, toutes les règles et conditions suffisantes pour démontrer la convergence du modèle et découvrir ainsi l'équilibre du jeu, dans le cas d'existence.

Les nombreuses situations de compétitions et d'interactions qu'ils présentent, le réseau électrique sont considérés comme étant un climat favorisant pour l'application de la théorie des jeux. Ce qui explique le nombre important des études et des recherches qui sont déjà faites sur leurs différentes fonctions en se basant principalement sur des modèles de jeux stratégiques. En fait, nous avons démontré dans la deuxième section de ce chapitre comment la théorie des jeux est très utile pour le réseau électrique, en illustrant cela par des exemples pratiques des jeux stratégiques appliqués au réseau électrique. La suite de ce chapitre nous exposons les solutions classiques des jeux coopératifs pour partage des coûts. Nous exposons les principaux modèles de négociation basés sur une approche axiomatique. Rappelons que ces concepts seront utilisés dans le chapitre suivant qui porte sur plusieurs exemples de réseaux électrique.

Chapitre VI

Simulations et analyses
des résultats

Chapitre VI Simulations et analyses des résultats

VI-1. Introduction

Le marché de l'électricité tel que nous le connaissons aujourd'hui peut évoluer pour devenir un marché libre, où plusieurs fournisseurs d'électricité indépendants coexisteront. Par conséquent, on doit définir une nouvelle stratégie de distribution d'électricité afin de minimiser le coût total de l'énergie électrique. En effet, les sources électriques ont besoin d'une stratégie efficace pour satisfaire la demande des clients et pour augmenter leur profit. Ceci nous a motivés à utiliser un modèle basé sur le jeu coopératif pour modéliser l'interaction entre plusieurs sources électrique (meneurs) et plusieurs consommateurs (suiveurs). Les meneurs compétitionnent pour maximiser leur profit, tandis que les suiveurs adaptent leur consommation en fonction du coût et de la disponibilité de l'énergie. Le problème d'optimisation à plusieurs objectifs sur deux niveaux qui en résulte est difficile à résoudre en utilisant les algorithmes classiques d'optimisation.

Ce chapitre présente les résultats numériques relatifs à l'application de l'approche proposée à base de La théorie des jeux coopératifs (CGT), conçue pour optimiser l'écoulement de puissance. Dans le but de bien illustrer l'efficacité et la robustesse de la dite approche, deux études de cas ont été effectuées. Afin de mieux mettre en évidence les techniques étudiées dans les chapitres précédents, nous avons choisi un réseau test réel pour valider les programmes que nous avons développé sous l'environnement MATLAB.

Nous commencerons tout d'abord par le calcul de l'écoulement de puissance pour pouvoir évaluer la puissance demandée aux jeux de barres de charge, ensuite nous ferons une répartition optimale de la puissance entre les unités du réseau de production de l'énergie électrique, Dans ce cas, nous avons considéré les réseaux de test qui sont comme suit : réseau standard IEEE 14 et réseaux de l'ouest de l'Algérie 13 nœuds. Les résultats obtenus sur les deux réseaux sont comparés avec différents résultats obtenus par les méthodes classiques données dans des références bibliographiques. Dans le second cas d'étude représente la solution de jeux coopératifs par la méthode Valeur de Shapley (la solution de dispatching économique), les réseaux électrique qui va être la base de notre étude est issue d'uns réseaux réels simplifié qui sont les réseaux test 6 jeux de barres et IEEE 30-nœuds. Nous comparons les résultats du problème du dispatching économique par la méthode Valeur de Shapley avec la méthode des algorithmes génétiques.

VI-2. Cas d'étude no. 1 : Présentation des réseaux test

Les injections de courants dans chaque ligne du réseau électrique obéissent à la loi de Kirchoff et les pertes de transmission sont en fonction du carré des courants injectés. Ceci montre une variation spécifique et il est possible de développer la solution analytique pour déterminer le minimum des pertes [86], [87].

VI-2-1. Réseau Electrique Test IEEE 14 nœuds

- Ce cas d'étude est basé sur le réseau électrique IEEE 14 nœuds, le schéma unifilaire de réseau est représenté dans la figure VI-1. Ce réseau est constitué de 14 nœuds et 2 générateurs connectés aux jeux de barres N° 1 et 2 injectant leurs puissances dans un réseau alimentant 9 charges connectées aux jeux de barres N° 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9,10, 11, 12, 13 et 14 à travers 20 lignes de transport figurant sur le schéma suivant :

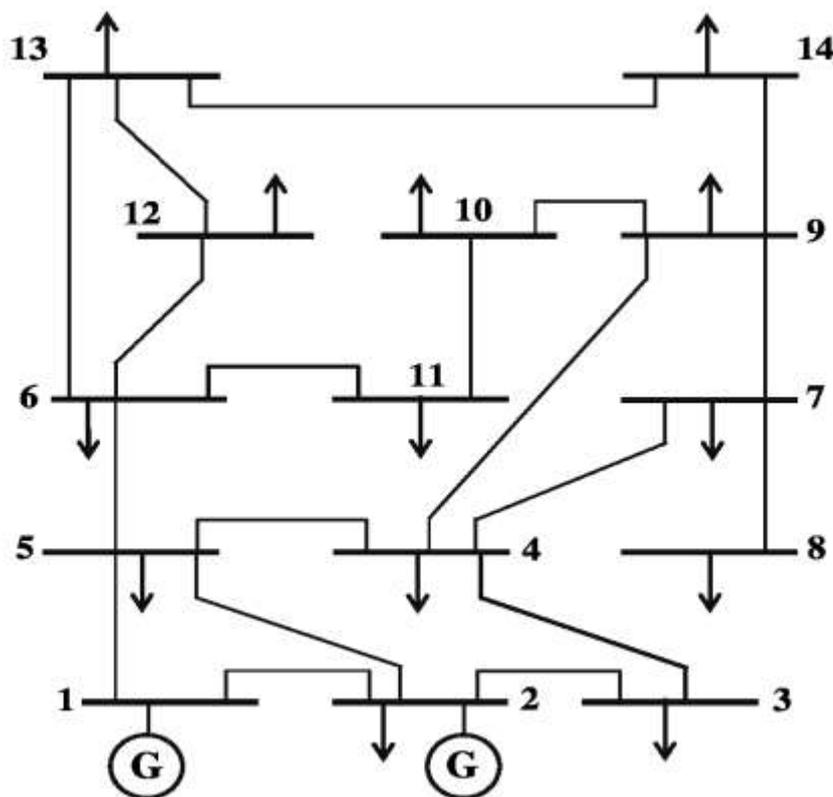


Figure VI-1 : Réseau test à IEEE 14 Nœuds

Le tableau VI-1 présente la solution convergée d'écoulement de puissance du réseau à IEEE 14 nœuds. Le tableau VI-2 présente les pertes de transmission seulement sur les générateurs, le tableau VI-3 présente les pertes de transmission seulement sur les charges et le tableau VI-4 présente les pertes de transmission des générateurs et des charges.

Tableau VI-1 : Solution de l'écoulement de puissance pour un réseau à 14 nœuds par la méthode proposée

Nœuds no	Voltage Mag pu	Voltage Angle Degrees	Real Power P(MW)	Reactive Power Q(MW)
1	1.0600	0.0000	228.2690	30.8578
2	1.0450	-4.5078	19.8709	-3.8138
3	1.0100	-12.2989	-91.6001	5.4958
4	1.0191	-10.2584	-47.7007	3.8991
5	1.0225	-7.9388	-7.5998	-1.6000
6	1.0700	-13.4128	-11.2002	3.5788
7	1.0620	-13.5151	-0.0006	-0.0006
8	1.0900	-12.5151	0.0000	17.3047
9	1.0564	-14.2043	-29.4994	-16.5992
10	1.0514	-14.3503	-8.9998	-5.7995
11	1.0571	-14.0138	-3.4999	-1.7999
12	1.0552	-14.2722	-6.0999	-1.5998
13	1.0504	-14.3587	-13.4997	-5.7995
14	1.0358	-15.2714	-14.8995	-4.9990
Transmission loss (MW)			13.5403	

Le tableau VI-1 montre les résultats de l'analyse détaillée, en appliquant de la théorie des jeux coopératifs sur le réseau électrique 14 Nœuds ainsi que le calcul des modules angle de phase, de la tension et de la puissance active et réactive de chaque nœud en fonction de chaque type de nœud, qu'il s'agisse d'un générateur ou d'une charge.

Tableau VI-2 : Les pertes de transmission par la méthode proposée (seulement les nœuds de production)

Line N0	G1 (MW)	G2 (MW)	Loss
1	4.1768	-0.0739	4.1029
2	2.4138	0.0973	2.5111
3	2.1482	0.2026	2.3508
4	1.7345	0.1858	1.9203
5	0.6521	0.0859	0.738
6	0.2603	0.0154	0.2757
7	1.0394	0.0716	1.111
8	0	0	0
9	0	0	0
10	0	0	0
11	0.0527	0.0042	0.0569
12	0.0664	0.0057	0.0721
13	0.1968	0.0166	0.2134
14	-0.0104	-0.0009	-0.0113
15	-0.0028	-0.0003	-0.0031
16	0.0117	0.0011	0.0128
17	0.105	0.0094	0.1144
18	0.0124	0.0009	0.0133
19	0.0059	0.0005	0.0064
20	0.0515	0.0041	0.0556
Total	12.9143	0.626	13.5403

Le tableau VI-2 montre que les pertes pour les générateurs sont respectivement de 12.9143 et 0.626 pu. Les pertes totales proportionnelles avec la solution d'écoulement de puissance.

Les plus grandes pertes de transmission sont obtenues au niveau du générateur 2 dues aux courants d'appel et aux caractéristiques des branches du réseau.

Tableau VI-3 : Les pertes de transmission par la méthode proposée (seulement sur les charges)

Line No	L3 (MW)	L4 (MW)	L5 (MW)	L6 (MW)	L7 (MW)	L8 (MW)	L9 (MW)	L10 (MW)	L11 (MW)	L12 (MW)	L13 (MW)	L14 (MW)
1	1.7457	0.7918	0.1168	0.1770	0.0000	-0.0090	0.4958	0.1515	0.0581	0.0997	0.2226	0.2513
2	0.7654	0.5363	0.1030	0.1452	0.0000	-0.0077	0.3652	0.1130	0.0448	0.0796	0.1759	0.1906
3	1.6584	0.2470	0.0287	0.0461	0.0000	-0.0065	0.1509	0.0456	0.0168	0.0276	0.0628	0.0734
4	0.4829	0.5242	0.0595	0.1003	0.0000	0.0050	0.2966	0.0888	0.0333	0.0562	0.1256	0.1476
5	0.1020	0.1784	0.0430	0.0575	0.0000	-0.0034	0.1322	0.0415	0.0169	0.0309	0.0679	0.0710
6	0.5563	-0.1029	-0.0116	-0.0198	0.0000	-0.0018	-0.0571	-0.0171	-0.0064	-0.0109	-0.0243	-0.0286
7	0.4728	0.3520	-0.0111	0.0117	0.0000	0.0142	0.1278	0.0350	0.0106	0.0125	0.0320	0.0534
8	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
9	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
11	0.0079	0.0065	-0.0005	-0.0104	0.0000	-0.0076	0.0425	0.0215	0.0147	-0.0073	-0.00147	0.0043
12	0.0013	0.0011	-0.0001	-0.0016	0.0000	-0.0014	0.0072	0.0014	-0.0002	0.0323	0.0205	0.0115
13	0.0067	0.0055	-0.0004	-0.0090	0.0000	-0.0060	0.0315	0.0071	-0.0009	0.0170	0.1008	0.0572
14	-0.0010	-0.0005	-0.0001	-0.0001	0.0000	-0.0075	-0.0009	-0.0003	-0.0001	-0.0001	-0.0004	-0.0004
15	0.0022	0.0012	0.0001	-0.0001	0.0000	-0.0005	-0.0031	-0.0009	-0.0002	-0.0002	-0.0006	-0.0011
16	-0.0018	-0.0014	0.0001	0.00160	0.0000	0.0030	-0.011	0.0145	0.0034	0.0017	0.0036	-0.0011
17	-0.0083	-0.0068	0.0006	0.0107	0.0000	0.0083	-0.0451	-0.0091	0.0011	0.0127	0.0400	0.1103
18	0.0037	0.0030	-0.0002	-0.0050	0.0000	-0.0031	0.0161	0.0096	-0.0056	-0.0034	-0.0067	0.0020
19	0.0005	0.0004	0.0000	-0.0005	0.0000	-0.0007	0.0028	0.0006	-0.0001	-0.0092	0.0081	0.0045
20	0.0071	0.0057	-0.0005	-0.0098	0.0000	-0.0056	0.0324	0.0073	-0.0009	-0.0106	-0.0323	0.0587
Total	5.8018	2.5415	0.3273	0.4938	0	-0.0303	1.5838	0.5100	0.1853	0.3285	0.79403	1.0046
Transmission loss (MW)								13.5403				

Le tableau VI-3 montre que les pertes pour les charges sont respectivement de 5.8018, 2.5415, 0.3273, 0,4938, 0.0000, -0.0303, 1.5838, 0.5100, 0.1853, 0.3282, 0.79403 et 1.0046 pu. Les pertes totales proportionnelles avec la solution d'écoulement de puissance, Les plus grandes pertes de transmission sont obtenues au niveau des charges 3 et 4 dues aux courants d'appel et aux caractéristiques des branches du réseau.

Tableau VI-4 : Les pertes de transmission par la méthode proposée (les générateurs et les charges)

Line No	G1 (MW)	G2 (MW)	L3 (MW)	L4 (MW)	L5 (MW)	L6 (MW)	L7 (MW)	L8 (MW)	L9 (MW)	L10 (MW)	L11 (MW)	L12 (MW)	L13 (MW)	L14 (MW)
1	3.9248	-0.0863	0.2392	0.0100	-0.0062	-0.0143	0.0000	-0.0338	0.0366	0.0120	0.0030	0.0008	0.0075	0.0095
2	2.0649	0.0538	-0.0275	0.1357	0.0322	0.0545	0.0000	0.0451	0.0447	0.0126	0.0072	0.0186	0.0337	0.0357
3	1.0695	0.1176	1.1818	-0.0035	-0.0085	-0.0173	0.0000	-0.0328	0.0270	0.009	0.0018	-0.0012	0.0028	0.0046
4	1.8494	0.2164	-0.3594	0.0779	-0.0043	-0.0150	0.0000	-0.0632	0.1033	0.0331	0.0096	0.0083	0.0291	0.0351
5	0.4631	0.0580	-0.0757	0.0938	0.0243	0.0419	0.0000	0.0394	0.0236	0.0063	0.0045	0.0131	0.0224	0.0233
6	-0.2937	-0.0365	0.6926	-0.0303	-0.0015	-0.0008	0.0000	0.0119	-0.029	-0.0091	-0.0029	-0.0035	-0.0098	-0.0115
7	1.1869	0.1449	-0.1677	-0.0138	-0.0450	-0.1005	0.0000	-0.1976	0.1706	0.0581	0.0133	-0.0023	0.0290	0.0349
8	0	0	0	0	0	0	0.0000	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0.0000	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0.0000	0	0	0	0	0	0	0
11	0.0116	0.001	0.0023	0.0033	-0.0009	-0.0113	0.0000	-0.0090	0.0423	0.0215	0.0147	-0.0075	-0.0150	0.004
12	0.0022	0.0002	0.0002	0.0005	-0.0002	-0.0018	0.0000	-0.0017	0.0071	0.0014	-0.0002	0.0323	0.0205	0.0114
13	0.0092	0.0008	0.0022	0.0029	-0.0007	-0.0097	0.0000	-0.0072	0.0356	0.0071	-0.0009	0.0168	0.1006	0.0569
14	-0.0359	-0.0035	0.0152	0.0081	0.0011	0.0021	0.0000	-0.0061	0.0027	0.0008	0.0003	0.0008	0.0015	0.0017
15	-0.0075	0.0001	0.0036	0.0015	0.0005	-0.0003	0.0000	-0.0031	0.0004	0.0003	0.0002	0.0002	0.0007	0.0002
16	-0.0046	-0.0004	0.0003	-0.0003	0.0003	0.0019	0.0000	0.0033	-0.0106	0.0146	0.0034	0.0018	0.0038	-0.0009
17	-0.0127	-0.0011	-0.0021	-0.0033	0.0009	0.0117	0.0000	0.0098	-0.0448	-0.0091	0.0012	0.0130	0.0403	0.1107
18	0.0047	0.0004	0.0013	0.0017	-0.0004	-0.0054	0.0000	-0.0037	0.0191	0.0096	-0.0056	-0.0034	-0.0068	0.0018
19	0.001	0.0001	0	0.0001	-0.0001	-0.0006	0.0000	-0.0007	0.0027	0.0006	-0.0001	-0.0092	0.0081	0.0044
20	0.0086	0.0008	0.0027	0.0033	-0.0007	-0.0105	0.0000	-0.0068	0.0365	0.0073	-0.0009	-0.0107	-0.0324	0.0585
Total	10.2415	0.4663	1.5090	0.2876	-0.0092	-0.0752	0.0000	-0.2562	0.4678	0.1761	0.0486	0.0679	0.2360	0.3803
Transmission loss (MW)								13.5403						

Selon les résultats, les parts de perte élevée indiquent que les lignes de transmission partagées associées sont fortement chargées. On peut également constater que la perte attribuée à un générateur ou à un Nœud de charge est principalement attribuée par les lignes qui sont directement connectées à ce Nœud et sont fortement chargées.

Tableau VI-5 : La comparaison des résultats obtenus lors de l'application de la théorie des jeux coopératifs

	Générateur	charge	Générateur et charge
G1 (MW)	12.9143	-	10.2415
G2 (MW)	0.6260	-	0.4663
L3 (MW)	-	5.8018	1.5090
L4 (MW)	-	2.5415	0.2876
L5 (MW)	-	0.3273	-0.0092
L6 (MW)	-	0,4938	-0.0752
L7 (MW)	-	0.0000	0.0000
L8 (MW)	-	-0.0303	-0.2562
L9 (MW)	-	1.5838	0.4678
L10 (MW)	-	0.5100	0.1761
L11 (MW)	-	0.1853	0.0486
L12 (MW)	-	0.3282	0.0679
L13 (MW)	-	0.79401	0.2360
L14 (MW)	-	1.0046	0.3803
Total	13.5403	13.5403	13.5403

Nous notons que les valeurs des pertes calculées sont égales, ce qui distingue cette méthode par rapport aux celles traditionnelles qu'elles peuvent être utilisées sur les charges génératrices ou les deux, et elles donnent des résultats souhaités dans une petite période de temps et avec moins de pertes de transport, l'objectif derrière cela est d'améliorer l'organisation du réseau. L'objectif de cette méthode est également de maintenir la stabilité de la tension dans le réseau électrique, comme le montre la figure VI-2.

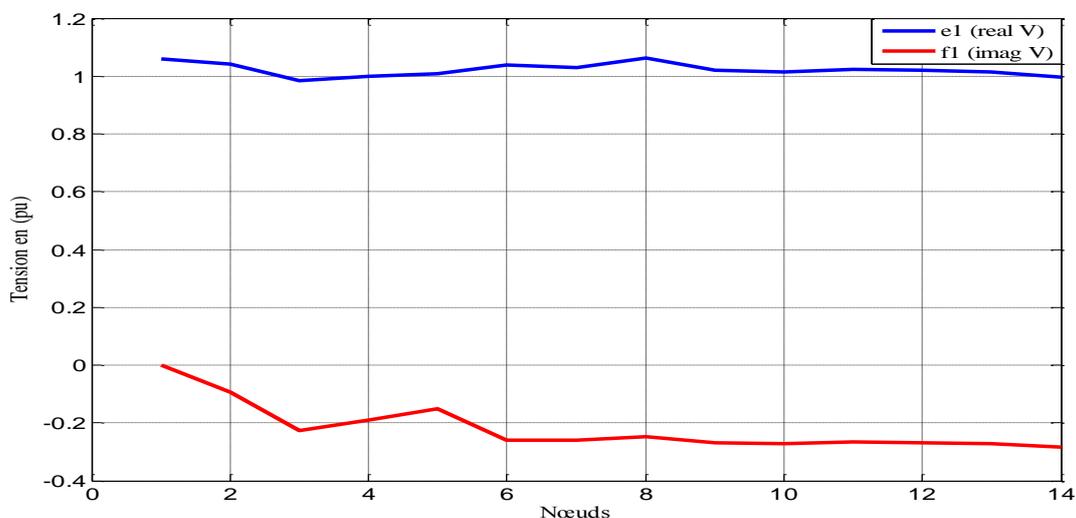


Figure VI-2 : Les niveaux de la tension pour un réseau électrique IEEE-14 Nœuds

Une comparaison de la meilleure solution obtenue par le jeu coopératif avec l'état initial calculé par la Méthode d'allocation des pertes de Z-bus, Méthode Pro-rata (PR) (considering currents and powers) et méthode Proportional Sharing (PS), est incluse dans le tableau VI-6.

Tableau VI-6 : Comparaison des différentes méthodes d'optimisation réseau IEEE 14 nœuds

Nœuds no	Z-bus method	Pro-rata method	Proportional sharing (PS)	Méthode proposée
1	7.64	5.50	6.48	10.2415
2	0.16	0.64	0.30	0.4663
3	2.78	2.34	2.88	1.5090
4	0.84	1.16	1.26	0.2876
5	0.08	0.18	0.16	-0.0092
6	0.48	1.02	0.26	-0.0752
7	0.00	0.00	0.00	0.0000
8	0.02	0.66	0.00	-0.2562
9	0.52	0.82	0.78	0.4678
10	0.18	0.26	0.28	0.1761
11	0.06	0.10	0.10	0.0486
12	0.10	0.14	0.16	0.0679
13	0.26	0.34	0.38	0.2360
14	0.44	0.40	0.52	0.3803
Total	13.56	13.56	13.56	13.54

Ces résultats démontrent la faculté de l'approche proposée à trouver la solution réalisable la plus économique du problème de l'écoulement de puissance, avec une répartition équitable (Moins pertes de transmission par rapport aux autres méthodes) comparés aux méthodes trouvés sur la référence [84]. les pertes minimales sont égales à 13.54 MW, cela veut dire que cette méthode donne un bon minimum des pertes de transmission par rapport à d'autres méthodes 13.56 MW, de réduction avec un taux de 0.147%.

VI-2-2. Réseaux de l'ouest de l'Algérie 13 Nœuds

- Ce cas d'étude est basé sur le réseau électrique l'ouest de l'Algérie 13 nœuds, le schéma unifilaire de réseau est représenté dans la figure VI-3. Ce réseau est constitué de 13 nœuds et 4 générateurs connectés aux jeux de barres N=° 1, 4, 5 et 7 injectant leurs puissances dans un réseau alimentant 9 charges connectées aux jeux de barres N=° 2,3, 6, 8, 9,10, 11 ,12 et 13 à travers 15 lignes de transport figurant sur le schéma suivant.

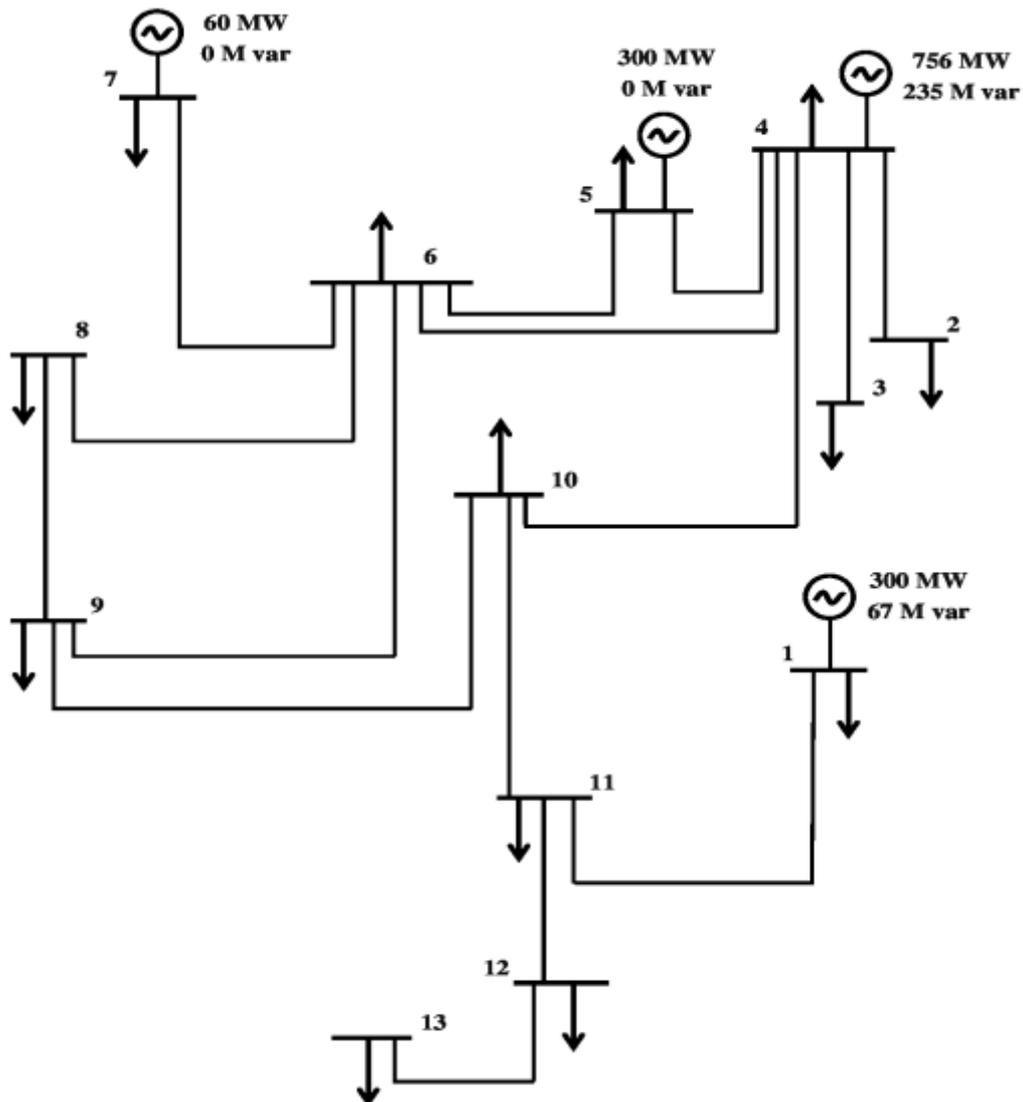


Figure VI-3: Schéma unifilaire du réseau l'ouest de l'Algérie 13 nœuds

Le tableau VI-7 présente la solution convergée d'écoulement de puissance du réseau à l'ouest l'Algérie 13 nœuds. Le tableau VI-8 présente les pertes de transmission seulement sur les générateurs, le tableau VI-9 présente les pertes de transmission seulement sur les charges et le tableau V-I10 présente les pertes de transmission des générateurs et des charges.

Tableau VI-7 : Solution de l'écoulement de puissance pour un réseau à l'ouest de l'Algérie
13 nœuds par la méthode proposée

Nœuds no	Voltage Mag pu	Voltage Angle Degrees	Real Power P(MW)	Reactive Power Q(MW)
1	1.0000	0.0000	204.5942	127.9140
2	0.9947	-1.3001	-80.0000	-5.0000
3	0.9887	-1.1248	-77.0000	-29.0000
4	1.0050	-0.8310	99.8035	-10.7892
5	1.0003	1.6228	229.2544	5.9536
6	0.9825	-0.5490	-69.0525	-19.4791
7	1.0010	-0.2119	30.7164	-25.0678
8	1.0169	-1.3775	-69.9330	-3.8417
9	1.0226	-1.5392	-69.8212	-29.1520
10	1.0056	-1.9360	-69.8455	-19.1825
11	1.0041	-2.3162	-57.5345	-21.2930
12	1.0068	-1.7741	-42.5637	23.1000
13	1.0069	-0.8954	-22.4447	4.8009
Transmission loss (MW)			6.1734	

Le tableau VI-7 montre les résultats de l'analyse détaillée, en appliquant de la théorie des jeux coopératifs sur le réseau électrique ouest-algérien 13 nœuds ainsi que le calcul des modules angle de phase, de la tension et de la puissance active et réactive de chaque nœud en fonction de chaque type de nœud, qu'il s'agisse d'un générateur ou d'une charge.

Tableau VI-8 : Les pertes de transmission par la méthode proposée
(seulement les nœuds de production)

Line N0	G1 (MW)	G4 (MW)	G5 (MW)	G7 (MW)	Loss
1	0.1132	0.0495	0.1130	0.0132	0.2889
2	0.1134	0.0496	0.1132	0.0132	0.2894
3	-0.0863	-0.0208	0.5796	0.0052	0.4777
4	0.2768	0.0299	0.0965	0.0123	0.4155
5	0.2894	-0.1753	0.2708	0.0200	0.4049
6	0	0.4007	0	0	0.4007
7	0.0676	-0.0031	0.5240	-0.0093	0.5792
8	0.1245	0.0673	0.1536	-0.0056	0.3398
9	0.4850	0.1970	0.5114	0.0685	1.2619
10	0.4119	0.1533	0.4479	0.0667	1.0798
11	0.0131	0.0014	0.0170	0.0038	0.0353
12	0.0687	-0.0256	0.0671	0.0020	0.1122
13	0.0522	-0.0818	0.0494	0.0051	0.0249
14	0.0439	0.0205	0.0455	0.0055	0.1154
15	0.1322	0.0619	0.1371	0.0166	0.3478
Total	2.1056	0.7245	3.1261	0.2172	6.1734

Le tableau VI-8 montre que les pertes pour les générateurs sont respectivement de 2.1056, 0.7245, 3.1261 et 0.2172 pu. Les pertes totales proportionnelles avec la solution d'écoulement de puissance, Les plus grandes pertes de transmission sont obtenues au niveau des générateurs 1 et 5 dues aux courants d'appel et aux caractéristiques des branches du réseau.

Tableau VI-9 : Les pertes de transmission par la méthode proposée (seulement sur les charges)

Line No	L2 (MW)	L3 (MW)	L6 (MW)	L8 (MW)	L9 (MW)	L10 (MW)	L11 (MW)	L12 (MW)	L13 (MW)
1	0.2889	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0000	0.2895	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.0924	0.0915	0.0378	0.0388	0.0467	0.0639	0.0538	0.0338	0.0190
4	-0.0042	-0.0226	0.1183	0.0966	0.1090	0.0432	0.0360	0.0256	0.0137
5	-0.0555	-0.0423	-0.0070	0.0110	0.0362	0.1592	0.1304	0.1156	0.0572
6	0.0563	0.0590	0.0512	0.0492	0.0530	0.0496	0.0384	0.0289	0.0151
7	0.0420	0.0420	0.1086	0.1007	0.1025	0.0691	0.0583	0.0358	0.0202
8	0.0478	0.0490	0.0422	0.0415	0.0439	0.0435	0.0367	0.0225	0.0127
9	0.1586	0.1875	0.1578	0.1882	0.1496	0.1589	0.1341	0.0810	0.0462
10	0.1361	0.1635	0.1372	0.1374	0.1187	0.1383	0.1147	0.0882	0.0458
11	0.0044	0.0058	0.0046	-0.0021	0.0033	0.0055	0.0042	0.0067	0.0028
12	0.0123	0.0084	-0.0072	-0.0086	-0.0344	0.0631	0.0557	0.0111	0.0117
13	-0.0141	-0.0154	-0.0132	-0.0124	-0.0140	-0.0131	0.0512	0.0364	0.0194
14	0.0264	0.0298	0.0254	0.0232	0.0273	0.0254	0.0208	-0.0407	-0.0222
15	0.0553	0.0582	0.0505	0.0483	0.0524	0.0491	0.0381	0.0290	-0.0330
Total	0.8467	0.9039	0.7062	0.7118	0.6942	0.8557	0.7724	0.4739	0.2086
	Transmission loss (MW)				6.1734 MW				

Le tableau VI-9 montre que les pertes pour les charges sont respectivement de 0.8467, 0.9039, 0.7062, 0.7118, 0.6942, 0.8557, 0.7724, 0.4739 et 0.2086pu. Les pertes totales proportionnelles avec la solution d'écoulement de puissance, Les plus grandes pertes de transmission sont obtenues au niveau de la charge 3 dues aux courants d'appel et aux caractéristiques des branches du réseau.

Tableau VI-10 : Les pertes de transmission par la méthode proposée (les générateurs et les charges)

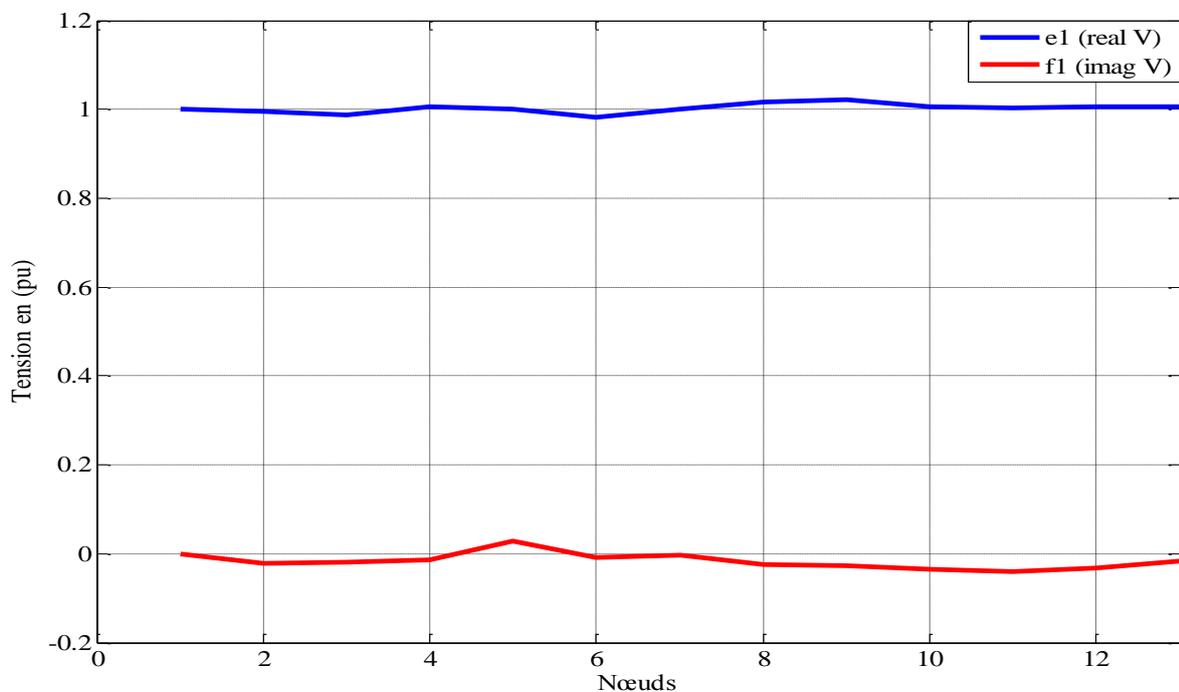
Line No	G1 (MW)	L2 (MW)	L3 (MW)	G4 (MW)	G5 (MW)	L6 (MW)	G5 (MW)	L8 (MW)	L9 (MW)	L10 (MW)	L11 (MW)	L12 (MW)	L13 (MW)
1	0.0000	0.2889	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0000	0.0000	0.2895	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.6780	-0.1133	-0.1947	0.1089	0.9385	-0.1929	-0.0324	-0.1415	-0.2264	-0.1747	-0.1648	0.0124	-0.0193
4	-1.1349	0.3178	0.3776	-0.4028	-0.9491	0.4524	-0.0355	0.3809	0.4870	0.3854	0.3394	0.1118	0.0856
5	2.2055	-0.9175	-0.8551	0.8580	2.5932	-0.7447	0.3628	-0.7518	-0.7012	-0.5882	-0.4819	-0.3789	-0.1952
6	0.0000	0.0000	0.0000	0.4007	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
7	-0.3528	0.2665	0.1852	-0.4312	-0.3830	0.2597	-0.2063	0.3003	0.2217	0.2178	0.1615	0.2375	0.1024
8	-2.6917	0.4186	0.7602	-0.2650	-0.8781	0.5767	0.2218	0.3651	0.7444	0.6031	0.5854	-0.1379	0.0372
9	-1.4695	-1.4855	-0.2778	2.7031	5.2418	-0.5935	1.8983	-1.2764	-0.1009	-0.5436	-0.1616	-1.9858	-0.6867
10	-1.2251	-1.3312	-0.2691	2.3856	4.6837	-0.5439	1.6833	-1.1698	-0.1235	-0.5011	-0.1647	-1.7396	-0.6049
11	-0.0292	-0.0562	-0.0163	0.0923	0.1943	-0.0261	0.0664	-0.0561	-0.0112	-0.0239	-0.0110	-0.0646	-0.0232
12	-0.7225	0.1062	0.2016	-0.1043	-0.2041	0.1362	0.0714	0.0735	0.1572	0.2146	0.2068	-0.0405	0.0159
13	0.0550	-0.0202	-0.0202	-0.0784	0.0567	-0.0180	0.0068	-0.0178	-0.0185	-0.0181	0.0467	0.0331	0.0177
14	-0.4799	-0.1472	0.0459	0.3235	0.5832	-0.0147	0.2718	-0.1321	0.0702	-0.0056	0.0414	-0.3264	-0.1147
15	-1.7174	-0.0064	0.3745	0.2909	0.3514	0.2236	0.4398	-0.0100	0.3978	0.2434	0.2921	-0.3937	-0.1382
Total	-6.8845	-2.6795	0.6013	5.8813	12.2285	-0.4852	4.7482	-2.4357	0.8966	-0.1909	0.6893	-4.6726	-1.5234
	Transmission loss (MW)						6.1734 MW						

Selon les résultats, les parts de perte élevée indiquent que les lignes de transmission partagées associées sont fortement chargées. On peut également constater que la perte attribuée à un générateur ou à un nœud de charge est principalement attribuée par les lignes qui sont directement connectées à ce nœud et sont fortement chargées.

Tableau VI-11: La comparaison des résultats obtenus lors de l'application de la théorie des jeux coopératifs

Line N°	Générateur	charge	Générateur et charge
G1 (MW)	2.1056	-	-6.8845
L2 (MW)	-	0.8467	-2.6795
L3 (MW)	-	0.9039	0.6013
G4 (MW)	0.7245	-	5.8813
G5 (MW)	3.1261	-	12.2285
L6 (MW)	-	0.7062	-0.4852
G7 (MW)	0.2172	-	4.7482
L8 (MW)	-	0.7118	-2.4357
L9 (MW)	-	0.6942	0.8966
L10 (MW)	-	0.8557	-0.1909
L11 (MW)	-	0.7724	0.6893
L12 (MW)	-	0.4739	-4.6726
L13 (MW)	-	0.2086	-1.5234
Total	6.1734	6.1734	6.1734

Nous notons que les valeurs des pertes calculées sont égales, ce qui distingue cette méthode par rapport aux celles traditionnelles qu'elles peuvent être utilisées sur les charges génératrices ou les deux, et elles donnent des résultats souhaités dans une petite période de temps et avec moins de pertes de transport, l'objectif derrière cela est d'améliorer l'organisation du réseau. L'objectif de cette méthode est également de maintenir la stabilité contrôlée de la tension dans le réseau électrique, comme le montre la figure VI-4.

**Figure VI-4 :** Les niveaux de la tension de réseau électrique l'ouest de l'Algérie 13 nœuds

VI-3. Conclusion

L'objectif de cette étude est de donner une méthode analytique efficace pour résoudre le problème de la répartition des pertes de transmission de manière équitable et acceptable en utilisant la théorie des jeux coopératifs, cette méthode est basée sur une méthodologie matricielle qui est en fait une méthode simple à appliquer sur un réseau à grande puissance. Selon le résultat obtenu les jeux coopératifs offre une solution directe et stable et ne se répercutent pas sur la dimension du problème, il n'est pas nécessaire de déterminer les facteurs de division des pertes qui seront alloués au côté de l'offre et à la demande, nous pouvons également noter que la méthode de jeux coopératifs offre la motivation exacte pour que les joueurs rejoignent la coalition dans un endroit approprié afin d'obtenir une bonne répartition de l'énergie électrique avec des pertes de transmission plus faibles et réduire ainsi les coûts.

VI-4. Cas d'étude no. 2 : Présentation des réseaux test

VI-4-1. Réseau Electrique Test 6 nœuds

- La figure VI-5 montre le réseau électrique à 6 jeux de barres, utilisé pour cette simulation. Les données de ce réseau sont reportées en annexe C. Ce réseau est constitué de 6 nœuds et 3 générateurs connectés aux jeux de barres N° 1, 2 et 3 injectant leurs puissances dans un réseau alimentant 6 charges à travers 11 lignes de transport figurant sur le schéma suivant.

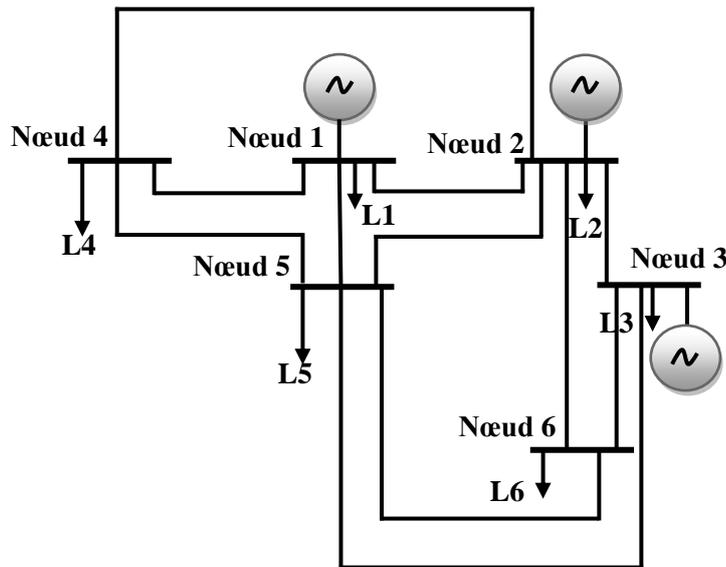


Figure VI-5 : Schéma unifilaire du réseau électrique de 6 jeux de barres

Pour confirmer la performance de méthode la Valeur de Shapley dans le cas du réseau électrique de 6 jeux de barres, nous avons fait la comparaison de ses résultats avec les résultats des Algorithme Génétique (AG) et Mat Power (MP), ceux trouvé sur la référence [83]. La figure VI-6 montre les tensions aux niveaux de tous les jeux de barres du réseau (6 jeux de barres) test après convergence de l'optimisation de l'écoulement de puissance par la théorie de jeu coopératif.

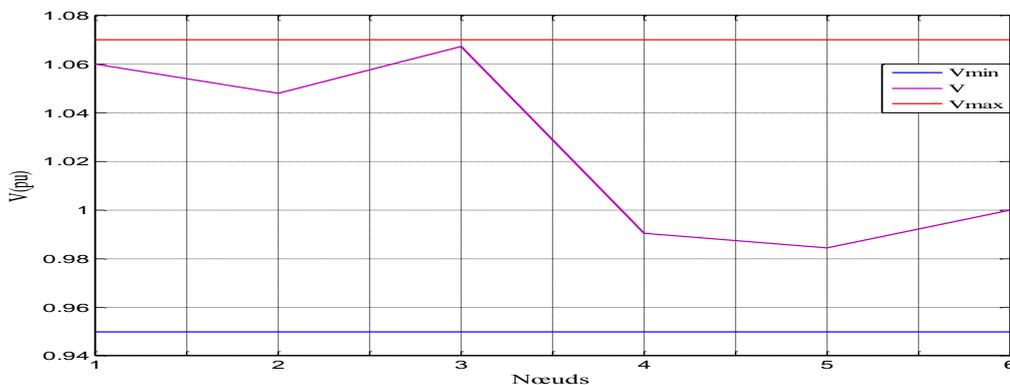


Figure VI-6 : Niveaux de tensions du réseau test 6 JB

Le tableau VI-12 présente la solution complète de l'écoulement de puissance. La caractéristique de convergence de la meilleure solution fournie par la théorie de jeu coopératif.

Tableau VI-12 : Solution de l'écoulement de puissance – 6 JDB

Nœuds no	Voltage Mag pu	Voltage Angle Degrees	Real Power P(MW)	Reactive Power Q(MW)
1	1.0500	0.0000	107.5762	27.2625
2	1.0500	-3.3862	50.0000	64.0156
3	1.0700	-3.9904	60.0000	87.8377
4	0.9929	-4.0157	-70.0000	-70.0000
5	0.9884	-5.0630	-70.0000	-70.0000
6	1.0050	-5.6726	-70.0000	-70.0000
Transmission loss (MW)			7.5762	

Le tableau VI-12 montre les résultats de l'analyse détaillée, en appliquant de la théorie des jeux coopératifs sur le réseau électrique 6 Nœuds ainsi que le calcul des modules angle de phase, de la tension et de la puissance active et réactive de chaque nœud en fonction de chaque type de nœud, qu'il s'agisse d'un générateur ou d'une charge.

Tableau VI-13 : Les pertes de transmission par la méthode proposée (seulement les nœuds de production)

Line NO	G1 (MW)	G2 (MW)	G3 (MW)	Loss
1	0.9098	-0.0900	-0.0225	0.7973
2	0.9368	0.0792	0.1221	1.1381
3	0.9509	0.1644	-0.0111	1.1042
4	0.0009	-0.0348	0.0742	0.0403
5	0.0375	0.6967	0.6218	1.356
6	0.1159	0.2791	0.0736	0.4686
7	0.3430	0.3435	-0.1087	0.5778
8	-0.0321	0.1382	0.9229	1.029
9	0.1566	0.1281	0.7064	0.9911
10	0.0316	0.0152	-0.0119	0.0349
11	-0.0010	0.0034	0.0365	0.0389
Total	3.4499	1.723	2.4033	7.5762

Le tableau VI-13 montre que les pertes pour les générateurs sont respectivement de 3.4499, 1.7230 et 2.4033 pu. Les pertes totales proportionnelles avec la solution d'écoulement de puissance, Les plus grandes pertes de transmission sont obtenues au niveau des générateurs 1 et 3 dues aux courants d'appel et aux caractéristiques des branches du réseau.

Tableau VI-14 : Les pertes de transmission par la méthode proposée (seulement sur les charges)

Line No	L4 (MW)	L4 (MW)	L6 (MW)
1	0.2265	0.2289	0.3418
2	0.7012	0.1848	0.2522
3	0.0427	0.6722	0.3892
4	0.0418	0.0133	-0.0148
5	1.3835	0.1443	-0.1717
6	-0.0483	0.4436	0.0733
7	-0.1866	0.1068	0.6576
8	0.3495	0.8203	-0.1406
9	0.1860	0.1611	0.6439
10	-0.0680	0.0745	0.0284
11	0.0229	0.0669	0.0510
Total	2.6512	2.9167	2.1103
Transmission loss (MW)	7.5762		

Le tableau VI-14 montre que les pertes pour les charges sont respectivement de 2.6512, 2.9167, et 2.1103 pu. Les pertes totales proportionnelles avec la solution d'écoulement de puissance, Les plus grandes pertes de transmission sont obtenues au niveau de la charge 4 dues aux courants d'appel et aux caractéristiques des branches du réseau.

Tableau VI-15 : Les pertes de transmission par la méthode proposée (les générateurs et les charges)

Line No	G1 (MW)	G2 (MW)	G3 (MW)	L4 (MW)	L5 (MW)	L6 (MW)
1	0.8578	-0.1128	-0.0517	0.0130	-0.0015	0.0925
2	0.7042	-0.0574	-0.0292	0.5078	-0.0214	0.0341
3	0.8154	0.0863	-0.1155	-0.2018	0.4093	0.1106
4	0.0031	-0.0312	0.0800	0.0243	-0.0043	-0.0316
5	-0.2523	0.4316	0.3213	1.2092	-0.0259	-0.3279
6	0.0536	0.2314	0.0102	-0.1445	0.3437	-0.0258
7	0.1939	0.2401	-0.2572	-0.2339	0.0470	0.5880
8	-0.0990	0.0763	0.8527	0.0575	0.5397	-0.3984
9	-0.0018	-0.0126	0.5171	0.0089	-0.0083	0.4878
10	0.0418	0.0184	-0.0121	-0.0828	0.0584	0.0112
11	-0.0010	0.0097	0.0465	0.0046	0.0482	-0.0691
Total	2.3157	0.8798	1.3621	1.1623	1.3849	0.4714
Transmission loss (MW)	7.5762					

Selon les résultats, les parts de perte élevée indiquent que les lignes de transmission partagées associées sont fortement chargées. On peut également constater que les pertes attribuée à un générateur ou à un nœud de charge sont principalement issues par les lignes qui sont directement connectées à ce nœud et sont fortement chargées.

Tableau VI-16 : La comparaison des résultats obtenus lors de l'application de la théorie des jeux coopératifs.

	Générateur	charge	Générateur et charge
G1 (MW)	3.4499	-	2.3157
G2 (MW)	1.7230	-	0.8798
G3 (MW)	2.4033	-	1.3621
L4 (MW)	-	2.6512	1.1623
L5 (MW)	-	2.9167	1.3849
L6 (MW)	-	2.1103	0.4714
Total	7.5762	7.5762	7.5762

Nous notons que les valeurs des pertes calculées sont égales, ce qui distingue cette méthode par rapport aux celles traditionnelles qu'elles peuvent être utilisées sur les charges, les génératrices ou les deux, et elles donnent des résultats souhaités dans une petite période de temps et avec moins de pertes de transport, l'objectif derrière cela est d'améliorer l'organisation du réseau.

Méthode Valeur de Shapley

Nous avons appelé coalition tout élément de 2^N , c'est-à-dire de l'ensemble des parties de N . Muni de l'inclusion, 2^N est un ensemble partiel le mentor donné, et même un treillis, dont les bornes supérieure et inférieure sont respectivement données par la réunion et l'intersection. Dans toute la sous section, on considère des fonctions d'ensemble définies sur 2^N . Nous avons appelé jeu coopératif sur N toute application v définie sur 2^N , telle que $v(\phi) = 0$.

En économie, de telles applications sont souvent qualifiées de jeux à utilité transférable en forme coalition, de par l'interprétation que l'on fait des valeurs que prennent ces jeux: pour un jeu, et une coalition S , $v(S)$ peut être généralement

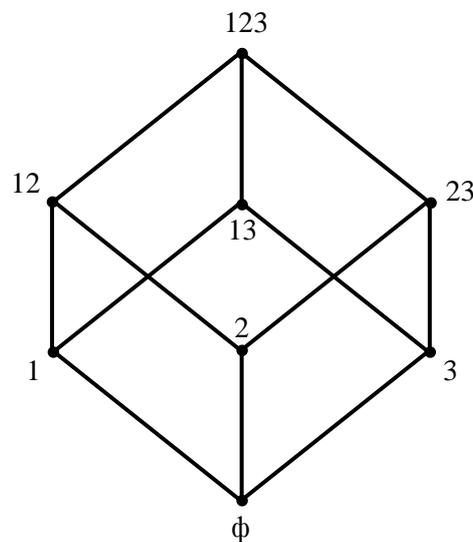


Figure VI-7 : Diagramme de Hasse de (2^N)

Considérons comme la quantité maximale de bien que les membres de S peuvent obtenir, s'ils coopèrent.

- Pour un réseau électrique de 6 nœuds, contient trois générateurs indépendants.

Il ya trois générateurs donc ensemble $N = \{1,2,3\}$ représentent l'ensemble des joueurs dans le jeu, dans lesquels les éléments 1, 2 et 3 représentent la générateur 1, générateur 2 et générateur 3 respectivement.

Dans la théorie des jeux coopératifs pour n joueurs, le nombre de coalitions sera $2^N - 1$.

Ainsi, pour le réseau d'alimentation ci-dessus, le nombre de coalitions (S) possible entre ces trois générateurs : $S = 2^3 - 1 = 7$, comme suit:

$S = (\{1\}, \{2\}, \{3\}, \{1,2\}, \{1,3\}, \{2,3\}, \{1,2,3\})$ C'est-à-dire

$v(S) = (v\{1\}, v\{2\}, v\{3\}, v\{1,2\}, v\{1,3\}, v\{2,3\}, v\{1,2,3\})$

Tableau VI-17 : Coalitions possibles du jeu pour calculer les puissances

coalitions (S) possible		
{1}	0	0
0	{2}	0
0	0	{3}
{1}	{2}	0
{1}	0	{3}
0	{2}	{3}
{1}	{2}	{3}

v(S)	coalitions (S) possible			v(S)
{1}	1	0	0	148.254
{2}	0	1	0	171.823
{3}	0	0	1	191.218
{1,2}	1	1	0	149.236
{1,3}	1	0	1	163.637
{2,3}	0	1	1	190.952
{1,2,3}	1	1	1	297.5762

Désigne toutes les coalitions possibles entre ces trois groupes de joueurs.

Pour chaque coalition S une valeur de coalition $v(S)$.

$$Q_i = \sum_S \frac{(|S|-1)! * (N-|S|)!}{N!} * [v(S) - v(S-i)]$$

Si la répartition doit être optimale et juste pour tous les joueurs, deux conditions, comme donné ci-dessous, à savoir les rationalités individuelles, et rationalités globales doivent être satisfaites.

$$Q(i) \leq v(i); \quad i \in N$$

$$Q(S) \leq v(S); \quad S \subset N$$

$$Q(N) = v(N);$$

Q_i : est la valeur de Shapley du joueur i . Ainsi, Q_i est calculé comme suit:

$$Q_1 = \frac{(|\{1\}| - 1)! * (3 - |\{1\}|)!}{3!} * [v(\{1\}) - v(\{1\} - 1)] +$$

$$\frac{(|\{1,2\}| - 1)! * (3 - |\{1,2\}|)!}{3!} * [v(\{1,2\}) - v(\{1,2\} - 1)] +$$

$$\frac{(|\{1,3\}| - 1)! * (3 - |\{1,3\}|)!}{3!} * [v(\{1,3\}) - v(\{1,3\} - 1)] +$$

$$\frac{(|\{1,2,3\}| - 1)! * (3 - |\{1,2,3\}|)!}{3!} * [v(\{1,2,3\}) - v(\{1,2,3\} - 1)]$$

$$Q_1 = \frac{0! * 2!}{3!} * [v(\{1\}) - v(\{1\} - 1)] + \frac{1! * 1!}{3!} * [v(\{1,2\}) - v(\{1,2\} - 1)] +$$

$$\frac{1! * 1!}{3!} * [v(\{1,3\}) - v(\{1,3\} - 1)] + \frac{2! * 0!}{3!} * [v(\{1,2,3\}) - v(\{1,2,3\} - 1)]$$

$$Q_1 = 76.3405 MW$$

De même, la valeur attribuée aux joueurs 2 et 3 est calculée comme suit:

$$Q_2 = 101.8536 MW$$

$$Q_3 = 119.3821 MW$$

On peut observer que l'utilisation de la valeur de Shapley satisfait les conditions rationnelles

Rationalité de coalition

La Rationalité de coalition exige que chaque joueur ne doit pas dépasser sa capacité maximale. Cela est expliqué par ce qui suit :

$$Q_1 = 76.3405 MW \leq v(\{1\}) = 148.254 MW$$

$$Q_2 = 101.8536 MW \leq v(\{2\}) = 171.823 MW$$

$$Q_3 = 119.3821 MW \leq v(\{3\}) = 191.218 MW$$

Rationalité mondiale

$$Q_1 + Q_2 + Q_3 = v(\{1,2,3\}) = 297.5762 MW$$

- Nous utilisons la même méthode avec les mêmes étapes pour calculer le coût.

À partir de ces résultats, bénéfice de la coopération entre les utilisateurs du réseau de transmission est évident.

De même, une coalition différente pour l'allocation des coûts d'utilisation de la transmission pour un réseau électrique de Nœud 6 de l'échantillon est illustrée comme suit:

Jeu sous forme stratégique (contient 3 joueurs) est défini par:

- $N = \{1,2,3\}$ ensemble des joueurs
- nombre de coalitions $S = 2^3 - 1 = 7$
- $v(S) = (v\{1\}, v\{2\}, v\{3\}, v\{1,2\}, v\{1,3\}, v\{2,3\}, v\{1,2,3\})$

Tableau VI-18 : Coalitions possibles du jeu pour calculer le coût

v(S)	coalitions (S) possible			v(S)
{1}	1	0	0	1871.52
{2}	0	1	0	2673.12
{3}	0	0	1	3595.37
{1,2}	1	1	0	2716.95
{1,3}	1	0	1	2386.71
{2,3}	0	1	1	2862.37
{1,2,3}	1	1	1	4089.70

Pour chaque coalition S une valeur de coalition $v(S)$.

$$\varphi_i = \sum_S \frac{(|S|-1)! * (N-|S|)!}{N!} * [v(S) - v(S-i)]$$

Si la répartition doit être optimale et juste pour tous les joueurs, deux conditions, sont données ci-dessous, à savoir les rationalités individuelles, et rationalités globales doivent être satisfaites.

$$\varphi(i) \leq v(i); \quad i \in N$$

$$\varphi(S) \leq v(S); \quad S \subset N$$

$$\varphi(N) = v(N);$$

φ_i : est la valeur de Shapley du joueur i . Ainsi, φ_i est calculé comme suit:

$$\varphi_1 = \frac{(\{1\} - 1) \cdot (3 - |\{1\}|)!}{3!} * [v\{1\} - v(\{1\} - 1)] +$$

$$\frac{(\{1,2\} - 1) \cdot (3 - |\{1,2\}|)!}{3!} * [v\{1,2\} - v(\{1,2\} - 1)] +$$

$$\frac{(\{1,3\} - 1) \cdot (3 - |\{1,3\}|)!}{3!} * [v\{1,3\} - v(\{1,3\} - 1)] +$$

$$\frac{(\{1,2,3\} - 1) \cdot (3 - |\{1,2,3\}|)!}{3!} * [v\{1,2,3\} - v(\{1,2,3\} - 1)]$$

$$\varphi_1 = \frac{0! \cdot 2!}{3!} * [v\{1\} - v(\{1\} - 1)] + \frac{1! \cdot 1!}{3!} * [v\{1,2\} - v(\{1,2\} - 1)] +$$

$$\frac{1! \cdot 1!}{3!} * [v\{1,3\} - v(\{1,3\} - 1)] + \frac{2! \cdot 0!}{3!} * [v\{1,2,3\} - v(\{1,2,3\} - 1)]$$

$$\varphi_1 = 805.30(\$/hr)$$

$$\varphi_2 = 1464.10(\$/hr)$$

$$\varphi_3 = 1790.30(\$/hr)$$

On peut observer que l'utilisation de la Valeur de Shapley satisfait les conditions rationnelles

Rationalité de coalition

$$\varphi_1 = 805.30(\$/hr) \leq v(\{1\}) = 1871.52(\$/hr)$$

$$\varphi_2 = 1464.10(\$/hr) \leq v(\{2\}) = 2673.12(\$/hr)$$

$$\varphi_3 = 1790.30(\$/hr) \leq v(\{3\}) = 3595.37(\$/hr)$$

Rationalité mondiale

$$\varphi_1 + \varphi_2 + \varphi_3 = v(\{1,2,3\}) = 4089.70(\$/hr)$$

Les paramètres de contrôle de la Valeur de Shapley sont donnés dans le tableau VI-19. La puissance active demandée totale est 290 MW

Tableau VI-19 : Les puissances générées pour la minimisation de la fonction coût

Joueurs	1	2	3	Total
P (MW)	76.3405	101.8536	119.3821	297.5762
Coût (\$/hr)	805.30	1464.10	1790.30	4089.70

Le coût moyen obtenu en utilisant le jeu coopératif basé sur la Valeur de Shapley (VS) vaut 4089.70 \$/h. Cette analyse indique que la valeur de Shapley est stable. Aussi, il est important de préciser que pour tous les essais effectués, la convergence a été atteinte sans aucune violation des contraintes.

Tableau VI-20 : Comparaison des différentes méthodes d'optimisation – réseau à 6 JDB

6 JDB	Algorithm Génétique	mat power	Valeur de Shapley
P_{G1} (MW)	64.013	68.61	76.3405
P_{G2} (MW)	117.339	72.43	101.8536
P_{G3} (MW)	114.677	155.74	119.3821
Pertes actives (MW)	6.029	7.421	7.5762
Coût (\$/hr)	4096.515	4140.620	4089.70

Ces résultats démontrent la faculté de l'approche proposée à trouver la solution réalisable la plus économique du problème de l'écoulement de puissance, Les résultats obtenus sont comparés avec différents résultats obtenus par les méthodes classiques données dans la référence [83].

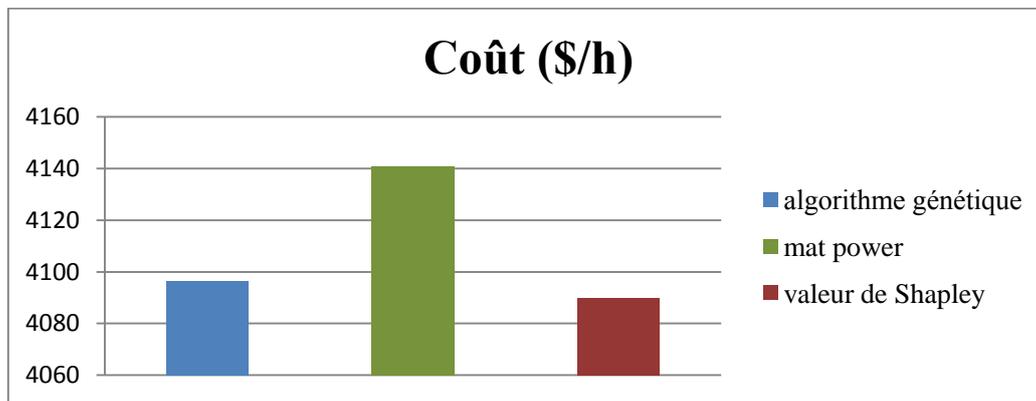


Figure VI-8 : Comparaison des valeurs optimales des coûts, trouvés par les trois méthodes

On peut observer dans la Figure VI-8 que le coût minimum obtenu via la Valeur de Shapley (VS) est meilleur que celui donné par mat power (MP) et proche de ceux trouvés par Algorithme Génétique (AG).

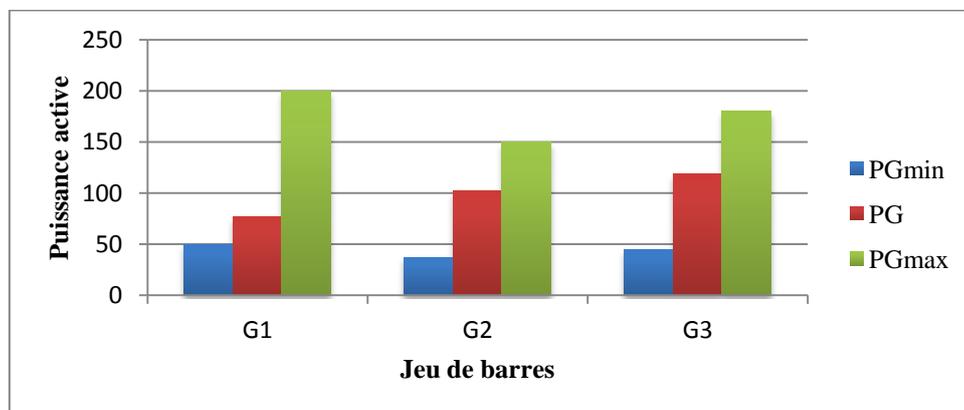


Figure VI-9 : Puissances optimales des générateurs obtenues par le CGT pour réseau 6 JDB

VI-4-2. Réseau Electrique Test IEEE30 Nœuds

Le réseau électrique test IEEE 30-nœuds est un réseau standard qui représente une portion du système de puissance électrique Américain, le schéma unifilaire de ce réseau est représenté dans la figure VI-10. Ce réseau est constitué de 30 jeux de barres et 6 générateurs aux jeux de barres n°=1,2,5,8,11 et 13 injectant leurs puissances à un réseau alimentant 24 charges (PQ nœuds) à travers 41 lignes de transport, et 4 transformateurs des prises de réglage dans les lignes de transport. Les données de ce réseau sont données dans l'annexe D.

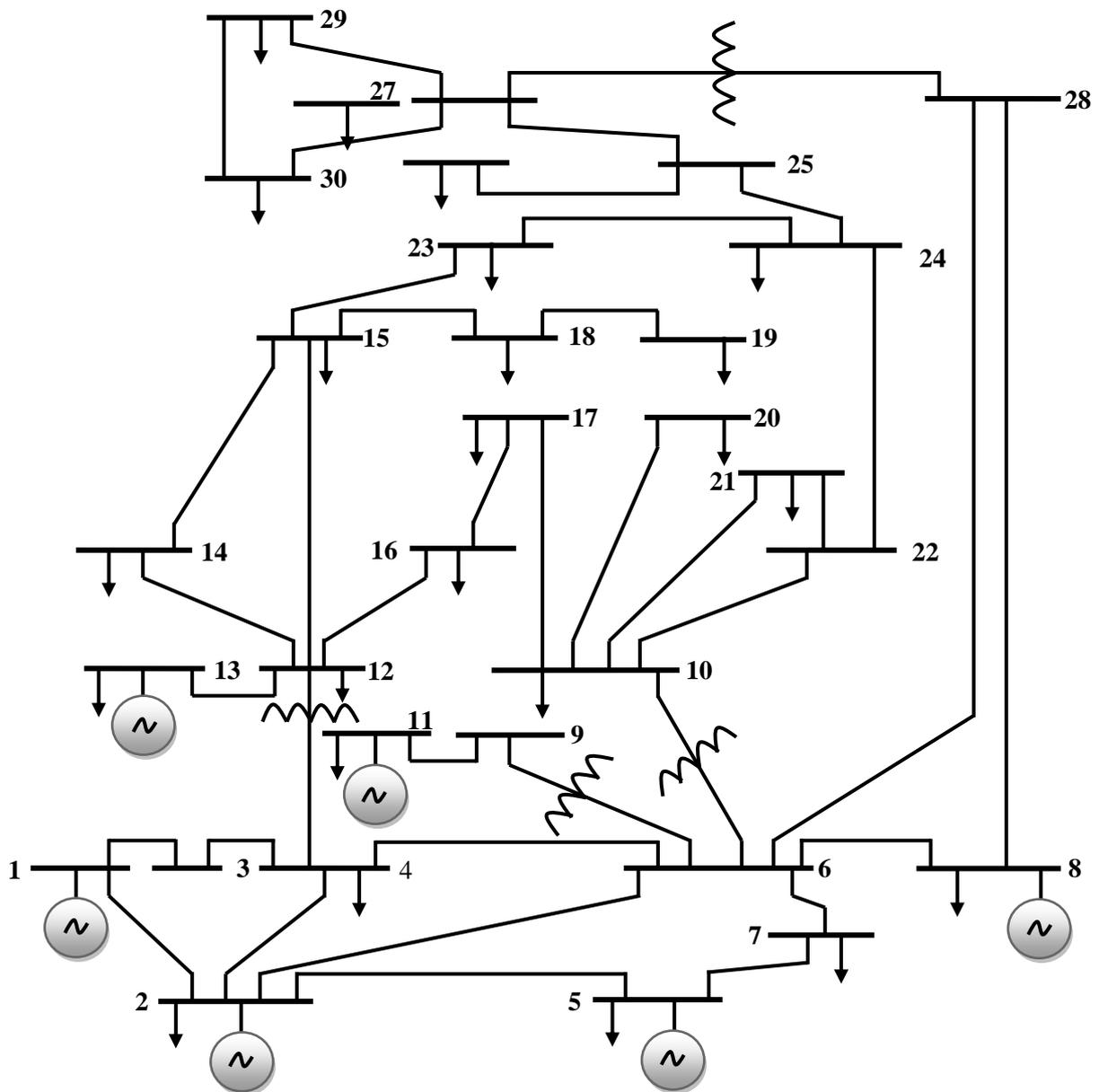


Figure VI-10 : Schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 30-Nœuds

Pour confirmer la performance de méthode la Valeur de Shapley (VS) dans cas du réseau électrique de IEEE 30-Nœuds, nous avons fait la comparaison de ses résultats avec d'autres méthodes à savoir les méthodes classiques et les méthodes métaheuristiques, ceux trouvé sur la référence [84]. La figure VI-11 montre les tensions aux niveaux de tous les jeux de barres du réseau (IEEE 30 Nœuds) test après convergence de l'optimisation de l'écoulement de puissance par la théorie de jeu coopératif.

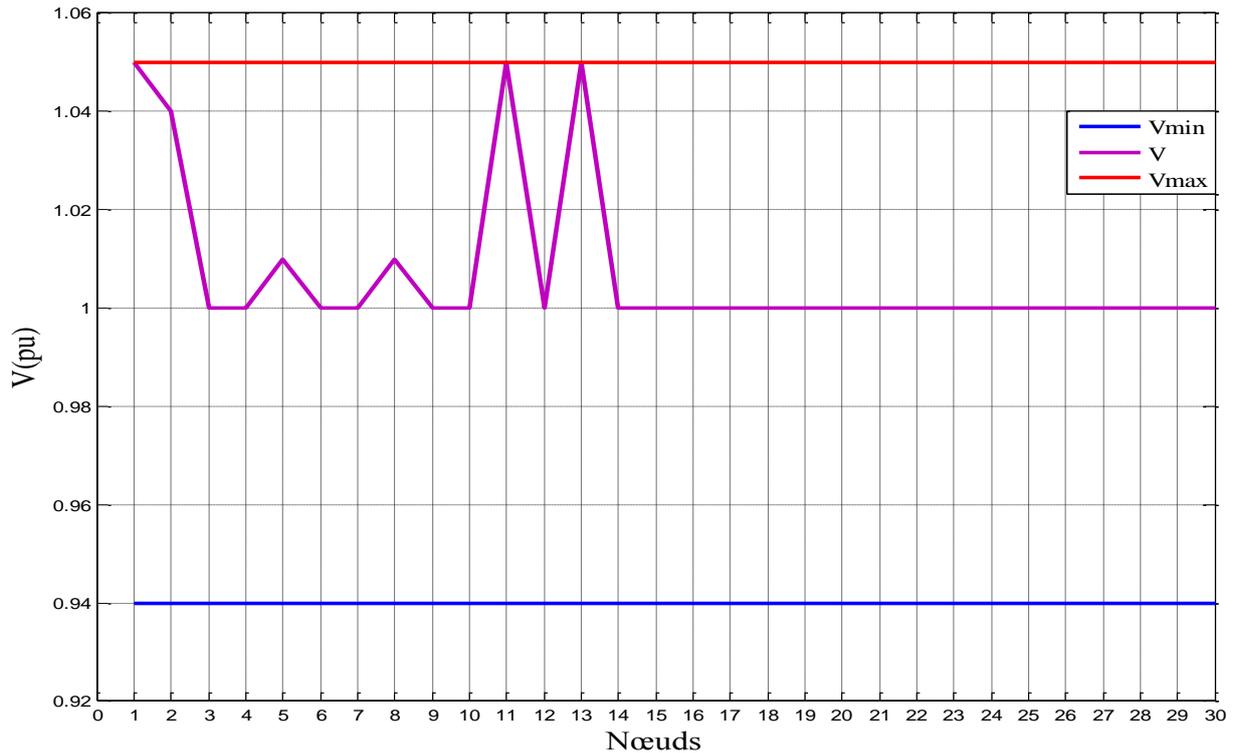


Figure VI-11 : Niveaux de tensions du réseau test IEEE 30 Nœuds

Le tableau VI-21 présente la solution complète de l'écoulement de puissance par la méthode de jeu coopératif. Elle nous a permis non seulement de déterminer les paramètres de n'importe quel réseau à partir de valeurs planifiées, mais en plus de engendré le meilleur coût. La méthode de jeu coopératif pour répartition optimale des puissances en utilisant le critère de minimisation des pertes actives a donné des résultats très satisfaisants.

Cette optimisation des puissances aux nœuds influe sur tous les paramètres du réseau que :

- Augmentation des tensions nodales.
- Chute de tension minimale.
- Augmentation de la puissance capacitive des lignes.
- Transit moins important de la puissance réactive.
- Pertes de puissance active minimale.

Tableau VI-21 : Solution de l'écoulement de puissance IEEE 30 Nœuds

Nœuds no	Voltage Mag pu	Voltage Angle Degrees	Real Power P(MW)	Reactive Power Q(MW)
1	1.0600	0.0000	173.7885	7.6773
2	1.0450	-3.4291	28.3000	11.0595
3	1.0245	-5.0956	-2.4000	-1.2000
4	1.0162	-6.2578	-7.6000	-1.6000
5	1.0100	-10.0348	-72.8100	11.4056
6	1.0134	-7.4124	0.0000	0.0000
7	1.0038	-9.0073	-22.8000	-10.9000
8	1.0100	-7.6033	-7.3700	2.0513
9	1.0532	-9.4047	0.0000	0.0000
10	1.0480	-11.1849	-5.8000	-2.0000
11	1.0820	-8.0524	12.9300	6.7420
12	1.0598	-10.4057	-11.2000	-7.5000
13	1.0710	-9.5576	12.0000	3.9603
14	1.0450	-11.3050	-6.2000	-1.6000
15	1.0404	-11.4087	-8.2000	-2.5000
16	1.0472	-10.9974	-3.5000	-1.8000
17	1.0428	-11.3409	-9.0000	-5.8000
18	1.0310	-12.0207	-3.2000	-0.9000
19	1.0285	-12.1940	-9.5000	-3.4000
20	1.0326	-11.9989	-2.2000	-0.7000
21	1.0356	-11.6443	-17.5000	-11.2000
22	1.0361	-11.6363	0.0000	0.0000
23	1.0299	-11.8442	-3.2000	-1.6000
24	1.0243	-12.0833	-8.7000	-6.7000
25	1.0196	-11.8860	0.0000	0.0000
26	1.0019	-12.3038	-3.5000	-2.3000
27	1.0252	-11.5060	0.0000	0.0000
28	1.0100	-7.8902	0.0000	0.0000
29	1.0054	-12.7312	-2.4000	-0.9000
30	0.9940	-13.6104	-10.6000	-1.9000
Transmission loss (MW)			9.3948	

Le tableau VI-21 montre les résultats de l'analyse détaillée, en appliquant de la théorie des jeux coopératifs sur le réseau électrique IEEE 30 Nœuds ainsi que le calcul des modules angle de phase, de la tension et de la puissance active et réactive de chaque nœud en fonction de chaque type de nœud, qu'il s'agisse d'un générateur ou d'une charge.

Figure VI-12 représente les pertes pour les générateurs, Les pertes totales proportionnelles avec la solution d'écoulement de puissance, Les plus grandes pertes de transmission sont obtenues au niveau du générateur 1 dues aux courants d'appel et aux caractéristiques des branches du réseau.

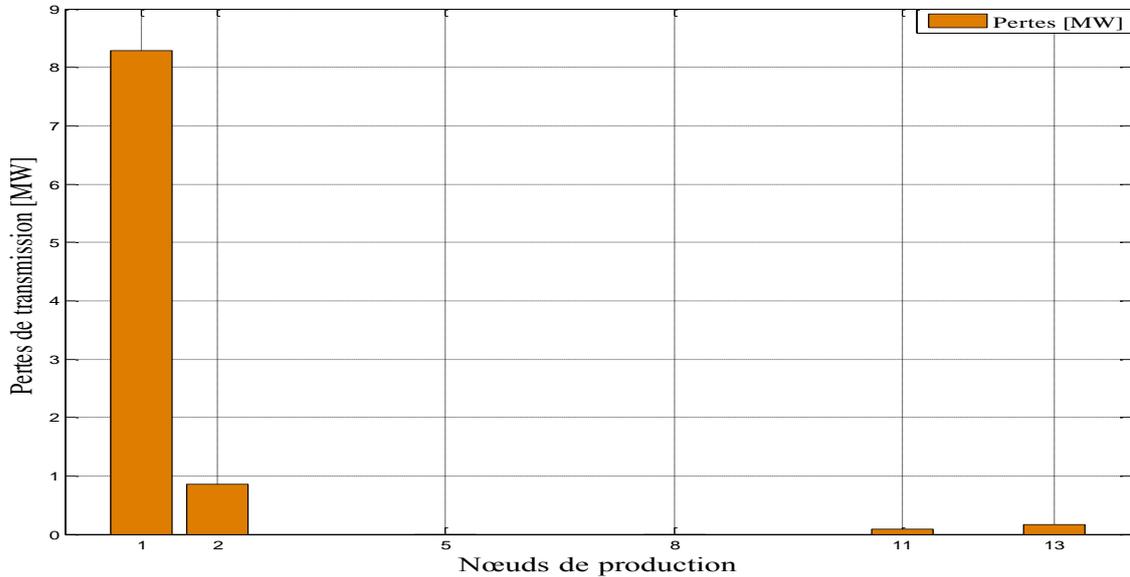


Figure VI-12 : Les pertes de transmission pour les nœuds de production

Figure VI-13 représente les pertes pour les charges, Les pertes totales proportionnelles avec la solution d'écoulement de puissance, Les plus grandes pertes de transmission sont obtenues au niveau de la charge 5 dues aux courants d'appel et aux caractéristiques des branches du réseau.

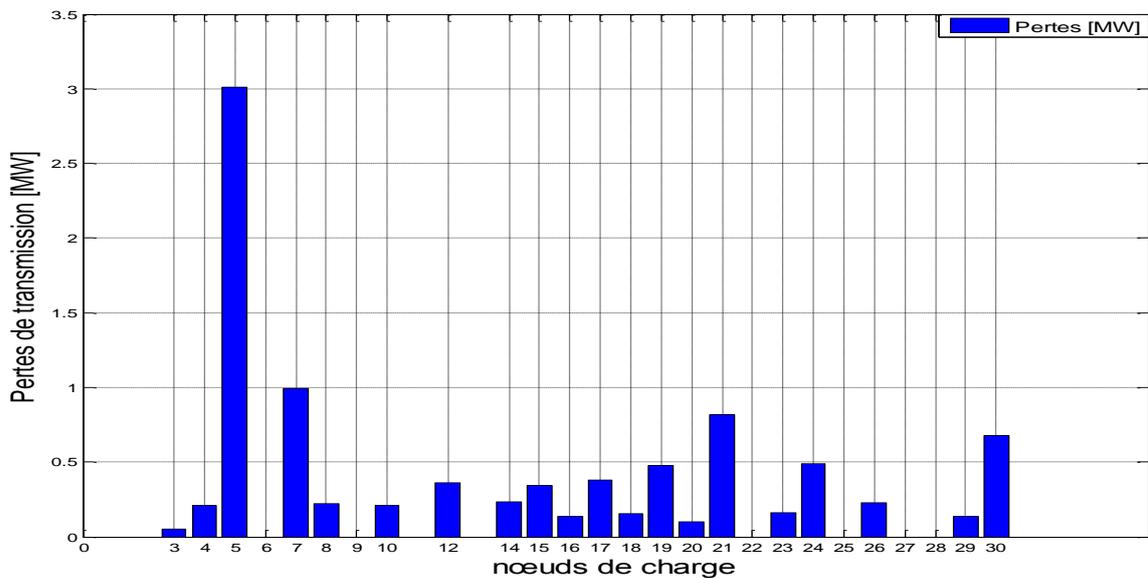


Figure VI-13 : Les pertes de transmission pour les nœuds de charge

Selon les résultats, les parts de perte élevée indiquent que les lignes de transmission partagées associées sont fortement chargées. On peut également constater que la perte attribuée à un générateur ou à un nœud de charge est principalement attribuée par les lignes qui sont directement connectées à ce nœud et sont fortement chargées.

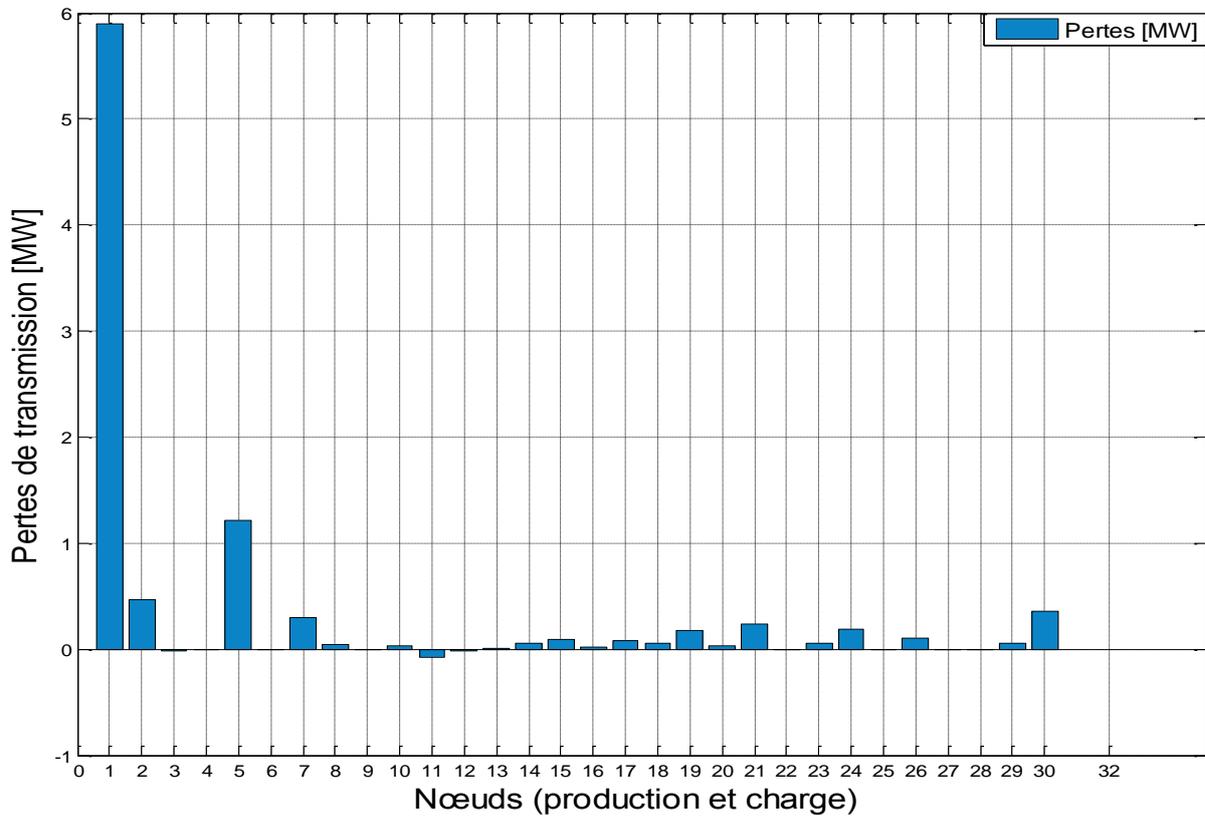


Figure VI-14 : Les pertes de transmission pour les nœuds (générateur et charge)

- Pour un réseau électrique de 30 nœuds Contient 6 générateurs indépendants.

Il ya trois générateurs donc ensemble $N = \{1,2,3,4,5,6\}$ représentent l'ensemble des joueurs dans le jeu, dans lesquels les éléments 1, 2, 3, 4, 5 et 6 représentent la générateur 1, générateur 2, générateur 3, générateur 4, générateur 5, et générateur 6 respectivement.

Dans la théorie des jeux coopératifs pour n joueurs, le nombre de coalitions sera $2^N - 1$.

Ainsi, pour le réseau électrique ci-dessus, le nombre de coalitions (S) possible entre ces six générateurs : $S = 2^6 - 1 = 63$ coalitions, comme suit:

$S = ((1), (2), (3), (4), (5), (6), (1,2), (1,3), (1,4), (1,5), (1,6), (2,3), (2,4), (2,5), (2,6), (3,4), (3,5), (3,6), (4,5), (4,6), (5,6), (1,2,3), (1,2,4), (1,2,5), (1,2,6), (1,3,4), (1,3,5), (1,3,6), (1,4,5), (1,4,6), (1,5,6), (2,3,4), (2,3,5), (2,3,6), (2,4,5), (2,4,6), (2,5,6), (3,5,6), (3,4,6), (3,5,6), (4,5,6),$

(1,2,3,4), (1,2,3,5), (1,2,3,6), (1,2,4,5), (1,2,4,6), (1,2,5,6), (1,3,4,5), (1,3,4,6), (1,3,5,6), (1,4,5,6), (2,3,4,5), (2,3,4,6), (2,3,5,6), (2,4,5,6), (3,4,5,6), (1,2,3,4,5), (1,2,3,4,6), (1,2,3,5,6), (1,2,4,5,6), (1,3,4,5,6), (2,3,4,5,6), (1,2,3,4,5,6))

Pour chaque coalition S une valeur de coalition $v(S)$.

$$\varphi_i = \sum_S \frac{(|S|-1)! * (N-|S|)!}{N!} * [v(S) - v(S-i)]$$

Si la répartition doit être optimale et juste pour tous les joueurs, deux conditions, sont données ci-dessous, à savoir les rationalités individuelles, et rationalités globales doivent être satisfaites.

$$\varphi(i) \leq v(i); \quad i \in N$$

$$\varphi(S) \leq v(S); \quad S \subset N$$

$$\varphi(N) = v(N);$$

On peut observer que l'utilisation de la Valeur de Shapley satisfait les conditions rationnelles

Rationalité de coalition

$$\varphi_1 = 367.0023(\$/hr) \leq v(\{1\}) = 795.6101(\$/hr)$$

$$\varphi_2 = 131.2587(\$/hr) \leq v(\{2\}) = 557.3610(\$/hr)$$

$$\varphi_3 = 88.9602(\$/hr) \leq v(\{3\}) = 466.2499(\$/hr)$$

$$\varphi_4 = 75.5430(\$/hr) \leq v(\{4\}) = 427.2500(\$/hr)$$

$$\varphi_5 = 65.3583(\$/hr) \leq v(\{5\}) = 412.8501(\$/hr)$$

$$\varphi_6 = 71.0595(\$/hr) \leq v(\{6\}) = 481.9500(\$/hr)$$

Rationalité mondiale

$$\varphi_1 + \varphi_2 + \varphi_3 + \varphi_4 + \varphi_5 + \varphi_6 = v(\{1,2,3,4,5,6\}) = 799.1820(\$/hr)$$

Les paramètres de contrôle de la Valeur de Shapley sont donnés dans le tableau VI-22. La puissance active demandée totale est 283.4 MW

Tableau VI-22 : les puissances générées pour la minimisation de la fonction coût

Joueur	1	2	3	4	5	6	Total
P (MW)	179.5951	48.8514	20.6196	15.4357	13.8677	14.3689	292.7384
Coût (\$/hr)	367.0023	131.2587	88.9602	75.5430	65.3583	71.0595	799.1820

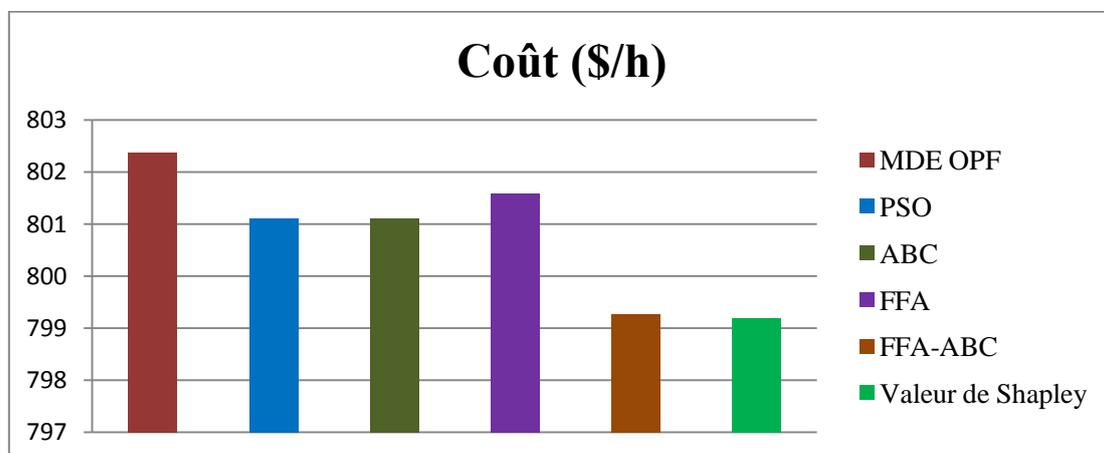
Le coût moyen obtenu en utilisant le jeu coopératif basé sur la Valeur de Shapley vaut 799.1820 \$/h. Cette analyse indique que la valeur de Shapley est stable. Aussi, il est important de préciser que pour tous les essais effectués, la convergence a été atteinte sans aucune violation des contraintes.

Tableau VI-23 : Comparaison des différentes méthodes d'optimisation IEEE 30 Nœuds

30 JDB	MDE OPF	PSO	ABC	FFA	FFA-ABC	Valeur de Shapley
P_{G1} (MW)	175.974	178.061	178.061	178.710	190.382	179.5951
P_{G2} (MW)	48.884	54.056	54.056	49.017	47.800	48.8514
P_{G3} (MW)	21.510	19.836	19.836	22.151	19.399	20.6196
P_{G4} (MW)	22.240	14.890	14.890	14.112	11.862	15.4357
P_{G5} (MW)	12.251	12.427	12.427	13.587	15.262	13.8677
P_{G6} (MW)	12.000	13.129	13.129	14.693	14.024	14.3689
P_L (MW)	9.459	9.459	9.459	9.459	9.459	9.3948
Coût (\$/hr)	802.376	801.105	801.105	801.588	799.270	799.1820

Le tableau VI-23 expose une comparaison entre les résultats trouvés par la méthode de jeu coopératif basée sur la valeur de Shapley et ceux trouvés par les méthodes classiques données dans [84]. La puissance demandée pour ce réseau test vaut 283.4 MW. La valeur des pertes de puissances actives dans le réseau test trouvée par jeu coopératif basée sur la valeur de Shapley qui est de l'ordre de 9.3948 MW comparée avec celle trouvée par PSO qui vaut 9.459 MW est plus réduite avec un taux de 0.67 %. On constate que les variables de contrôle et les variables d'état ne dépassent pas leurs limites inférieures et supérieures. Puissances optimales de tous les jeux de barres sont représentés par le diagramme dans la figure VI-16.

Le coût minimal est 799.0820 \$/h, cela veut dire que cette méthode donne un bon minimum global du coût par rapports à d'autres méthodes, et l'essaim particulière avec facteur de constriction qui donnent respectivement: 802.376\$/h, 801.105\$/h, 801.105\$/h, 801.588\$/h et 799.270\$/h respectivement (Figure VI-15). On conclut pour ce réseau test que la méthode de jeu coopératif basée sur la valeur de Shapley a répartie les puissances demandées sur les générateurs interconnectés d'une façon techniquement et économiquement plus meilleures que les méthodes d'optimisation classique données dans des références bibliographiques.

**Figure VI-15** : Comparaison des valeurs optimales des coûts, trouvés par les trois méthodes

On peut observer dans la Figure VI-15 que le coût minimum obtenu via la Valeur de Shapley (VS) est meilleur que celui donné par Optimal Power Flow (OPF), Particle Swarm Optimization (PSO), Artificial Bee Colony algorithm (ABC) et firefly algorithm (FFA) et proche de ceux trouvés par firefly algorithms and Artificial Bee Colony algorithm (FFA-ABC)

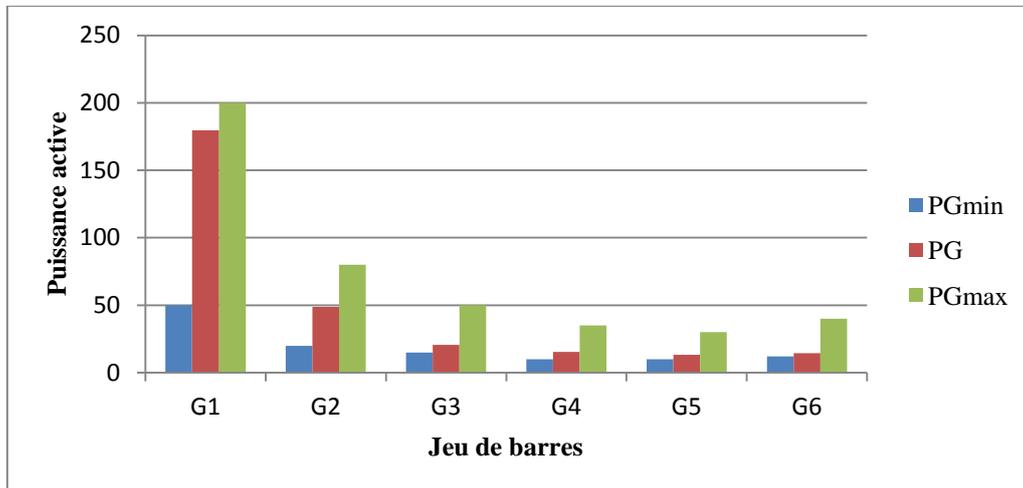


Figure VI-16: Puissances optimales des générateurs obtenues par le CGT pour réseau 30 JDB

VI-5. Conclusion

La valeur de Shapley de la théorie des jeux coopératifs est proposée pour faire la répartition des coûts de transmission encouru par l'ISO afin accueillir tous les joueurs tout en tenant compte des contraintes physiques. Nous avons proposé une méthode basée sur la théorie des jeux qui peut simuler de façon réaliste la situation réelle, où les joueurs se rejoignent pour former une coalition. Cette méthode permet de surmonter la difficulté des méthodes conventionnellement utilisées en tenant compte de la contribution supplémentaire de chaque joueur, ce qui favorise l'utilisation économique optimale des installations de transmission.

La méthode proposée en considérant la puissance active passant par le réseau de transmission fournit une solution stable et impartiale au problème l'allocation de coûts fixes dans le marché électrique que dans la structure de transaction bilatérale. Ainsi, on constate que dans un environnement dérégulé, où les coûts fixes sont répartis entre les joueurs, la théorie du jeu coopératif peut être appliquée de manière justifiée. Ces incitations aident les joueurs à rejoindre l'alliance dans un mode pratique pour améliorer le coût du dispatching économique du réseau électrique.

Conclusion générale

Conclusion générale

L'électricité joue un rôle important dans le développement économique et social de tous les pays. Cette importance est d'autant renforcée par le changement des habitudes de vie qui se manifeste par le développement et la généralisation de l'utilisation de technologies grosses consommatrices de l'électricité (l'internet, la climatisation, l'électroménager,...etc). L'organisation et le fonctionnement des industries électriques ont connu ces trois dernières décennies des mutations profondes par la transformation du cadre réglementaire dans lequel s'inscrit cette industrie. Cette transformation s'inscrit dans le cadre de la généralisation des mouvements de libéralisation des marchés. Ainsi, et dans le même contexte, le marché Algérien de l'électricité se trouve atteint par ce phénomène de libéralisation. L'introduction de la loi 02/01 sur l'électricité et la distribution du gaz consacre l'ouverture du secteur électrique à la concurrence. Elle consacre aussi la restructuration de l'opérateur historique du secteur, la Sonelgaz.

Le travail de recherche présenté dans cette thèse est une contribution à l'optimisation du fonctionnement des réseaux de transmission à haute tension et l'évaluation d'un marché de l'électricité. Une nouvelle approche basée sur la théorie des jeux coopératif a été développée dans l'optique de résoudre le problème de l'écoulement de puissance (PF) en plus pour minimiser le coût des unités de production de l'énergie électrique. Cet axe a été traité dans un système électrique intégré verticalement ainsi que dans un système électrique libéralisé. Dans cette thèse nous avons exploré et testé l'optimisation de l'écoulement de puissance dans un marché de l'électricité libéré par la méthode de la théorie des jeux coopératifs et comparé avec ensemble de méthodes classiques. Contrairement aux techniques classiques qui sont basées sur des modèles simplifiés des composants des systèmes électriques, la procédure d'optimisation développée prend en charge des modèles plus pratiques comme la nature non convexe et discontinue des caractéristiques de coût des unités de production.

En plus, l'approche proposée permet de fournir à la fin du processus d'optimisation, une famille de solutions physiquement réalisables de par la nature des contraintes et d'une précision acceptable sur le plan pratique. Cette caractéristique est particulièrement utile dans le cas où, pour des raisons imprévues, il est impossible d'implémenter la meilleure solution globale obtenue. Dans cette situation, l'opérateur du réseau peut choisir une solution différente parmi la population de la génération finale, sans relancer la procédure d'optimisation.

Une des particularités importantes des jeux coopératifs, réside dans l'absence d'hypothèses particulière sur la régularité de la fonction coût. Aucune hypothèse sur la continuité de cette fonction n'est requise, ses dérivées successives ne sont pas nécessaires, ce qui rend très vaste le domaine d'application de ces jeux coopératifs dans les systèmes électriques. La théorie des jeux coopératifs peut être appliqué à tout problème, du moment qu'il est formulé sous la forme de l'optimisation des critères. Ils progressent vers un optimum par échantillonnage d'une fonction objectif. Les méthodes des jeux coopératifs sont bien adaptées à la détermination des valeurs optimales des puissances générées par les centrales interconnectées pour avoir le minimum coût possible ainsi que le meilleur profit.

Pour le premier cas l'approche proposée a été appliquée aux réseaux tests sur deux réseaux électrique : réseau standard IEEE 14 et réseaux de l'ouest de l'Algérie 13 nœuds.

Les résultats obtenus sont d'une précision acceptable du point de vue pratique et requiert un temps de calcul court pour obtenir les valeurs optimales des équipements de contrôle. La comparaison des résultats obtenus par l'approche proposée avec ceux publiés récemment dans la littérature, confirme son efficacité et sa robustesse pour trouver des solutions précises et physiquement réalisables de l'écoulement de puissance optimal sans aucune restriction sur la forme des courbes de coût de combustible.

Dans le second cas d'étude représente la solution de jeux coopératifs par la méthode valeur de Shapley pour détermine les coûts dans les réseaux électriques, a été testée et validée sur deux réseaux électrique standard 6 nœuds et 30 nœuds pour déterminer un vecteur de contrôle optimal. Nous avons constaté, qu'ils convergent plus rapidement et donnent des meilleurs résultats que les méthodes classiques. Les résultats obtenus permettent d'espérer une bonne application de la méthode pour la solution de dispatching économique dans un environnement en temps réel et des conditions plus complexes.

Le marché d'électricité maghrébin est favorisé par l'existence d'un cadre adéquat pour la coordination technique des systèmes électriques se traduisant par les Intérêts et problèmes communs dans les activités électriques, aussi l'augmentation des capacités d'interconnexions à travers les projets en cours ou à venir Avec l'extension des liaisons transfrontalières en 400kV, les interconnexions entre les pays du Maghreb sont assez développées et les capacités d'interconnexion des réseaux paraissent suffisantes pour l'amorce d'un marché régional de l'électricité. La concrétisation des projets en phase d'étude entre l'Algérie- Italie et Algérie – Espagne permettra l'intégration du marché maghrébin dans le marché européen.

En perspective, nous prévoyons d'appliquer cette approche pour la résolution d'autres problèmes rencontrés dans le domaine d'exploitation des réseaux de transmission, comme Les « *smart grids* » ou réseaux électriques intelligents pour promouvoir les mécanismes favorisant une meilleure prise de conscience, par les consommateurs, de leur utilisation d'électricité ainsi que les créneaux commerciaux, et ce, grâce à des actions réalisées par les fournisseurs et les autres acteurs du marché mais aussi grâce à un engagement plus approfondi des gestionnaires de réseau vis-à-vis de leurs utilisateurs de réseau.

Bibliographie

Bibliographies

- [1] D. Craciun, "Modélisation des équivalents dynamiques des réseaux électriques", Thèse de Doctorat, Université de Grenoble, France, Le 23 juin 2011.
- [2] S. Sayah, "Application de l'intelligence artificielle pour le fonctionnement optimal des systèmes électriques", Thèse de doctorat en Sciences. Université Ferhat Abbas Sétif, Algérie, 2010.
- [3] H. Hhalfallah, "Etude quantitative et expérimentale des mécanismes d'incitation aux investissements dans les marchés d'électricité", Thèse de Doctorat, Université Lumière-Lyon, France, Le 5 février 2014.
- [4] N. Khatfi, "Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée", Thèse de doctorat d'état, Université de Batna, Algérie, Le 06 décembre 2014.
- [5] B. Berseneff, "Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur", Thèse de doctorat de L'Université de Grenoble, Décembre 2010.
- [6] W. Carolina BRICEÑO VICENTE, "Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes", Thèse de doctorat. Université de Grenoble, 20 septembre 2012.
- [7] D. Labeled, "Production décentralisée et couplage au réseau", Thèse de doctorat de L'université Mentouri Constantine, 2008.
- [8] V. Rious, "Le développement du réseau de transport dans un système électrique libéralisé, un problème de coordination avec la production", Thèse de doctorat. Université Paris, France, 30 Octobre 2007.
- [9] S. Hunt, "Making Competition Work in electricity", The Journal of Energy Literature, vol. V111, no. 2, 2002.
- [10] Dgemp, Coûts de référence de la production électrique. Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, Paris, décembre 2003.
- [11] Cea, Mémento sur l'énergie 2013, Commissariat à l'Énergie Atomique, Tech. Rep, 209.http://www.cea.fr/content/download/23534/379632/_le/cea_memento_sur_l_energie_209.pdf.
- [12] J. Doucet, "La sécurité énergétique et la filière thermique", avis d'expert présenté au ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs pour « La Sécurité et l'Avenir Énergétiques du Québec », Joseph Doucet Consulting Inc, Québec, Novembre 2004.

- [13] A. Mathieu, "Hydroélectricité : des mini-centrales aux barrages pharaoniques", Cahier du CREDEN n° 06.01.61, 2006.
- [14] M. Saguan, "l'analyse économique des architectures de marché électrique application au market design du temps réel". Thèse de doctorat, université Paris Sud, Novembre 2007.
- [15] L. Slimani, "Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes metaheuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé" Thèse de doctorat. Université de Batna, Décembre 2009.
- [16] F. Benhamida, R. Belhachem, A. Bendaoued, Y. Ramdani. "Résolution de dispatching optimal en combinant l'écoulement de puissance pour le calcul des pertes". Acta Electronica, volume 53, number 1, 2012.
- [17] A. Bensalem, "Analyse Et Gestion De La Production Des Centrales Electriques Liées Aux Réseaux Electrique De Grande Taille", Thèse de doctorat d'état, Université de ElHadj Lakhdar, Batna, 28 juin 2007.
- [18] F.A. Chacra, "Valorisation et optimisation du stockage d'énergie dans un réseau d'énergie électrique", Thèse de Doctorat en Génie Electrique, Université Paris XI, 2005.
- [19] K. Keller, J. Wild, "Long-term investment in electricity: a trade-off between coordination and competition", Utilities Policy, 12(4), 243-251, 2004.
- [20] R. Olivier, "Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée", Thèse de Doctorat de l'INP Grenoble 2006.
- [21] V. Manzo, "Traitement des congestions dans les réseaux de transport et dans un environnement dérégulé" Thèse de Doctorat, INP de Grenoble, Octobre 2004.
- [22] R. Wilson, "Architecture of electric power markets". Econometrica, 70(4), 1299-1340, 2002.
- [23] A. Stasiakowska, "Le Marché Intérieur d'Electricité. Entre la libéralisation et la sécurité d'approvisionnement en électricité", Diplôme d'études approfondies, Institut européen de l'université de Genève, septembre 2008.
- [24] V. Manzo, "Traitement des congestions dans les réseaux de transport et dans un environnement dérégulé" Thèse de Doctorat, Institut national polytechnique de Grenoble, 22 Octobre 2004.
- [25] Programs and Prospects for the European Electricity Sector, EURPROG Report prepared for UNIPED, juin 1997.
- [26] "L'électricité au Nouveau-Brunswick au-delà de l'an 2000", Document de discussion : Février 1998.

- [27] C. Crampes, "Marché de gros et bourses de l'électricité", Conférences Jules Dupuit, 5 décembre 2002.
- [28] F. Milano, "Pricing System Security in Electricity Market Models with Inclusion of Voltage Stability Constraints", Thèse de Doctorat, Electrical Engineering Genova, Italy, April 2003.
- [29] R.D. Christie, B.F. Wollenberg, I. Wangensteen, "Transmission Management in the Deregulated Environment", Proceedings of the IEE, vol.88, n°2, p.170-194, Février 2000.
- [30] J. Zhu, "Optimization of Power System Operation", A John Wiley and Sons, Inc., Publications, Hoboken, NewJersey, 2009.
- [31] T.W. Gedra, "On Transmission Congestion and Pricing", IEEE Trans on PS, vol.14, n°1, pp.241-248, Février 1999.
- [32] A. Messaoudi, "Application de la programmation orientée objet et des méthodes heuristiques à l'optimisation de l'écoulement de puissance", Thèse de Doctorat, Université de Batna, Algérie, 04 juin 2013.
- [33] M. Alrashidi, "Improved optimal economic and environmental operations of power systems using particle swarm optimization" These en PHD, Université de Dalhousie, 2007.
- [34] http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=conx_dz-eu.
- [35] <http://so-med.org/news/interconnexions-d%C3%A9lectricit%C3%A9>
- [36] <https://www.presse-dz.com/revue-de-presse/vers-louverture-du-marche-de-lelectricite-au-prive>.
- [37] A. Keramane, "la Boucle électrique et le marché euro-méditerranéen de l'électricité", Les Notes IPEMED, N°11, septembre 2010.
- [38] A. Keramane, " Maghreb : de l'interconnexion des réseaux électriques à l'intégration énergétique", Encyclopédie de l'énergie, article 047, octobre 2015.
- [39] Programme MEDA de l'Union Européenne, "Intégration progressive des marchés d'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union Européenne". Étude sur les liens avec d'autres projets pertinents dans les pays bénéficiaires Rapport définitif, juin 2010. –SOFRECO I IP A Energy + Water Consulting I AETS I Vattenfall Power Consultants AB.
- [40] H. Saadat, "Power system analysis", Second Edition, McGraw-Hill International Editions, 2004.
- [41] J., Glover, M. Sarma et T. Overbye, "Power system analysis and design", Thomson, 2008.

- [42] P.M. Anderson, A. Fouad, "Power System Control and Stability", IEEE. Press, 2006.
- [43] J. Machowski, J.W. Bialek et J.R. Bumby, "Power system dynamics: stability and control", 2nd Edition, John Wiley & Sons, Ltd, 2008.
- [44] P. Kundur, "Power System Stability and Control", Ed. McGraw-Hill, 1994.
- [45] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T.V. Cutsem et V. Vittal, Definition and classification of power system stability, IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions, IEEE Trans. Power Syst., vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, 2004.
- [46] K. Saoudi, "Stabilisateurs intelligents des systèmes électro-énergétiques", Thèse de Doctorat, Université Ferhat Abbas-Sétif 1, Algérie, 02 novembre 2014.
- [47] H. Elkhatib, "Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode metaheuristique", Thèse de Doctorat, Université de Paul Cezanne D'aix, 2008.
- [48] K. A. Hamoud, "Modélisation des grands systèmes électriques interconnectés: application à l'analyse de sécurité dans un environnement compétitif", Institut National Polytechnique de Grenoble, France, 29 Avril 2010.
- [49] M.S. Osman, M.A. Abo-Sinna, A.A. Mousa. "A solution to the optimal power flow using genetic algorithm", International Journal of Applied Mathematics and Computation, Vol. 155, No. 2, August 2004, pp. 391-405.
- [50] M.A. Abido, "Optimal power flow using tabu search algorithm", International Journal of Electric Power Components and Systems, Vol. 30, No. 5, 2002, pp. 469- 483.
- [51] M. Kara, "Optimisation de la consommation de l'énergie électrique dans les éléments du système d'alimentation", Thèse de Doctorat, Université badji mokhtar Annaba, Algérie. Décembre 2007.
- [52] E. Benessahraoui, "Le control des pertes non techniques d'électricité", publication IEPF, 2002.
- [53] C. Canizares, W. Rosehart, , A. Berizzi, C. Bovo, "Comparison of voltage security constrained optimal power flow techniques", Proceedings of 2001 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vancouver, BC, Canada, Vol. 3, July 2001, pp. 1680-1685.
- [54] M. Rashidinejad, H. Farahmand, M. Fotuhi-Firuzabad, A.A. Gharaveisi, "ATC enhancement using TCSC via artificial intelligent techniques", Journal of Electric Power Systems Research, Vol. 78, No. 1, January 2008, PP. 11-20.
- [55] L. Lenoir, "Opérateur automatique de réseau électrique", Thèse de PHD, Ecole de Technologie Supérieure Université du Québec (Montréal), Canada, 2009.

- [56] M. L. Boucenna, "Coopération dans les réseaux ad hoc par application de la théorie des jeux", Thèse de Doctorat, Université Constantine 1, Algérie, 20 Février 2014.
- [57] F. Kacker, K. Bouibed, "La Théorie des Jeux : Cours, Exercices et Sujets d'Examens corrigés". Pages Bleues Internationales. 2012.
- [58] E. Rasmussen: "Jeux et informations : Introduction à la théorie des jeux". Blackwell. 2001.
- [59] M. Osborne, An introduction to game theory, Oxford University Press, 2004. Ouvrage récent couvrant en partie les jeux coopératifs.
- [60] R. Bourlès, D. Henriët, "Théorie des jeux", Centrale Marseille, 2016-2017.
- [61] V. Viêt Minh Nhât, "Techniques cognitives pour la modélisation et l'optimisation du groupage de trafics dans les réseaux de commutation de rafales", Thèse de Doctorat, Université de Québec à Montréal, Novembre 2006.
- [62] Bernard Guerrien: "La théorie des jeux". Economica. 2010.
- [63] F. Meshkati and others, "A Non-Cooperative Power Control Game for Multi-Carrier CDMA Systems", 2005 IEEE Wireless Communication and Networking Conference, New Orleans, LA, March 2005.
- [64] M.C. Moussiliou, "Collaboration et partage de coûts dans un réseau d'entreprises", Thèse du grade de Maître Science, Université Laval Québec, 2008.
- [65] G. Zaccour, "Théorie des jeux marches énergétiques: marche européen du gaz naturel et échanges d'électricité", Thèse de Doctorat, Université de Montréal, Août 1987.
- [66] AnjanRoy, D. K. Gupta, P. Pentayya Rajesh Mediratta, S.Usha, S. Pushpa, "Implementation of ABT: New Tariff Mechanism and Experiences so far", National Seminar on Grid Operation and Management 29-30 Oct 2002.
- [67] Q. Ding, and A. Abur, "Transmission loss allocation in a multiple transaction framework", IEEE Trans. Power Syst, Vol. 19, No. 1, Feb. 2004, pp.214-220.
- [68] R. Selvarasu, C. Christoper Asir Rajan, and M. Surya Kalavathi, "Optimal placement of TCSC for voltage constrained loss minimization using self-adaptive firefly algorithm", JEE Journal of Electrical Engineering, Vol.14, No 2, 2014, pp 1-8.
- [69] A.J. Conejo, F.D. Galiana, and I. Kockar, "Z-bus loss allocation", IEEE Trans. Power Systems, Vol. 16, No. 1, Feb. 2001, pp. 105-110.
- [70] G. Krishna Deekshit, N. Poornachandra, "Transmission loss allocation in a multiple transaction framework", IJERA International Journal of Engineering Research and Applications, Vol. 2, Issue 3, May-Jun 2012, pp.1944-1949.

- [71] M. Susithra, R. Gnanadass, "Computation of Reactive Power by Power Components in Practical Power Systems", WSEAS Transactions on Power Systems, Vol. 10, 2015, pp. 157-170.
- [72] J. Lemaire, "An application of game theory: Cost allocation", ASTIN Bulletin Vol. 14 No.1, 1984, pp. 61-81.
- [73] J.M. Zolezzi, and H. Rudnick, "Transmission cost allocation by cooperative games and coalition formation", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 17, No. 4, Nov. 2002 pp. 1008-1015.
- [74] G.C. Stamtsis, and I. Erlich, "Use of cooperative game theory in power system fixed-cost allocation", IEE Proc. on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 151, No. 3, May 2004, pp. 401-406.
- [75] R. Rao, K. Ravindra, K. Satish, S.V.L. Narasimham, "Power loss minimization in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation", IEEE Trans on Pow Syst, 2013, 28(1), pp. 317-325.
- [76] S. Abdelkader, "Characterization of Transmission Losses", IEEE Trans on Power Systems, Vol. 26, No. 1, Feb. 2011.
- [77] N. Yildiran, and E. Tacer, "Game theory approach to solve economic dispatch problem", IJTEF International Journal of Trade, Economics and Finance, Vol. 6, No. 4, August 2015.
- [78] D. Songhua, Z. Xinghua, L.U. Mo, and X. Hui, "A novel Nucleolus-Based Loss Allocation Method in Bilateral Electricity Markets", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 1, February 2006, pp. 28-33.
- [79] A. Minoia, D. Ernst, M. Dicorato, M. Trovato, and M. Ilic, "Reference Transmission Network: A Game Theory Approach", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 1, February 2006, pp. 249-259.
- [80] A.P. Ruiz, and J. Contreras, "An Effective Transmission Network Expansion Cost Allocation Based on Game Theory", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No.1, February 2007, pp. 136-144.
- [81] K.A. Papadogiannis, E.S. Karapidakis, N.D. Hatziaargyriou, "Cost Allocation of Losses in Autonomous Power Systems with High Penetration of RES", WSEAS Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 6, June. 2009, pp. 210-220.
- [82] C. Singh, A. Singh, P. Pandey, H. Singh, "Transmission loss allocation: comparison of different methods", IJARE International Journal of Advanced Research in Electrical, Vol. 3, Issue 5, May 2014.
- [83] A. Salhi, "Planification optimale de l'échange d'énergie électrique entre des réseaux interconnectés", Thèse de Doctorat, Université Mohamed Khider – Biskra, 2012.

- [84] Y. Mimoun, R. L. Kherfene, F. khodja, "A hybrid Approach for economic power dispatch", WSEAS Transactions on Power Systems, Vol. 8. 3, Issue 5, July 2013, pp 134- 143.
- [85] A. Bensalem, "Analyse Et Gestion De La Production Des Centrales Electriques Liées Aux Réseaux Electrique De Grande Taille", Thèse de doctorat d'état, Université de ElHadj Lakhdar, Batna, 28 juin 2007.
- [86] Fayçal Mohamed KRATIMA, Fatima Zohra GHERBI, Fatiha LAKDJA "Applications of Cooperative Game Theory in Power System Allocation Problems" Leonardo Journal of Sciences, ISSN 1583-0233, Issue 23, July-December 2013, p. 125-136
- [87] F. ELATRECH KRATIMA, F.Z. GHERBI, K.N. BENADLA, "The allocation of transmission and distribution losses using cooperative game theory", Journal of Electrical Engineering, Volume 17, Edition: 2, pp 263-271, 2017.

Annexes

Annexes

Annexe A

Réseau test IEEE 14 nœuds :

- Les données statistiques d'IEEE 14 nœuds:

Le nombre des lignes de transport =20.

Le nombre des jeux de barres =14.

Le nombre des générateurs = 5.

- Paramètres du réseau IEEE 14 nœuds dans les tableaux suivants :

Ce tableau représenté les paramètres des jeux de barres du réseau IEEE 14 nœuds.

bus_i	type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	zone	Vmax	Vmin
1	3	0	0	0	0	1	1.06	0	0	1	1.06	0.94
2	2	21.7	12.7	0	0	1	1.045	-4.98	0	1	1.06	0.94
3	2	94.2	19	0	0	1	1.01	-12.72	0	1	1.06	0.94
4	1	47.8	-3.9	0	0	1	1.019	-10.33	0	1	1.06	0.94
5	1	7.6	1.6	0	0	1	1.02	-8.78	0	1	1.06	0.94
6	2	11.2	7.5	0	0	1	1.07	-14.22	0	1	1.06	0.94
7	1	0	0	0	0	1	1.062	-13.37	0	1	1.06	0.94
8	2	0	0	0	0	1	1.09	-13.36	0	1	1.06	0.94
9	1	29.5	16.6	0	19	1	1.056	-14.94	0	1	1.06	0.94
10	1	9	5.8	0	0	1	1.051	-15.1	0	1	1.06	0.94
11	1	3.5	1.8	0	0	1	1.057	-14.79	0	1	1.06	0.94
12	1	6.1	1.6	0	0	1	1.055	-15.07	0	1	1.06	0.94
13	1	13.5	5.8	0	0	1	1.05	-15.16	0	1	1.06	0.94
14	1	14.9	5	0	0	1	1.036	-16.04	0	1	1.06	0.94

Tableau A-1 : Les jeux de barres du réseau IEEE 14 nœuds

Ce tableau représenté les paramètres des générateurs du réseau IEEE 14 nœuds.

bus	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	mBase	status	Pmax	Pmin
1	232.4	-16.9	10	0	1.06	100	1	332.4	0
2	40	42.4	50	-40	1.045	100	1	140	0
3	0	23.4	40	0	1.01	100	1	100	0
6	0	12.2	24	-6	1.07	100	1	100	0
8	0	17.4	24	-6	1.09	100	1	100	0

Tableau A-2 : Les générateurs du réseau IEEE 14 nœuds

Ce tableau donné des caractéristiques lignes de transport du réseau IEEE 14 nœuds.

fbus	tbus	r	X	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status
1	2	0.01938	0.05917	0.0528	9900	1	1	1	0	1
1	5	0.05403	0.22304	0.0492	9900	1	1	1	0	1
2	3	0.04699	0.19797	0.0438	9900	1	1	1	0	1
2	4	0.05811	0.17632	0.034	9900	1	1	1	0	1
2	5	0.05695	0.17388	0.0346	9900	1	1	1	0	1
3	4	0.06701	0.17103	0.0128	9900	1	1	1	0	1
4	5	0.01335	0.04211	0	9900	0	1	1	1	1
4	7	0	0.20912	0	9900	0	0	0.978	0	1
4	9	0	0.55618	0	9900	0	0	0.969	0	1
5	6	0	0.25202	0	9900	0	0	0.932	0	1
6	11	0.09498	0.1989	0	9900	0	1	1	0	1
6	12	0.12291	0.25581	0	9900	0	1	1	0	1
6	13	0.03181	0.13027	0	9900	0	1	1	0	1
7	8	0	0.17615	0	9900	0	0	1	1	1
7	9	0	0.11001	0	9900	0	0	1	1	1
9	10	0.03181	0.0845	0	9900	0	1	1	0	1
9	14	0.12711	0.27038	0	9900	0	0	1	0	1
10	11	0.08205	0.19207	0	9900	0	0	1	0	1
12	13	0.22092	0.19988	0	9900	0	0	1	0	1
13	14	0.17093	0.34802	0	9900	0	0	1	0	1

Tableau A-3 : Les paramètres des lignes de transport du réseau IEEE 14 nœuds

Annexe B

Réseaux de l'ouest de l'Algérie 13 bus

Le réseau électrique qui va servir de base à notre première étude est issu d'un réseau réel qui est le réseau test l'ouest de l'Algérie 13 nœuds.

- Les données statistiques de l'ouest de l'Algérie 13 nœuds:

Le nombre des lignes de transport =15.

Le nombre des jeux de barres =13.

Le nombre des générateurs = 4.

- Paramètres du réseau l'ouest de l'Algérie 13 nœuds dans les tableaux suivants :

Ce tableau représenté les paramètres des jeux de barres du réseau l'ouest de l'Algérie 13 nœuds.

bus_i	type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	zone	Vmax	Vmin
1	3	163	68	0	0	1	1	0	0	1	1	0.94
2	1	80	5	0	0	1	0.99473	-1.3	0	1	1	0.94
3	1	77	29	0	0	1	0.9887	-1.12	0	1	1	0.94
4	2	200	50	0	0	1	1	-1.07	0	1	1	0.94
5	2	70	25	0	0	1	1	1.95	0	1	1	0.94
6	1	70	20	0	0	1	0.99201	-0.72	0	1	1	0.94
7	1	30	12	0	0	1	0.99439	-0.43	0	1	1	0.94
8	1	70	4	0	0	1	0.98746	-1.59	0	1	1	0.94
9	1	70	30	0	0	1	0.98562	-1.76	0	1	1	0.94
10	1	70	20	0	0	1	0.99011	-2.1	0	1	1	0.94
11	1	48	23	0	0	1	0.99253	-2.53	0	1	1	0.94
12	1	40	-25	0	5.93	1	0.9939	-3.05	0	1	1	0.94
13	2	35	-5	0	0	1	1	-3.24	0	1	1	0.94

Tableau B-1 : Les jeux de barres du réseau l'ouest de l'Algérie 13 nœuds.

Type de jeu de barres

- jeu de barres de référence (JB Slack)
- jeu de barres de génération (JB PV)
- jeu de barres de charge (JB PQ).

Ce tableau représenté les paramètres des générateurs du réseau l'ouest de l'Algérie 13 nœuds.

bus	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	mBase	status	Pmax	Pmin
1	756	235	323	-145	1	100	1	840	182
4	300	67	80	15	1	100	1	390	0
5	300	0	9900	-9900	1	100	1	345	0
13	60	0	21	0	0	100	1	73	0

Tableau B-2 : Les générateurs du réseau l'ouest de l'Algérie 13 nœuds.

Ce tableau donné des caractéristiques lignes de transport du réseau l'ouest de l'Algérie 13 nœuds.

fbus	tbus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status
1	2	0.00445	0.02849	0	100	100	100	1	0	1
1	3	0.00418	0.02678	0	100	100	100	1	0	1
1	5	0.00401	0.02564	0	200	100	100	1	0	1
1	6	0.00228	0.01459	0	200	100	100	1	0	1
1	10	0.00692	0.04436	0.24151	200	100	100	1	0	1
11	4	0.00404	0.02585	0	200	100	100	1	0	1
5	6	0.00824	0.04637	0	100	100	100	1	1	1
6	7	0.00272	0.01738	0	97.9	97.9	97.9	0.978	0	1
6	8	0.00272	0.01738	0	100	100	100	0.969	0	1
6	9	0.00453	0.02897	0	100	100	100	0.932	0	1
8	9	0.00279	0.01784	0	100	100	100	1	0	1
10	9	0.00718	0.04596	0	100	0	0	1	0	1
10	11	0.00449	0.02873	0	100	100	100	1	0	1
11	12	0.0018	0.01149	0	100	0	0	1	1	1
12	13	0.00144	0.00925	0	100	100	100	1	1	1

Tableau B-3 : Les paramètres des lignes de transport du réseau l'ouest de l'Algérie 13 nœuds.

Annexe C

Réseau Electrique Test 6 nœuds :

- Les données statistiques de 6 nœuds:

Le nombre des lignes de transport =11.

Le nombre des jeux de barres =6.

Le nombre des générateurs = 3.

- Paramètres du réseau électrique à 6 nœuds dans les tableaux suivants :

Ce tableau représenté les paramètres des jeux de barres du réseau 6 nœuds.

bus_i	type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	zone	Vmax	Vmin
1	3	0	0	0	0	1	1.05	0	230	1	1.07	0.95
2	2	0	0	0	0	1	1.05	0	230	1	1.07	0.95
3	2	0	0	0	0	1	1.07	0	230	1	1.07	0.95
4	1	70	70	0	0	1	1	0	230	1	1.07	0.95
5	1	70	70	0	0	1	1	0	230	1	1.07	0.95
6	1	70	70	0	0	1	1	0	230	1	1.07	0.95

Tableau C-1 : Les jeux de barres du réseau 6 nœuds

Ce tableau représenté les paramètres des générateurs du réseau 6 nœuds.

bus	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	mBase	status	Pmax	Pmin
1	756	235	323	-145	1	100	1	840	182
4	300	67	80	15	1	100	1	390	0
5	300	0	9900	-9900	1	100	1	345	0
13	60	0	21	0	0	100	1	73	0

Tableau C-2 : Les générateurs du réseau 6 nœuds.

Ce tableau donné des caractéristiques lignes de transport du réseau 6 nœuds.

fbus	tbus	r	X	1/2b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status
1	2	0.1	0.2	0.02	40	40	40	0	0	1
1	4	0.05	0.2	0.02	60	60	60	0	0	1
1	5	0.08	0.3	0.03	40	40	40	0	0	1
2	3	0.05	0.25	0.03	40	40	40	0	0	1
2	4	0.05	0.1	0.01	60	60	60	0	0	1
2	5	0.1	0.3	0.02	30	30	30	0	0	1
2	6	0.07	0.2	0.025	90	90	90	0	0	1
3	5	0.12	0.26	0.025	70	70	70	0	0	1
3	6	0.02	0.1	0.01	80	80	80	0	0	1
4	5	0.2	0.4	0.04	20	20	20	0	0	1
5	6	0.1	0.3	0.03	40	40	40	0	0	1

Tableau C-3 : Les paramètres des lignes de transport du réseau 6 nœuds

Annexe D

Réseau test IEEE 30 nœuds :

Le réseau électrique qui va servir de base a notre étude est issu d'un réseau réel simplifié qui est le réseau test IEEE 30 nœuds représente une portion du système de puissance électrique américain (in the Midwestern US) pour Décembre 1961.

- Les données statistiques d'IEEE 30 nœuds:

Le nombre des lignes de transport =41.

Le nombre des jeux de barres =30.

Le nombre des générateurs = 6.

- Paramètres du réseau IEEE 30 nœuds dans les tableaux suivants :

Ce tableau représenté les paramètres des jeux de barres du réseau IEEE 30 nœuds.

bus_i	type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	base KV	zone	Vmax	Vmin
1	3	0	0	0	0	1	1.05	0	132	1	1.05	0.94
2	2	21.7	12.7	0	0	1	1.04	-5.48	132	1	1.05	0.94
3	1	2.4	1.2	0	0	1	1	-7.96	132	1	1.05	0.94
4	1	7.6	1.6	0	0	1	1	-9.62	132	1	1.05	0.94
5	2	94.2	19	0	0	1	1.01	-14.37	132	1	1.05	0.94
6	1	0	0	0	0	1	1	-11.34	132	1	1.05	0.94
7	1	22.8	10.9	0	0	1	1	-13.12	132	1	1.05	0.94
8	2	30	30	0	0	1	1.01	-12.1	132	1	1.05	0.94
9	1	0	0	0	0	1	1	-14.38	1	1	1.05	0.94
10	1	5.8	2	0	0	1	1	-15.97	33	1	1.05	0.94
11	2	0	0	0	0	1	1.05	-14.39	11	1	1.05	0.94
12	1	11.2	7.5	0	0	1	1	-15.24	33	1	1.05	0.94
13	2	0	0	0	0	1	1.05	-15.24	11	1	1.05	0.94
14	1	6.2	1.6	0	0	1	1	-16.13	33	1	1.05	0.94
15	1	8.2	2.5	0	0	1	1	-16.22	33	1	1.05	0.94
16	1	3.5	1.8	0	0	1	1	-15.83	33	1	1.05	0.94
17	1	9	5.8	0	0	1	1	-16.14	33	1	1.05	0.94
18	1	3.2	0.9	0	0	1	1	-16.82	33	1	1.05	0.94
19	1	9.5	3.4	0	0	1	1	-17	33	1	1.05	0.94
20	1	2.2	0.7	0	0	1	1	-16.8	33	1	1.05	0.94
21	1	17.5	11.2	0	0	1	1	-16.42	33	1	1.05	0.94
22	1	0	0	0	0	1	1	-16.41	33	1	1.05	0.94
23	1	3.2	1.6	0	0	1	1	-16.61	33	1	1.05	0.94
24	1	8.7	6.7	0	0	1	1	-16.78	33	1	1.05	0.94
25	1	0	0	0	0	1	1	-16.35	33	1	1.05	0.94
26	1	3.5	2.3	0	0	1	1	-16.77	33	1	1.05	0.94
27	1	0	0	0	0	1	1	-15.82	33	1	1.05	0.94
28	1	0	0	0	0	1	1	-11.97	132	1	1.05	0.94
29	1	2.4	0.9	0	0	1	1	-17.06	33	1	1.05	0.94
30	1	10.6	1.9	0	0	1	1	-17.94	33	1	1.05	0.94

Tableau D-1 : jeux de barres du réseau IEEE 30 nœuds.

Ce tableau représenté les paramètres des générateurs du réseau IEEE 30 nœuds.

bus	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	mBase	status	Pmax	Qmin
1	98.8	0	200	-20	1.05	100	1	200	50
2	50	0	100	-20	1.04	100	1	80	20
5	21.39	0	80	-15	1.01	100	1	50	15
8	22.63	0	60	-15	1.01	100	1	35	10
11	12.93	0	50	-10	1.05	100	1	30	10
13	12	0	60	-15	1.05	100	1	40	15

Tableau D-2 : générateurs du réseau IEEE 30 nœuds.

Ce tableau donné des caractéristiques lignes de transport du réseau IEEE 30 nœuds.

fbus	tbus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status
1	2	0.0192	0.0575	0.0528	9900	0	0	0	0	1
1	3	0.0452	0.1652	0.0408	9900	0	0	0	0	1
2	4	0.0570	0.1737	0.0368	9900	0	0	0	0	1
3	4	0.0132	0.0379	0.0084	9900	0	0	0	0	1
2	5	0.0472	0.1983	0.0418	9900	0	0	0	0	1
2	6	0.0581	0.1763	0.0374	9900	0	0	0	0	1
4	6	0.0119	0.0414	0.009	9900	0	0	0	0	1
5	7	0.0460	0.1160	0.0204	9900	0	0	0	0	1
6	7	0.0267	0.0820	0.017	9900	0	0	0	0	1
6	8	0.0120	0.0420	0.009	9900	0	0	0	0	1
6	9	0	0.0208	0	9900	0	0	0.978	0	1
6	10	0	0.0556	0	9900	0	0	0.969	0	1
9	11	0	0.0208	0	9900	0	0	0	0	1
9	10	0	0.1100	0	9900	0	0	0	0	1
4	12	0	0.2560	0	9900	0	0	0.932	0	1
12	13	0	0.1400	0	9900	0	0	0	0	1
12	14	0.1231	0.2559	0	9900	0	0	0	0	1
12	15	0.0662	0.1304	0	9900	0	0	0	0	1
12	16	0.0945	0.1987	0	9900	0	0	0	0	1
14	15	0.2210	0.1997	0	9900	0	0	0	0	1
16	17	0.0524	0.1923	0	9900	0	0	0	0	1
15	18	0.1073	0.2185	0	9900	0	0	0	0	1
18	19	0.0639	0.1292	0	9900	0	0	0	0	1
19	20	0.0340	0.068	0	9900	0	0	0	0	1
10	20	0.0936	0.209	0	9900	0	0	0	0	1
10	17	0.0324	0.0845	0	9900	0	0	0	0	1
10	21	0.0348	0.0749	0	9900	0	0	0	0	1
10	22	0.0727	0.1499	0	9900	0	0	0	0	1
21	22	0.0116	0.0236	0	9900	0	0	0	0	1
15	23	0.1000	0.202	0	9900	0	0	0	0	1
22	24	0.1150	0.179	0	9900	0	0	0	0	1
23	24	0.1320	0.27	0	9900	0	0	0	0	1
24	25	0.1885	0.3292	0	9900	0	0	0	0	1
25	26	0.2544	0.38	0	9900	0	0	0	0	1
25	27	0.1093	0.2087	0	9900	0	0	0	0	1
28	27	0.0000	0.396	0	9900	0	0	0.968	0	1
27	29	0.2198	0.4153	0	9900	0	0	0	0	1
27	30	0.3202	0.6027	0	9900	0	0	0	0	1

29	30	0.2399	0.4533	0	9900	0	0	0	0	1
8	28	0.0636	0.2	0.0428	9900	0	0	0	0	1
6	28	0.0169	0.0599	0.013	9900	0	0	0	0	1

Tableau D-3 : lignes de transport du réseau IEEE 30 nœuds.

Ce tableau donne Coalitions possibles du jeu pour les puissances et les coûts du réseau IEEE 30 nœuds.

v(S)	coalitions (S) possible						Valeur de v(S) pour la puissance	Valeur de v(S) pour le coût
(1)	1	0	0	0	0	0	281.61	795.61
(2)	0	1	0	0	0	0	122.36	557.36
(3)	0	0	1	0	0	0	33.25	466.25
(4)	0	0	0	1	0	0	27.25	427.25
(5)	0	0	0	0	1	0	27.85	412.85
(6)	0	0	0	0	0	1	65.95	481.95
(1, 2)	1	1	0	0	0	0	268.14	788.14
(1, 3)	1	0	1	0	0	1	260.35	770.35
(1, 4)	1	0	0	1	0	0	255.78	775.78
(1, 5)	1	0	0	0	1	0	250.84	770.84
(1, 6)	1	0	0	0	0	1	144.35	684.35
(2, 3)	0	1	1	0	0	0	93.87	533.87
(2, 4)	0	1	0	1	0	0	90.65	530.65
(2, 5)	0	1	0	0	1	0	89.36	529.36
(2, 6)	0	1	0	0	0	1	87.87	527.87
(3, 4)	0	0	0	1	0	0	60.58	515.58
(3, 5)	0	0	1	0	1	0	60.34	512.34
(3, 6)	0	0	1	0	0	1	58.25	501.25
(4, 5)	0	0	0	1	1	0	57.23	500.23
(4, 6)	0	0	0	1	0	1	58.74	485.74
(5, 6)	0	0	0	0	1	1	50.54	482.54
(1, 2, 3)	1	1	1	0	0	0	266.25	786.25
(1, 2, 4)	1	1	0	1	0	0	259.12	779.12
(1, 2, 5)	1	1	0	0	1	0	253.08	773.08
(1, 2, 6)	1	1	0	0	0	1	250.03	770.03
(1, 3, 4)	1	0	1	1	0	0	248.21	768.21
(1, 3, 5)	1	0	1	0	1	0	245.87	765.87
(1, 3, 6)	1	0	1	0	0	1	244.14	764.14
(1, 4, 5)	1	0	0	1	1	0	240.45	760.45
(1, 4, 6)	1	0	0	1	0	1	239.87	759.87
(1, 5, 6)	1	0	0	0	1	1	237.65	757.65

(2, 3, 4)	0	1	1	1	0	0	95.24	525.24
(2, 3, 5)	0	1	1	0	1	0	93.57	523.57
(2, 3, 6)	0	1	1	0	0	1	90.38	520.38
(2, 4, 5)	0	1	0	1	1	0	88.39	518.39
(2, 4, 6)	0	1	0	1	0	1	87.8	517.8
(2, 5, 6)	0	1	0	0	1	1	86.72	516.72
(3, 4, 4)	0	0	1	1	1	0	65.37	486.37
(3, 4, 6)	0	0	1	1	0	1	64.75	482.75
(3, 5, 6)	0	0	1	0	1	1	60.91	476.91
(4, 5, 6)	0	0	0	1	1	1	59.86	444.86
(1, 2, 3, 4)	1	1	1	1	0	0	211.27	771.27
(1, 2, 3, 5)	1	1	1	0	1	0	208.37	778.37
(1, 2, 3, 6)	1	1	1	0	0	1	201.27	771.27
(1, 2, 4, 5)	1	1	0	1	1	0	197.62	767.62
(1, 2, 4, 6)	1	1	0	1	0	1	190.45	760.45
(1, 2, 5, 6)	1	1	0	0	1	1	203.54	653.54
(1, 3, 4, 5)	1	0	1	1	1	0	198.21	642.21
(1, 3, 4, 6)	1	0	1	1	0	1	194.46	624.46
(1, 3, 5, 6)	1	0	1	0	1	1	190.54	620.54
(1, 4, 5, 6)	1	0	0	1	1	1	190.88	620.88
(2, 3, 4, 5)	0	1	1	1	1	0	90.26	479.26
(2, 3, 4, 6)	0	1	1	1	0	1	88.41	478.41
(2, 3, 5, 6)	0	1	1	0	1	1	90.83	477.83
(2, 4, 5, 6)	0	1	0	1	1	1	79.24	469.24
(3, 4, 5, 6)	0	0	1	1	1	1	55.63	465.63
(1, 2, 3, 4, 5)	1	1	1	1	1	0	211.32	781.32
(1, 2, 3, 4, 6)	1	1	1	1	0	1	209.46	779.46
(1, 2, 3, 5, 6)	1	1	1	0	1	1	205.38	775.38
(1, 2, 4, 5, 6)	1	1	0	1	1	1	200.54	770.54
(1, 3, 4, 5, 6)	1	0	1	1	1	1	196.6	765.6
(2, 3, 4, 5, 6)	0	1	1	1	1	0	98.21	438.21
(1, 2, 3, 4, 5, 6)	1	1	1	1	1	1	292.7385	799.182

Tableau D-4 : Coalitions possibles du jeu du réseau IEEE 30 nœuds.