

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**

Thèse présentée par :

**BOUDDOU Riyadh**

Pour l'obtention du diplôme de :

**Doctorat LMD en Electrotechnique**  
**Spécialité : Réseaux électriques**

Intitulé de la thèse :

**Optimisation du profit dans un marché d'électricité concurrentiel**

*Présentée devant le jury composé de :*

<i>Président</i>	<i>Dr. Khatir Mohamed</i>	<i>Professeur</i>	<i>UDL-Sidi Bel Abbès</i>
<i>Directeur de thèse</i>	<i>Dr. Benhamida Farid</i>	<i>Professeur</i>	<i>UDL-Sidi Bel Abbès</i>
<i>Examineur 1</i>	<i>Dr. Naama Bakhta</i>	<i>MCA</i>	<i>USTO-ORAN</i>
<i>Examineur 2</i>	<i>Dr. Nassour Kamel</i>	<i>MCA</i>	<i>UDL-Sidi Bel Abbès</i>

Soutenue le : 31/03/2022

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

## DÉDICACES

*A tous ceux qui saignent pour la libération de la fière Palestine.*

*A mes anges gardiens mon cher père, ma chère mère pour leur patience et leur sacrifice.*

*A mes chers frères et camarades : Ilyes, Houssam, Abdel Wahab, Sami, Aymen, Moussa, Amin, Ramzi.*

*A mes chers collègues du centre universitaire NAAMA : Yassine, Mohammd, Faycal, Medjdoub, Yahiya, Amine, Ibrahim Latifa.*

*A mes chères soeurs : Amina, Houda, Zahra, Soumia.*

*A tous mes proches et amis.*

*Je dédie ce modeste travail.*

# REMERCIEMENTS

Tout d'abord, je tiens à remercier Dieu "Allah" le plus généreux, pour m'avoir donné le savoir, la force, le courage, la patience et la sérénité durant toutes ces années d'études et pour accomplir cette thèse de doctorat.

Je tiens à remercier très chaleureusement, mon directeur de thèse, le Professeur **BENHAMIDA Farid**, pour ses qualités humaines, son soutien, ses conseils judicieux. Je tiens à lui exprimer ma gratitude pour la grande confiance qu'il m'a accordée durant ces années. J'ai également apprécié la grande liberté avec les conseils scientifiques qu'il m'a donné dans la gestion et la réalisation de ma thèse ainsi que sa passion pour la recherche et de sa bonne ambiance, humour, et motivation qui était toujours présente.

J'adresse mes plus sincères remerciements à Monsieur **Khatir Mohamed**, Professeur à l'université de Djillali Liabès de Sidi Bel Abbes et membre du laboratoire d'électrotechnique ICEPS, pour avoir accepté de présider le jury.

Je tiens également à remercier les membres du jury : M. **Naama Bakhta**, Docteur à l'Université de des Sciences et de la Technologie d'Oran, et Monsieur. **Nassour Kamel**, Docteur à l'Université de Djillali Liabès de Sidi Bel Abbes et membre du laboratoire d'électrotechnique ICEPS pour avoir été membres examinateurs et pour avoir pris le temps d'examiner ma thèse. Je suis reconnaissant qu'au milieu de toutes leurs activités, ils aient accepté d'être membres du comité du jury.

En plus, je tiens à exprimer mes remerciements à tous mes professeurs, à tous les membres du laboratoire IRECOM, et à mes collègues doctorants du département d'électrotechnique de l'Université Djillali Liabès.

Enfin, et surtout, je suis très reconnaissant à mes parents pour leurs prières, leurs conseils et leur soutien tout au long de mes études. Leur inspiration et leurs encouragements ont été très précieux.



## ABSTRACT

In traditional electricity systems, the supply of electricity is monopolized, without competition. Suppliers try to reduce the estimated cost of production while ensuring sufficient security of supply for consumers. The supply of electricity, from generation to transmission to distribution to system operation, is under the monopoly of a single company, which has created many problems in the electricity system, such as charging the consumer a higher price than in a more competitive electricity market, reducing electricity production, resulting in low profits for producers, reduced economic benefits for consumers, limited consumer choice of supplier, and low economic investment for the country's economy by denying electric companies participation in the electricity sector. The objective of deregulating electricity systems to open up electricity markets and introduce competition is to reduce the cost of electricity charged to the consumer while ensuring the economic profitability for the generating company (GENCO) without affecting the stability, reliability, and security of the system. The deregulated electricity market, which involves competition and consumer choice, is aided by an open system to ensure competitive and efficient electricity trading. To this end, the topic of this thesis concerns, in particular, the solution of two optimization problems in the electricity market: the first problem is the bid-based dynamic economic dispatch (BBDED) using a proposed powerful meta-heuristic algorithm called simulated annealing and the second problem is the optimal power flow based on the nodal pricing technique LMP (OPF-LMP) where many objectives are covered such as reducing transmission losses, reducing electricity prices, minimizing the cost of power generation, increasing consumer profits, and maximizing generator profit. The integration of wind power in the two optimization problems is performed to study the performance and economic benefit of integrating wind power in a deregulated electricity market.

**Keywords:** Deregulated power system, Electricity market, Optimization, bid based dynamic economic dispatch (BBDED), Optimal Power Flow (OPF), Simulated annealing algorithm (SA), Interior point methode (IPM), Locational Marginal Prices (LMP), Congestion, Wind power.

## RÉSUMÉ

Dans les systèmes électriques traditionnels, la fourniture d'électricité est monopolisée, sans concurrence. Les fournisseurs cherchent à réduire le coût estimé de la production tout en assurant une sécurité de production suffisante pour les consommateurs. La fourniture d'électricité, de la production, du transport, de la distribution et de l'exploitation du système, est sous le monopole d'une seule compagnie, ce qui a créé de nombreux problèmes dans le système électrique, tels que le prix facturé au consommateur, plus élevé que dans un marché de l'électricité plus concurrentiel, la réduction de la production d'électricité, ce qui entraîne de faibles profits pour les producteurs, la diminution de bénéfices économiques pour les consommateurs, le choix limité du fournisseur par le consommateur, et un faible investissement économique pour l'économie du pays en limitant la participation des compagnies électriques dans le secteur de l'électricité. L'objectif de la dérégulation des systèmes électriques pour ouvrir les marchés de l'électricité et introduire la concurrence est de réduire le prix de l'électricité facturé au consommateur tout en assurant la rentabilité économique de la société de production sans affecter la stabilité, la fiabilité et la sécurité du système. Le marché de l'électricité dérégulé, qui implique la concurrence et le choix du consommateur, est assisté par un système ouvert pour assurer un commerce de l'électricité concurrentiel et efficace. Dans ce but, le sujet de cette

thèse concerne, en particulier, la solution de deux problèmes d'optimisation dans le marché de l'électricité : le premier problème est le dispatching économique dynamique basé sur les offres (BBDED) en utilisant un algorithme méta-heuristique puissant proposé appelé recuit simulé et le second problème est l'écoulement de puissance optimal basé sur la technique de tarification nodale LMP (OPF-LMP) où de nombreux objectifs sont couverts tels que la réduction des pertes de transport, la diminution des prix de l'électricité, la minimisation du coût de production d'électricité, l'augmentation du bénéfice des consommateurs et la maximisation du profit des producteurs. L'intégration de l'énergie éolienne dans les deux problèmes d'optimisation est effectuée pour étudier les performances et le bénéfice économique de l'intégration de l'énergie éolienne dans le marché de l'électricité dérégulé.

**Mots-clés :** Réseau électrique dérégulé, Marché de l'électricité, Optimisation, Dispatching économique dynamique basé sur les offres (BBDED), Écoulement de puissance optimal (OPF), Algorithme de recuit simulé (RS), Méthode des points intérieurs (IPM), Prix marginaux locaux (LMP), Congestion, Énergie éolienne.

## ملخص

في أنظمة الكهرباء التقليدية، يكون الإمداد بالكهرباء محتكراً دون منافسة. يحاول الموردون تقليل التكلفة المقدرة للإنتاج مع ضمان الأمن الكافي للإمداد للمستهلكين. يخضع إمداد الكهرباء، من التوليد إلى النقل إلى التوزيع إلى تشغيل النظام، لاحتكار شركة واحدة، مما تسبب في العديد من المشكلات في نظام الكهرباء، مثل فرض سعر أعلى على المستهلك مقارنة بسوق الكهرباء الأكثر تنافسية والذي ينتج عنه خفض إنتاج الكهرباء، مما أدى إلى انخفاض الأرباح للمنتجين، انخفاض الفوائد الاقتصادية للمستهلكين، اختيار المستهلك المحدود للمورد، انخفاض الاستثمار الاقتصادي للبلاد من خلال حرمان شركات الكهرباء من المشاركة في قطاع الكهرباء. الهدف من تحرير أنظمة الكهرباء لفتح أسواق الكهرباء وإدخال المنافسة هو تقليل تكلفة الكهرباء المحملة على المستهلك مع ضمان الربحية الاقتصادية لشركة التوليد دون التأثير على استقرار النظام وموثوقيته وأمنه. يتم دعم سوق الكهرباء المحررة، والذي يتضمن المنافسة واختيار المستهلك، من خلال نظام مفتوح لضمان تداول الكهرباء بشكل تنافسي وفعال. تحقيقاً لهذه الغاية، يتعلق موضوع هذه الأطروحة، على وجه الخصوص، بحل مشكلتي تحسين في سوق الكهرباء: المشكلة الأولى هي التوزيع الاقتصادي الديناميكي القائم على العرض و الطلب في سوق الكهرباء الحرة حيث تمت معالجتها باستخدام خوارزمية مقترحة تسمى التلدين المحاكي و هي تقنية تحسين احتمالية و المشكلة الثانية هي التدفق الأمثل للطاقة بناءً على تقنية التسعير العقدية باستخدام تقنية النقاط الداخلية حيث يتم تغطية العديد من الأهداف مثل تقليل خسائر النقل، وخفض أسعار الكهرباء، وتقليل تكلفة توليد الطاقة، وزيادة أرباح المستهلك، وتعظيم أرباح شركات التوليد. كما قد تم دمج طاقة الرياح في مشكلتي التحسين لدراسة الأداء والفائدة الاقتصادية لدمج طاقة الرياح في سوق الكهرباء الحرة.

**الكلمات المفتاحية:** نظام الطاقة الحر، سوق الكهرباء، التحسين، التوزيع الاقتصادي الديناميكي القائم على العرض والطلب، التدفق الأمثل للطاقة، خوارزمية التلدين المحاكي، طريقة النقاط الداخلية، الأسعار الهامشية المحلية، الاحتقان، طاقة الرياح.

# LISTE DES PUBLICATIONS LIEES A LA THESE

## PUBLICATION INTERNATIONALES

1. **BOUDDOU Riyadh**, BENHAMIDA Farid, Zeggai Amine, Ismail ZIANE, and Belgacem Moussa. 'The Dynamic Economic Dispatch in An Integrated Wind-Thermal Electricity Market Using Simulated Annealing Algorithm'. Journal: Przegląd Elektrotechniczny, 2020, vol 96(11), pp.55-60, E-ISSN 2449-9544. [Télécharger](#)
2. **BOUDDOU Riyadh**, BENHAMIDA Farid, ZIANE Ismail, ZEGGAI Amine, et BELGACEM Moussa. 'Solving bid-based dynamic economic dispatch in competitive electricity market using improved simulated annealing algorithm'. Journal: Mathematical Modelling of Engineering Problems, 2021, vol. 7, no 4, E-ISSN 2369-0747. [Télécharger](#)
3. **BOUDDOU Riyadh**, BENHAMIDA Farid, HABA Mekki, BELGACEM Moussa, et MEZIANE Mohammed Amine. 'Simulated Annealing Algorithm for Dynamic Economic Dispatch Problem in the Electricity Market Incorporating Wind Energy'. Journal : Ingénierie des Systèmes d Inf., 2020, vol. 25, no 6, p. 719-727, E-ISSN 2116-7125. [Télécharger](#)
4. **BOUDDOU Riyadh**, BENHAMIDA Farid, ZIANE Ismail, BENNIHI Sami Mohammed, AMMAR, Abdelkarim, et HABCHI, Yassine. 'Optimal energy dispatch and bidding strategy in the electricity market based on a hybrid renewable power system'. Selected and accepted for a special issue entitled "Recent Trends in Green Energy Technologies" from the ICACTCE'2021 conference, Journal: International Journal of Energy Optimization and Engineering, 2021, E-ISSN 2160-9543.
5. **BOUDDOU Riyadh**, BENHAMIDA Farid, HABA, Mekki BENNIHI Sami Mohammed et BELGACEM Moussa. 'Optimal Power Flow Based-LMP in Electricity Market Incorporating Wind Power Using IPM-GSF Algorithm'. Journal : International Journal of Ambient Energy, Soumissionné en 20 septembre 2020. (Sous révision), E-ISSN 2162-8246.

## CONFÉRENCES INTERNATIONALES

1. **BOUDDOU Riyadh**, BENHAMIDA Farid, et BELGACEM Moussa. 'Profit Analysis and Optimization in a Deregulated Electricity Market Using DCOPF Based LMP'. In: 2019 International Conference on Applied Automation and Industrial Diagnostics (ICAAID'19). Elazig, Turkey, **proceeding IEEE**, 2019. p. 1-6. [Télécharger](#)
2. **BOUDDOU Riyadh**, BENHAMIDA Farid, ZEGGAI Amine, Moussa Belgacem, Mohamed Khatir. 'Integration of Wind Power Generation into a Double-sided Competitive Electricity Market for Profit and Social Welfare Maximization'. In: 2020 International Conference on Electrical and Information Technologies (ICEIT'2020). Rabat, Morocco, **proceeding IEEE**, 2020. p. 1-6. [Télécharger](#)

3. **BOUDDOU Riyadh**, BENHAMIDA Farid, et BELGACEM Moussa. ‘Optimal Power Flow in a Deregulated Electricity Market Including Network Constraints’. 4th International Conference on Electrical Engineering and Control Applications, (ICEECA’2019) at: CONSTANTINE, Algeria. [Télécharger](#)
4. **BOUDDOU Riyadh**, BENHAMIDA Farid, ZIANE Ismail, BENNIHI Sami Mohammed, AMMAR, Abdelkarim, et HABCHI, Yassine. ‘A Day-Ahead Optimal Energy Scheduling in a Deregulated Power System for Cost and Profit Optimization Using an Efficient Algorithm’. International Conference on Advances in Communication Technology, Computing and Engineering (ICTACTCE’21), Morocco. **proceeding RGN**, 2021.

### CONFÉRENCES NATIONALES

1. **BOUDDOU Riyadh**, BENHAMIDA Farid, ZEGGAI Amine, and BELGACEM Moussa. ‘Impact of Wind Power Generation Integration on a double-sided Competitive Electricity Market’. In: 2020 National Conference on Applied Energetics (NCAE’202) NAMMA. Algeria.
2. **BOUDDOU Riyadh**, BENHAMIDA Farid, Zeggai Amine, and Belgacem Moussa. ‘Maximisation du profit des compagnies de production en utilisant la simulation DCOPF basé sur les prix marginaux nodaux dans un marché d’électricité dérégulé’, 2019, Troisièmes Journées Doctorales de Génie Electrique, Décembre Sidi Bel-Abbes, Algeria.

# TABLE DES MATIÈRES

Table des matières .....	I
Liste des figures .....	IV
Liste des tableaux.....	VIII
Liste des symboles et abréviations.....	X
Introduction générale .....	1

## CHAPITRE 1

### ÉTAT DE L'ART SUR LES MARCHÉS D'ÉLECTRICITÉ

1.1. Dérégulation du secteur de l'électricité .....	7
1.1.1. Séparation des activités de système verticalement intégré .....	8
1.1.2. Modèles de concurrence .....	10
1.1.2.1. Modèle pool de la concurrence (marché de gros).....	10
1.1.2.2. Modèle bilatéral de la concurrence (marché de détail) .....	12
1.1.3. Type et fonctionnement des marchés de l'électricité .....	13
1.1.3.1. Marché du jour à l'avance (day-ahead market).....	13
1.1.3.2. Marché intra journalier (intraday ahead market) .....	18
1.1.3.3. Marché de l'énergie en temps réel (spot market) .....	18
1.1.4. Participation des ressources énergétiques renouvelables dans le marché d'électricité ..	20
1.1.4.1. Certificat d'énergie renouvelable (cer) .....	21
1.1.5. Restructuration du secteur de l'électricité dans différents pays .....	22
1.1.5.1. Restructuration au Chili .....	23
1.1.5.2. Restructuration en Argentine .....	25
1.1.5.3. Restructuration au Brésil.....	26
1.1.5.4. Restructuration au Mexique.....	28
1.1.5.5. Restructuration au Royaume-Unis .....	31
1.1.5.6. Restructuration dans les pays nordiques .....	32
1.1.5.7. Restructuration en Australie et en Nouvelle-Zélande .....	33
1.1.5.8. Restructuration en France .....	33
1.1.5.9. Restructuration aux États-Unis .....	36
1.1.5.10. Restructuration en Chine .....	37
1.1.5.11. Réformes dans le secteur de l'électricité en Algérie.....	38
1.2. Conclusion.....	42

## CHAPITRE 2

### OPÉRATIONS TECHNICO-ÉCONOMIQUES DANS LES MARCHÉS D'ÉLECTRICITÉ

## TABLE DES MATIÈRES

---

2.1. Opérations techniques dans les réseaux électriques .....	44
2.1.1. Production de l'énergie électrique .....	45
2.1.2. Transport de l'énergie électrique .....	48
2.1.3. Distribution de l'énergie électrique .....	48
2.1.4. Modélisation des éléments de puissance d'un réseau électrique.....	50
2.1.4.1. Générateurs de puissance .....	51
2.1.4.2. Ligne de transport .....	52
2.1.4.3. Transformateurs de puissance.....	53
2.1.4.4. Charge électrique .....	53
2.2. Opérations économiques dans les réseaux électriques.....	54
2.2.1. Dispatching économique.....	55
2.2.1.1. Caractéristiques des entrées-sorties des unités thermiques .....	55
2.2.1.2. Formulation du problème de dispatching économique .....	56
2.2.2. Dispatching économique en négligeant les pertes du système.....	60
2.2.2.1. Dispatching économique négligeant les limites de la production.....	60
2.2.2.2. Dispatching économique avec les limites de la production.....	64
2.2.3. Dispatching économique en considérant les pertes du système .....	67
2.2.3.1. Dispatching économique avec des pertes constantes .....	67
2.2.3.2. Dispatching économique avec les pertes en fonction des puissances générées .....	69
2.2.4. Dispatching économique dynamique.....	74
2.2.4.1. Formulation du problème de DED.....	74
2.2.5. Dispatching économique dynamique dans un marché d'électricité dérégulé .....	75
2.2.6. Écoulement de puissance optimale (OPF) basé sur les prix nodaux dans le marché d'électricité .....	84
2.2.6.1. Prix marginal nodal (LMP).....	84
2.2.6.2. Formulation de problème de l'OPF basée sur LMP .....	86
2.3. Conclusion.....	88

## **CHAPITRE 3**

### **MÉTHODE D'OPTIMISATION APPLIQUÉE AU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ**

3.1. Problème d'optimisation .....	91
3.1.1. Classification des problèmes d'optimisation .....	92
3.1.2. Formulation de problème d'optimisation.....	92
3.2. Méthode d'optimisation .....	96
3.2.1. Efficacité de la méthode d'optimisation.....	96
3.2.2. Opérateurs de recherche fondamentaux.....	96
3.2.3. Différence entre les méthodes déterministes et stochastiques .....	97
3.2.4. Classification des méthodes d'optimisation .....	97
3.2.5. Méthodes déterministes et stochastiques .....	98
3.2.6. Méthodes heuristiques et métaheuristiques.....	99
3.2.6.1. Algorithme génétique (AG) .....	101
3.2.6.2. Optimisation par essaims de particules (PSO).....	103

3.2.6.3. Algorithme d'optimisation des colonies de fourmis (ACO) .....	106
3.2.6.4. Algorithme d'évolution différentielle (DE) .....	108
3.2.6.5. Algorithme de colonie d'abeilles artificielle (ABC) .....	101
3.2.6.6. Algorithme de recuit simulé (RS) .....	101
3.2.6.7. Méthode des points intérieurs (IPM).....	101
3.3. Conclusion.....	96

## **CHAPITRE 4**

### **DISPATCHING ÉCONOMIQUE DYNAMIQUE BASÉ SUR LES OFFRES**

4.1. Résultats de la simulation et interprétations.....	131
4.1.1. Cas d'étude 1 : BBDLED sans énergie éolienne .....	132
4.1.1.1. Réseau IEEE 5-nœuds .....	132
4.1.1.2. Réseau IEEE 30-nœuds à 6-unités .....	135
4.1.1.3. Réseau IEEE 39-nœuds à 10-unités .....	142
4.1.1.4. Réseau IEEE à 40-unités .....	145
4.1.2. Cas d'étude 2 : BBDLED avec énergie éolienne.....	147
4.1.2.1. Intégration avec vitesse fix du vent (réseau IEEE 39-nœuds a 10-unités).....	148
4.1.2.2. Intégration avec vitesse variable du vent (réseau IEEE 30-nœuds à 6-unités) .	151
4.2. Conclusion.....	154

## **CHAPITRE 5**

### **ÉCOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMALE BASÉ SUR LA TARIFICATION NODAL**

5.1. Résultats de la simulation et interprétations.....	158
5.1.1. Réseau IEEE à 6-nœuds.....	158
5.1.1.1. Cas d'étude 1 : écoulement de puissance optimal basé sur LMP sans énergie éolienne .....	159
5.1.1.2. Cas d'étude 2 : écoulement de puissance optimal basé sur LMP avec énergie éolienne .....	161
5.1.2. Réseau IEEE à 30-nœuds.....	165
5.1.2.1. Cas d'étude 1 : écoulement de puissance optimal basé sur LMP sans énergie éolienne .....	167
5.1.2.2. Cas d'étude 2 : écoulement de puissance optimal basé sur LMP avec énergie éolienne .....	171
5.2. Conclusion.....	177

## **CHAPITRE 6**

## OPTIMISATION DU PROFIT DANS LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

6.1. Résultats de simulation et interprétations des résultats.....	181
6.1.1. Réseau test IEEE à 14-nœuds.....	181
6.1.1.1. Cas-A : L'OPF dans le marché d'électricité sous la concurrence parfaite .....	182
6.1.1.2. Cas-B : L'OPF dans le marché d'électricité sous la concurrence oligopolistique (stratégie d'enchère optimale) .....	183
6.1.2. Réseau test IEEE à 30-nœuds.....	188
6.1.2.1. Cas-A : La comparaison entre la concurrence parfaite et oligopolistique en fonction de DCOPF et ACOPF.....	189
6.1.2.2. Cas-B : La comparaison entre la concurrence parfaite et oligopolistique en utilisant le modèle DCOPF pour 24h d'échange .....	192
6.1.3. Réseau électrique Algérien 114-nœuds .....	194
6.1.3.1. Cas-A : L'OPF sur le marché de l'électricité sans énergies renouvelables (consommation de l'année 2007) .....	196
6.1.3.2. Cas-B : L'OPF sur le marché de l'électricité avec participation des énergies renouvelables (consommation de l'année 2019/2020) .....	198
6.2. Conclusion.....	207
<b>Conclusion Générale</b> .....	<b>219</b>
<b>Annexes</b> .....	<b>223</b>
<b>Références bibliographiques</b> .....	<b>249</b>



# LISTE DES FIGURES

<b>Figure A.1</b> Plan résumé de la thèse .....	6
<b>Figure 1.1</b> Séparation des activités de la société d'électricité intégrée verticalement. ....	9
<b>Figure 1.2</b> Structure de base du système électrique dérégulé.....	11
<b>Figure 1.3</b> Principe d'équilibrage de marché et détermination de MCP par ISO.....	12
<b>Figure 1.4</b> Structure de marché de l'électricité de gros.....	12
<b>Figure 1.5</b> Structure de marché de l'électricité de détail.....	14
<b>Figure 1.6</b> Opérations principales de marché du jour à l'avance.....	15
<b>Figure 1.7</b> Paramètres de marché du jour à l'avance. ....	17
<b>Figure 1.8</b> Paramètres principaux de fonctionnement du marché en temps réel.....	21
<b>Figure 1.9</b> Structure de base des trois marchés dans les systèmes électriques modernes.....	21
<b>Figure 1.10</b> Structure et fonctionnement du marché avec production d'électricité hybride thermique/renouvelable .....	23
<b>Figure 1.11</b> Dérégulation du secteur de l'électricité dans le monde.....	24
<b>Figure 1.12</b> Structure du marché chilien de l'électricité.....	26
<b>Figure 1.13</b> Structure du marché argentin de l'électricité.....	27
<b>Figure 1.14</b> Structure du marché brésilien de l'électricité .....	29
<b>Figure 1.15</b> Structure du marché mexicain de l'électricité.....	31
<b>Figure 1.16</b> Structure générale de marché d'électricité de tous les pays nordiques .....	34
<b>Figure 1.17</b> Structure générale de marché d'électricité en Australie et en Nouvelle-Zélande.....	35
<b>Figure 1.18</b> Structure générale et acteurs de marché d'électricité en France.....	36
<b>Figure 1.19</b> Marché de l'électricité aux États-Unis.....	37
<b>Figure 1.20</b> Carte de contour de marché ERCOT montrant le LMP à différents nœud.....	38
<b>Figure 1.21</b> Structure générale de marché d'électricité en Chine .....	39
<b>Figure 1.22</b> Structure à intégration verticale de système énergétique en Algérie .....	42
<b>Figure 1.23</b> Structure proposée de marché de l'électricité en Algérie.....	42
<b>Figure 2.1</b> Opérations principales du réseau électrique.....	46
<b>Figure 2.2</b> Principes de fonctionnement des centrales hydroélectriques, thermiques et nucléaires.....	47
<b>Figure 2.3</b> Principes de fonctionnement des centrales solaires et éoliennes .....	48
<b>Figure 2.4</b> Production mondiale de l'électricité (Historique et prévisions).....	49
<b>Figure 2.5</b> Ligne de transport à double voie (400 kV).....	50
<b>Figure 2.6</b> Poste de transformation électrique .....	51
<b>Figure 2.7</b> Structure générale d'un réseau électrique.....	52
<b>Figure 2.8</b> Schéma synoptique d'un générateur de puissance.....	53
<b>Figure 2.9</b> Modèle équivalent en ( $\pi$ ) d'une ligne de transport.....	53
<b>Figure 2.10</b> Modèle équivalent en ( $\pi$ ) d'un transformateur idéal.....	54
<b>Figure 2.11</b> Modèle d'une charge électrique. ....	55
<b>Figure 2.12</b> Opérations d'optimisation en fonction de temps .....	55
<b>Figure 2.13</b> Caractéristiques d'entrée-sortie de l'unité de production.....	56
<b>Figure 2.14</b> Courbe du coût de production.....	57
<b>Figure 2.15</b> Courbe du coût marginal de production.....	58
<b>Figure 2.16.</b> Données statistiques de consommation de carburant en fonction de puissance.....	60
<b>Figure 2.17</b> Modèle de problème de dispatching économique sans pertes.....	62

<b>Figure 2.18</b> Trois exemples de dispatching économique avec limites de production .....	66
<b>Figure 2.19</b> Modèle de problème de dispatching économique avec pertes .....	68
<b>Figure 2.20</b> Limites de « rampe-rate » d'une unité de production.....	76
<b>Figure 2.21</b> Systèmes de marché de l'électricité.....	77
<b>Figure 2.22</b> Capacité annuelle ajoutée a la capacité mondiale d'énergie éolienne 2009-2019.....	80
<b>Figure 2.23</b> Courbe de puissance standard pour un générateur éolien .....	84
<b>Figure 2.24</b> Les composants de LMP.....	85
<b>Figure 3.1</b> Espace de décision d'un problème d'optimisation bidimensionnel sous contrainte .....	95
<b>Figure 3.2</b> Représentation de l'optimum local et de l'optimum global des solutions .....	96
<b>Figure 3.3</b> Modèle et paramètres de la méthode d'optimisation.....	97
<b>Figure 3.4</b> Classification générale des méthodes d'optimisation .....	99
<b>Figure 3.5</b> Organigramme générale de l'algorithme génétique .....	104
<b>Figure 3.6</b> Organigramme générale de l'algorithme de PSO .....	105
<b>Figure 3.7</b> Principe de recherche de PSO avec des particules dans un espace de solution.....	106
<b>Figure 3.8</b> Organigramme général de l'algorithme de PSO .....	107
<b>Figure 3.9</b> Processus de l'algorithme d'optimisation par colonies de fourmis. ....	108
<b>Figure 3.10</b> Organigramme général de l'algorithme de ACO.....	109
<b>Figure 3.11</b> Organigramme général de l'algorithme de ABC.....	111
<b>Figure 3.12</b> Processus de l'algorithme d'optimisation par recuit simulé .....	113
<b>Figure 3.13</b> Organigramme général de l'algorithme de recuit simulé.....	118
<b>Figure 3.14</b> Algorithme de recuit simulé pour les problèmes de minimisation et de maximisation.....	119
<b>Figure 3.15</b> Espace de recherche de recuit simulé avec coefficient de refroidissement rapide ( $\alpha = 0.6$ ).....	120
<b>Figure 3.16</b> Solutions optimales de la fonction objective avec un refroidissement lent ( $\alpha = 0.6$ ).....	120
<b>Figure 3.17</b> Espace de recherche avec coefficient de refroidissement rapide ( $\alpha = 0.9$ ).....	121
<b>Figure 3.18</b> Solutions optimales de la fonction objective avec un refroidissement lent ( $\alpha = 0.9$ ).....	121
<b>Figure 3.19</b> Espace de recherche de recuit simulé avec coefficient de refroidissement rapide (Cas de maximisation). ....	122
<b>Figure 3.20</b> Solutions optimales de la fonction objective avec un refroidissement lent (Cas de maximisation).....	122
<b>Figure 3.21</b> Espace de recherche de IPM avec le paramètre de barrière ( $\mu k = 10$ ) .....	127
<b>Figure 3.22</b> Solutions optimales de la fonction objective .....	128
<b>Figure 3.23</b> Paramètre de barrière avec convergence.....	128
<b>Figure 4.1</b> Comparaison des résultats du système à 3-unités pour les deux périodes.....	135
<b>Figure 4.2</b> Convergence du profit des deux périodes du système à 3-unités. ....	136
<b>Figure 4.3</b> Convergence du profit des deux périodes du système à 6-unités (stratégie faible) ..	138
<b>Figure 4.4</b> Convergence du profit des deux périodes du système à 6-unités (stratégie moyenne).....	140
<b>Figure 4.5</b> Convergence du profit des deux périodes du système à 6-unités (stratégie élevée). ..	141
<b>Figure 4.6</b> Comparaison des résultats en fonction des stratégies d'enchères. ....	141
<b>Figure 4.7</b> Convergence du profit total du système à 6-unités pour les trois stratégies.....	142
<b>Figure 4.8</b> Résultats totales pour 12 périodes .....	145

<b>Figure 4.9</b> Convergence du profit total du système à 10-unités pour les trois stratégies 12 périodes.....	146
<b>Figure 4.10</b> Résultats de dispatching optimal basé sur les enchères du système à 40-unités pour 12 périodes d'échanges.....	147
<b>Figure 4.11</b> Résultats de dispatching économique dynamique basé sur les enchères optimisées totales du système à 40-unités.....	148
<b>Figure 4.12</b> Convergence du profit total du système à 40-unités pour les trois stratégies 12 périodes.....	148
<b>Figure 4.13</b> Prévisions de la production d'énergie éolienne et de la demande de charge pour 12 périodes.....	150
<b>Figure 4.14</b> Profit total avec et sans intégration de l'énergie éolienne pour 12 périodes.....	151
<b>Figure 4.15</b> Convergence de profit total avec et sans énergie éolienne pour la 12eme période.....	152
<b>Figure 4.16</b> Coût total de production avec la pénétration de l'énergie éolienne.....	153
<b>Figure 4.17</b> Profit total avec la pénétration de l'énergie éolienne.....	154
<b>Figure 4.18</b> Comparaison de la courbe de convergence du profit total avec et sans énergie éolienne.....	155
<b>Figure 5.1</b> Schéma block du système IEEE 6-nœuds sous PSAT.....	155
<b>Figure 5.2</b> LMPs et NCPs de différents nœuds de réseau test IEEE 6-nœuds.....	161
<b>Figure 5.3</b> Profil de tension pour le réseau électrique IEEE6-nœuds.....	162
<b>Figure 5.4</b> Réseau test IEEE 6-nœuds avec générateur éolien.....	163
<b>Figure 5.5</b> Résultats totaux de marché après l'OPF en fonction de la pénétration de l'énergie éolienne.....	164
<b>Figure 5.6</b> Prix marginal nodal des nœuds avec la pénétration de l'énergie éolienne de réseau test IEEE 6-nœuds.....	165
<b>Figure 5.7</b> Variation des prix de la congestion nodale du marché bilatéral avec la pénétration de l'énergie éolienne de réseau test IEEE 6-nœuds.....	165
<b>Figure 5.8</b> Profil de tensions du réseau test IEEE 6-nœuds après l'OPF en présence de générateur éolien.....	166
<b>Figure 5.9</b> Schéma unifilaire du système IEEE 30-nœuds sous PSAT.....	168
<b>Figure 5.10</b> Comparaison des LMP obtenus dans les enchères unilatérale et bilatérale.....	170
<b>Figure 5.11</b> Variation des prix de la congestion nodale du marché unilatéral au marché bilatéral.....	170
<b>Figure 5.12</b> Comparaison des résultats entre l'enchère unilatérale et bilatérale.....	171
<b>Figure 5.13</b> Profil de tension pour le réseau électrique IEEE6-nœuds.....	172
<b>Figure 5.14</b> Schéma unifilaire du système IEEE 30-nœuds avec offre et demande et le générateur éolien.....	172
<b>Figure 5.15</b> Production des générateurs avec la pénétration de l'énergie éolienne.....	174
<b>Figure 5.16</b> Prix LMP pour le côté production avec pénétration de l'énergie éolienne.....	174
<b>Figure 5.17</b> Prix de l'électricité nodal LMP pour la demande et le générateur éolien.....	175
<b>Figure 5.18</b> Comparaison des LMP obtenus sans et avec 30% de l'énergie éolienne.....	175
<b>Figure 5.19</b> Pertes de puissance avec la pénétration de l'énergie éolienne.....	176
<b>Figure 5.20</b> Variation des prix de la congestion nodale du marché bilatéral avec la pénétration de l'énergie éolienne.....	176
<b>Figure 5.21</b> Variation des prix de la congestion nodale du marché bilatéral avec la pénétration de l'énergie éolienne.....	177

<b>Figure 5.22</b> Profil de tensions du réseau IEEE 30-nœuds après l’OPF en présence de générateur éolien.....	178
<b>Figure 6.1</b> Schéma unifilaire du système IEEE 14-nœuds.....	183
<b>Figure 6.2</b> Comparaison des prix LMP (système avec et sans congestion).....	186
<b>Figure 6.3</b> Profit des participants en concurrence parfaite et en concurrence oligopolistique sans et avec congestion.....	186
<b>Figure 6.4</b> Prix LMP pour différents modèles d’OPF de système IEEE 14-nœuds.....	188
<b>Figure 6.5</b> Profil de tension des modèles d'OPF pour le réseau électrique de test IEEE 14-nœuds .....	189
<b>Figure 6.6</b> Schéma unifilaire du système test IEEE 30-nœuds.....	190
<b>Figure 6.7</b> Prix LMP pour différents modèles d’OPF de système IEEE 30-nœuds. ....	192
<b>Figure 6.8</b> Profil de tension des modèles d'OPF pour le réseau électrique de test IEEE 30-nœuds .....	193
<b>Figure 6.9</b> Prix LMP avec variation de la charge pendant 24 heures .....	193
<b>Figure 6.10</b> Résultats globaux sous la concurrence oligopolistique .....	194
<b>Figure 6.11</b> Comparaison du profit pour 24h d'échange. ....	194
<b>Figure 6.12</b> Réseau électrique algérien de 114-nœuds basés sur les données de la société Sonelgaz.....	195
<b>Figure 6.13</b> Prix LMP pour différents modèles d’OPF de réseau algérien 114-nœuds. ....	198
<b>Figure 6.14</b> Profil de tension des modèles d'OPF pour le réseau électrique algérien 114-nœuds.....	199
<b>Figure 6.15</b> Consommation d'électricité de l'Algérie pour l'année 2019/202 .....	200
<b>Figure 6.16</b> Comparaison de prix LMP dans le marché d’électricité avec et sans énergie renouvelable sur le réseau algérien 114-nœuds.....	203
<b>Figure 6.17</b> Profil de tension des modèles d'OPF pour le réseau électrique algérien 114-nœuds .....	205
<b>Figure 6.18</b> Pertes de transport actives et réactives du réseau algérien 114-nœuds. ....	205
<b>Figure 6.19</b> Prix LMP du système électrique algérien avec la variation de la demande de charge pendant 12 périodes de marché.....	206
<b>Figure 6.20</b> Cout total après l’ACOPF dans le réseau algérien pendant 12 périodes de marché.....	207
<b>Figure 6.21</b> Revenu total après l’ACOPF dans le réseau algérien pendant 12 périodes de marché.....	207
<b>Figure 6.22</b> Profit total après l’ACOPF dans le réseau algérien pendant 12 périodes de marché.....	207

# LISTE DES TABLEAUX

<b>Tableau 2.1</b> Données pour une unité de production.....	60
<b>Tableau 3.1</b> Processus d'implémentation du recuit simulé pour résoudre le problème d'optimisation .....	117
<b>Tableau 3.2</b> Paramètres de l'algorithme de recuit simulé.....	119
<b>Tableau 3.3</b> Comparaison de la solution optimale de recuit simulé .....	121
<b>Tableau 3.4</b> Solution optimale de recuit simulé (Cas de maximisation) .....	123
<b>Tableau 3.5</b> Solution optimale de IPM. ....	128
<b>Tableau 4.1</b> Paramètres de l'algorithme de recuit simulé amélioré.....	133
<b>Tableau 4.2</b> Paramètres des générateurs pour le système de 3-unités .....	133
<b>Tableau 4.3</b> Paramètres des clients pour les 2 périodes de système à 3-unités .....	134
<b>Tableau 4.4</b> Résultats du dispatching pour un système à 3-unités .....	134
<b>Tableau 4.5</b> Comparaison des résultats.....	135
<b>Tableau 4.6</b> Paramètres des générateurs pour le système de 6-unités .....	136
<b>Tableau 4.7</b> Paramètres des clients pour les 2 périodes de système à 6-unités .....	137
<b>Tableau 4.8</b> Résultats du dispatching pour un système à 6-unités (stratégie faible).....	138
<b>Tableau 4.9</b> Résultats du dispatching pour un système à 6-unités (stratégie moyenne).....	139
<b>Tableau 4.10</b> Résultats du dispatching pour un système à 6-unités (stratégie élevée).....	140
<b>Tableau 4.11</b> Comparaison des résultats en fonction des stratégies d'enchère .....	142
<b>Tableau 4.13</b> Paramètres des générateurs pour le système de 10-unités.....	143
<b>Tableau 4.14</b> Paramètres des clients pour les 12 périodes de système à 10-unités .....	144
<b>Tableau 4.15</b> Résultats du dispatching pour un système à 10-unités pour les 12 périodes.....	144
<b>Tableau 4.16</b> Comparaison des résultats totales avec différentes méthodes.....	145
<b>Tableau 4.17</b> Paramètres des clients pour les 12 périodes de système à 10-unités .....	146
<b>Tableau 4.18</b> Demande des clients pour 12 périodes.....	147
<b>Tableau 4.19</b> Paramètres du générateur éolien.....	149
<b>Tableau 4.20</b> Résultats du dispatching avec l'énergie éolienne du système à 10-unités pour les 12 périodes.....	150
<b>Tableau 4.21</b> Comparaison du profit total et du coût de production .....	151
<b>Tableau 4.21</b> Comparaison du profit total et du coût de production .....	152
<b>Tableau 4.23</b> Résultats avec la variation de la puissance éolienne sous la stratégie d'enchère élevée.....	153
<b>Tableau 4.24</b> Comparaison des résultats de deux cas d'étude .....	154
<b>Tableau 5.1</b> Paramètres de l'offre et la demande de système IEEE 6-nœuds .....	160
<b>Tableau 5.2</b> Résultats de l'OPF avec l'enchère bilatérale de réseau test IEEE 6-nœuds.....	161
<b>Tableau 5.3</b> Tension et puissances réactives optimales des générateurs du réseau test IEEE 6-nœuds .....	161
<b>Tableau 5.4</b> Paramètres du générateur éolien en fonction de la vitesse de vent. ....	163
<b>Tableau 5.5</b> Résultats de l'OPF avec intégration de l'énergie éolienne.....	164
<b>Tableau 5.6</b> Tension et puissances réactives optimales des générateurs du réseau test IEEE 6-nœuds avec l'intégration de générateur éolien avec 100 % de pénétration.....	166
<b>Tableau 5.7</b> Paramètres de l'offre et la demande de réseau test IEEE 30-nœuds.....	167

<b>Tableau 5.8</b> Résultats de l'écoulement de puissance optimal avec l'enchère unilatérale et bilatérale .....	169
<b>Tableau 5.9</b> Tension et puissances réactives optimales des générateurs du réseau test IEEE 30-nœuds .....	171
<b>Tableau 5.10</b> Paramètres du générateur éolien.....	173
<b>Tableau 5.11</b> Résultats du marché basé sur l'OPF avec pourcentage d'intégration de l'énergie éolienne.....	173
<b>Tableau 5.12</b> Tension et puissances réactives optimales des générateurs du réseau test IEEE 30-nœuds avec l'intégration de générateur éolien avec 100 % de pénétration.....	177
<b>Tableau 6.1</b> Paramètres des générateurs pour le système test IEEE 14-nœuds.....	183
<b>Tableau 6.2</b> Résultats de DCOPF sous la concurrence parfaite.....	184
<b>Tableau 6.3</b> Comparaison des résultats.....	184
<b>Tableau 6.4</b> Résultats de DCOPF sous la concurrence oligopolistique (sans congestion) .....	185
<b>Tableau 6.5</b> Comparaison des résultats.....	185
<b>Tableau 6.6</b> Résultats de DCOPF sous la concurrence oligopolistique (avec congestion).....	185
<b>Tableau 6.7</b> Comparaison des résultats de DCOPF et ACOPF .....	187
<b>Tableau 6.8</b> Tension et puissances réactives optimales des générateurs du réseau test IEEE 14-nœuds .....	188
<b>Tableau 6.9</b> Paramètres des générateurs pour le système test IEEE 30-nœuds.....	190
<b>Tableau 6.10</b> Comparaison des résultats de DCOPF et ACOPF .....	191
<b>Tableau 6.11</b> Tension et puissances réactives optimales des générateurs du réseau test IEEE 30-nœuds .....	192
<b>Tableau 6.12</b> Paramètres des générateurs pour le réseau algérien 114-nœuds.....	196
<b>Tableau 6.13</b> Résultats de L'OPF du marché d'électricité dans le réseau algérien.....	197
<b>Tableau 6.14</b> Comparaison de résultat total de L'OPF du marché d'électricité dans le réseau algérien.....	197
<b>Tableau 6.15</b> Tension et puissances réactives optimales des générateurs du réseau algérien 114-nœuds .....	198
<b>Tableau 6.1</b> Programme national de développement des énergies renouvelables sur 2015-2030 .....	200
<b>Tableau 6.17</b> Puissance installée et l'énergie produite de la date de mise en service à juin 2017.....	201
<b>Tableau 6.18</b> Données des générateurs à énergie renouvelable et leur emplacement.....	202
<b>Tableau 6.19</b> Résultats de L'OPF dans le marché d'électricité avec intégration des énergies renouvelables.....	203
<b>Tableau 6.20</b> Comparaison de résultat total de L'OPF du marché d'électricité dans le réseau algérien.....	203
<b>Tableau 6.21</b> Tension et puissances réactives optimales des générateurs du réseau algérien 114-nœuds (avec énergies renouvelables).....	204



## LISTE DES SYMBOLES ET ABREVIATIONS

<b>ACOPF</b>	AC Optimal Power Flow (Ecoulement de puissance optimale en courant alternatif)
<b>ACO</b>	Ant Colony Optimization (algorithmes de colonies de fourmis).
<b>ABC</b>	Artificial Bee Colony algorithm (algorithme de colonie d'abeilles artificielle).
<b>BBDELD</b>	Bid Based Dynamic Economic Load Dispatch (Dispatching économique dynamique basé sur les offres).
<b>CAISO</b>	California independent system operator (Opérateur Américain de système Indépendant de la California).
<b>CER</b>	Renewable Energy Certificate (Certificat d'énergie renouvelable).
<b>CREG</b>	Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz.
<b>DAM</b>	Day Ahead Electricity Market (Marché du jour à l'avance).
<b>DISCO</b>	Distribution Company (Société de distribution).
<b>DCOPF</b>	DC Optimal Power Flow (Ecoulement de puissance optimale en courant continue)
<b>DE</b>	Differential Evolution (Algorithme d'Evolution Différentielle).
<b>DED</b>	Dispatching Economique Dynamique.
<b>DE</b>	Dispatching Economique.
<b>EMS</b>	Energy Management System (Système de gestion de l'énergie).
<b>ERCOT</b>	Electric Reliability Council of Texas (Conseil de fiabilité électrique du Texas).
<b>GRTE</b>	Société de Gestion du Réseau de Transport d'Electricité.
<b>GA</b>	Genetic Algorithms (Algorithmes Génétiques).
<b>GENCO</b>	Generation company (Société de production).
<b>ISO-NE</b>	New England-Independent System Operator (Opérateur de système indépendant de la Nouvelle-Angleterre).
<b>ISO</b>	Opérateur de Système Indépendant.
<b>IPM</b>	Interior Point Method (méthode des points intérieurs).
<b>IDAM</b>	Intra-Day-Ahead Electricity Market (Marché intra-journalier).
<b>LMP</b>	Locational Marginal Price (Prix marginal local).
<b>MISO</b>	Midwest-Independent System Operator (Opérateur indépendant de système du Midwest).
<b>MCP</b>	Market Clearing Price (Prix d'équilibrage de marché).
<b>NYISO</b>	New York Independent System Operator (Opérateurs indépendants aux États-Unis).
<b>OS</b>	Opérateur de Système.
<b>OPF</b>	Optimal Power Flow (Ecoulement de puissance optimal).
<b>PBDELD</b>	Price-Based Dynamic Economic Load Dispatch (Dispatching économique dynamique basé sur les prix).
<b>PF</b>	Profit total du GENCO.
<b>PJM</b>	Pennsylvania-New Jersey-Maryland (opérateur au nord-est des Etats-Unis).
<b>PRD</b>	Price Related to Demand (Demande en fonction du prix).
<b>PSO</b>	Particle swarm optimization (Optimisation par essaims de particules).
<b>RESCO</b>	Retail Energy Service Company (Société de services de détail).
<b>RV</b>	Revenu total du GENCO.

LISTE DES SYMBOLES ET ABREVIATION

---

<b>RS</b>	Simulated Annealing (Recuit simulé).
<b>SCUC</b>	Security Constrained Unit Commitment (Engagement d'unité sécurisé).
<b>SCED</b>	Security Constrained Economic Dispatch (Dispatching économique sécurisé).
<b>SM</b>	Spot Market (Marché en temps réel).
<b>SPP</b>	Southwest Power Pool (Système d'échange d'énergie du Sud-Ouest).
<b>SCADA</b>	Supervisory Control and Data Acquisition (système de contrôle et d'acquisition de données).
<b>SPE</b>	Société de Production d'Electricité.
<b>SIV</b>	Société Intégrée Verticalement.
<b>SDA</b>	Société de Distribution d'Electricité et de Gaz d'Alger.
<b>SDC</b>	Société de Distribution d'Electricité et de Gaz de Centre.
<b>SDE</b>	Société de Distribution d'Electricité et de Gaz de l'est.
<b>SDO</b>	Société de Distribution d'Electricité et de Gaz de l'ouest.
<b>TRANSCO</b>	Transmission Company (Société de transport).
<b>TC</b>	Coût total de la production des unités conventionnelle n (GENCO).
$r_{ij}$	Résistance linéaire série par phase de la ligne.
$x_{ij}$	Réactance linéaire série par phase de la ligne.
$bc_{ij}$	Susceptance capacitive shunt par phase de la ligne.
$g_{ij0}$	Conductance shunt par phase de la ligne.
$F_i(P_{Gi})$	Fonction coût de la centrale ( $i$ ) exprimée en ( $\$/h$ ).
$F$	Coût total de production des générateurs.
$a_i, b_i, c_i$	Coefficients de coût du combustible de l'unité ( $i$ ).
$P_{Gi}$	Puissance active générée par le générateur ( $i$ ).
$P_{Di}$	Puissance active demandée par la charge ( $i$ ).
$P_D$	Puissance active totale consommée.
$P_L$	Pertes actives de transport dans le réseau.
$N_g$	Nombre de générateurs en fonctionnement (dispatchable).
$N_D$	Nombre de nœuds consommateurs (charge).
$P_{Gimin}$	Puissance active minimale du générateur ( $i$ ).
$P_{Gimax}$	Puissance active maximale du générateur ( $i$ ).
$B_{ij}, B_{0i}, B_{00}$	Les B-coefficients de la formule des pertes.
$UR_i$	La contrainte de « rampe-up » (MW/h).
$DR_i$	La contrainte de « rampe-down » (MW/h).
$P_{n,t}$	Puissance active produite à l'instant ( $t$ ) par les GENCO.
$D_{j,t}$	Puissance demandée à l'instant ( $t$ ) par les clients.
$a_{dj}, b_{dj}$	Coefficients de prix d'offre des clients en fonction d'une quantité ( $P_n$ ).
$D_{j,t}$	Puissance demandée par les clients à l'instant ( $t$ ).
$WS_h$	Vitesse du vent à une hauteur spécifique ( $h$ ).
$WS_{10}$	Vitesse standard du vent à une hauteur de 10 ( $m$ ).
$N$	Coefficient de Hellman (0.143).
$C_p$	Coefficient aérodynamique de puissance.
$P$	La densité de l'air ( $1,225 \text{ kg/m}^3$ ).
$R_p$	Rayon du rotor ( $m$ ).
$V_w$	La vitesse du vent ( $m/s$ ).
$C_\omega$	Fonction de coût linéaire pour les centrales éoliennes.
$P_\omega$	Puissance de l'éolienne en fonction des variations de la vitesse du vent.



## LISTE DES SYMBOLES ET ABREVIATION

---

$b_{\omega}$	Coefficient direct de coût pour le générateur éolien.
$u_{\omega}^{rat}$	La vitesse du vent nominale
$u_{\omega}^{in}$	La vitesse du vent minimale
$u_{\omega}^{out}$	La vitesse du vent maximale.
$\mu_k$	Prix virtuel (Shadow Price) lié à la contrainte physique de ligne ( $\$/MWh$ ).
$GSF_{k-i}$	Facteur de retard de puissance transportée entre le nœud et la ligne.
$M$	Nombre de lignes.
$B^{-1}$	L'inverse de la matrice de susceptance.
$X_k$	Réactance de ligne.
$a, b$	Les nœuds d'extrémité de ligne de départ et de réception.
$V_i$	Magnitude de la tension dans le nœud ( $i$ ).
$\theta_{ij}$	Angle de tension de la phase du nœud.
$T_0$	Température initiale.
$T_k$	Température à l'itération ( $k$ ).
$\alpha$	Facteur de refroidissement.
$F(T_k)$	Fonction de refroidissement.
$L$	Nombre d'essais autorisés à chaque niveau de température ( $T$ ).

# INTRODUCTION GÉNÉRALE

# INTRODUCTION GÉNÉRALE

## **I. DESCRIPTION GÉNÉRALE DE LA THÈSE**

L'énergie électrique est l'un des éléments les plus importants dans l'économie de la société moderne. Depuis la découverte de l'électricité et l'invention de la dynamo électrique et de l'ampoule à incandescence, le mode de vie des gens a été considérablement modifié. Les systèmes d'alimentation électrique fournissent une énergie propre et fiable pour éclairer les maisons et entraîner les moteurs des machines. L'énergie électrique est devenue une nécessité de la vie quotidienne. Avec la croissance des industries et des communautés, la demande des consommateurs en énergie électrique augmente chaque jour plus rapidement. Dans ce contexte, les ressources énergétiques conventionnelles et les ressources énergétiques renouvelables représentent les principales solutions disponibles pour le gouvernement pour fournir de l'électricité aux consommateurs selon une gestion technique et économique. Pendant une centaine d'années, l'industrie de la production, le transport et la distribution d'énergie électrique était sous le monopole d'une seule compagnie d'électricité verticalement intégrée qui gère un système électrique totalement régulé. Pendant cette période, les ingénieurs ont traité la gestion de cette industrie comme un ensemble de problèmes d'optimisation complexes ou l'exploitation économique du réseau électrique est traitée mathématiquement comme un problème d'optimisation. La fonction objective de l'exploitation économique consiste à minimiser les coûts de production, les pertes de transport, etc., en tenant compte des contraintes d'exploitation du réseau électrique. Avec le développement de nouveaux algorithmes et de nouvelles technologies informatiques, des modèles d'optimisation sophistiqués sont proposés et résolus pour l'exploitation et la planification des réseaux électriques comme le modèle traditionnel de dispatching économique, le modèle de l'écoulement de puissance optimal et le modèle d'engagement des unités. En raison de la variation inconstante de la demande d'énergie tout au long de la journée et de l'année, il est plus probable que certaines centrales de production fonctionnent dans des situations extrêmement critiques pour tenter de répondre à la demande, ce qui peut affecter :

- ❖ La tensions et l'instabilité du réseau électrique.
- ❖ L'augmentation des pertes de puissance active et réactive.
- ❖ L'augmentation du coût total de production, ce qui affecte le profit et le bénéfice social des producteurs et des consommateurs.
- ❖ L'augmentation des prix de l'électricité.
- ❖ Les contraintes de sécurité du réseau électrique.

Avec la dérégulation du système électrique intégré et l'introduction de la concurrence dans le secteur de la production d'électricité, une entreprise n'est plus responsable à 100 % et le secteur de l'électricité est séparé en trois parties : la production, le transport et la distribution, gérés par plusieurs entreprises où l'électricité est négociée sur le marché de gros. Les plus petits consommateurs achètent de l'électricité aux détaillants sur le marché de détail. Le marché de l'électricité est exploité dans le but d'échanger de l'énergie entre producteurs et consommateurs

afin de minimiser les coûts de production et de maximiser le profit des participants tout en répondant aux exigences opérationnelles du système électrique, où le prix et la tarification de l'électricité jouent un rôle important dans le problème d'optimisation. Le marché de l'électricité est modélisé mathématiquement comme un problème d'optimisation soumis aux contraintes d'exploitation du système électrique et aux contraintes d'exploitation du marché. Les problèmes d'optimisation conventionnels ne sont souvent plus adaptés. La nécessité de formuler de nouveaux problèmes d'optimisation sur les marchés de l'électricité dérégulés, tels que le dispatching économique dynamique basé sur les offres et l'écoulement de puissance optimal basé sur les offres avec tarification nodale de l'électricité, est devenue une question très importante sur le marché de l'électricité. En conséquence, le développement et l'implémentation de méthodes numériques telles que les algorithmes métaheuristiques et les outils mathématiques pour résoudre ces problèmes avec une grande efficacité est devenu essentiel.

## II. CONTRIBUTIONS ET OBJECTIFS DE LA THÈSE

En raison de la croissance constante de la configuration des réseaux électriques (charges, lignes, générateurs, etc.), l'amélioration de l'économie du secteur électrique, et du besoin urgent de déréguler le réseau électrique afin d'atteindre des objectifs dans le travail présenté dans la thèse tels que :

- ❖ La réduction des pertes de transport.
- ❖ Réduction des prix de l'électricité.
- ❖ La minimisation du coût de production de l'électricité.
- ❖ L'augmentation des bénéfices des consommateurs.
- ❖ La maximisation du profit du producteur.

Il est important d'introduire la concurrence dans la production et la distribution de l'énergie électrique, tandis que le réseau de transport reste sous monopole naturel, d'où la nécessité de résoudre différents problèmes d'optimisation liés au marché de l'électricité en utilisant différentes solutions et techniques devient plus exigeante. Dans cette thèse, deux problèmes d'optimisation différents sont formulés et résolus en utilisant deux méthodes différentes après la modélisation du marché d'électricité. L'objectif des deux problèmes d'optimisation contribue à la résolution du problème de la thèse qui est l'étude du comportement du marché de l'électricité et les acteurs (producteurs/consommateurs) dans différentes situations du marché de l'électricité tout en atteignant leurs objectifs.

Le premier problème d'optimisation résolu dans cette thèse concerne, en particulier, la contribution à l'étude de dispatching économique dynamique basé sur les offres d'un système énergétique dans un marché de l'électricité. Les principales contributions de cette thèse à ce problème d'optimisation peuvent être résumées dans les points suivants :

1. Un algorithme d'optimisation métaheuristique appelé l'algorithme de recuit simulé (RS) a été proposé pour traiter le problème de dispatching économique dynamique basé sur les offres (BBDED) dans les réseaux électriques à moyenne et grande échelle. L'algorithme de RS est une technique très puissante qui fournit des résultats compétitifs par rapport aux autres techniques existantes dans la littérature et qui est validée par comparaison dans la thèse.
2. Face à l'évolution de l'intégration des énergies renouvelables dans le marché de

l'électricité, de nouvelles formulations sont proposées pour résoudre le problème de dispatching économique dynamique basé sur les offres. Nous avons aussi utilisé l'optimisation par essais de particules (PSO) et l'algorithme de colonies d'abeilles artificielles (ABC) pour résoudre le problème de BBDED pour le système de test de 10 unités.

Le deuxième problème d'optimisation résolu dans cette thèse concerne la contribution de l'étude de l'écoulement optimal de l'électricité basé sur la tarification nodale avec ses deux variantes ACOPF et DCOPF qui est également basée sur des stratégies d'offre dans le marché d'électricité. Les contributions majeures de cette thèse à ce problème d'optimisation peuvent être résumées dans les points suivants :

1. Modélisation du marché de l'électricité et résolution du problème de l'écoulement de puissance optimal dans un marché de l'électricité basé sur le pool en utilisant l'algorithme du point intérieur implémenté dans PSAT/MATLAB (power system analysis toolbox).
2. Calcul et détermination des prix de l'électricité en utilisant la technique de tarification marginale locale (LMP).
3. Une étude comparative de la performance des modèles ACOPF et DCOPF basés sur le LMP dans le marché de l'électricité en utilisant le solveur MIPS (algorithme de point intérieur implémenté dans MATPOWER) dans différentes compétitions de marché telles que la concurrence parfaite et la concurrence oligopolistique est effectuée.
4. Etude de l'impact des énergies renouvelables sur la performance de l'écoulement de puissance optimal, y compris la réduction des congestions de puissance dans le réseau de transport, les pertes de puissance, les prix de l'électricité, la minimisation du coût de production et la maximisation du profit.
5. Un marché virtuel de l'électricité est implémenté et étudié dans le réseau électrique algérien réel pour la première fois dans cette thèse afin de promouvoir les contributions vers cette recherche.

### III. ORGANIZATION DE LA THÈSE

Cette thèse se focalise sur les méthodes d'exploitation du système électrique d'une manière plus économique, en d'autres termes, l'exploitation économique du système électrique. Les méthodes mathématiques permettant d'obtenir les répartitions de production les plus économiques/optimisés dans un système électrique seront présentées. La façon d'exploiter le réseau électrique et d'établir des programmes de production sur un marché de l'électricité sera discutée. La tarification de l'électricité, les modèles de marché de l'électricité et les règlements de marché seront également présentés dans cette thèse. Le plan résumé de cette thèse est présenté dans la figure A.1. (Voir la page 5) Pour atteindre les objectifs de recherche de cette thèse, cette dernière est organisée en six chapitres :

1. Le premier chapitre présente un état de l'art du marché de l'électricité, du système électrique monopolisé et réglementé à la dérégulation du système électrique en discutant le mécanisme de séparation des activités du système électrique intégré, tous les types de marché de l'électricité avec leurs opérations et finalement l'histoire de la

- dérégulation de l'industrie électrique et l'ouverture des marchés de l'électricité dans le monde.
2. Le deuxième chapitre a été consacré à la description de l'ensemble des systèmes énergétiques et à la formulation des différents problèmes d'opérations techniques et économiques dans le système électrique traditionnel (régulé) et le système électrique non traditionnel (dérégulé) avec les méthodes traditionnelles de résolution des problèmes de dispatching économique, de dispatching économique dynamique et l'écoulement de puissance optimale, en tenant compte de l'inclusion des éoliennes.
  3. Le troisième chapitre présente la revue de la littérature sur les algorithmes méta-heuristiques appliqués dans les travaux de recherche liés à la thèse pour résoudre les problèmes d'optimisation qui ont été résolus dans cette thèse dans le monde entier et la présentation détaillée des deux algorithmes qui ont été utilisés dans cette thèse, y compris l'algorithme de recuit simulé et l'algorithme de la méthode des points intérieurs.
  4. Le quatrième chapitre présente la première partie des résultats de la thèse qui contient l'étude et la solution du problème de dispatching économique dynamique basé sur les offres en utilisant l'algorithme de recuit simulé proposé incluant l'intégration de l'énergie éolienne.
  5. Le cinquième chapitre présente la deuxième partie des résultats de la thèse qui contient l'étude et la solution du problème de l'écoulement de puissance optimal avec la technique de tarification nodale LMP en utilisant l'algorithme de la méthode des points intérieurs implémenté dans PSAT/MATLAB incluant l'intégration de l'énergie éolienne.
  6. Le sixième chapitre présente la troisième partie des résultats de la thèse qui consiste à étudier et à résoudre les problèmes de l'écoulement de puissance optimale DCOPF et ACOPF avec la technique de tarification nodale dans différents marchés de concurrence (parfaite et oligopolistique) en utilisant le solveur MIPS, y compris également la simulation et l'étude du l'OPF dans un marché d'électricité virtuel appliqué sur le réseau électrique algérien.

IV.PLAN RÉSUMÉ DE LA THÈSE

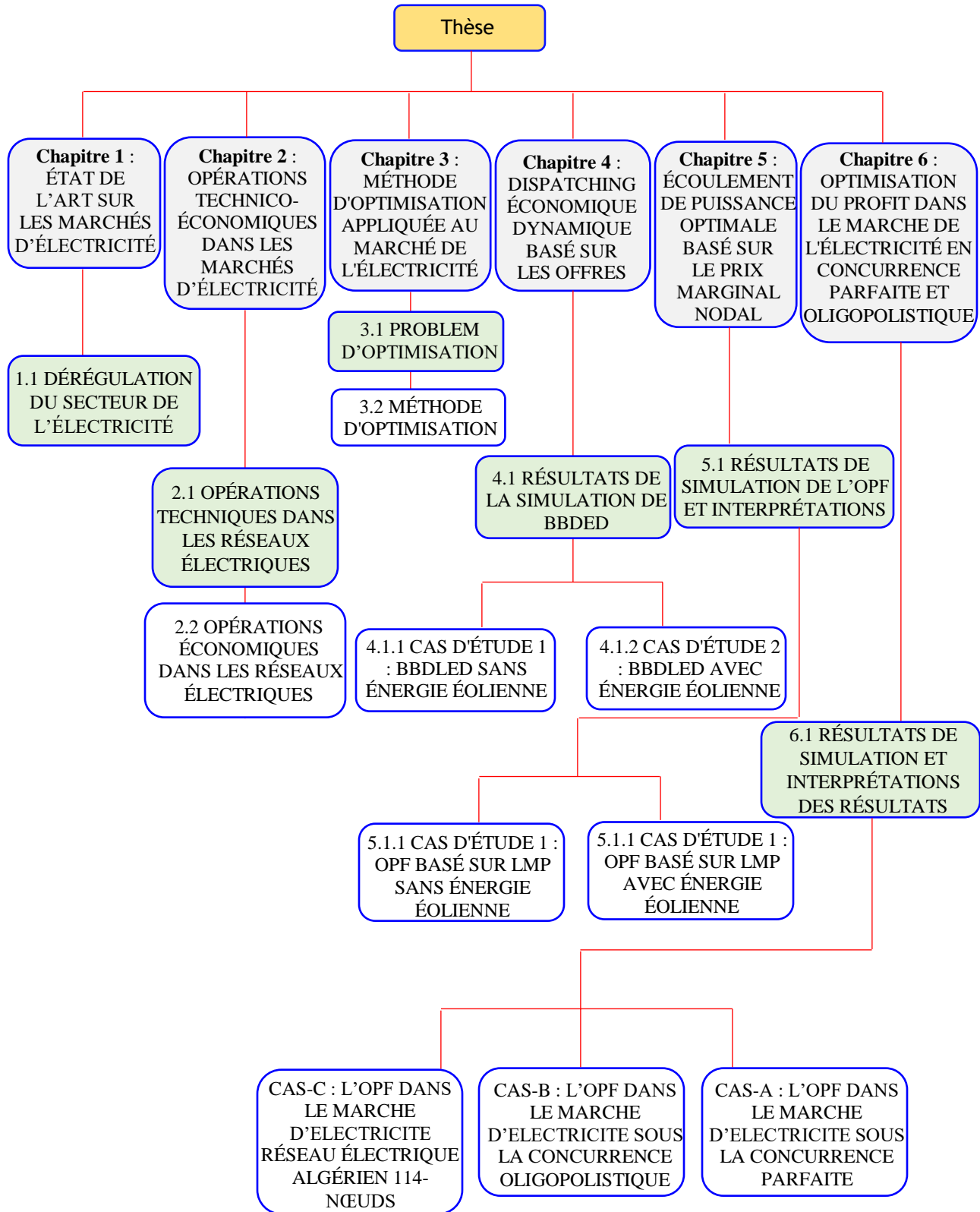


Figure A.1 Plan résumé de la thèse.

# Chapitre I

## ÉTAT DE L'ART SUR LES MARCHÉS D'ÉLECTRICITÉ





# Chapitre 1

## ÉTAT DE L'ART SUR LES MARCHÉS D'ÉLECTRICITÉ

Ce n'est que très récemment que l'électricité a été commercialisée comme une marchandise. Auparavant, les réseaux électriques étaient gérés par des sociétés publiques appelées les sociétés intégrées verticalement (SIV) de manière totalement centralisée et monopolisée. Cependant, la dérégulation et la libéralisation économique ont commencé dans les années 1980. Depuis lors, de nombreux pays ont restructuré leur industrie électrique, ce qui a conduit à la séparation des différentes activités liées aux systèmes d'énergie électrique, à savoir la production, le transport, la distribution, et la vente au détail, dans le monde entier. En conséquence, la production et la vente au détail d'électricité ont été commercialisées, favorisant la concurrence des sociétés privées dans un certain cadre de marché. D'autre part, en raison des propriétés spécifiques de l'électricité transportée, le transport est resté dans la plupart des cas un monopole géré par des sociétés non commerciales, qui sont chargées de transporter l'énergie électrique des centrales de production aux consommateurs et aux sociétés de distribution à travers le réseau électrique, avec la responsabilité de maintenir la sécurité et la fiabilité [1-2].

Dans ce chapitre nous présentons comment la production, le transport, la distribution, et la vente de l'énergie électrique peuvent être séparés conceptuellement du fonctionnement de système de production sous monopole. Nous verrons la transition du marché de l'électricité à partir d'un statut de monopole à une structure dérégulée. L'énergie électrique peut ensuite être traitée comme des marchandises et négociée sur un marché dérégulé à travers des structures concurrentielles. Les structures principales du marché dérégulé sont présentées de manière détaillée en termes de relations entre les différents participants, en présentant les marchés les plus connus et avancés au monde.

### 1.1 DÉRÉGULATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

Avant les années 90, depuis l'adoption du système de courant alternatif pour assurer le transport d'électricité sur de longues distances, les industries électriques du monde entier étaient pour la plupart des sociétés réglementées sous monopôle de gouvernement. Le modèle monopolistique a été appliqué à l'industrie de l'électricité pendant environ un siècle cela a créé de nombreux problèmes dans la gestion de l'énergie électrique entre la production et la demande et augmenter le prix de l'électricité ou le consommateur n'ayant pas le choix à son fournisseur. Des sociétés intégrées verticalement ont permis une croissance constante de l'industrie de l'énergie électrique. Pour gérer efficacement les opérations, une société intégrée verticalement était tenue de fournir des services au moindre coût à tous les clients de sa région. Traditionnellement, les SIV était responsable de la production, le transport, la distribution, la tarification, la facturation, la maintenance, ainsi que de toutes les autres activités liées à la fourniture et à l'utilisation de l'électricité dans leurs régions. Cependant, avec la croissance de la technologie et de la demande d'électricité, une restructuration du système de monopole est devenue nécessaire. La dérégulation

à engendrer une concurrence qui a poussé l'innovation à améliorer la qualité de fourniture, rendre la gestion de système plus facile, encourager les investissements avec les entreprises étrangères, et à faire baisser le prix de l'électricité. [3-4].

### 1.1.1 SÉPARATION DES ACTIVITÉS DE SYSTÈME VERTICALEMENT INTÉGRÉ

La dérégulation peut être définie globalement comme la réduction de l'influence du gouvernement dans une industrie. Récemment, la nécessité d'une telle mesure dans le secteur de l'électricité est devenue une question importante dans de nombreuses régions, principalement en raison d'une forte augmentation de la demande d'électricité et d'un système de tarification de l'électricité inefficace. Dans un environnement dérégulé, les trois principales activités (production, transport et distribution) de l'industrie de l'électricité sont séparées. L'objectif principal de la dérégulation dans le secteur de l'électricité est d'encourager la concurrence entre les producteurs d'électricité et entre les détaillants [5]. Pour garantir une concurrence équitable, un système de transport et de distribution à accès ouvert est mis en place. Un système d'accès ouvert donne des droits égaux aux producteurs ou aux détaillants d'utiliser le réseau électrique pour la fourniture d'énergie aux différents endroits du système. La coordination de l'ensemble des activités a conduit à la nécessité d'un opérateur de système indépendant (ISO), une organisation dont la fonction est de gérer les opérations du réseau électrique dans une région. Les différentes sociétés d'un marché de l'électricité restructuré peuvent être divisées en deux catégories : les opérateurs du marché et les participants au marché. L'opérateur du marché est l'ISO et, en général, les acteurs du marché sont les sociétés de production (GENCOs), les sociétés de transport (TRANSCO), les sociétés de distribution (DISCO), les sociétés de services de détail (RESCO) et les clients. Dans certaines régions, les entreprises locales de distribution sont également des détaillants [6-7]. La figure 1.1 montre la structure des activités séparées comprennent les activités de production, transport, distribution et les services à la clientèle, etc.

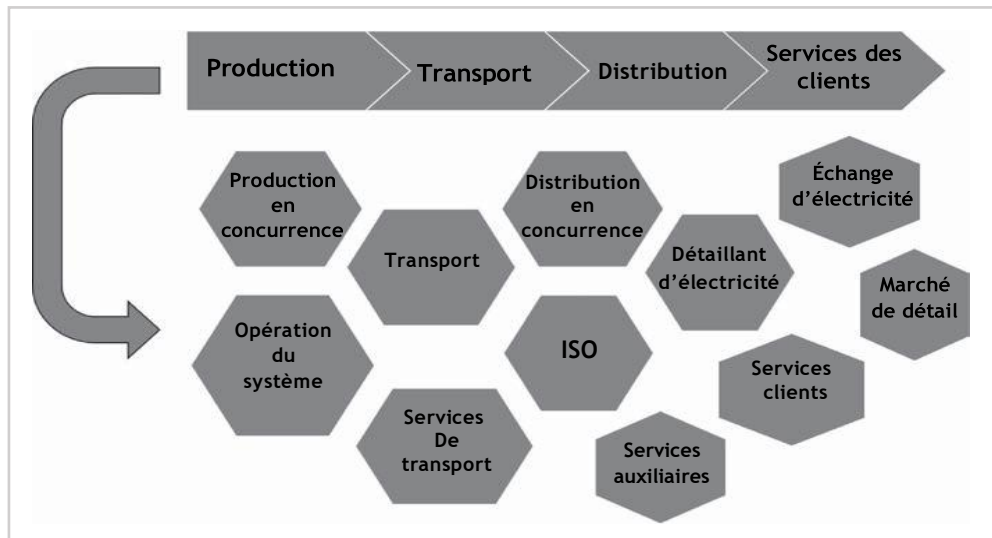


Figure 1.1 Séparation des activités de la société d'électricité intégrée verticalement. [8]

Comme indiqué précédemment, avec le fonctionnement d'un marché de production concurrentiel, les GENCOs possèdent et exploitent des centrales pour produire de l'énergie électrique en gros et font des offres pour vendre l'énergie sur le marché de l'électricité. Les GENCOs ont la possibilité de vendre leur énergie électrique dans le cadre de contrats bilatéraux et peuvent participer à des enchères sur le marché de l'énergie organisées par une ISO. Ils peuvent vendre l'énergie à n'importe quel endroit et à n'importe quel prix, leurs profits provenant uniquement de la vente de l'énergie produite. Les GENCOs peuvent participer au marché des services auxiliaires en fournissant des réserves d'exploitation, une régulation de la fréquence et de la tension, ils peuvent également faire des offres de capacité sur le marché des capacités. Généralement, les GENCOs sont soit des producteurs d'électricité indépendants, soit des producteurs non utilitaires. La vente d'énergie électrique est une transaction sur place, les lignes de transport sont nécessaires pour acheminer l'énergie aux consommateurs. Les TRANSCOs possèdent et entretiennent des installations permettant d'acheminer l'énergie en gros du point de production aux DISCOs pour la distribution aux clients. Les lignes de transport assurent le transport efficace de grandes quantités d'électricité sur de longues distances vers les stations de distribution. Dans de nombreuses régions où un environnement dérégulé est appliqué, une TRANSCO peut encore fonctionner comme un monopole réglementé avec des raccordements impartiaux pour le transport de l'électricité. Cette méthode est maintenue pour éliminer les difficultés qui peuvent survenir lors de l'utilisation des lignes de transport. [8-9] Une ISO est responsable de l'exploitation du réseau de transport. Cependant, les TRANSCOs sont payés pour l'utilisation de leurs installations par des droits d'accès, des droits de transport et des revenus provenant de la réduction des congestions et surcharges. Il peut y avoir plus d'un TRANSCO dans un réseau régional, mais chacun aura sa propre région ou zone de couverture. Le secteur du transport est sans concurrence. Les DISCOs possèdent et exploitent des installations pour la distribution de l'électricité aux consommateurs. Une DISCO est une entreprise réglementée qui tire ses revenus de l'utilisation de ses lignes de distribution lors de la distribution de l'énergie électrique. Dans les régions où les DISCOs sont également chargées des services de détail, elles achètent l'électricité sur le marché de gros ou concluent des contrats bilatéraux avec les GENCOs pour l'achat d'énergie électrique et vendent aux clients par le système de distribution. Les DISCOs sont responsables de la maintenance et de la disponibilité du système de distribution ainsi que de la réponse aux pannes et aux problèmes de qualité de l'énergie dans le système. Les RESCOs sont responsables de la vente au détail de l'électricité et d'autres services liés à l'énergie aux consommateurs. Ils opèrent dans un environnement concurrentiel, en achetant de l'électricité en gros aux GENCOs pour la vendre aux utilisateurs finals. Un RESCO peut offrir des services de gestion de la demande aux clients, en concevant des moyens efficaces d'utiliser l'énergie. Les clients sont des propriétaires, des petites entreprises (en interaction avec les RESCOs ou de grandes usines et industries (connectées au système de transport) qui sont des utilisateurs finals de l'énergie électrique. Dans un environnement dérégulé, un client a le choix d'acheter de l'énergie auprès de différents RESCOs et peut également acheter directement auprès d'un GENCO. L'ISO est responsable à l'échange d'énergie qui constitue la plate-forme de marché pour la négociation de la quantité et les services liés à l'énergie électrique pour les participants de marché. Elle met à jour le prix de marché (MCP) en temps réel. Le MCP est le prix actuel auquel les transactions sont effectuées [10-11]. La figure 1.2 montre la structure de base du système électrique dérégulé.

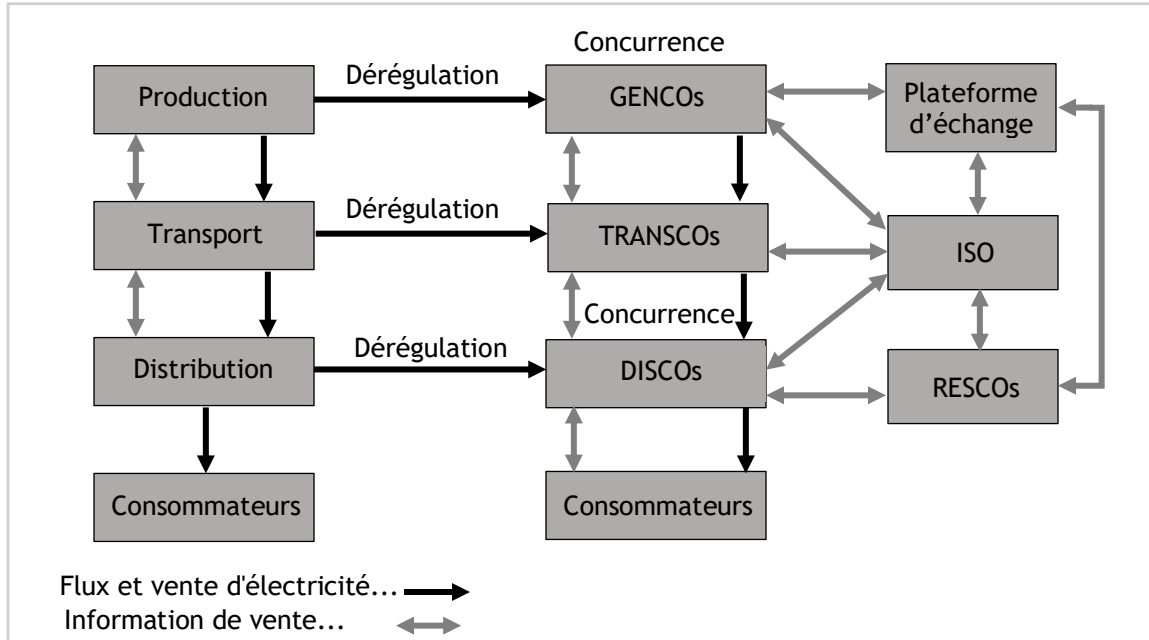


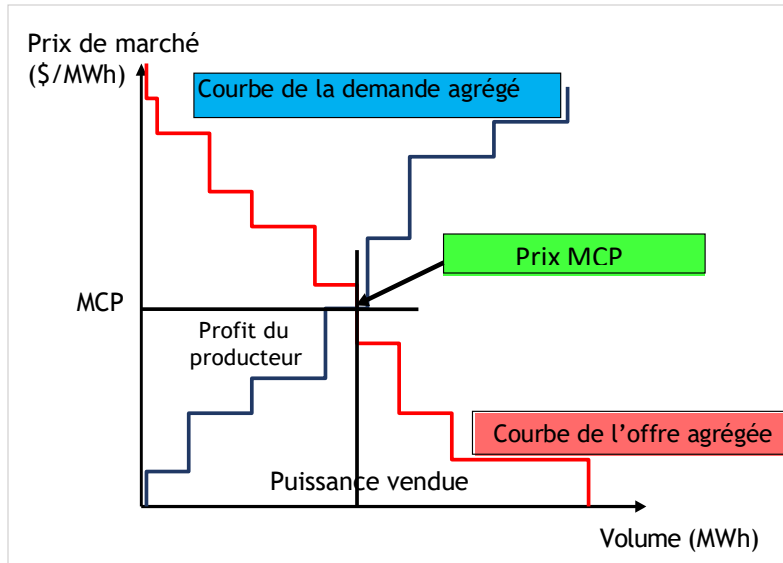
Figure 1.2 Structure de base du système électrique dérégulé. [11]

## 1.1.2 MODÈLES DE CONCURRENCE

Dans le monde réel, le système de marché de l'électricité comprend de nombreux types de marchés, qui pourraient être divisés en plusieurs catégories selon différents critères de classification. Sur la base des critères des acteurs du marché, le système de marché de l'électricité pourrait être classé en deux catégories : un marché de gros, où les GENCOs effectuent des échanges avec les DISCOs ou les grands consommateurs, et un marché de détail, où les GENCOs effectuent des échanges avec les RESCOs qui vendent l'électricité aux consommateurs. Les structures des deux marchés et leurs éléments sont étudiés ci-dessous [12].

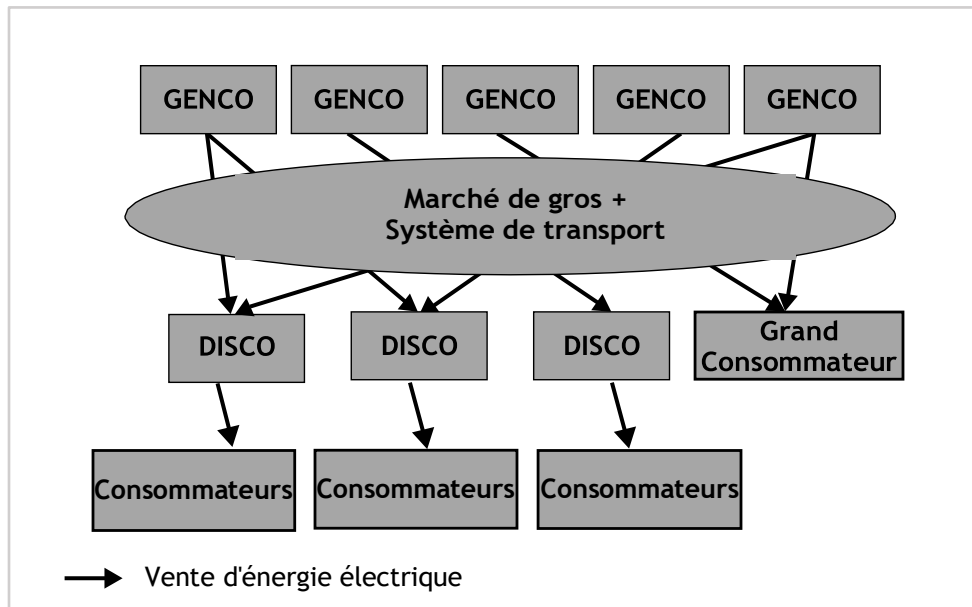
### 1.1.2.1 MODÈLE POOL DE LA CONCURRENCE (MARCHE DE GROS)

Dans ce modèle, illustré à la figure 1.4, aucune organisation centrale n'est responsable de la fourniture d'énergie électrique. Les DISCOs achètent l'énergie électrique consommée par leurs clients directement auprès des GENCOs via des transactions après avoir soumis les offres et les demandes. Ces transactions ont lieu sur un marché de gros de l'électricité qui prend la forme d'un pool. L'ISO gère ensuite le marché de gros dans le but de maximiser le bénéfice social, qui est défini comme la somme du bénéfice du consommateur et le profit de producteur sur le marché. Ensuite, l'ISO détermine et fixe le prix d'équilibrage du marché à partir de l'intersection des courbes des quantités dispatchées et agrégées de la production et de la demande, comme le montre la figure 1.3.



**Figure 1.3** Principe d'équilibrage de marché et détermination de MCP par ISO.

Les plus gros consommateurs sont souvent autorisés d'acheter de l'énergie électrique directement sur le marché de gros. Ce marché de gros peut prendre la forme d'un pool. Au niveau du marché de gros, les seules fonctions qui restent centralisées sont la gestion du marché spot et le système de transport. Au niveau de détail, le système reste centralisé, car chaque société de distribution exploite non seulement le réseau de distribution de sa région, mais achète également de l'énergie électrique au nom des consommateurs situés sur son territoire de distribution.



**Figure 1.4** Structure de marché de l'électricité de gros. [2]

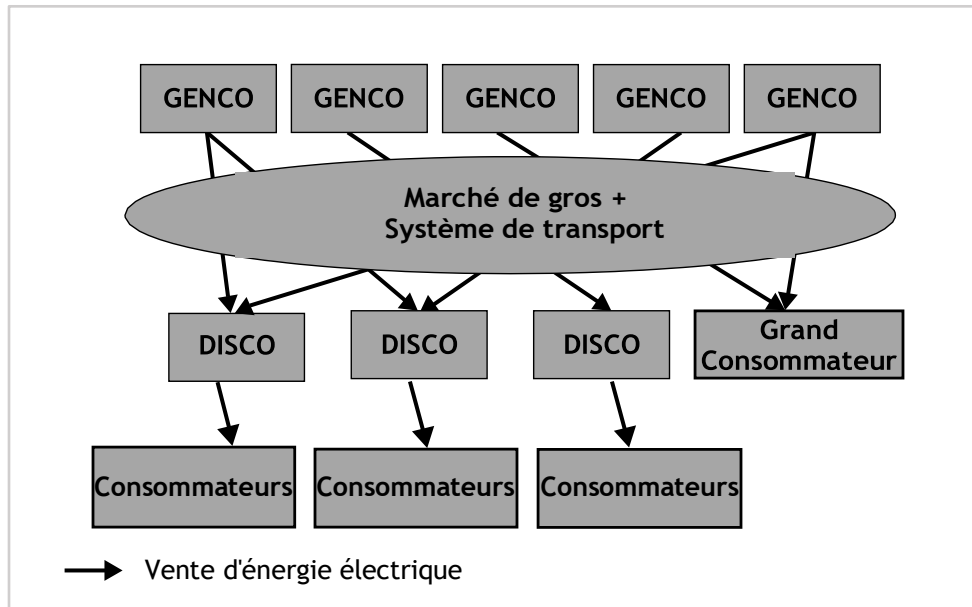
Ce modèle crée beaucoup plus de concurrence pour les sociétés de production, car le prix de gros est déterminé par l'interaction de l'offre et de la demande. D'autre part, le prix de détail de l'énergie électrique doit rester réglementé, car les petits consommateurs ne peuvent pas choisir un fournisseur concurrent s'ils estiment que le prix est trop élevé. Cela laisse les sociétés de distribution exposées à de fortes augmentations soudaines du prix de gros de l'énergie. [13-14]

### **1.1.2.2 MODÈLE HYBRIDE POOL BILATERAL DE LA CONCURRENCE (MARCHÉ DE DÉTAIL)**

Dans un marché de détail, généralement, le processus d'opération du marché n'est pas centralisé. Le marché de détail est généralement géré sur la base des contacts bilatéraux entre les DISCOs ou bien les RESCOs et les consommateurs. Par exemple, si un consommateur a signé des contrats avec son RESCO ou bien DISCO, il pourra utiliser la puissance avec les prix et les quantités préétablis, qui ne seront affectés par la variation des prix sur le marché de gros. Avec les contrats, les sociétés de distributions sont chargées de la satisfaction de leurs consommateurs sur la demande. Si un RESCO ou un DISCO n'achète pas suffisamment d'électricité dans le marché de gros, elle paiera un supplément pour la rupture d'électricité et la discontinuité de service. Pour simplicité, le prix de pénalité de rupture d'électricité est préétabli avant le déroulement du marché de gros. En fait, il peut y avoir plusieurs échelles de temps pour les marchés de gros et les marchés de détail.

La figure 1.5 illustre la structure de marché de l'électricité concurrentiel sur lequel tous les consommateurs peuvent choisir leur fournisseur. En raison des coûts importants de transaction, seuls les plus gros consommateurs choisissent d'acheter de l'énergie directement sur le marché de gros auprès des GENCOs. La plupart des petits et moyens consommateurs l'achètent aux détaillants, qui l'achètent à leur tour sur le marché de gros. Dans ce modèle, les activités de raccordement de client des sociétés de distribution sont séparées de leurs activités de vente au détail, car elles ne disposent plus d'un monopole local pour la fourniture d'énergie électrique dans la zone couverte par leur réseau. Dans ce modèle, les seules fonctions de monopole restantes sont la fourniture et l'exploitation des réseaux de transport et de distribution. Une fois que des marchés suffisamment concurrentiels ont été établis, le prix de détail ne doit plus être réglementé, car les petits consommateurs peuvent changer de détaillant s'ils se voient proposer un meilleur prix.

Ce modèle est le plus satisfaisant, car les prix de l'énergie sont fixés par les interactions de marché. La mise en œuvre de ce modèle nécessite cependant des quantités considérables de mesure, communication et traitement des données. Le coût des réseaux de transport et de distribution est toujours facturé à tous leurs utilisateurs. Cela se fait de manière réglementée, car ces réseaux restent des monopoles. [15-16]



**Figure 1.5** Structure de marché de l'électricité de détail. [2]

### 1.1.3 TYPE DE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ

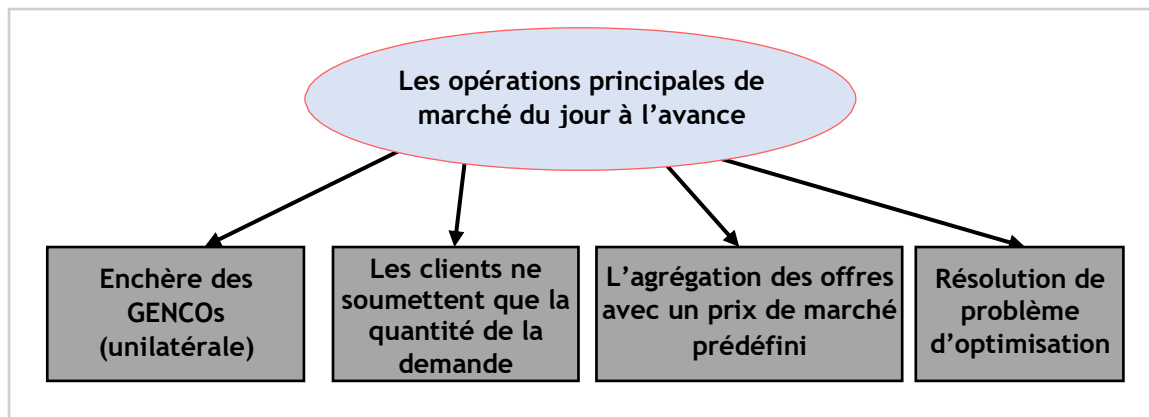
L'un des aspects uniques des marchés de l'électricité par rapport aux autres marchés de produits est que l'électricité doit être produite, distribuée et transportée en temps réel. Par conséquent, bien que l'objectif premier d'un marché de l'électricité soit de déterminer les prix du marché, sa complexité réside dans le fonctionnement en temps réel du système électrique. Il est important de remarquer que la sécurité de l'exploitation doit être assurée à tout moment, quel que soit le mode de fonctionnement du marché, car la sécurité du système est l'aspect le plus important de l'exploitation du réseau. Il est donc crucial de connaître les types, le principe de fonctionnement, et les techniques appliqués aux marchés de l'électricité. Les marchés de l'énergie comprennent généralement le marché du jour à l'avance (Day-Ahead Electricity Market), le marché en temps réel (Spot Market) et les marchés intra-journaliers (Intra-Day-Ahead Electricity Market, une heure ou une demi-heure à l'avance). Les marchés du jour à l'avance et en temps réel sont largement dominants sur de nombreux marchés dans le monde, tandis que certains marchés ont également des marchés intra-journaliers. [17]

#### 1.1.3.1 MARCHÉ DU JOUR À L'AVANCE (DAY-AHEAD MARKET)

Sur le marché de jour à l'avance, une vente à l'enchère est organisée pour les GENCOs en utilisant le mécanisme d'équilibre des offres. Les GENCOs soumettent leurs offres un jour avant la fourniture de l'énergie électrique. Les offres des GENCOs se composent des prix et des quantités. Les clients ne soumettent que leur quantité de demandes. En fait, ce mécanisme est unilatéral pour les GENCOs. L'ISO opère le marché sur la base des offres soumises par les GENCOs et de la demande des clients. En fonction des règles de soumission du marché, les offres



peuvent être des offres simples ou des offres groupées. Un problème d'optimisation complexe soumis aux contraintes est résolu en minimisant le coût de l'électricité. Les contraintes liées au système de transport et de production sont prises en compte dans le problème d'optimisation, ce qui permet d'établir un planning de production technique/économique bien adapté pour les centrales électriques. Un plafond de prix est déterminé par l'ISO, limitant le prix d'offre maximum des GENCOs. Aux États-Unis, par exemple, un GENCO doit soumettre leur offre avant 10 heures du matin le jour avant la fourniture de l'électricité. L'opérateur du système a officiellement annoncé les données relatives aux coupures prévues à l'opérateur du marché jusqu'à 14h00. Ce planning détermine les centrales électriques qui doivent être exclues de la répartition de l'électricité pour le jour suivant. Les données sur la disponibilité des carburants sont également annoncées à 14h00. L'opérateur du marché établit le programme d'optimisation d'engagement unitaire sécurisé (SCUC). Le SCUC est résolu pour déterminer les différents détails de marché. Ensuite, la production du marché réglé est annoncée et les participants au marché ont accès aux différents détails. Une fois que les solutions du marché sont trouvées, l'opérateur du marché affiche les prix du marché et envoie la quantité énergétique horaire programmée pour les unités sélectionnées (engagées), pour le jour d'exploitation suivant. La clôture de marché doit être envoyée jusqu'à 21h00. Les opérations principales de marché du jour à l'avance sont illustrées dans la figure 1.6. [17-18]



**Figure 1.6** Opération principaux de marché du jour à l'avance.

Les résultats du marché du jour à l'avance, la quantité énergétique programmée et les prix du marché associés, sont contractuellement et financièrement liés à tous les acteurs du marché. Les producteurs engagés seront payés pour leur production prévue aux prix du marché dans leurs zones de production respectives, tandis que les clients paieront leur consommation prévue aux prix du marché dans leurs zones de production respectives. Les prix du marché du jour à l'avance fournissent également des indications sur les prix contractuels des transactions bilatérales entre acheteurs et vendeurs d'électricité. Le marché du jour à l'avance peut être complété par plusieurs marchés intra-journaliers, tels que le marché à l'avance d'une heure, dans lequel chaque participant peut ajuster ses positions ouvertes jusqu'à un point plus proche du temps réel. Les participants peuvent diminuer leurs risques de déséquilibre, afin d'éviter le paiement de prix de déséquilibre.



Cela peut contribuer à réduire la charge d'opération des gestionnaires de réseau. Certains marchés autorisent la remise aux enchères des unités qui n'ont pas été sélectionnées lors de la clôture du marché du jour à l'avance. Ainsi, ces unités peuvent présenter une nouvelle offre pour une éventuelle participation au marché en temps réel du lendemain.

#### **1.1.3.1.1 OPÉRATIONS DE MARCHÉ DU JOUR À L'AVANCE**

Les outils d'analyse les plus utilisés par les opérateurs du marché devraient être capables de faire l'engagement de l'unité de fiabilité, l'engagement de l'unité sous contrainte de sécurité, le dispatching économique sous contrainte de sécurité (SCED) et les tests de faisabilité. Alors que le marché du jour à l'avance détermine les prix horaires des opérations sur le marché et les engagements unitaires, l'opérateur du marché doit également analyser les besoins en matière d'unités à exploiter, résoudre les problèmes d'élévation et atténuer les offres si nécessaires dans le but de produire le plan énergétique le plus économique tout en répondant aux besoins de fiabilité. Le marché du jour à l'avance se stabilise après avoir reçu les données suivantes : le type de réseau, les ruptures de transport approuvées, les programmes énergétiques, les offres de la demande, les offres de production et les déficits de ressources. Si une offre échoue au test de pouvoir de marché, elle est généralement atténuée immédiatement par l'outil en suivant les règles du marché. Ensuite le système détermine le plan de production minimal et le plus efficace pour répondre à la fiabilité locale. L'outil de l'opération du marché du jour à l'avance utilisé par l'opérateur ce sont le SCUC, le SCED, puis un test de faisabilité simultané (SFT). Ces étapes sont utilisées pour agréger les offres de production et les offres de la demande tout en tenant compte des contraintes, et les prix marginaux locaux (LMPs) sont déterminés. Sur certains marchés, une fois les résultats affichés par l'opérateur du marché, les acteurs du marché peuvent ajuster les calendriers et les soumettre à nouveau à l'opérateur du marché. Ces participants au marché ne doivent pas être ceux qui sont sélectionnés dans le cadre de l'opération des marchés du jour à l'avance. Ensuite, en plus des plans du marché et des prévisions de charge en temps réel, des informations supplémentaires sont reçues, telles que les offres de démarrage et les offres à vide, ainsi que les données de ressources. Sur certains marchés, les offres de démarrage et les offres à prix coûtant sont déjà prises en compte dans l'opération du marché. Avec des informations supplémentaires, un engagement d'évaluation de la fiabilité (RSC) utilisant un algorithme d'engagement unitaire sous contrainte de sécurité est effectué. Les résultats de cette étape permettent d'établir l'engagement des unités pour le jour suivant. Le marché à terme intégré analyse simultanément les marchés de l'énergie et des services auxiliaires pour déterminer s'il y a des congestions dans le réseau de transport, ce qui est également connu sous le nom de gestion des congestions, et confirme les réserves nécessaires pour équilibrer l'offre et la demande. Ce dernier détermine le calendrier de production économique et le plus efficace pour répondre à la fiabilité locale. Les outils de l'opération du marché du jour à l'avance SCUC, SCED, et le test de faisabilité simultané sont utilisées pour l'équilibrage des offres de production et les offres de la demande sous contraintes de system pour déterminer les prix marginaux locaux. Sur certains marchés, une fois que les résultats sont affichés par l'opérateur du marché, les acteurs du marché peuvent ajuster les calendriers et les soumettre à nouveau à l'opérateur du marché. Ces participants au marché ne doivent pas être ceux qui sont sélectionnés dans le cadre de la clôture de marché du jour à l'avance. Ensuite, en plus des calendriers du marché

à un jour et des prévisions de charge en temps réel, des informations supplémentaires sont reçues, telles que les offres de démarrage et les offres à vide. Sur certains marchés, les offres de démarrage et les offres à prix coûtant sont déjà prises en compte dans l'équilibrage du marché. Avec des informations supplémentaires, un engagement d'évaluation de la fiabilité utilisant un algorithme d'engagement unitaire sous contrainte de sécurité est effectué. Les résultats de cette étape permettent d'établir l'engagement des unités pour le jour suivant. Le marché à terme intégré analyse simultanément les marchés de l'énergie et les services auxiliaires pour déterminer s'il y a des congestions dans le réseau de transport, ce qui est également connu sous le nom de gestion des congestions, et confirme les réserves nécessaires pour équilibrer l'offre et la demande. Il faut que la somme des offres de la production égale à la somme des offres de la demande plus les pertes de transport. Elle garantit également que les plans finals sont réalisables en tenant compte des contraintes de réseau ainsi que de toutes les exigences des services auxiliaires. Lorsque la demande prévue n'est pas satisfaite sur le marché à terme, le processus d'engagement unitaire résiduel permet à l'opérateur du marché d'acquérir une capacité supplémentaire en identifiant les unités disponibles au moindre coût qui n'ont pas été engagé auparavant. [17] Les principales données pour le marché du jour à l'avance requises sont présentées à la figure 1.7.

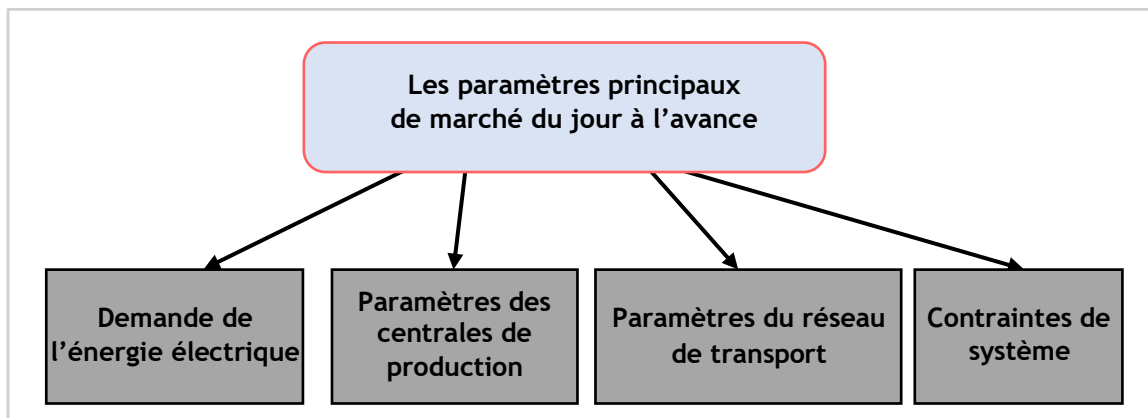


Figure 1.7 Paramètres de marché du jour à l'avance.

### 1.1.3.1.2 PARAMÈTRES DE LA DEMANDE

La demande d'électricité est définie comme une variable externe sur une base horaire, quotidienne et annuelle. Elle comprend la consommation nette d'électricité des consommateurs finals, les pertes de transport et d'autres de conversions dans les réseaux électriques. D'autre part, la consommation pour l'opération de stockage, et la consommation des centrales électriques sont modélisées comme des variables internes. La capacité installée doit garantir un niveau de réserve suffisant pour assurer la sécurité de production. La demande fixe est déterminée sur la base des prévisions. Les offres de la demande peuvent être définies différemment. Les acteurs du marché soumettent la demande fixe pour les périodes qu'ils souhaitent acheter sur le marché du jour à l'avance. Les paramètres requis pour les offres de la demande comprennent la quantité en MW, la zone et la période. La soumission d'une demande fixe déplace la courbe de la demande agrégée vers la droite. En plus de l'offre de demande fixe, la demande en fonction du prix (PRD) peut être

spécifiée. Grâce à la demande en fonction du prix, les acteurs du marché proposent la demande (et l'énergie) qu'ils sont prêts à acheter à un prix précis. Ils sont prêts à renoncer à leur consommation si le prix du marché dépasse leur prix de vente. Cette PRD est calculée à l'aide de facteurs de distribution pour tous les nœuds de charge du système, afin de répartir les offres de demande entre les zones de charge, ces facteurs de distribution étant calculés par l'opérateur du marché. Les trois paramètres requis pour soumettre des offres pour la PRD sont la paire MW/prix, la zone et la période d'opération. [17-18]

### 1.1.3.1.3 PARAMÈTRES DU GÉNÉRATEUR

Les générateurs de production sont définis par leurs paramètres économiques et techniques d'entrée. Ces paramètres comprennent les coûts, les contraintes et les facteurs d'émission. Certains de ces paramètres sont décrits ci-dessous. Les offres ou les coûts d'énergie comprennent trois éléments principaux :

- **Coût de l'offre de production** : Les offres de production peuvent être soumises sous forme agrégée associée à la production, si une unité est basée sur le coût et que la courbe de coût de production est basée sur les coûts du combustible et les taux d'efficacité. La courbe de coût de production doit être monotone et croissante.
- **Coût de démarrage** : C'est le coût correspondant à une situation où le statut d'un générateur passe du statut non opérationnel au statut opérationnel. En général, cette information est spécifiée avec trois paramètres au lieu d'une courbe : coûts de démarrage à chaud, intermédiaires et à froid. En plus, les producteurs doivent soumettre les temps de transition entre ces statuts.
- **Coût de la charge minimale** : Le coût de charge minimum ou le coût à vide exprime le coût unitaire de fonctionnement au point de fonctionnement minimum. Le coût de charge minimal est pris en compte chaque fois qu'une unité de production est en service.

### 1.1.3.1.4 PARAMÈTRES ET CONTRAINTES DU RÉSEAU DE TRANSPORT

Les paramètres du réseau de transport sont nécessaires pour intégrer le modèle du système électrique dans la représentation mathématique du problème d'optimisation. Le modèle de réseau garantit que les échanges entre la production et les charges sont physiquement possibles et qu'il n'y a pas de dépassement de limite. Pour un modèle de réseau efficace, les paramètres utilisés pour une analyse de l'écoulement de la puissance sont nécessaires. Toutefois, pour réduire la complexité lors de l'étape d'optimisation, ce modèle est simplifié et les paramètres d'entrée sont également simplifiés en conséquence. Les données typiques pour les éléments de transport (lignes, transformateurs) comprennent l'impédance, la capacité thermique, un indicateur qui indique si les limites des lignes sont respectées, surveillées ou ignorées, et la coupure de l'appareil. Si le réseau n'est pas modélisé avec précision, les données de sensibilité des branches par rapport aux nœuds peuvent être utilisées comme données d'entrée pour représenter ces contraintes dans la formulation.

### **1.1.3.2 MARCHÉ INTRA JOURNALIER (INTRADAY AHEAD MARKET)**

En plus de marché du jour à l'avance, le marché intra journalier permet d'offrir le type de marché le plus courant dans les échanges commerciaux énergétiques. Ce marché permet de faire des transactions en continu sur une large gamme de contrats d'électricité pour une durée allant de 15 minutes, de 30 minutes de puissance horaire soumissionnée, et permet les participants de modifier leurs offres soumises dans le marché du jour à l'avance en soumettant des offres de production ou de la demande supplémentaires. Ce qui donne aux participants au marché une plus grande souplesse pour répondre à leurs besoins de négociation instantanée. Dans le cas de marché intra journalier, les participants au marché étaient autorisés à négocier des contrats d'électricité jusqu'à leur fourniture effective. Les échanges intra journaliers sont particulièrement utiles pour adapter les changements imprévus de la production et de la consommation d'électricité à ses participants. Contrairement le marché du jour à l'avance où la dernière offre acceptée fixe le prix de toutes les transactions, les prix dans les échanges intra journaliers ont été fixés dans le cadre d'un processus de "payer en fonction de l'offre". [18]

### **1.1.3.3 MARCHÉ DE L'ÉNERGIE EN TEMPS RÉEL (SPOT MARKET)**

En général, le marché de l'énergie en temps réel est un marché dans lequel les prix d'équilibrage du marché sont calculés à des intervalles de temps fixes en utilisant une sorte d'algorithme de répartition économique optimale basé sur le fonctionnement réel du système. L'état de fonctionnement réel du système est généralement fourni par le système de gestion de l'énergie (EMS) ou bien le système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) qui comprend un estimateur d'état basé sur des données provenant de chaque nœud du système électrique. Contrairement à un marché day-ahead, il n'y a pas d'échanges prédéterminés ou de prix contractuels de l'énergie entre les participants à un marché en temps réel. La répartition économique optimale est appliquée à tout moment et les prix en temps réel doivent être découverts à des intervalles de temps fixes. Les clients ou les producteurs n'ont littéralement pas le temps de trouver le bon prix, mais de suivre les prix découverts qui sont déterminés par l'opérateur du marché. Par conséquent, les écarts en temps réel par rapport aux quantités contractuelles du marché day-ahead ou du marché intra-day deviennent les transactions ou contrats du marché en temps réel. Les marchés de l'énergie en temps réel aux États-Unis sont équilibrés tous les 3 à 5 minutes, tandis que la répartition économique optimale est appliquée à chaque seconde. Cette différence de temps peut être résolue soit en réduisant l'intervalle de temps nécessaire à équilibrer le marché en temps réel, soit par une sorte d'agrégation des MW équilibrés.

La répartition économique optimale est généralement effectuée sur la base des prix du marché intégrés horaire ou LMP. En termes de modèle de marché, l'approche du pool centralisé est meilleure que le modèle d'échange d'électricité pour gérer l'équilibre entre l'offre et la demande et l'équilibre du marché en temps réel. Sur les marchés américains, les calculs des prix d'équilibrage (en temps réel) sont basés sur le concept de LMP. La répartition économique optimale est basée sur les écarts de quantité horaires réels par rapport aux quantités programmées pour le jour à l'avance. Les clients de gros paieront les LMPs en temps réel pour toute demande qui dépasse leurs quantités programmées pour le jour à l'avance et recevront des revenus pour les écarts de la

demande en dessous de leurs quantités programmées pour le jour à l'avance. Par exemple, supposons que le programme de demande du client de charge en gros pour le jour à l'avance est de 100 MWh pour un intervalle de marché spécifique (généralement 1 heure). En temps réel, supposons que la consommation réelle de ce client de charge est de 105 MWh pour le même intervalle. Ensuite, ce client doit payer pour les 5 MWh supplémentaires consommés, sur la base des LMPs en temps réel. Pour la demande initiale de 100 MWh du jour à l'avance, le client paiera sur la base des LMPs du jour à l'avance. Pour les producteurs, ils reçoivent les LMPs en temps réel pour toute production qui dépasse les quantités programmées pour le jour à l'avance et paieront les LMPs en temps réel pour les écarts de production en dessous de leurs LMPs du jour à l'avance. Par exemple, supposons que le programme de production d'un producteur pour le jour suivant soit de 100 MWh pour une heure de marché donnée. En temps réel, supposons que ce générateur ne produise que 95 MWh. Dans ce cas, le générateur doit rembourser un écart de 5 MWh sur la base des LMPs en temps réel. N'oublions pas que le générateur reçoit déjà des profits pour un programme de production de 100 MWh. Les clients paient également des frais de congestion de transport sur la base des LMPs, qui représente une composante de prix des LMPs en temps réel pour les écarts de quantité des transactions bilatérales. Tous les achats et ventes au comptant sur le marché d'équilibrage sont réglés sur les LMPs en temps réel. La congestion qui résulte des ventes et des achats d'énergie en temps réel est incluse à la composante prix de la congestion de LMP. Les pertes de transport qui résultent de ventes et achats d'énergie en temps réel sont incluses à la composante de perte marginale. Sur les marchés européens, le marché d'équilibrage est un marché organisé et réalisé par l'ISO où les acteurs disposant de générateurs et de charges peuvent faire des offres. Avec les offres d'équilibrage, les participants offrent également des services de régulation, c'est-à-dire qu'ils proposent pour augmenter ou diminuer la production (ou la consommation) d'électricité pour une heure donnée de l'opération. Sur les marchés basés sur la tarification nodale, les LMPs du marché du jour à l'avance constituent les prix à terme tandis que les LMPs du marché en temps réel forment les prix de vente et d'achat de l'énergie, qui sont réglés à la composante de perte marginale de LMP.

### 1.1.3.3.1 OPÉRATIONS DE MARCHÉ EN TEMPS RÉEL

Le fonctionnement du marché en temps réel est fortement lié au fonctionnement du réseau électrique en temps réel. Dans le fonctionnement du réseau électrique, la demande instantanée est fournie instantanément par la production d'énergie en temps réel. Si la demande baisse, l'offre est réduite presque instantanément. Des services auxiliaires sont également offerts selon les besoins et la demande est réduite si nécessaire dans des conditions extrêmes (délestage). Le fonctionnement du marché en temps réel repose sur les éléments suivants présentés à la figure 1.8. [17-18-19]

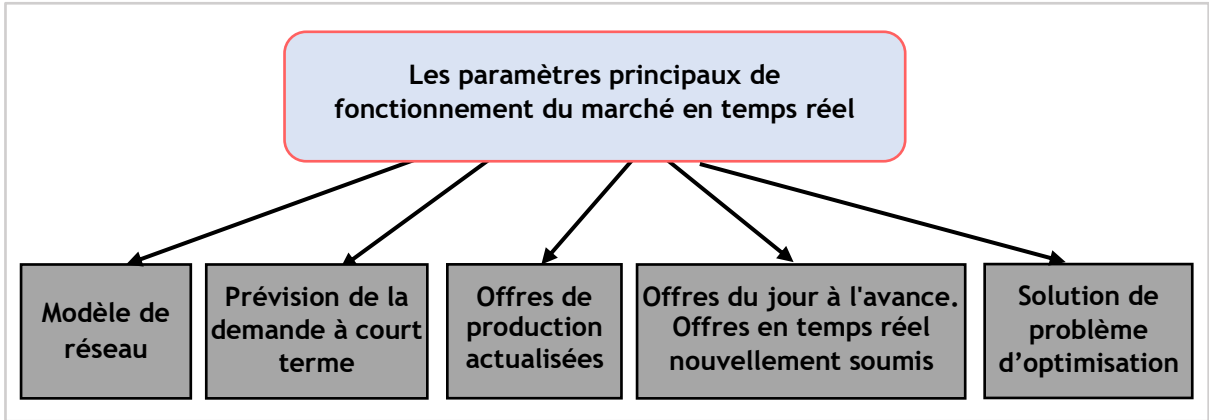


Figure 1.8 Paramètres principaux de fonctionnement du marché en temps réel.

La structure de base des trois types de marchés dans les systèmes électriques modernes est présentée à la figure 1.9.

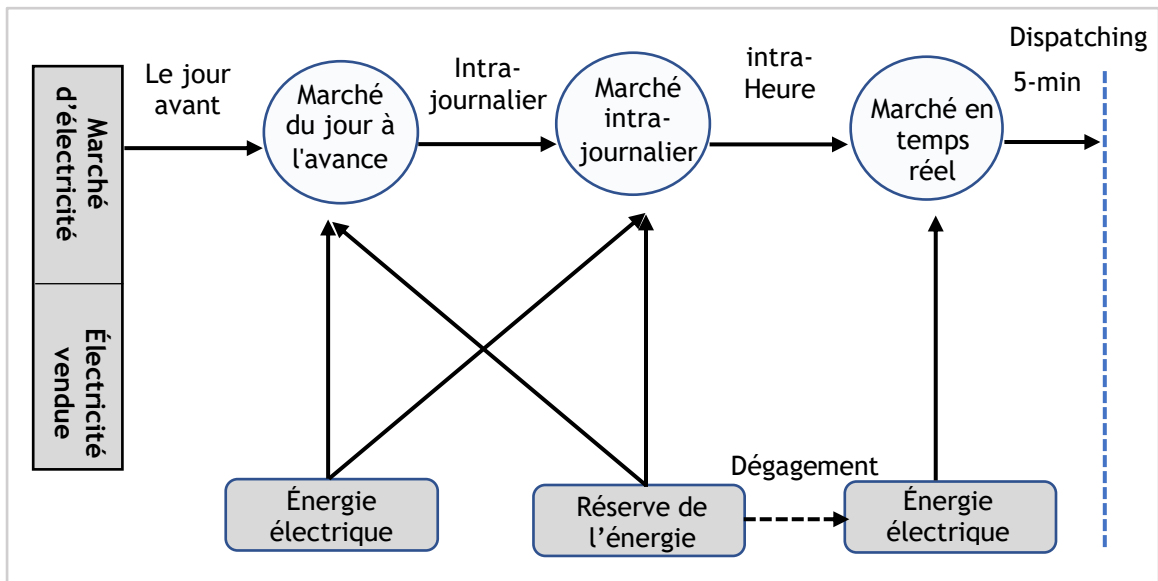


Figure 1.9 Structure de base des trois marchés dans les systèmes électriques modernes. [19]

#### 1.1.4. PARTICIPATION DES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES RENOUVELABLES DANS LE MARCHÉ D'ÉLECTRICITÉ

Au cours des deux dernières décennies, les politiques publiques visant à réduire les émissions de carbone pour atténuer le changement climatique ont considérablement modifié la combinaison des technologies de production dans de nombreuses régions du monde. Étant donné que la

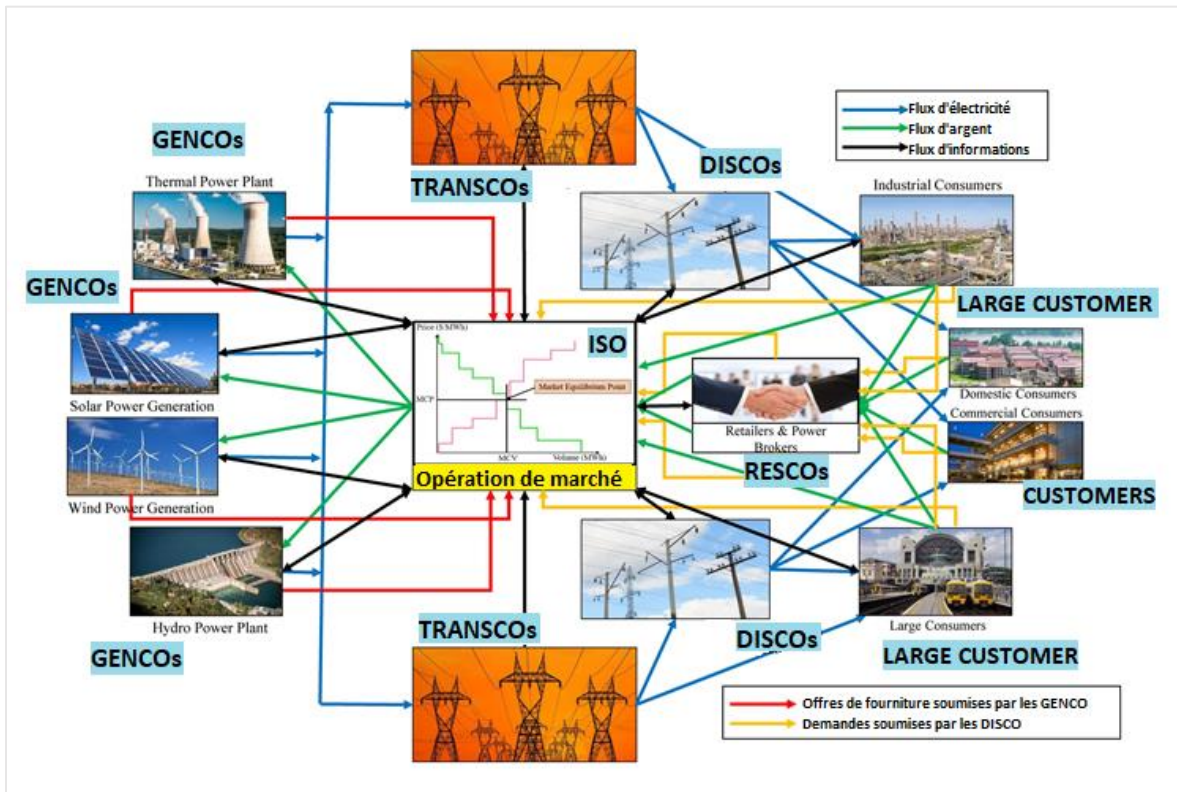


production éolienne et solaire représente désormais une fraction importante de la production globale d'énergie électrique, les marchés de l'électricité ont dû s'adapter à leur nature intermittente et stochastique. Pour faire face plus efficacement aux déséquilibres entre la production et la demande, que provoque la production d'énergie renouvelable, les marchés fonctionnent sur une période beaucoup plus courte qu'auparavant. Une autre adaptation est le recours croissant à la flexibilité du côté de la demande pour aider à maintenir cet équilibre. La mobilisation des ressources du côté de la demande est un défi, car elles ont tendance à être petites et réparties dans tout le système. La participation directe aux marchés de gros de l'électricité par des ressources énergétiques renouvelable (telles que le stockage d'énergie à petite échelle, la production photovoltaïque, la production éolienne, la production hydraulique) n'est pas possible, car elle augmenterait considérablement le nombre d'acteurs du marché et rendrait ces marchés incompatibles avec la gestion et à cause de ces natures intermittentes. En plus, les règles des marchés de gros sont complexes et les conditions de participation sont strictes, ce qui rend les coûts de transaction trop élevés pour les petits participants. Pour surmonter ce problème, de nouvelles entités appelées "agrégateurs" apparaissent qui sont une partie de l'ISO. Leur rôle est de servir d'intermédiaire commercial et technique entre les marchés de gros et les propriétaires des ressources énergétiques renouvelables qui pourraient contribuer à l'efficacité économique du système global. Tant sur le plan économique qu'opérationnel les efficacités sont si importantes qu'on les appelle parfois le carburant caché. C'est l'une des raisons pour lesquelles les investissements dans l'énergie ont augmenté des développements d'efficacité qui sont aujourd'hui comparables aux investissements dans d'autres domaines liés à l'énergie tels que l'électricité renouvelable. Cette évolution peut être observée dans de nombreux pays et dans tous les domaines de l'électricité. Les sociétés de production basées sur les sources d'énergie renouvelable sont une partie très importante d'un système dérégulé.

### 1.1.4.1 CERTIFICAT D'ÉNERGIE RENOUVELABLE (CER)

Un CER est un accord énergétique négociable dans le marché qui représente la garantie qu'un MWh d'électricité a été produit à partir d'une source d'énergie renouvelable éligible et injecté dans le réseau de transport. Le CER offre un mécanisme d'achat d'énergie renouvelable qui est injectée ou extraite du réseau de transport. Un fournisseur ayant une production d'énergie renouvelable, solaire ou non solaire, se voit créditer un CER pour chaque MWh d'électricité qu'il produit et injecté dans le réseau de transport. Le CER qui l'accompagne peut ensuite être vendu sur le marché libre. Dans le cadre du mécanisme des CERs, un producteur peut produire de l'énergie électrique à partir de sources d'énergie renouvelable dans n'importe laquelle partie du pays en achetant un certain nombre de CERs à la société qui vend ces certificats. Comme la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable est coûteuse par nature, de nombreuses grandes entreprises/acheteurs ont été obligées d'acheter une partie de leur énergie à des fournisseurs disposant de ressources renouvelables. Les grandes entreprises/acheteurs peuvent remplir leurs obligations d'achat de sources d'énergie renouvelable (RPO) en achetant un nombre approprié de certificats CER auprès de sociétés. Certaines sociétés de marché du monde comme Energy Exchange Istanbul (IEX), Power Market Commercial Operator (OPCOM) offrent une plate-forme de marché pour une transaction équitable et transparent des certificats CER.

Ces échanges de CERs par l'intermédiaire de marchés d'échange sont similaires à ceux de la vente de l'électricité dans le cadre du marché du jour à l'avance. Les vendeurs et les acheteurs ont été autorisés à soumettre leurs offres et leurs soumissions respectives au marché des changes entre certains intervalles de temps spécifiés, puis le marché des changes compense le marché sur la base de l'équilibre entre l'offre et la demande. Un système d'enchères à prix uniforme est généralement utilisé pour équilibrer le marché. Par l'intermédiaire de ce système, l'entité obligée peut acheter ces CER pour satisfaire son RPO dans n'importe quelle partie de la région ou du pays. Les CER sont de deux types : solaire et non solaire. Les CER solaires représentent l'énergie électrique produite à partir de l'énergie solaire. Les CER non solaires représentent l'énergie électrique produite à partir de sources renouvelables non solaires comme l'énergie éolienne, l'énergie marémotrice, etc. Certaines études récentes sur les CER ont été présentées dans les références [20-21]. La structure générale d'un marché de l'électricité complet avec la participation des ressources thermiques et recouvrables et de différents acteurs est illustrée dans la figure 1.10.



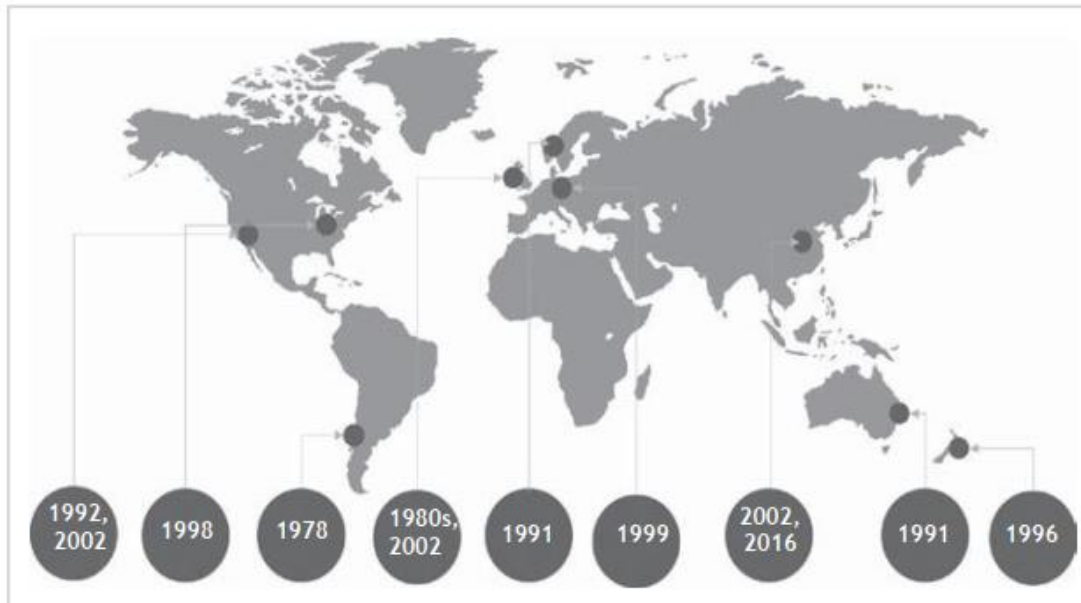
**Figure 1.10** Structure et fonctionnement du marché avec production d'électricité hybride thermique/ renouvelable. [18]

Les sections suivantes présentent la restructuration de l'industrie électrique dans différents pays du monde.



### 1.1.5 RESTRUCTURATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ DANS DIFFÉRENTS PAYS

La plupart des systèmes électriques dérégulés ont entamé des procédures de dérégulation à partir des années 1980. Les années de démarrage de la dérégulation du secteur de l'électricité dans différentes régions sont présentées dans la figure 1.11. [22]



**Figure 1.11** Dérégulation du secteur de l'électricité dans le monde. [7]

#### 1.1.5.1 RESTRUCTURATION AU CHILI

Avant la restructuration des années 1980, l'industrie électrique chilienne était intégrée verticalement, planifiée au niveau central et fortement réglementée. La planification et l'exploitation centralisées ont été remplacées par des approches basées sur le marché par la dérégulation et la privatisation. Le Chili a lancé la restructuration de secteur de l'électricité dans la seconde moitié des années 1970. C'est le premier pays au monde qui a mis en œuvre une réforme du marché de l'électricité. Le principal facteur qui a motivé la restructuration du secteur de l'électricité au Chili n'est pas le secteur de l'électricité lui-même, mais l'industrie est largement influencée par le processus de réforme économique, politique, et pour attirer les investissements privés. En 1978, la Commission nationale de l'énergie du Chili (CNE) a été créée, marquant le début de la réforme du secteur de l'électricité au Chili. En 1981, le secteur électrique chilien a procédé à des séparations verticales et parallèles des activités de secteur de l'électricité.

En 1982, le Chili a officiellement adopté une nouvelle "loi sur l'électricité" basée sur la libéralisation. La loi divise l'industrie de l'électricité en trois parties : la production, le transport et la distribution d'électricité, contrôlée entièrement par des capitaux privés.

L'État est uniquement chargé de réglementer, de superviser et d'orienter les investissements des sociétés de production et de transport d'électricité et d'éliminer l'intégration verticale, c'est-à-dire que les centrales électriques ne peuvent pas participer au transport ou à la distribution, et la loi précise également que le personnel concerné des services gouvernementaux de prise de décision ne peut pas entrer dans l'industrie électrique, ce qui est important pour le fonctionnement efficace du marché de l'électricité. En 1985, le ministère des Affaires économiques a créé le Bureau de contrôle de l'énergie électrique et des combustibles, chargé de superviser et d'étudier les normes techniques pour le transport, la production, la fourniture et le stockage du gaz naturel et de l'énergie électrique. Dans le domaine de l'électricité, il joue un rôle dans la formulation et le renforcement des normes techniques. L'autorité a clairement établi son rôle par le biais de la loi. En 1986, le Chili a procédé à une privatisation à grande échelle.

La restructuration du secteur de l'électricité au Chili vise à éliminer les défauts du monopole des sociétés d'électricité d'État, la corruption, l'inefficacité et le manque de fonds, à établir un système de libéralisation du marché de l'électricité et à atteindre l'objectif d'une répartition rationnelle des sources sociales, en favorisant la concurrence dans le secteur de l'électricité pour l'objectif de maximiser le bénéfice économique social. En 1990, le processus de restructuration du système électrique chilien a été pratiquement complété. En 1992, le gouvernement chilien a adopté un nouveau modèle structurel du système électrique afin de déterminer l'introduction de la concurrence dans le domaine de la production d'électricité, alors que les secteurs de transport et de distribution ont toujours un monopole naturel. Il est important qu'il n'y ait aucune limitation à la propriété des lignes de transport.

En 1998, le gouvernement chilien a adopté une nouvelle réglementation : la compagnie nationale d'électricité sera privatisée d'ici l'an 2000. La réforme de la privatisation s'est officiellement terminée par la vente de la dernière centrale électrique publique en 1998 au privé. Le marché chilien de l'électricité fonctionne actuellement avec efficacité, ce qui permet de protéger la demande intérieure d'électricité et de développer de nouvelles sources d'énergie. Le prix de l'électricité est relativement réduit, ce qui est inséparable de son bon mode de fonctionnement sur le marché. Actuellement, le système électrique chilien est détenu à 100% par le secteur privé. Le gouvernement a un rôle de supervision et de régulation, à travers le ministère de l'Énergie, par la CNE et la SEC. Le segment de la production est dominé par ENEL, Colbun, Gener (AES), Engie et d'autres. Le plus grand fournisseur du réseau de transport est nommé Transelect. Les principaux distributeurs sont ENEL (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica), CGE (Compañía General de Electricidad S.A.), Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA). La structure de base du marché du Chili est présentée à la figure 1.12 [23-24-25].

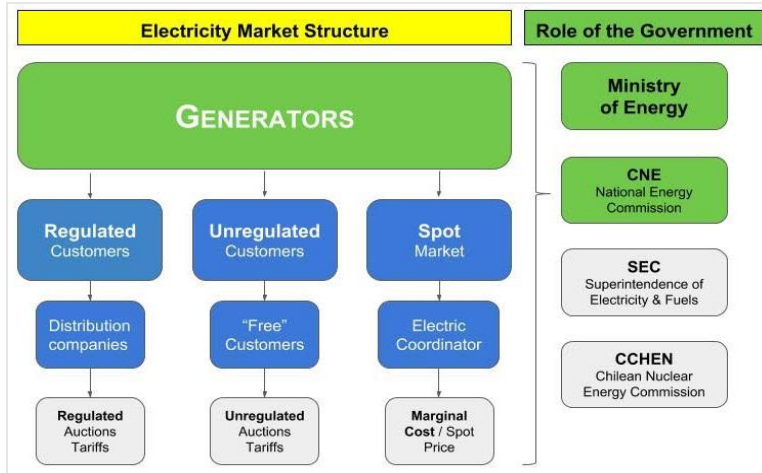


Figure 1.12 Structure du marché chilien de l'électricité. [25]

### 1.1.5.2 RESTRUCTURATION EN ARGENTINE

L'Argentine a commencé à restructurer son secteur d'énergie dans le cadre d'une réforme économique plus large au début des années 1990. La longue histoire de l'inefficacité des sociétés publiques intégrées verticalement a été l'un des principaux moteurs de la transformation majeure du secteur de l'énergie. Les "lois sur l'électricité et le gaz naturel" adoptées au début des années 1990 ont ouvert la voie à un nouveau cadre réglementaire. En conséquence, les sociétés publiques intégrées verticalement ont été séparées horizontalement et verticalement et privatisées. Des marchés de gros pour l'électricité et le gaz naturel ont été développés. L'industrie de l'électricité est réglementée par un organisme de régulation qui fait autorité, qui s'appelle ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad).

Les sociétés privées sont autorisées à participer à la production d'électricité qui était ouverte à la concurrence alors que les parties du système de transport et de distribution étaient encore traitées comme des monopoles réglementés. Les principaux objectifs de la restructuration de l'électricité en Argentine étaient de réduire le tarif de l'électricité, d'améliorer la qualité du service, d'élargir les choix des consommateurs et d'améliorer l'efficacité économique. En raison des investissements importants dans le secteur de la production et de certains investissements dans le transport à la fin des années 1990, le marché argentin de l'électricité était l'un des plus concurrentiels au monde. Le modèle argentin devient une référence pour mesurer la réussite de la restructuration du secteur de l'électricité dans le monde entier. Pour faciliter le développement d'un marché de gros de l'électricité, un opérateur de système indépendant, connu sous le nom de CAMMESA (Compan Administradora del Mercado Mayorista Electrico S.A.) a été créé est à la fois un opérateur et un gestionnaire du marché. Elle fournit un accès ouvert au marché et au réseau de transport à chaque acteur du marché et établit les règles du marché. Ses principaux rôles sont la coordination de la fourniture, la fixation des prix de gros et la gestion des transactions économiques effectuées par le SADI (Sistema Argentino De Interconexion), qui est le principal gestionnaire de réseau de transport.

Le marché argentin de l'électricité comprend à la fois le marché à terme et le marché spot. Sur le marché à terme, les producteurs et les distributeurs ou les grands utilisateurs peuvent négocier librement et signer des contrats pour l'électricité qui fixent à la fois les prix et les quantités pour une future fourniture. En temps réel, les utilisateurs d'électricité ayant un contrat de fourniture d'électricité sont informés prioritaires en cas de pénurie, à condition que le producteur sous contrat soit disponible. Sur le marché spot, les prix de l'énergie sont fixés toutes les heures sur chaque nœud du système en fonction du coût marginal à court terme. La structure de base du marché argentin est présentée à la figure 1.13 [26-27].

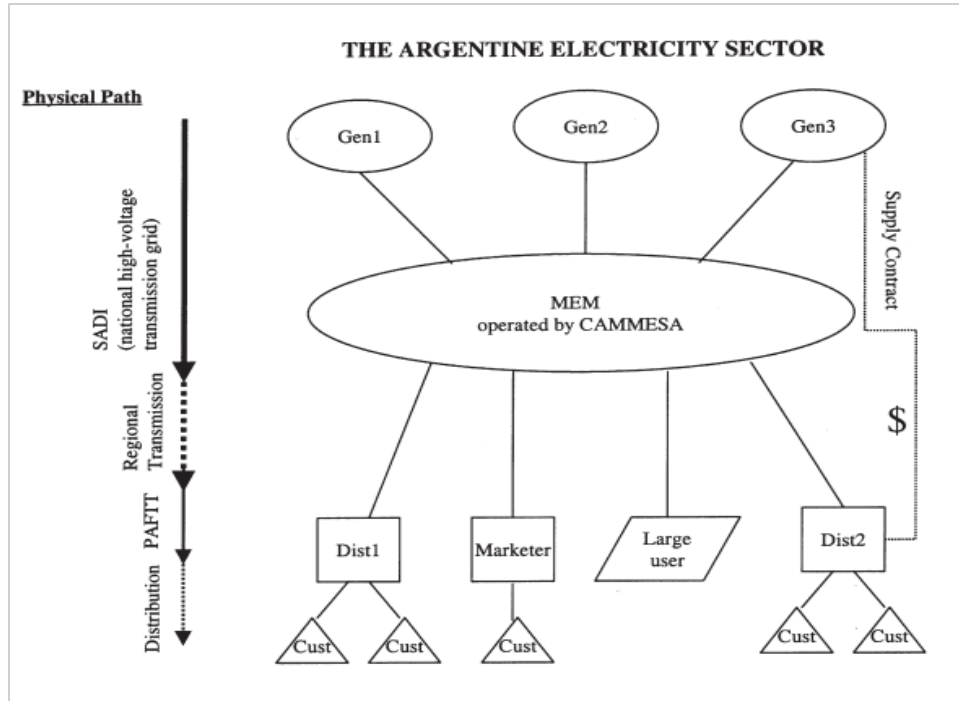


Figure 1.13 Structure du marché argentin de l'électricité. [28]

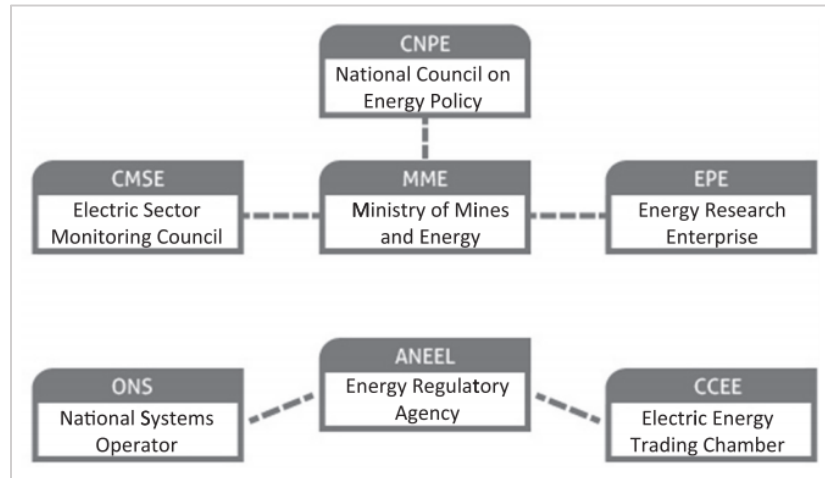
### 1.1.5.3 RESTRUCTURATION AU BRÉSIL

La restructuration du secteur de l'électricité au Brésil a suivi une structure similaire à celle d'autres pays d'Amérique latine. Avant la restructuration, les sociétés d'électricité sont détenues par le gouvernement national, qui garantit un certain niveau de rendement. Ce conduit à un surinvestissement et à des inefficacités dans le système. Les sociétés d'électricité sont propriétaires de tous les secteurs de l'entreprise : production, transport, distribution et vente au détail. La crise de 1999 a entraîné un défaut de paiement des engagements sectoriels et une pénurie d'investissements. Le Brésil a commencé sa réforme du secteur de l'électricité en 1996. Les principaux objectifs de cette réforme doivent (1) assurer la fourniture par un développement continu (2) maintenir et améliorer l'efficacité (3) fournir un meilleur service et une fixation des prix concurrentielle (4) fournir plus choix pour les consommateurs, et (5) réduire les dettes publiques par la non-génération de nouvelles dettes et la privatisation des activités. Les nouvelles

règles, établies dans l'environnement restructuré, ont été conçues pour introduire la concurrence dans les secteurs de la production et de la distribution. Toutefois, le transport et la distribution d'électricité étaient toujours réglementés par des dispositions d'accès libre en raison de leur nature monopolistique. À la suite de la restructuration, un marché de gros de l'énergie a été établi, ainsi que la création d'un opérateur de système indépendant sous le nom ONS (Operador Nacional do Sistema Eletrico pour faciliter la concurrence. Une agence de régulation qui s'appelle ANEEL (Agencia Nacional de Energia Eletrica) a également été créée et la plupart des sociétés de distribution ont été privatisées. Les parties transport et distribution ont été soumises à un plafond de revenus et à la concurrence par comparaison. Pour les producteurs et les détaillants qui sont exposés à la concurrence, le retour sur investissement est basé sur leur capacité à gérer le risque dans le cadre de règles de marché stables. [29]

Dans le cadre de son régime de marché de gros de l'énergie, les ressources de production et de transport sont centralisées et réparties au coût le plus bas par le gestionnaire de réseau. Il n'y avait pas de règles ou de mécanismes de marché permettant aux producteurs et aux clients de soumissionner des offres sur le marché en fonction du prix. Les unités hydroélectriques sont réparties en fonction de leurs coûts d'opportunité prévus, qui sont calculés par une optimisation stochastique en plusieurs étapes qui modélise la représentation détaillée du fonctionnement des centrales hydroélectriques et des incertitudes liées à leur fonctionnement. Les contrats bilatéraux ou autres accords commerciaux ne sont pas pris en compte dans la répartition centralisée. Les prix d'équilibre sur le marché de gros de l'énergie sont représentés par les coûts marginaux à court terme calculés à partir des multiplicateurs lagrangiens du modèle stochastique de répartition. Dans tout marché de l'électricité basé sur les coûts marginaux à court terme, le problème de la perte financière est inévitable. Dans ce problème, un certain nombre de producteurs n'ont pas reçu suffisamment de profits du marché de l'énergie pour assurer leur rentabilité. L'insuffisance des profits des producteurs, due au prix spot à court terme, entraîne une difficulté à fournir des encouragements suffisants pour la nouvelle production. Sur le marché brésilien de l'énergie, les prix sont généralement soit fluctuants, soit très bas en raison de la dominance du système hydroélectrique. Les coûts marginaux du système deviennent faibles lorsqu'il y a un surplus d'énergie dans le système, et deviennent élevés en cas de période très sèche. Afin d'encourager la production de nouvelles énergies, un système basé sur des contrats bilatéraux obligatoires a été mis en place. Tout d'abord, tous les consommateurs doivent être entièrement couverts par des accords d'achat d'électricité (AAE).

Deuxièmement, ces contrats financiers à terme doivent également être accompagnés par des capacités de production effectives similaires à l'énergie produite par les centrales hydroélectriques. Par conséquent, ces nouveaux contrats sont utilisés comme un mécanisme obligatoire pour garantir l'approvisionnement en énergie pour une charge des consommateurs potentiellement croissante afin de faciliter l'entrée de nouveaux producteurs. Afin d'améliorer l'efficacité à long terme du secteur, ces AAE sont également conclus par le biais d'enchères concurrentielles. La structure de base du marché du Brésil est présentée à la figure 1.14 [30-31].



**Figure 1.14** Structure du marché brésilien de l'électricité. [31]

#### 1.1.5.4 RESTRUCTURATION AU MEXIQUE

Malgré les réformes importantes que le secteur énergétique mexicain connut au cours des années 1990, affectant les secteurs de l'électricité, du gaz et du pétrole, le secteur énergétique mexicain était toujours dirigé par un cadre juridique restrictif qui a limité le secteur privé et a réservé la majeure partie du marché à la société d'État; la Commission fédérale de l'électricité (CFE), qui contrôlait toutes les activités, depuis l'exploitation du réseau jusqu'à la production en gros, le transport, la distribution, et à la fourniture à la majorité des clients. Depuis les années 1990, les investissements du secteur privé ont été limités à certains projets de production d'électricité, et les sociétés privées ne pouvaient pas participer aux activités de transport et de distribution. En plus, il n'existait pas de marché de l'électricité et les tarifs de l'électricité étaient fixés par le ministère mexicain des finances, étant donc principalement soumis à des considérations politiques. Cependant, en décembre 2013, une réforme énergétique a été approuvée par le Congrès de l'Union, modifiant les articles 25, 27 et 28 de la Constitution mexicaine, afin de permettre la participation des entreprises privées dans le secteur de l'énergie. Au cours de l'année 2014, cette réforme énergétique a été développée par la publication d'un ensemble de nouvelles lois et programmes énergétiques. Le cadre juridique établi dans le cadre de cette réforme implique non seulement une transformation du secteur des hydrocarbures, mais aussi un changement structurel du secteur national de l'électricité [32-33]. La nouvelle loi sur l'industrie électrique créera un nouveau marché de gros de l'électricité MEM (Mercado Electrico Mayorista) qui sera gérée par le centre national de contrôle de l'énergie CENACE (Centro Nacional de Control de Energía), actuellement une unité au sein de la commission fédérale, CFE. Le CENACE deviendra également le gestionnaire de réseau indépendant pour l'ensemble du réseau. Le ministère mexicain de l'Énergie SENER (Secretaria de Energía de Mexico), et l'autorité de régulation CRE (Comision Reguladora de Energía), exerceront une surveillance réglementaire et un contrôle sur le marché de gros de l'électricité. Dans le cadre de la nouvelle loi, SENER a élaboré un projet de réglementation sur les orientations du marché de l'électricité, BME (Bases del Mercado Electrico), et l'a envoyé à



COFEMER (Commission fédérale pour l'amélioration de la réglementation) en février 2015. La COFEMER est tenue de réaliser une analyse coûts/bénéfices de cette nouvelle réglementation. Les règles établissent les principes de conception et de fonctionnement du marché de gros de l'électricité (WEM), y compris les règles de vente aux enchères. Tous les règlements soumis au COFEMER sont soumis à la consultation publique. Après examen et décision par la COFEMER, SENER publiera les premières règles qui deviendront un plan détaillé pour le développement et le fonctionnement d'un marché de l'électricité. Les principaux thèmes abordés dans les règles comprennent la mise en œuvre progressive du marché, fiabilité du système, fonctionnement du marché, planification opérationnelle, marché à long terme, surveillance du marché, crédit et facturation. Les règles finales deviendront les principaux protocoles pour le fonctionnement du marché de gros. Ces protocoles comprennent "Manuel relatif aux pratiques de marché" qui décrira les principes des instructions et les procédures d'administration, de fonctionnement et de planification du WEM, les orientations qui comprendront les formules et les procédures dans des lois différents du manuel des pratiques du marché, et critères et procédures de fonctionnement qui comprendra des spécifications, des notes techniques et des critères requis pour la mise en œuvre des éléments constitutifs du marché des règles dans la conception des logiciels ou des opérations quotidiennes. Ces protocoles sont collectivement connus sous le nom de "Dispositions opérationnelles du marché". Les composantes du WEM qui seront gérées par les règles du marché comprennent (1) le marché de l'énergie et des services auxiliaires du marché de jour à l'avance et en temps réel (2) le marché des capacités, (3) le marché des certificats d'énergie renouvelable, (4) la vente aux enchères d'énergie à moyen terme, (5) la vente aux enchères de capacités à long terme, d'énergie renouvelable, et (6) la vente aux enchères de droits de transport financier.

La principale caractéristique du WEM mexicain est la mise en œuvre progressive de ses différentes composantes de marché. Par exemple, le marché de l'énergie les services auxiliaires est mis en œuvre en deux phases. La première phase a compris les marchés du jour à l'avance et en temps réel, ainsi que les transactions d'importation/exportation, mais les enchères à la demande et les enchères virtuelles ont été exclues. Le marché de la première phase a été testé en septembre 2015 et devrait être pleinement opérationnel en 31 décembre 2015. La deuxième phase a compris des marchés à une heure d'avance, des enchères à la demande par des ressources contrôlables et des enchères virtuelles soumises à la validation des offres par l'unité de surveillance du marché. Les essais et l'exploitation de la deuxième phase sont prévus pour 2018. Le marché des capacités comporte deux phases (la phase 1 a été opérationnelle en novembre 2015 et la phase 2 en novembre 2016). Les caractéristiques générales du marché de gros de l'électricité au Mexique sont les suivantes. La CENACE déterminera la répartition économique pour l'ensemble du système après avoir reçu les offres/demandes des producteurs/consommateurs. Ensuite, pour chaque nœud du système, elle calculera les prix du marché (équivalents aux prix nodales) qui comprendront le prix de l'énergie du système, le prix de la congestion et le prix des pertes marginales. Certains services auxiliaires, tels que les réserves de régulation, les réserves tournantes et les réserves d'exploitation, seront fournis de manière concurrentielle par le marché, tandis que la puissance réactive et le démarrage à vide des centrales de production seront réglementées par la CRE [34-35-36]. La structure générale du marché du mexicain est présentée à la figure 1.15.

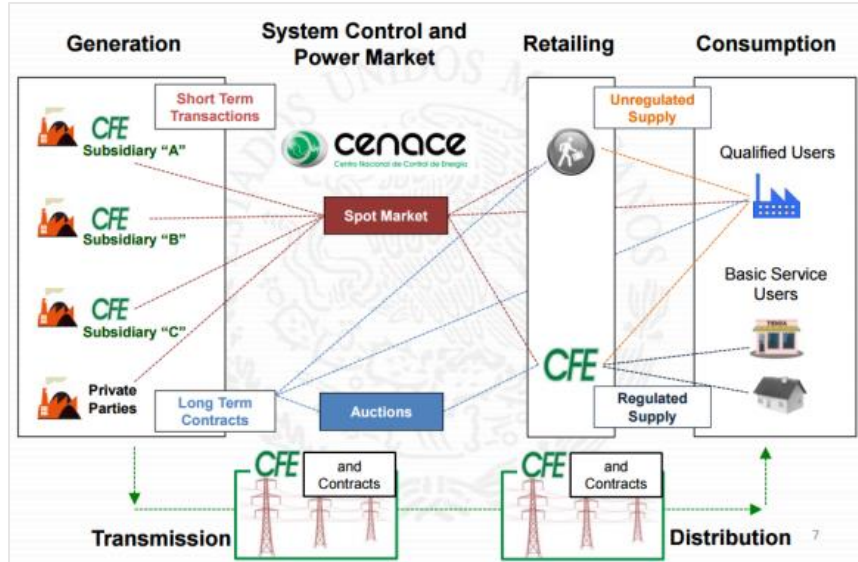


Figure 1.15 Structure du marché mexicain de l'électricité. [37]

En Europe, la libéralisation et la restructuration des marchés de l'électricité ont commencé principalement avec l'introduction de la première directive sur l'électricité (notamment la directive 96/92/CE) le 19 février 1996. Ce premier volet législatif a été suivi d'un second en 2003 (directive 2003/54/CE) et un troisième en 2009 (directive 2009/72/CE). L'objectif primordial de ces trois directives était de concevoir un système efficace avec un marché de l'énergie concurrentiel et durable dans toute l'Union européenne (UE). L'une des dispositions fondamentales des trois directives est la séparation des fonctions du marché traditionnellement fourni par des sociétés verticalement intégrées, en des parties indépendantes. Différentes formes et degrés de séparation des activités sont pris en considération.

Les premiers pays européens à adopter une réforme de l'industrie de l'électricité ont été l'Angleterre et le Pays de Galles ainsi que la Norvège dans les années 1990. Après cette période, la plupart des pays européens ont libéralisé leur industrie de l'électricité et développé leur marché national de l'électricité. Les directives européennes ont ensuite préconisé l'ouverture progressive des marchés nationaux de l'électricité à la concurrence, l'élaboration de règles communes pour le marché intérieur, l'accès non discriminatoire aux réseaux de transport. Les directives ont également encouragé l'augmentation de la part de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable pour la réduction des émissions des gaz. Le marché de l'électricité en Europe est un ensemble de marchés de l'électricité dans chaque pays. Certains pays comme l'Espagne et l'Allemagne ont des marchés nationaux complets, tandis que d'autres tentent d'ouvrir progressivement des marchés similaires. Dans un marché national de l'électricité standard, le marché du jour à l'avance est équilibré par l'agrégation des offres de la production et de la demande sans tenir compte des contraintes du réseau. Cette agrégation dans le marché day-ahead est généralement effectuée par des opérateurs indépendants. En temps réel, les gestionnaires de réseaux de transport responsables de leurs territoires d'exploitation font une programmation de la production sur la base des résultats du marché du jour précédent. En cas de congestion en temps réel, les gestionnaires de réseau de transport redistribuent la production afin de ne pas surcharger le



réseau de transport. À ce titre, les gestionnaires de réseau exploitent également des marchés d'équilibrage dans lesquels les prix sont déterminés en temps réel [38-39]. Dans les sections suivantes, l'évolution et le statut de trois marchés nationaux - le Royaume-Uni, les pays nordiques et la France - sont présentés.

#### **1.1.5.5 RESTRUCTURATION AU ROYAUME-UNI**

Le Royaume-Uni est considéré comme ayant un marché de l'électricité entièrement libéralisé et privatisé. Le Royaume-Uni a été le premier à libéraliser son secteur de l'électricité en Europe, à partir de la moitié des années 1980, lorsque la loi relative à l'énergie de 1983 a étendu le marché de l'approvisionnement au-delà des 12 conseils régionaux qui existaient à l'époque. Dans les programmes de libéralisation qui ont suivi dans les années 1980 et 1990, l'Angleterre et le Pays de Galles ont également été les pionniers de la création d'un marché de gros de l'électricité où les producteurs d'électricité pouvaient vendre de l'électricité en temps quasi réel pour répondre à la demande du côté de l'offre, c'est-à-dire le système du "Pool". Ce système a fonctionné entre 1990 et 2001. En 2001, le Pool a été éliminé au profit du commerce bilatéral, appelé NETA (New Electricity Trading Arrangements). Le régulateur a évalué périodiquement ce changement dans la conception du marché et a constaté qu'il était globalement une réussite par rapport à ses objectifs initiaux qui comprenaient et découlaient du besoin reconnu de renforcer la concurrence sur les marchés de l'électricité en facilitant l'entrée et la sortie sur ces marchés [40-41]. Au départ, les programmes de libéralisation ont été menés selon des critères juridiques, notamment en Angleterre, en Pays de Galles, en Écosse, et en Irlande du Nord. Après la libéralisation, le marché britannique de l'électricité a évolué pour plusieurs raisons, notamment en réponse aux changements découlant de la législation européenne. En particulier, il a répondu aux objectifs de la concurrence libre, la transparence dans les transactions, l'accès libre au réseau, et la sécurité de l'approvisionnement. Les marchés britanniques n'étaient pas entièrement conformes au modèle de législation européenne proposé, mais étaient considérés comme bien développés et indépendants pour répondre aux objectifs de la réglementation européenne. Les marchés de gros de l'électricité au Royaume-Uni sont intégrés suite à l'introduction des accords britanniques sur la vente et le transport de l'électricité. L'Irlande du Nord exploite un marché de gros de l'électricité distinct avec un modèle pool, le marché unique de l'électricité SEM (Single Electricity Market), qui est intégré au marché de gros de l'électricité en République d'Irlande. Étant donné le marché distinct, la section se concentre principalement sur la situation libéralisée dans le reste de la Grande-Bretagne, c'est-à-dire l'Angleterre, l'Écosse et le Pays de Galles. Depuis la libéralisation de la production d'électricité au début des années 1990 pour créer les trois sociétés de production d'électricité, à savoir NP (National Power) et PNE (Powergen and Nuclear Electric), le nombre de sociétés de production d'électricité au Royaume-Uni a augmenté. Actuellement, il y a 10 principales sociétés de production au Royaume-Uni. Avec le nombre croissant de centrales de production d'énergie renouvelable, le nombre et les types de sociétés participant à la production se sont diversifiés davantage avec de nouvelles sociétés, telles que les propriétaires de grands parcs éoliens. NGET (National Grid Electricity Transmission) est le gestionnaire de réseau national de transport d'électricité agréé pour le Royaume-Uni. La propriété des réseaux de transport est plus mixte : NGET possède le réseau de transport en Angleterre et au Pays de Galles, Scottish Hydro

Electric Transmission possède les réseaux de transport du nord de l'Écosse, SP Transmission possède les réseaux de transport du centre et du sud de l'Écosse. Il existe également un marché émergent des propriétaires de réseaux de transport offshore (OFTO), où neuf projets au Royaume-Uni ont des OFTO opérationnels en février 2014, et qui voit l'arrivée d'un certain nombre de nouveaux acteurs sur le marché. Il existe six opérateurs de réseau de distribution agréés (DNO) au Royaume-Uni, chacun étant responsable d'un ou de plusieurs des 14 sociétés de distribution. De plus, il existe un certain nombre d'opérateurs de réseaux de distribution indépendants (IDNO) au Royaume-Uni qui possèdent et exploitent des réseaux plus petits dans les zones couvertes par les DNO et qui desservent principalement les nouveaux logements et les développements commerciaux. Il existe 34 fournisseurs d'électricité agréés au Royaume-Uni et 14 en Irlande du Nord. [42-43]

### 1.1.5.6 RESTRUCTURATION DANS LES PAYS NORDIQUES

La Norvège a été le premier des pays nordiques à déréguler son marché de l'électricité. La loi relative à l'énergie de 1990 a constitué la base de la dérégulation dans les autres pays nordiques. En 1991, la décision du gouvernement norvégien de déréguler le marché de l'électricité est entrée en vigueur. Deux ans plus tard, la société Statnett Marked AS, filiale détenue à 100 % par Statnett, a été créée en tant que société indépendante dans le but d'assurer la transparence et le fonctionnement impartial du marché de l'électricité. Le volume total de la première année d'activité était de 18,4 TWh. Le nouveau cadre pour un marché nordique intégré de l'électricité a été présenté au gouvernement norvégien en 1995. Avec la licence de Nord Pool pour les échanges commerciaux d'électricité, accordée par l'administration norvégienne des ressources en eau et de l'énergie, ce cadre a posé les bases des échanges commerciaux au comptant de Nord Pool. Un an plus tard, une coopérative norvégienne suédoise d'électricité a été créée. La coopérative a été renommée Nord Pool ASA.

La Finlande a rejoint Nord Pool ASA en 1998. Un an plus tard, Elbas a été lancé en tant que marché distinct pour l'ajustement des équilibres en Finlande et en Suède. Le marché de la zone Elspot a commencé le 1er juillet de la même année. Le marché nordique est devenu totalement intégré lorsque le Danemark a rejoint en 2000. En 2002, les activités de Nord Pool sur le marché spot ont été organisées en une société distincte, Nord Pool Spot AS. Le Danemark oriental a rejoint le marché d'Elbas en 2004. En 2005, Nord Pool Spot a ouvert la zone d'appel d'offres Kontek en Allemagne, qui donne géographiquement l'accès à la zone de contrôle de société (VET) Vattenfall Europe Transmission. L'année suivante, Nord Pool Spot a lancé Elbas en Allemagne. L'ouest du Danemark a rejoint le marché d'Elbas en 2007. Le nouveau système d'échange d'Elspot, SESAM, a été mis en production. L'année 2008 a vu le chiffre d'affaires et la part de marché les plus élevés enregistrés dans l'histoire de la société depuis sa création. En 2009, la Norvège a rejoint le marché intrajournalier d'Elbas. La Société européenne de couplage des marchés a relancé le couplage des marchés danois et allemand en novembre de la même année. Nord Pool Spot a mis en place un prix négatif à Elspot. En 2010, Nord Pool Spot et NASDAQ OMX (National Association of Securities Dealers Automated Quotations) ont lancé le marché britannique N2EX. Nord Pool Spot a ouvert une zone d'enchères en Estonie et a fourni la solution technique pour une nouvelle place

de marché lituanien. La zone d'enchère a été ouverte en Lituanie par Nord Pool Spot en 2012, tandis que la zone d'enchère Elspot a été ouverte en Lettonie en 2013. En 2011, Elbas a obtenu une licence pour APX et Belpex en tant que marché intrajournalier aux Pays-Bas et en Belgique, respectivement. Le marché intrajournalier, Elbas, a été introduit en Lettonie et en Lituanie en 2013. Nord Pool Spot a pris le contrôle exclusif du marché britannique en 2014. Les marchés de l'électricité du nord-ouest de l'Europe ont été couplés. En 2015, Nord Pool Spot a été nommé opérateur du marché de l'électricité (NEMO) sur 10 marchés européens de l'électricité : Autriche, Danemark, Estonie, Finlande, France, Grande-Bretagne, Lettonie, Lituanie, Pays-Bas et Suède. Nord Pool Spot a été renommé Nord Pool en 2016. Nord Pool a été nommé NEMO en Bulgarie et en Allemagne. Nord Pool a travaillé avec l'Independent Bulgarian Energy Exchange (IBEX) pour ouvrir le marché bulgare de l'électricité, le 19 janvier 2016, un marché intraday a été étendu à un niveau ultérieur. Nord Pool a également collaboré avec la Croatian Power Exchange (CROPEX) pour le lancement du marché de l'électricité day-ahead en Croatie le 10 février 2016. Le nouveau marché day-ahead de CROPEX a été opérationnel dans le cadre du couplage multirégional (MRC) à l'échelle de l'UE. [44-45-46] La figure 1.16 montre la structure de base de marché d'électricité de tous les pays nordiques.

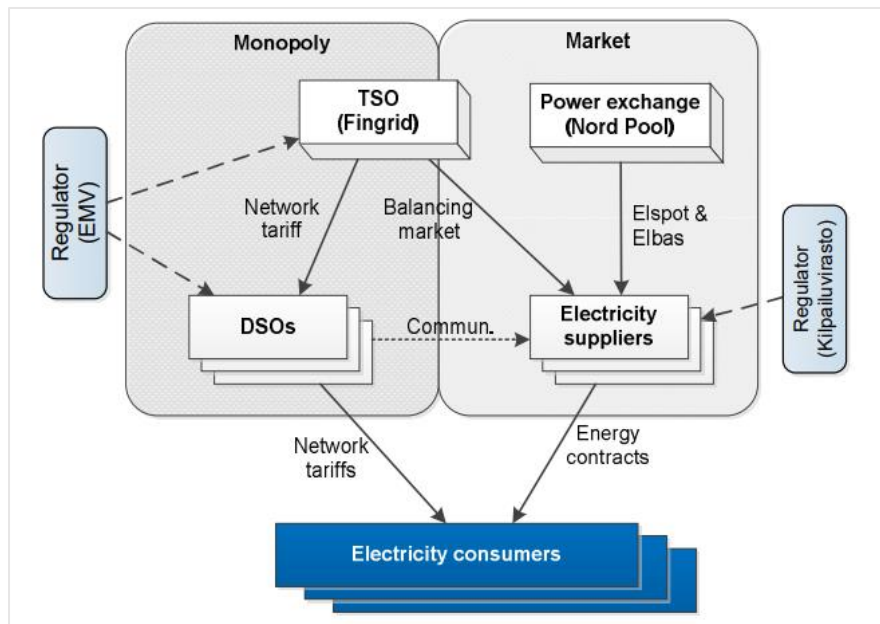


Figure 1.16 Structure générale de marché d'électricité de tous les pays nordiques. [47]

### 1.1.5.7 RESTRUCTURATION EN AUSTRALIE ET EN NOUVELLE-ZÉLANDE

La restructuration du système électrique en Australie a commencé au début des années 1990, suite à la privatisation du secteur électrique en Royaume-Uni. La restructuration majeure a été effectuée pour établir le marché national de l'électricité (NEM) dans le sud et le nord de l'Australie. La restructuration du système électrique australien a commencé au début des années 1990, suite à la privatisation du secteur électrique en Royaume-Uni. La restructuration majeure a été faite pour

établir le marché national de l'électricité dans le sud et l'est de l'Australie. Le territoire du NEM comprend cinq États, la Nouvelle-Galles-du-Sud, l'Australie-Méridionale, le Queensland, le Victoria et la Tasmanie, ainsi que la région de la capitale australienne.

L'opérateur du marché est nommé AEMO (Australia Energy Market Operator). AEMO est responsable à la fois de l'exploitation du réseau électrique et de l'exploitation du marché de NEM. Le marché national de l'électricité comprend un marché pool et un marché spot. Les producteurs, les détaillants d'électricité et les grands clients négocient l'électricité sur le marché de gros par l'intermédiaire du pool d'électricité. Les détaillants vendent l'électricité aux clients sur les marchés de détail de l'électricité. L'AEMO est un opérateur qui fait tout sur le territoire du NEM. Elle est responsable de la répartition de la production, de l'exploitation du réseau, du fonctionnement fiable et sûr du système, du fonctionnement du marché et du règlement du marché dans la région NEM. La structure du marché de gros et de détail de l'électricité en Australie est présentée à la figure 1.17.

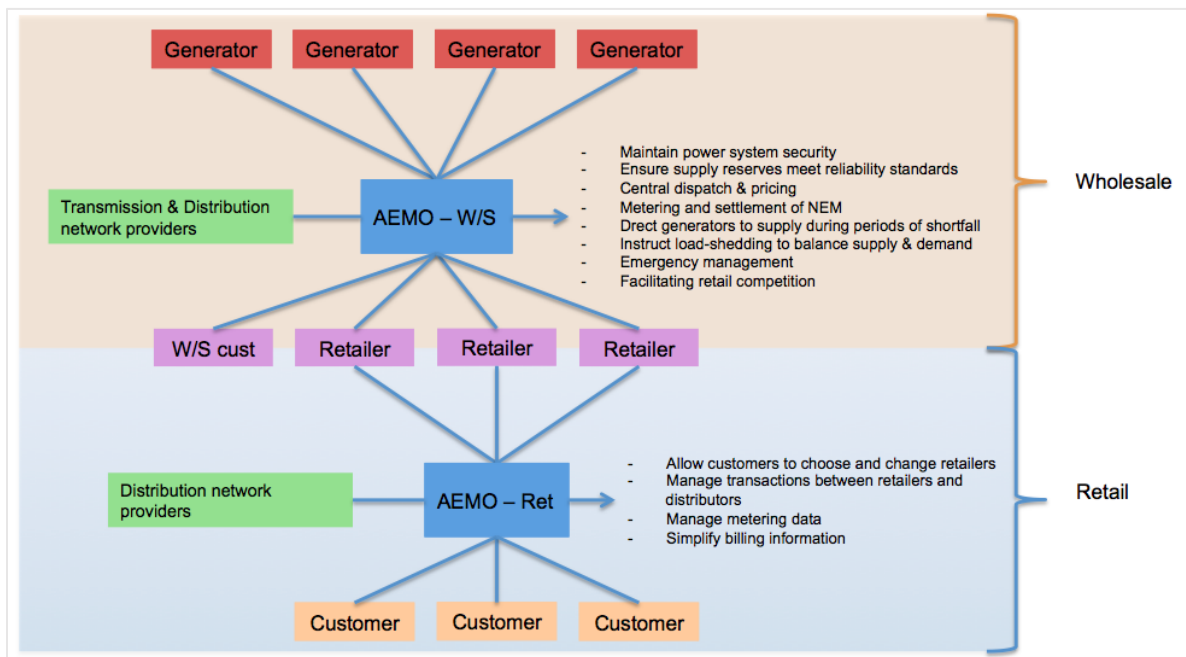


Figure 1.17 Structure générale de marché d'électricité en Australie et en Nouvelle-Zélande. [48]

La Nouvelle-Zélande a réformé le secteur de l'électricité au même temps que l'Australie. Le marché de gros de l'électricité, NZEM (New Zealand Electricity Market), a été créé en 1996. Elle dispose du premier modèle de marché mondial basé sur la tarification nodale. Le réseau de transport est détenu et exploité par la société nationale de transport, Transpower.M-co, qui est l'ancienne société du marché de l'électricité, gère le marché de l'électricité comme un régulateur de marché. Les producteurs et les détaillants négocient l'électricité dans le marché pool et le marché spot, et l'électricité est transportée et distribuée à travers le réseau de transport national. Le prix de l'électricité est déterminé pour chaque nœud par demi-heure [49-50].

### 1.1.5.8 RESTRUCTURATION EN FRANCE

Le marché de l'électricité en France est utilisé pour démontrer un autre exemple de marché national de l'électricité. En France, le réseau de transport est détenu et exploité par le gestionnaire de réseau de transport français RTE (Réseau de Transport d'électricité). Il exploite également un mécanisme d'équilibrage et un mécanisme d'attribution des capacités transfrontalières. Dans le cadre du mécanisme d'équilibrage, RTE assure l'équilibre entre l'offre et la demande en temps réel, garantit des réserves d'exploitation suffisantes et résout le problème des congestions du réseau. La France a des liens de transport avec l'Angleterre, l'Espagne, la Belgique, l'Allemagne, la Suisse et l'Italie. La France est donc l'un des pays clés pour le réseau et le marché européens de l'électricité. Son parc de production est dominé par la technologie nucléaire, suivie par l'hydroélectricité et le charbon. En plus, la France est principalement un exportateur d'électricité vers ses pays voisins en raison de son approvisionnement en électricité moins chère. Le marché français de l'électricité a été progressivement ouvert depuis 1999, des parties de ses consommateurs devenant éligibles pour participer au marché. En juillet 2007, tous les consommateurs ont participé à l'ensemble du marché. L'offre de production est également dominée par l'EDF (Électricité de France), qui est principalement détenue par le gouvernement français. La production d'EDF représente environ 75 à 80 % de la production totale d'électricité en France. Le reste de fourniture en électricité provenait d'autres fournisseurs concurrents tels que Engie (ex-GDF Suez) et Gazel Énergie (ex-Uniper France). Par conséquent, le marché de la production est très concentré, sur le marché de gros, la négociation de l'électricité se fait au moyen de contrats bilatéraux et via des échanges d'électricité. L'industrie de l'énergie, qui comprend les industries électriques et gazières, est réglementée par un organisme de régulation indépendant, la Commission de régulation de l'énergie (CRE), créée en 2000. [51] La figure 1.18 présente les principales sociétés de production, sociétés de gestion de réseau et sociétés de fourniture après la dérégulation du système électrique français.

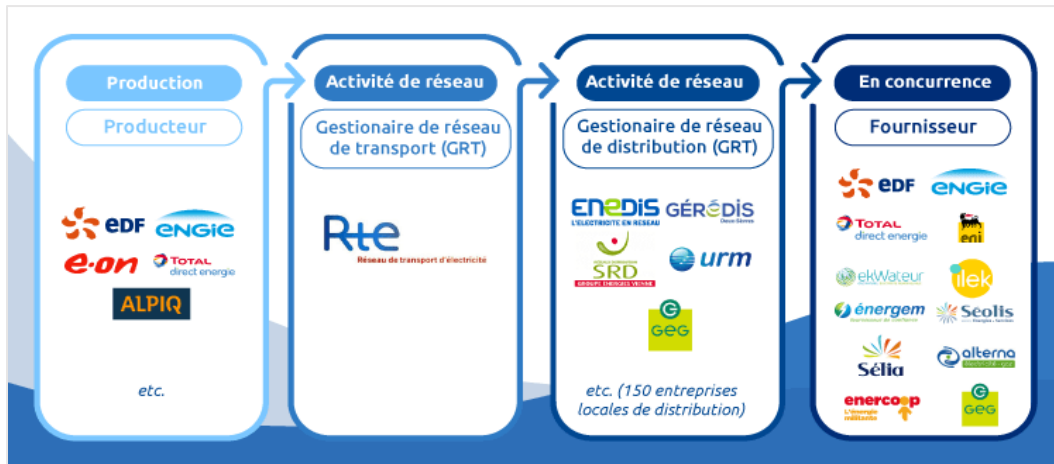


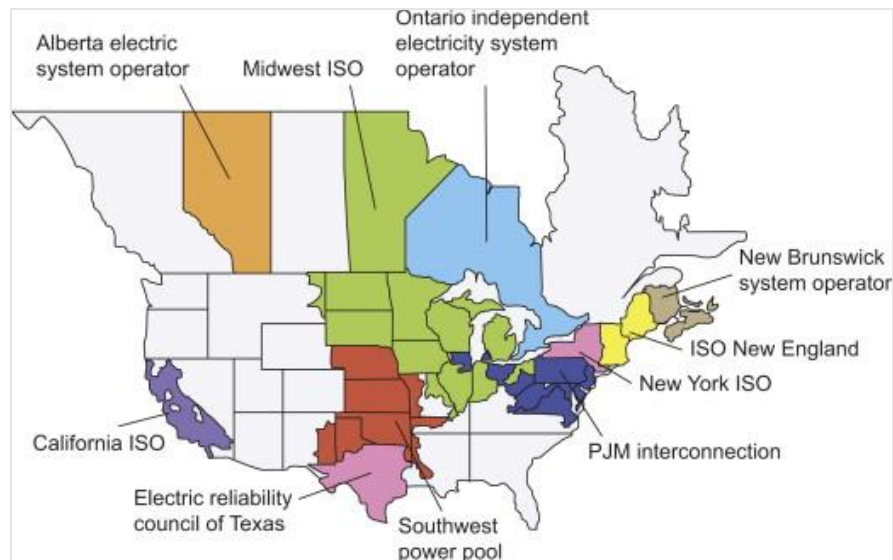
Figure 1.18 Structure générale et acteurs de marché d'électricité en France. [52]

### 1.1.5.9 RESTRUCTURATION AUX ÉTATS-UNIS

La restructuration du système électrique aux États-Unis a commencé en 1992, après le lancement de la loi sur la politique énergétique de 1992. Le décret 888 émis par la commission



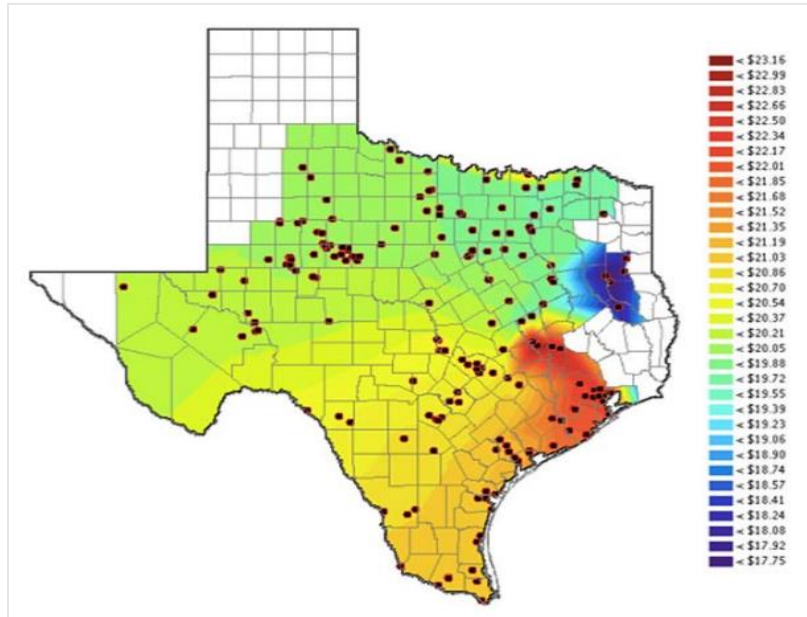
fédérale de régulation de l'énergie (FERC) en 1996 indique le libre accès au réseau de transport. La Californie a lancé le premier marché de l'électricité aux États-Unis avec la création de l'échange de l'électricité (PX) et l'opérateur de système indépendant de la California (CAISO) pour le marché de l'électricité dans l'État. D'autres États ont suivi la Californie et ont entamé la dérégulation du système électrique à la fin des années 1990. Sur les marchés de l'électricité des États-Unis, l'ISO, qui est un opérateur sans but lucratif, gère le système électrique dérégulé et dirige le marché de l'électricité. L'ISO ne possède aucun moyen de production ou de transport. Elle est indépendante des compagnies de production et des compagnies de distribution. L'ISO est responsable du maintien la fiabilité du système pour un ou plusieurs domaines de contrôle. En plus de CAISO, il existe d'autres opérateurs indépendants aux États-Unis sont NYISO (New York-ISO), ISO-NE (New England-ISO), PJM (Pennsylvanie-New Jersey Maryland), MISO (Midwest ISO), ERCOT (Electric Reliability Council of Texas), et SPP (Southwest Power Pool). Les territoires contrôlés par les ISO peuvent être vus à partir de leurs noms. Au début de la conception du modèle de marché, au milieu des années 1990, il y a eu des débats sur la tarification zonale, le modèle de pool d'énergie électrique modèle de contrat bilatéral. Suivant leur contexte d'exploitation, (PJM) et (ISO-NE) ont utilisé une tarification zonale uniforme basée sur les prix vers 1998. Certaines questions, telles que le pouvoir de marché soumis à des contraintes de réseau, ont été observées. Au début des années 2000, le marché de gros de l'électricité en Californie a connu des pics de prix extrêmement élevés pendant certaines périodes de pointe critiques où les prix de détail de l'électricité étaient réglementés. [53] Il existe actuellement sept marchés ISO aux États-Unis (ERCOT, ISO-NE, NYISO, PJM, CAISO, MISO et SPP). La figure 1.19 montre la répartition des différents marchés aux États-Unis.



**Figure 1.19** Marché de l'électricité aux États-Unis. [54]

Aux États-Unis, les ISO utilisent les prix marginaux locaux pour fixer le prix des transactions énergétiques à chaque nœud du réseau dans les marché spot. Les ISO utilisent les LMPs comme un mécanisme de marché pour fixer le prix de l'utilisation efficace des lignes de transport dans les cas où la congestion empêche le transport au moindre coût d'atteindre les nœuds où l'énergie est

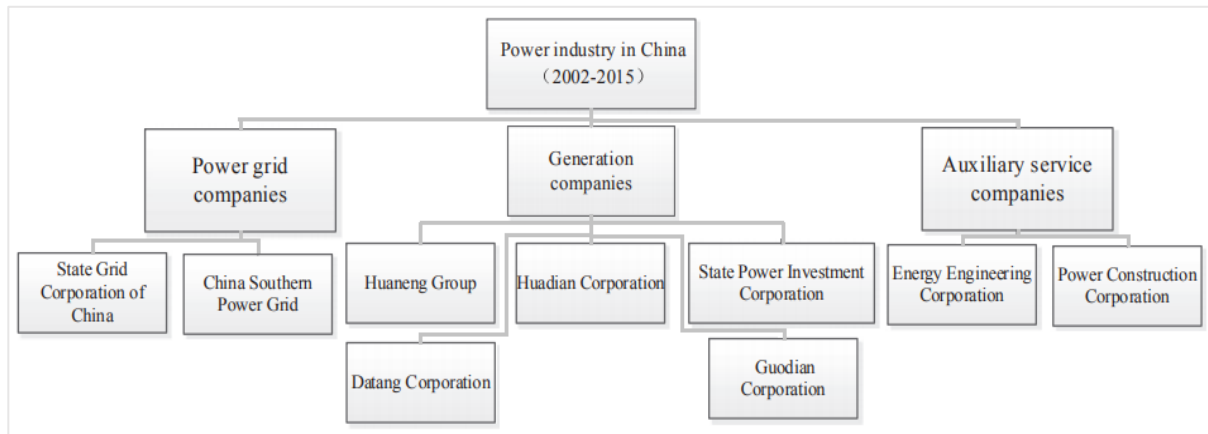
demandée. L'engagement unitaire sous contrainte de sécurité et la répartition économique sous contrainte de sécurité sont des algorithmes utilisés pour calculer les LMPs tout en tenant compte des contraintes de production et de transport [55]. Les prix de l'électricité sont fixés sur le marché de ERCOT par exemple après la clôture de tous les marchés gérés par ISO, comme le montre la figure 1.20.



**Figure 1.20** Carte de contour de marché ERCOT montrant les LMPs à différents nœuds. [54]

### 1.1.5.10 RESTRUCTURATION EN CHINE

La restructuration de l'industrie électrique en Chine a commencé en 2002. Cinq sociétés de production ont été séparées de l'ancienne société d'électricité d'État. Deux sociétés de réseau, State Power Grid (SG) et China Southern Power Grid (CSG) ont été créées. Les cinq sociétés de production possèdent la plupart des capacités de production en Chine. La CSG contrôle le réseau électrique à haute tension qui interconnecte cinq régions du Sud. La SG contrôle le reste, c'est-à-dire la majeure partie du réseau électrique à haute tension en Chine. Après la dérégulation de la production, la réforme du marché chinois a été suspendue vers 2004. L'une des raisons était la pénurie d'électricité dans certaines régions en raison de la croissance rapide de l'économie pendant environ une décennie. La capacité de production installée a plus que doublé entre 2004 et 2014. Après des années de suspension du marché de l'électricité, le gouvernement chinois a ouvert le marché de détail de l'électricité en 2016. De nombreuses sociétés de vente au détail d'électricité sont établies. Des contrats de vente au détail sont délivrés aux détaillants d'électricité pour la vente d'électricité aux clients industriels et aux clients résidentiels. Au moment actuel, les détaillants achètent l'énergie via des contrats à long terme ou sur un marché de type pool chaque mois. Le gouvernement et le centre d'échange d'électricité travaillent à la mise en place d'un modèle de marché de l'électricité adapté aux systèmes électriques de la Chine [56]. La structure générale du marché de l'électricité en Chine est présentée à la figure 1.21.



**Figure 1.21** Structure générale de marché d'électricité en Chine. [57]

### 1.1.5.11 RÉFORMES DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN ALGÉRIE

La libéralisation du marché de l'électricité en Algérie est une question hautement politique et relève de la compétence des autorités. La sécurité de la production d'électricité est prise en compte pour déterminer l'équilibre entre l'offre et la demande et pour décider, autoriser ou encourager la production d'électricité à partir de certaines sources d'énergie primaire. Elle est déterminée en fonction des différentes conditions économiques et sociales et du niveau de pollution dans chaque pays. L'Algérie est l'un de ces pays, a déjà en vigueur une loi-cadre qui permet la libéralisation du secteur de l'énergie : La loi n° 02-01 du 5 février 2002 relative à la distribution de l'électricité et du gaz par canalisations, qui est largement en harmonie avec les règles de la législation en vigueur dans l'Union européenne et la loi n° 05-182 du 18 mars 2005 qui permet l'accès au réseau de transport pour une tarification efficace de l'énergie. En Algérie, les textes en vigueur instituent une libéralisation du marché de l'électricité, mais la totalité des clients reste une clientèle captive des nouvelles structures résultant de la séparation des activités instituant cette libéralisation. En Algérie, le processus de dérégulation de Sonelgaz a commencé en janvier 2004 avec la création de plusieurs sociétés. La production est assurée par la société algérienne de production d'électricité (SPE). Le réseau de transport reste une propriété de service public, et sa gestion est assurée par la société de gestion du réseau de transport d'électricité algérien (GRTE). Sa mission est l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau de transport d'électricité dans les meilleures conditions de qualité de service et au moindre coût. Pour assurer le fonctionnement concurrentiel et transparent du marché de l'électricité, dans l'intérêt des consommateurs et des opérateurs, un organisme indépendant doté de la personnalité juridique et de l'autonomie financière a été créé, à savoir la commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG). Pour la gestion du système de production/transport. Une société a été créée, opérateur de système (OS). Enfin, quatre autres filiales assurant l'activité de distribution d'électricité et de gaz, sont créées à savoir, la société algérienne de distribution d'électricité et de gaz d'Alger (SDA), la société algérienne de distribution d'électricité et de gaz du centre (SDC), la société algérienne de distribution d'électricité et de gaz de l'est (SDE), la société algérienne de distribution d'électricité et de gaz de l'ouest (SDO). Les sociétés privées peuvent désormais vendre de l'électricité aux abonnés des sociétés de



distribution. Les producteurs d'électricité en 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. [58-59] La dérégulation du secteur de l'électricité en Algérie est basée sur deux contextes, international et national :

- **Au niveau international:**
  - ❖ Globalisation des économies et changements dans les industries électriques et lutte contre les situations de monopole.
  - ❖ Interconnexions et échanges entre pays.
  
- **Au niveau national :**
  - ❖ Réformes politiques et économiques (ouverture et économie de marché)
  - ❖ Réformes des industries liées au secteur d'électricité : télécom, gaz, eau...
  
- **Les démarches de la dérégulation :**

La dérégulation résulte de l'application du programme du gouvernement suite des démarches suivantes :

- ❖ Amélioration de l'attractivité du secteur d'électricité avec l'inclusion d'une politique efficace pour les investisseurs.
  - ❖ Promouvoir des réglementations législatives transparentes et largement connues.
  - ❖ Désengager l'État de son rôle de gestionnaire des sociétés publiques (promoteur d'investissements, régulateur et protecteur de l'intérêt public).
  - ❖ L'État reste le principal garant du service public, de la concurrence et du marché libre des activités et de l'amélioration de l'efficacité.
- 
- **Les lois attribuées de la réforme en Algérie :**

### **1. Les réformes dans le secteur selon la loi n°02-01 du 5 février 2002**

L'introduction de la loi 02-01 du 05 février 2002 relative à la distribution de l'électricité et du gaz par canalisation en Algérie définit en effet le cadre général et les directions voulues à la réforme du secteur d'électricité pour :

- ❖ Réduire le monopole par l'introduction de la concurrence dans la production.
- ❖ Création d'un marché libre de l'électricité pour les clients éligibles.
- ❖ Création d'une commission de régulation.
- ❖ Cadre réglementaire stable et efficace économiquement visant à attirer des financements privés.
- ❖ Production d'électricité : liberté d'installation (autorisation d'exploiter délivrée par la CREG) et liberté des transactions productrices – clients éligibles et introduction de l'accès des tiers aux réseaux (ATR).

- ❖ Le transport par les réseaux électriques reste un monopole naturel réglementé.
- ❖ Les prix et les contrats seront librement négociés entre les opérateurs concernés.

La séparation des activités avec la désignation de clients éligibles et l'adoption d'un tarif de transport s'accompagne de réformes qui modifient le fonctionnement du monopole intégré traditionnel. Ces réformes portent notamment sur le plan tarifaire :

- ❖ La fixation et l'application du tarif de transport.
- ❖ Le processus de facturation et de gestion des clients.
- ❖ L'établissement de nouveaux contrats avec les clients et les producteurs éligibles.

## **2. Les réformes dans le secteur selon la loi n° 05-182 du 18 mars 2005**

Sur le plan institutionnel, la réforme du secteur de l'électricité en Algérie est suffisamment avancée. En matière de tarification, les actions restantes à mener sont les suivantes :

- ❖ Détermination d'un tarif d'accès au réseau de transport conformément au décret n° 05-182 du 18 mars 2005. Ce décret établit une méthodologie de calcul du tarif de transport très proche de celle des pays de l'Union européenne. Cependant, sur le plan pratique, le tarif d'utilisation du réseau de transport publié par décision de la CREG en 30 mai 2005 est un tarif de prélèvement basé uniquement sur l'énergie (0,66 DA / kWh). Afin de mettre ce tarif en conformité avec le décret, il est nécessaire de définir un tarif binomial (partie fixe basée sur la puissance et partie proportionnelle basée sur les pertes) différencié selon le niveau de tension.
- ❖ Pour une meilleure harmonisation de la tarification des transports en Algérie avec celle de l'UE, le décret n° 05-182 du 18 mars 2005 pourrait rendre obligatoire (et pas seulement facultatif) le calcul de tarifs de transport différenciés selon le temps (nuit, jour, heures de pointe, saisons).
- ❖ Création de conditions favorables à la mise en place d'un véritable marché qui, pour l'instant, n'existe que dans les textes. En effet, il est noté que pour l'Algérie, malgré la libéralisation de la production d'électricité, la part de l'électricité du secteur privé est relativement négligeable et qu'à ce jour, aucun client algérien n'a encore fait usage de son éligibilité. En l'absence d'un véritable marché, le tarif d'accès au réseau de transport d'électricité reste à ce jour sans application concrète. [61]

La figure 1.22 montre la structure du système d'électricité en Algérie sous monopole d'une société qui gère à la fois la production, le transport et la distribution, et la figure 1.23 montre le schéma visé par l'État algérien après l'application de diverses lois de réforme.

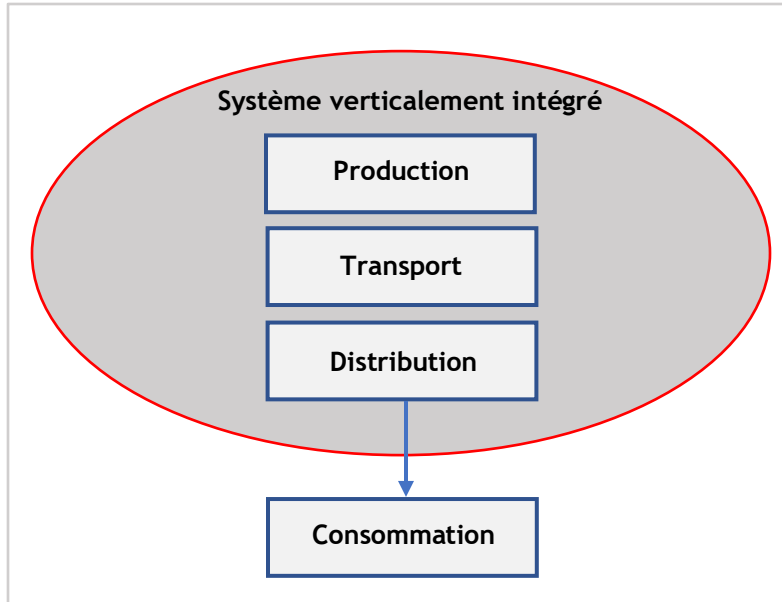


Figure 1.22 Structure à intégration verticale de système énergétique en Algérie. [60]

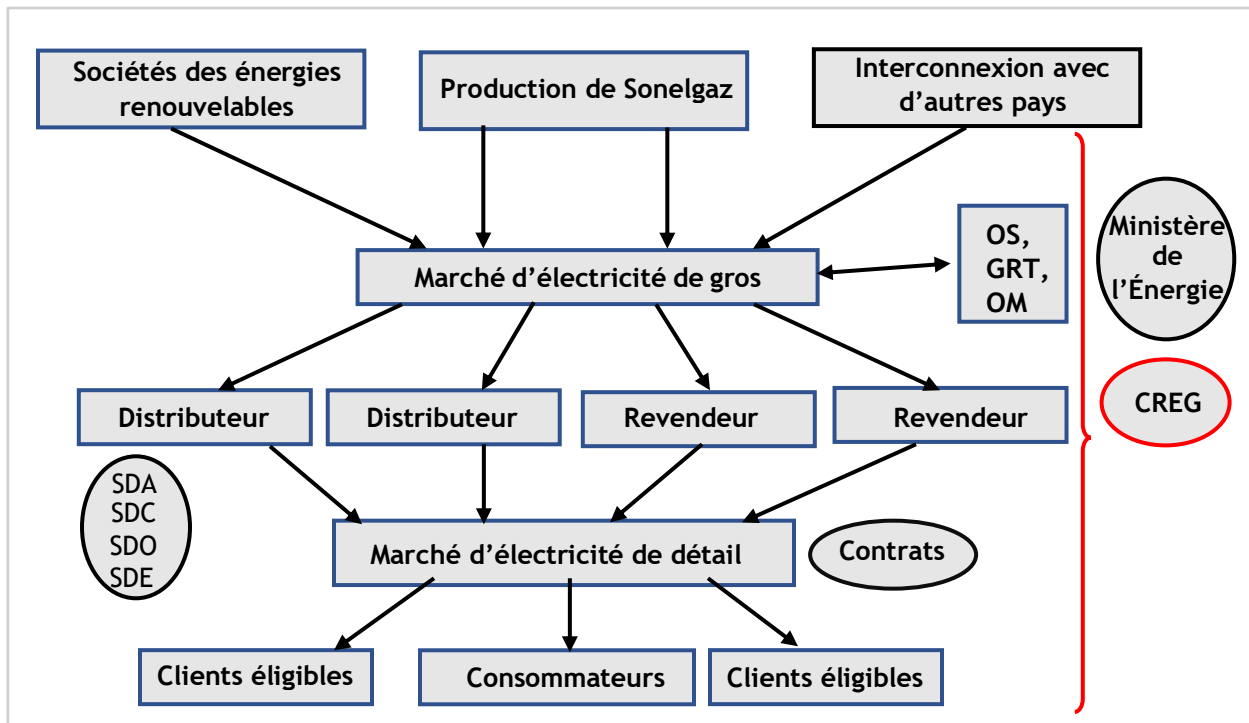


Figure 1.23 Structure proposée de marché de l'électricité en Algérie. [60]

## **1.2 CONCLUSION**

Dans ce chapitre, nous avons présenté le processus de restructuration et dérégulation du marché de l'électricité, passant d'une structure réglementée monopolisée à une structure dérégulée dans plusieurs parties du marché. Nous avons également illustré les différentes structures des marchés de l'électricité les plus connus, en montrant les différents processus par lesquels le marché fonctionne. Les marchés de l'électricité dans différents pays du monde et les mécanismes de la restructuration dans ces pays sont présentés. Dans tous les marchés étudiés, on peut constater que le marché est différent selon la période et le type de transaction entre les acteurs ou participants. Afin de nous permettre d'analyser correctement le concept technico-économique et l'interaction des différents acteurs du marché, il est nécessaire de développer un modèle mathématique d'optimisation du marché. Le prochain chapitre sera consacré à la modélisation de différents modèles mathématiques et problèmes d'optimisation de marchés dérégulés de l'électricité.

# Chapitre II

## OPÉRATIONS TECHNICO-ÉCONOMIQUES DANS LES MARCHÉS D'ÉLECTRICITÉ



# Chapitre 2

## OPÉRATIONS TECHNICO-ÉCONOMIQUES DANS LES MARCHÉS D'ÉLECTRICITÉ

Avec l'avènement de la dérégulation dans l'industrie de l'énergie électrique, le nombre de participants qui fournissent différents services liés à la production, le transport, la distribution, et la vente de l'électricité a augmenté face à la croissance de la demande et l'industrialisation. Il est devenu nécessaire d'avoir un opérateur de système indépendant pour gérer et contrôler le marché d'électricité pour que les consommateurs reçoivent une fourniture d'énergie électrique stable, fiable et sécurisée des centrales électriques. Une ISO est également responsable de l'opération et la sécurité du fonctionnement du système électrique comme il est discuté dans le chapitre précédent. Pour obtenir un fonctionnement efficace, plusieurs processus de marché sont mis en œuvre avec des calendriers différents. Les producteurs et les distributeurs participent à ces marchés et fournissent des services aux consommateurs avec les opérations les plus économiques pour maintenir la fiabilité et la rentabilité du système à chaque instant. Dans ce contexte, il était important de modéliser les différents modèles mathématiques et de formuler les différents problèmes d'optimisation des marchés dérégulés de l'électricité.

Ce chapitre comprend trois parties, dans la première partie, nous présentons la structure générale, l'organisation et la gestion d'un réseau électrique dans ces différentes composantes : production, transport et distribution. Dans la deuxième partie, nous considérons que le réseau d'énergie électrique est géré par une société intégrée verticalement avec des informations complètes sur les aspects techniques et les données économiques des unités de production, des demandes et du réseau. Ceci constitue une opération centralisée et non concurrentielle. Dans la troisième partie, nous considérons que le réseau fonctionne dans un environnement de marché dans lequel les producteurs sont en concurrence entre eux pour fournir de l'énergie aux consommateurs, dont la demande a un comportement variable afin d'étudier l'interaction entre les différents acteurs du marché.

### 2.1 OPÉRATIONS TECHNIQUES DANS LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

Le réseau électrique est un système interconnecté comportant des centrales de production, des ouvrages de transport et des charges de consommation. Les réseaux électriques sont utilisés pour produire de l'énergie électrique dans les grandes centrales de production et la transporter jusqu'aux derniers points de consommation où les consommateurs l'exigent. Le transport de l'énergie entre les centrales de production et les lieux de consommation est assuré par des réseaux de transport à très haute tension. Ceux-ci sont constitués de lignes électriques et de postes. Les postes électriques jouent un rôle à la fois d'interconnexion et de transformation de la tension d'un niveau à un autre. Avec la transition énergétique, marquée principalement par l'intégration massive de la production d'énergie renouvelable, les rôles et les enjeux des réseaux électriques évoluent. Cette production aura une influence significative sur la sécurité d'exploitation du réseau électrique si les niveaux de pénétration sont considérablement élevés. Les réseaux électriques sont constitués avec des sous-systèmes et généralement, sur un marché dérégulé, chaque sous-système appartient à une société

différente où la concurrence est totalement ouverte [62]. La figure 2.1 montre les opérations principales du réseau électrique traditionnel.

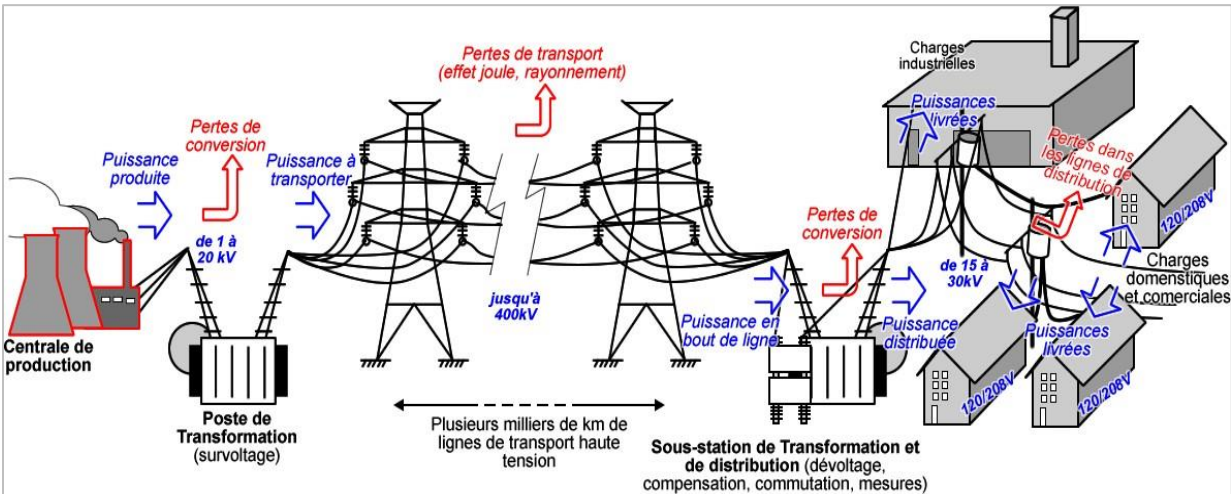


Figure 2.1 Opérations principales du réseau électrique. [63]

## 2.1.1 PRODUCTION DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Aujourd'hui, l'électricité est générée à partir de combustibles fossiles (charbon, gaz naturel ou pétrole), de l'énergie nucléaire, de l'énergie hydraulique, de l'énergie solaire, de l'énergie éolienne, de l'énergie géothermique, de la biomasse, et d'autres sources [64]. Les centrales électriques de production sont constituées d'un ou plusieurs groupes électrogènes qui transforment l'énergie mécanique en électricité, en utilisant des turbines couplées mécaniquement à des générateurs comme dans le cas de l'éolienne. Dans les centrales thermiques, la plupart des pièces rotatives sont en mouvement grâce à la vapeur produite dans la chaudière (chambre de combustion) alimentée par du combustible, du pétrole, du gaz naturel ou du combustible nucléaire, ainsi que par d'autres sources grâce à la chute d'eau comme dans une centrale hydroélectrique.

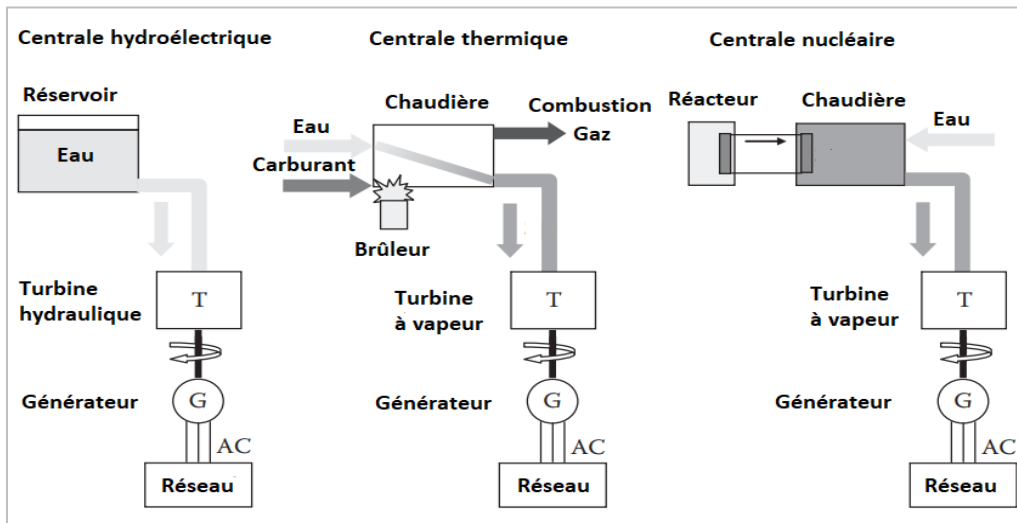
Les générateurs produisent une tension entre l'intervalle de 15 kV à 33 kV. La vapeur fait tourner des turbines qui sont couplées à des générateurs électriques. Les énergies hydraulique et éolienne sont des exceptions puisque c'est la force de l'eau et du vent en mouvement qui produit du travail directement dans une turbine couplée à un générateur. Les centrales nucléaires utilisent souvent un circuit de vapeur primaire et secondaire pour isoler physiquement le réacteur nucléaire de la chambre des générateurs et du reste des installations. Il existe également des centrales à cycle combiné, qui ont l'avantage d'être plus efficaces et moins polluantes. Afin de produire de la vapeur, ces centrales utilisent l'énergie thermique résiduelle des gaz d'échappement des turbines à gaz pour produire de la vapeur qui est utilisée dans une turbine à vapeur entraînant un second alternateur. Des expériences sont en cours pour utiliser l'énergie géothermique pour produire de l'électricité en creusant très profondément dans la roche dure pour chauffer un fluide caloporteur qui alimente en vapeur une turbine. Des unités de secours, appelées groupes électrogènes, sont utilisées pour la production sur place, en utilisant un moteur à combustion pour entraîner le groupe électrogène.



Les gros groupes électrogènes sont utilisés pour couvrir une éventuelle interruption de la fourniture d'électricité.

Les hôpitaux, certains services publics et les grandes entreprises qui ne peuvent pas résister à un arrêt soudain de leurs processus industriels disposent de groupes électrogènes de secours à démarrage automatique. Les grands groupes de production d'électricité sont généralement basés sur de grands générateurs synchrones actionnés par des turbines à vapeur, à gaz ou hydrauliques qu'ils sont reliés au réseau de transport par un transformateur commun. L'ordre de grandeur de la puissance active produite par ces groupes va de 100 MW pour les centrales thermiques de faible puissance à 1650 MW pour les unités les plus puissantes des centrales nucléaires. [65-66-67] Le principe de fonctionnement des centrales électriques hydroélectriques, thermiques et nucléaires est montré dans la figure 2.2. Trois conditions dans la partie production doivent être respectées pour assurer la fiabilité du système [68] :

- ❖ La capacité de production disponible doit être supérieure à la charge demandée plus les pertes du système.
- ❖ Le système doit être capable de transporter la puissance demandée vers les consommateurs sans surcharger les installations de transport.
- ❖ Les consommateurs doivent être alimentés dans une plage de tension acceptable.



**Figure 2.2** Principes de fonctionnement des centrales hydroélectriques, thermiques et nucléaires. [69]

Dans les réseaux électriques, la majeure partie de la production se fait actuellement dans les stations dites conventionnelles, décrites dans la section précédente. Il existe cependant d'autres types de centrales qui prennent progressivement de l'importance dans plusieurs régions et pays. Il s'agit souvent de centrales dites alternatives, caractérisées par leur impact environnemental limité et par l'utilisation de sources d'énergie renouvelable : éoliennes, solaires, biomasse et centrales de cogénération CCGT (chaleur et électricité combinées ou « cogénération »), représentées dans les figures 2.3.



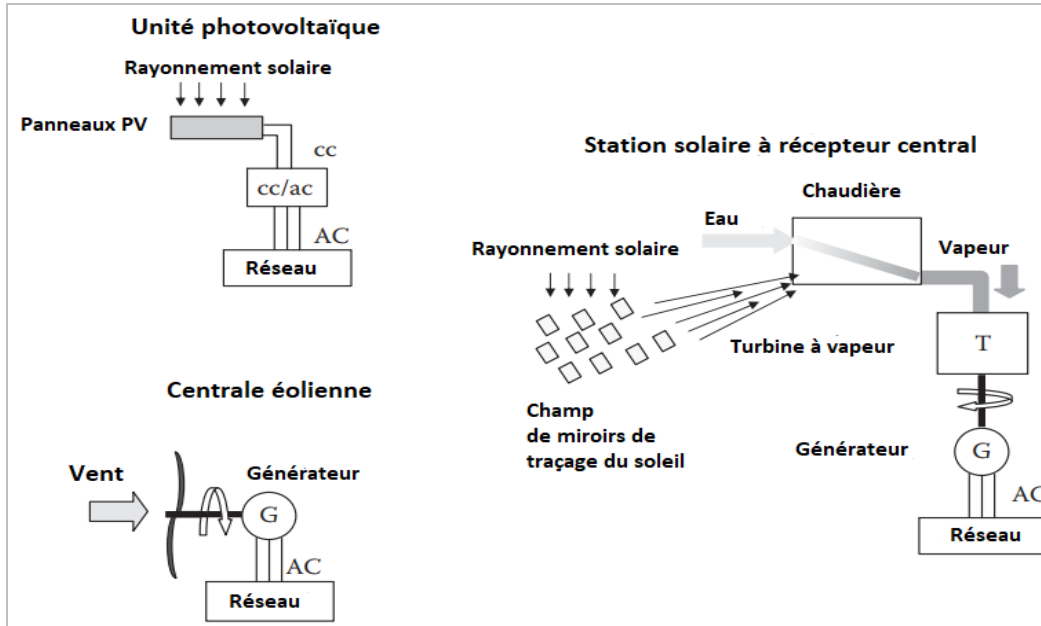


Figure 2.3 Principes de fonctionnement des centrales solaires et éoliennes. [69]

De toutes ces technologies, celles qui ont connu la croissance la plus spectaculaire ces dernières années sont l'énergie éolienne et l'énergie solaire : en effet, les technologies CCGT, solaire et éolienne représentent la quasi-totalité des nouvelles centrales de production à moyen ou court terme. Les parcs éoliens peuvent être équipés de générateurs synchrones à courant alternatif, comme ceux utilisés dans d'autres types de centrales, ou d'installations asynchrones, qui s'accommodent de petites variations de vitesse lorsque le couple fluctue, afin de réduire l'usure des équipements due aux variations de la vitesse du vent. Ces stations peuvent être connectées au réseau directement ou indirectement, par l'intermédiaire d'un redresseur, d'un onduleur et d'un filtre. Si la production de courant continu permet de travailler à des vitesses variables, cela a un coût, en plus des problèmes de perte de ligne et de fiabilité, bien que la puissance réactive produite puisse être contrôlée par des contrôleurs. La source d'énergie solaire est abondante et pourrait représenter à l'avenir, c'est certain, l'une des principales sources d'énergie pour contrôler les émissions de gaz à effet de serre. Cependant, l'expansion majeure dans les décennies à venir dépendra de la capacité de l'industrie solaire à surmonter plusieurs obstacles majeurs en termes de coût, de la disponibilité de la technologie et des matériaux pour soutenir une expansion à très grande échelle, et de l'intégration réussie à grande échelle dans les systèmes électriques existants, comme indiqué dans [69-70]. Selon les perspectives énergétiques annuelles proposées par AEO-2020 (Annual energy outlook) pour l'année 2019, la consommation mondiale totale d'électricité augmente en moyenne de 0.8 % par an, passant de 3836 milliards de kWh en 2013 à 4779 milliards de kWh en 2040 comme prévision. Le taux de croissance relativement faible de la demande, combiné à la fluctuation des prix du gaz naturel, aux réglementations environnementales et à la croissance continue de la production d'énergie renouvelable, conduit à des compromis entre les combustibles utilisés pour la production d'électricité.

De 2000 à 2019, la production d'électricité dans les centrales au gaz naturel n'a fait que doubler lorsque les prix du gaz naturel sont tombés à des niveaux relativement bas. La production

d'électricité à partir de gaz naturel et d'énergies renouvelables augmente en raison de la baisse des prix du gaz naturel et des coûts des capacités renouvelables solaires et éoliennes, ce qui rend ces combustibles de plus en plus concurrentiels. [70] La figure 2.4 montre l'historique et les prévisions concernant la production d'électricité à partir de certains combustibles et la production d'électricité renouvelable, y compris l'utilisation finale.

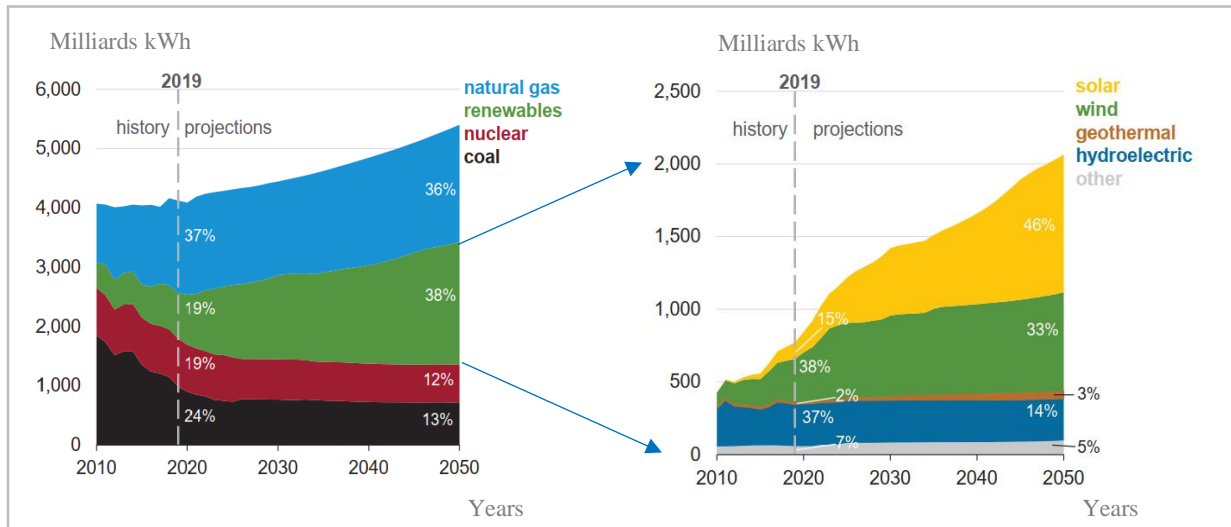
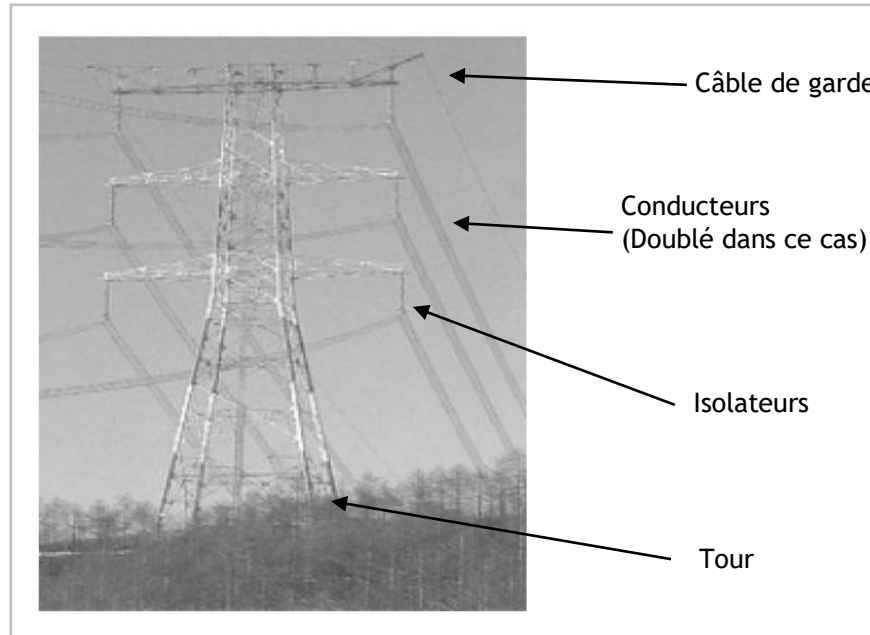


Figure 2.4 Production mondiale de l'électricité (Historique et prévisions). [70]

## 2.1.2 TRANSPORT DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Le réseau de transport relie de grandes centrales de production géographiquement dispersées à des centres de demande, généralement situés près des villes et des zones industrielles, ce qui permet de maintenir le système électrique entièrement interconnecté et en fonctionnement synchronisé. Le transport d'énormes quantités d'énergie sur de longues distances nécessite de fonctionner à des tensions élevées pour réduire l'intensité du courant circulant et, par conséquent, les pertes de ligne. Son rôle clé dans l'équilibre dynamique entre la production et la consommation détermine sa structure typiquement en forme de réseau, dans laquelle chaque station du réseau est soutenue par des appareillages de protection, afin d'éviter les conséquences d'éventuelles défaillances. Il est équipé d'équipements de mesure, de protection et de contrôle sophistiqués, de sorte que le fonctionnement global du système ne soit pas perturbé par des défaillances, c'est-à-dire des courts-circuits, la foudre, des erreurs de répartition ou des pannes d'équipement. Le réseau de transport a pris une importance particulière dans le nouveau contexte réglementaire qui encourage la concurrence, puisqu'il est le principal facilitateur du marché de gros, le point de rencontre des acteurs du marché d'électricité. La croissance de la capacité du réseau de transport, ainsi que le développement de la connexion entre les réseaux de transport, tant à l'intérieur qu'au-delà des frontières nationales, a ouvert la voie à des marchés de l'électricité de dimension régionale ou internationale. La technologie de transport haute tension en courant continu (CCHT) convient mieux au transfert de grandes quantités d'énergie sur de grandes distances, ce qui permet d'intégrer, par exemple, de très grands projets d'énergie renouvelable dans des systèmes

électriques régionaux étendus [71]. Les lignes du réseau de transport sont constituées de câbles en aluminium avec une âme en acier qui reposent sur des pylônes. La conception des lignes est basée sur des considérations à la fois mécaniques et électriques. Les pylônes doivent être suffisamment robustes pour supporter le poids des câbles et résister à la tension des câbles tout en maintenant la distance de sécurité minimale entre les câbles, entre les câbles et les pylônes, et entre les câbles et le sol. Parfois, deux lignes suivent un parcours parallèle, partageant les mêmes pylônes : c'est ce qu'on appelle un double circuit, dont un exemple est illustré à la figure 2.5 [72].



**Figure 2.5** Ligne de transport à double voie (400 kV). [72]

Les longues distances et la grande échelle de l'énergie transmise peuvent réduire la capacité du réseau à maintenir le fonctionnement du système, favorisant l'apparition d'une instabilité à l'équilibre dynamique entre la production et la demande. Cela peut réduire la capacité de transport des lignes en deçà de leur limite thermique naturelle. Avec le développement de l'électronique de puissance, de nouveaux dispositifs sont devenus disponibles ; ils tentent d'augmenter la capacité réelle des lignes et d'orienter le flux de courant vers les lignes les moins chargées. Ces dispositifs sont connus sous le nom de systèmes flexibles de transport de courant alternatif (FACTS). Une ligne de transport peut être une ligne aérienne ou une ligne d'alimentation souterraine, selon l'emplacement de poste, avec des lignes de câbles souterraines principalement dans les zones urbaines et des lignes aériennes dans les zones rurales. Les lignes de transport sont reliées avec le poste par des sectionneurs haute tension afin d'isoler les lignes de poste pour effectuer des travaux de maintenance ou de réparation. Les transformateurs «abaissant» la tension des lignes d'alimentation à la tension du niveau de distribution. Voir la figure 2.6. Les postes de distribution utilisent généralement des transformateurs triphasés ; cependant, des batteries de transformateurs monophasés peuvent également être utilisées. [73]

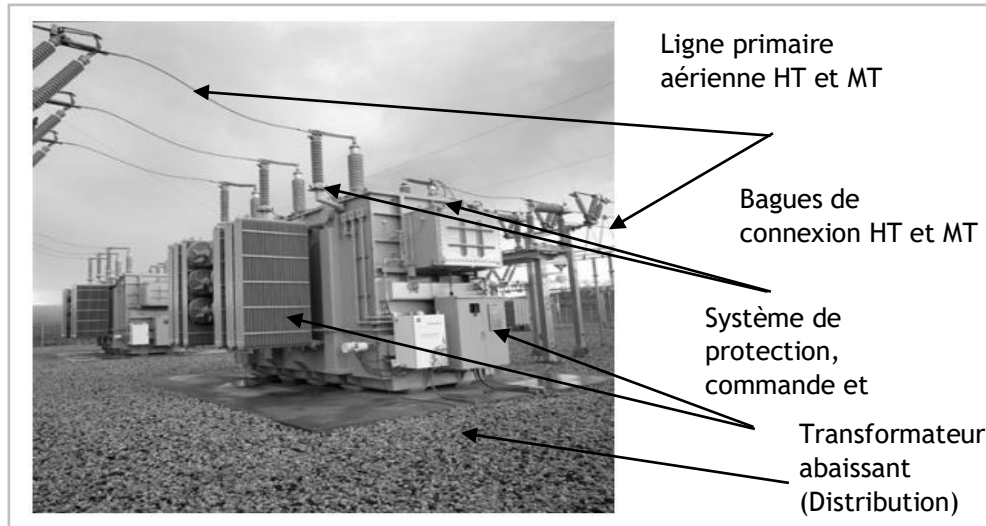


Figure 2.6 Poste de transformation électrique. [73]

### 2.1.3 DISTRIBUTION DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Le système de répartition est un lien intermédiaire entre le système de transport et le système de distribution. Les lignes qui composent le système de répartition couvrent des distances plus courtes que celles du réseau de transport ; c'est pourquoi elles fonctionnent à des niveaux de tension inférieurs (par exemple 132, 66 et 45 kV). Une réduction initiale de la tension est nécessaire en raison de la différence de niveau de tension par rapport au système de transport. Les charges importantes (telles que les grandes usines et autres installations à forte consommation) peuvent être directement connectées au système de transport secondaire. La première composante du système de distribution primaire est le poste de distribution, où l'énergie fournie par le système de transport et de répartition est reçue et une nouvelle réduction de tension est effectuée. À partir de ce poste de distribution, une ou plusieurs lignes de distribution à moyenne tension (par exemple 30 et 11 kV) permettent de rapprocher cette énergie des clients finals. Comme dans le système de transport secondaire, de grandes charges peuvent être connectées au système de distribution primaire. Le système de distribution secondaire se compose de transformateurs de distribution abaissés (MT/BT) et de lignes à basse tension (par exemple 400 et 230 V) qui fournissent de l'énergie aux clients de faible puissance, comme les charges commerciales et résidentielles, par l'intermédiaire de postes de transformation de distribution préfabriqués dans les zones urbaines ou montés sur poteau (ACC) dans les zones rurales. [74]

### 2.1.4 MODÉLISATION DES ÉLÉMENTS DE PUISSANCE D'UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE

Un réseau de production, de transport ou de distribution contient un ensemble de composants qui doivent être modélisés afin d'établir les équations de l'écoulement de puissance. Dans les sections suivantes, quelques modèles algébriques de base des composants du réseau qui sont nécessaires pour le calcul de l'écoulement de puissance sont présentés. L'organisation entre chacun de ces blocs est décrite dans la Figure 2.7 ci-dessous, qui est composée de trois parties :

- ❖ Le bloc production d'énergie, qui inclut tous les éléments des unités de production comme, les alternateurs, les turbines, etc. Le bloc des stations élévatrices et abaisseuses, qui comprennent tous les éléments qui peuvent transformer l'énergie en changeant le niveau de tension comme les transformateurs. Les blocs de transport et distribution, regroupant l'ensemble des éléments permettant de transporter l'énergie.

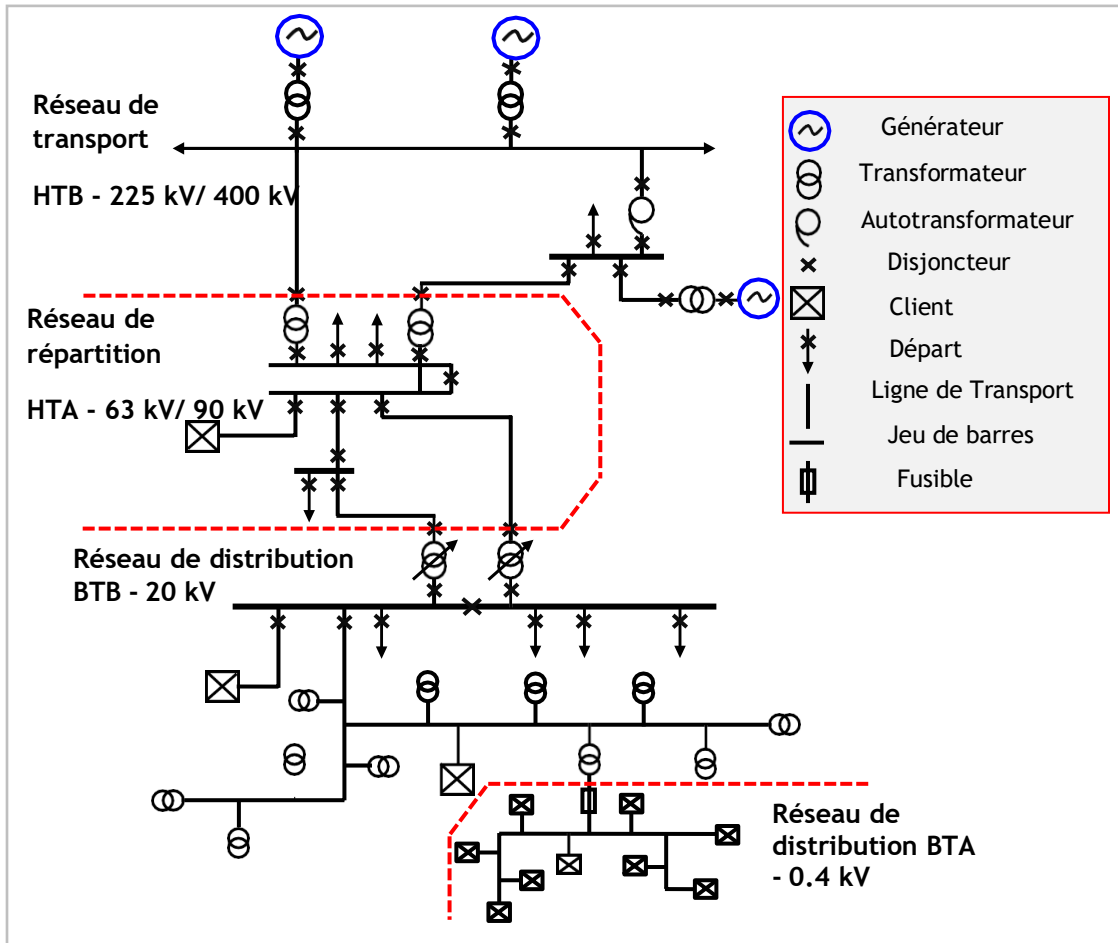


Figure 2.7 Structure générale d'un réseau électrique. [75]

### 2.1.4.1 GÉNÉRATEURS DE PUISSANCE

Le générateur peut être modélisé comme une puissance constante ( $P_G$ ), et un niveau de tension  $V_g$  (barre PV), car cet élément du réseau est utilisé pour fournir une puissance donnée à une tension fixe (régulateur de tension). Dans ce modèle, les puissances actives et réactives du générateur sont maintenues dans certaines limites pour représenter les contraintes mécaniques et les courants électriques et de sécurité du réseau électrique. La figure 2.8 présente une unité typique turbine-générateur. [75-76]

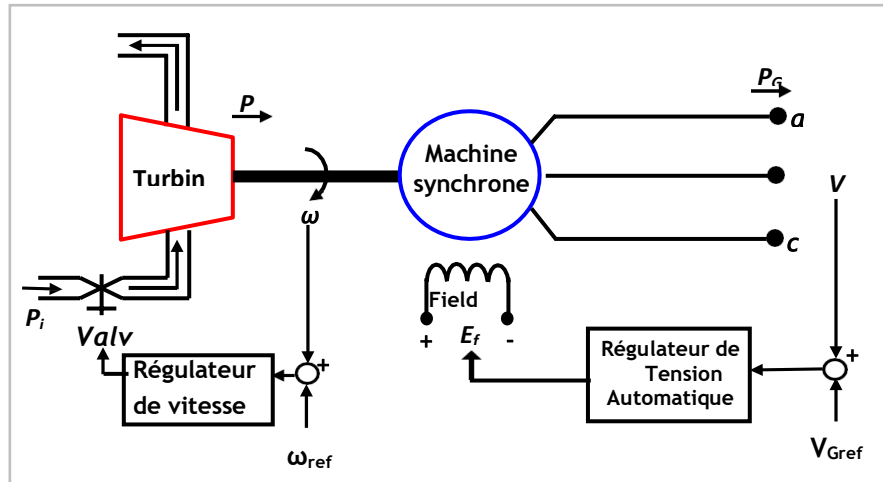


Figure 2.8 Schéma synoptique d'un générateur de puissance.

### 2.1.4.2 LIGNE DE TRANSPORT

Les modèles de lignes utilisés dans l'analyse de réseau sont généralement classés en trois groupes (lignes longues, lignes moyennes et lignes courtes). Une ligne de transport moyenne est généralement modélisée par un modèle ( $\pi$ ) à paramètres distribués, comme le montre la figure 2.9. [77-78] Ces paramètres, dont les valeurs dépendent de la nature et de la géométrie des conducteurs, sont définis pour une ligne connectée entre les jeux de barres ( $i$ ) et ( $j$ ) comme suit :

- ❖ Paramètres linéaires série, par phase, la résistance ( $r_{ij}$ ) et la réactance ( $x_{ij}$ )
- ❖ Paramètres shunt, par phase, la susceptance capacitive ( $bc_{ij}$ ) et la conductance ( $g_{ij0}$ ).

La conductance linéaire étant généralement négligée ( $g_{ij0} = 0$ ). L'admittance série de la ligne de transport ( $i$ - $j$ ) est donnée par la relation :

$$y_{ij} = g_{ij} + jb_{ij} = \frac{1}{r_{ij} + jx_{ij}} \quad (2.1)$$

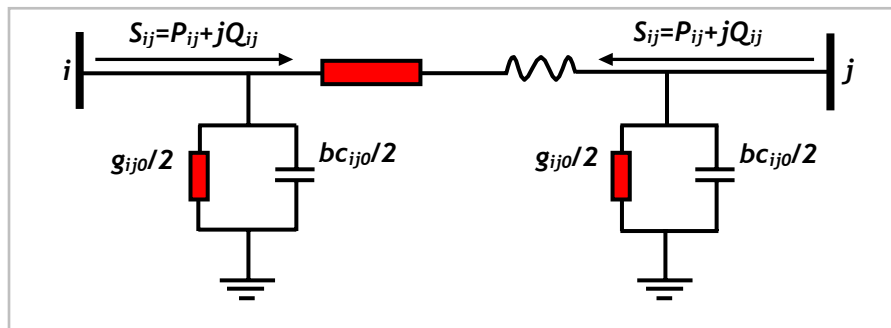


Figure 2.9 Modèle équivalent en ( $\pi$ ) d'une ligne de transport.

L'admittance shunt de la ligne ( $i$ - $j$ ) est donnée simplement en fonction de la susceptance et de la conductance de la ligne, exprimer par :

$$y_{ij0} = \frac{g_{ij0}}{2} + j \frac{bc_{ij0}}{2} = j \frac{bc_{ij0}}{2} \quad (2.2)$$

### 2.1.4.3 TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

En général, les transformateurs de puissance haute tension sont équipés de prises ajustables en fonction de la charge afin de maintenir un niveau de tension acceptable et d'assurer la régulation de la puissance active et réactive sur les lignes de transport. Ce type de transformateur est généralement représenté par une admittance connectée en série avec un transformateur idéal de rapport de transformation complexe. Les équations pour les tensions nodales du transformateur peuvent être écrites comme suit :

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_k \\ \bar{I}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{y}_t & -\frac{\bar{y}_t}{T} \\ -\frac{\bar{y}_t}{T^*} & \bar{y}_t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_k \\ \bar{V}_m \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Selon le rapport de transformation  $T$ , le transformateur est dit en phase ( $\varphi_t = 0$ ) ou déphasé ( $\varphi_t \neq 0$ ). Dans le cas où ( $T$ ) est réel. [79] Ainsi, le transformateur est facilement intégré dans le modèle de réseau, par une modification directe de la matrice d'admittance nodale du système en incorporant les éléments correspondants du schéma équivalent présenté à la figure 2.10.

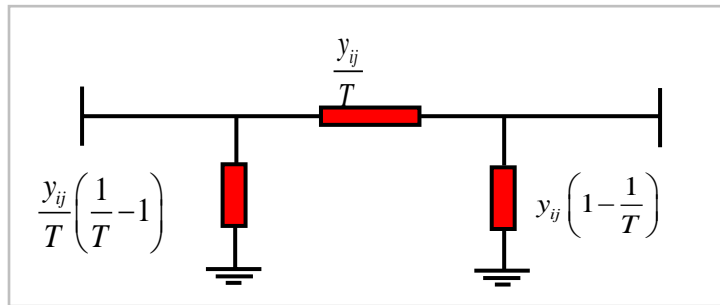


Figure 2.10 Modèle équivalent en ( $\pi$ ) d'un transformateur idéal.

### 2.1.4.5 CHARGE ÉLECTRIQUE

La charge électrique est souvent modélisée comme une impédance constante. La plupart des charges représentent un sous-réseau, en particulier un système de distribution, ainsi ces impédances de charge sont connectées au système électrique à travers un transformateur à prises comme montre la figure 2.11, ainsi le niveau de tension de l'impédance est maintenu approximativement constant. [80] Dans ce cas, les puissances actives et réactives de la charge peuvent être représentées par des valeurs constantes.



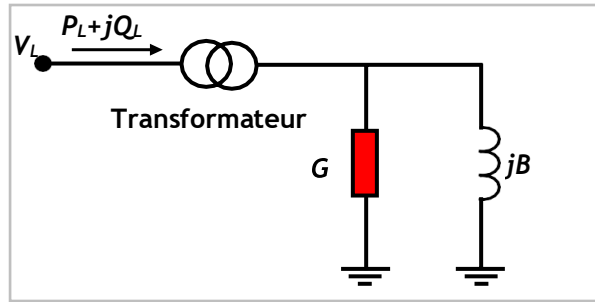


Figure 2.11 Modèle d'une charge électrique.

## 2.2 OPÉRATIONS ÉCONOMIQUES DANS LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

La dérégulation a pour but de promouvoir la concurrence sur les marchés de la production et de la fourniture. À mesure que les réseaux électriques augmentent en taille et en complexité, la nécessité de modéliser correctement leur fonctionnement et leur expansion devient un défi croissant pour les ingénieurs. Les conditions opérationnelles alternatives et les contingences qui affectent les systèmes font du fonctionnement des systèmes un problème mathématique multidimensionnel, qui doit prendre en compte non seulement les questions techniques, mais aussi les questions économiques. L'élaboration de modèles mathématiques pour les centrales de production, les commandes de système, les réseaux, les charges et autres équipements est un défi dans le marché d'électricité. De nombreux modèles mathématiques sont nécessaires pour la modélisation des problèmes d'optimisation des systèmes d'énergie, comme le montre la figure ci-dessous 2.12. Dans cette partie, nous étudierons le dispatching économique et l'écoulement de puissance optimal dans un système classique et un système dérégulé. [81]

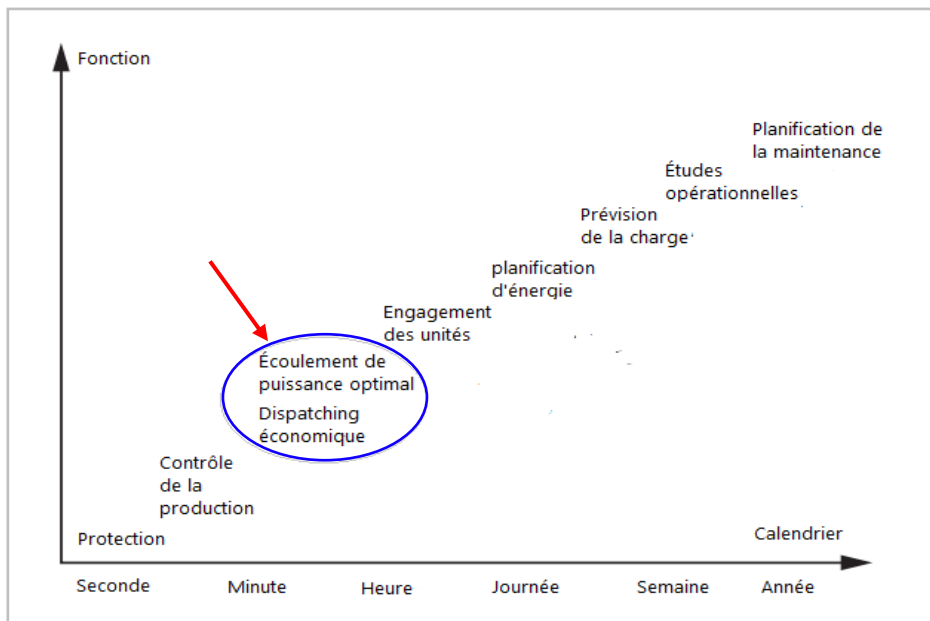


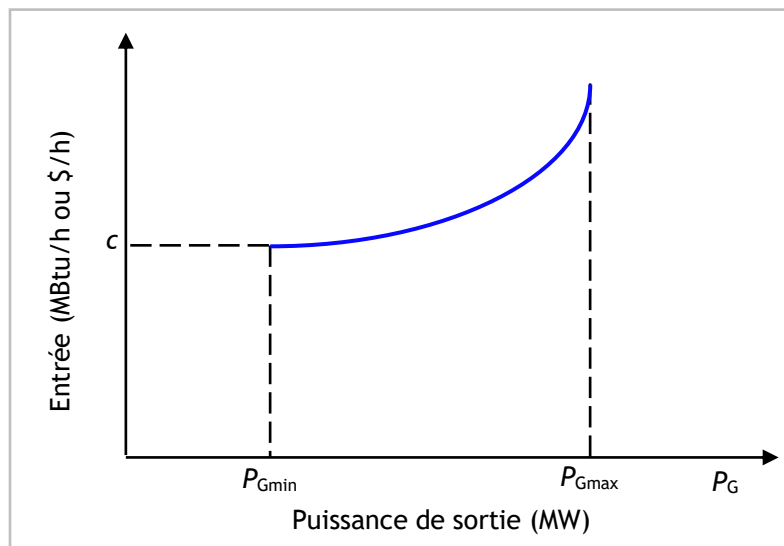
Figure 2.12 Opérations d'optimisation en fonction de temps. [81]

## 2.2.1 DISPATCHING ÉCONOMIQUE

Le dispatching économique (ED) est un problème d'optimisation statique. L'objectif de l'ED est de minimiser la consommation de carburant du générateur et le coût opérationnel de l'ensemble du système en déterminant la puissance optimale de chaque générateur dans les conditions de contrainte de la charge du système en respectant un nombre des contraintes opérationnelles de système. [82] Le problème fondamental du dispatching économique est lié à l'ensemble des caractéristiques d'entrée et de sortie des centrales électriques.

### 2.2.1.1 CARACTÉRISTIQUES DES ENTREES-SORTIES DES UNITÉS THERMIQUES

Le système d'unités thermique se compose généralement de la chaudière, de la turbine à vapeur et du générateur. L'entrée de la chaudière est le combustible, et la sortie est le volume de vapeur. La relation entre l'entrée et la sortie peut être exprimée sous la forme d'une courbe ascendante. L'entrée de l'unité turbine-générateur est le volume de vapeur, et la sortie est la puissance électrique. La caractéristique d'entrée-sortie de l'ensemble du système de l'unité génératrice peut être obtenue en combinant directement la caractéristique d'entrée-sortie de la chaudière et la caractéristique d'entrée-sortie de l'unité turbine-générateur. Il s'agit d'une courbe ascendante convexe, comme le montre la figure 2.13.



**Figure 2.13** Caractéristiques d'entrée-sortie de l'unité de production.

Elle peut être observée à partir de la caractéristique d'entrée-sortie de l'unité de production que la production d'énergie est limitée par la capacité minimale et maximale de l'unité de production. La puissance minimale et maximale est déterminée par les conditions techniques ou d'autres facteurs de la chaudière ou de la turbine. En général, la charge minimale à laquelle une unité peut fonctionner est davantage influencée par le générateur de vapeur et le cycle de régénération que par la turbine. Les limitations de charge minimale de la chaudière sont généralement dues à la stabilité de la combustion du combustible, et les valeurs, qui diffèrent selon

le type de chaudière et de combustible. Les limites de charge minimale de l'unité turbine-générateur sont dues aux contraintes de conception inhérentes aux générateurs de vapeur. La puissance maximale de l'unité de production est déterminée par la conception, la capacité ou le débit de la chaudière, de la turbine ou du générateur. En général, la caractéristique entrée-sortie de l'unité de production est non linéaire.

### 2.2.1.2 FORMULATION DU PROBLÈME DE DISPATCHING ÉCONOMIQUE

La caractéristique d'entrée-sortie de l'unité de production, largement utilisée, est une fonction quadratique. La courbe du coût de carburant de production de chaque unité est présentée à la figure 2.14, avec la modélisation mathématique du coût de l'unité qui représente la fonction objective à optimiser définie par l'équation (2.6). Le dispatching économique de la puissance dans un système de production et de transport à ( $N_g$ ) générateurs consiste à déterminer les puissances actives optimales produites par les différents générateurs dans les centrales de production de l'énergie électrique et qui minimise le coût de production. [83-84] Cela revient à minimiser la fonction objective de coût suivante :

$$F = f (P_{G1}, P_{G2}, \dots, P_{Gn}) \quad (2.4)$$

Tel que :

$$F = \sum_{i=1}^{N_g} F_i (P_{Gi}) \quad (2.5)$$

$$F_i (P_{Gi}) = a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i \quad (2.6)$$

Où,

$F_i (P_{Gi})$  : Fonction coût de la centrale ( $i$ ) exprimée en (\$/h).

$F$  : Coût total de production.  $N_g$  : Nombre de générateurs (producteurs).

$a_i, b_i, c_i$  : Coefficients de coût du combustible de l'unité ( $i$ ).

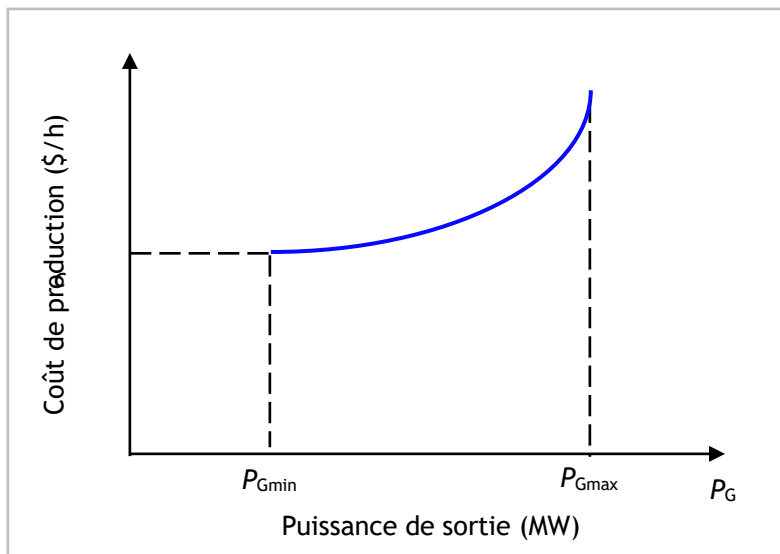


Figure 2.14 Courbe du coût de production.

La courbe du coût marginal mesure le coût de production de l'unité de puissance additionnelle, comme le montre la figure 2.15. [85-86] il est défini par la dérivée du coût de production représentée par l'équation suivante :

$$\frac{dF_i}{dP_i} = 2a_i P_{Gi} + b_i . \quad (2.7)$$

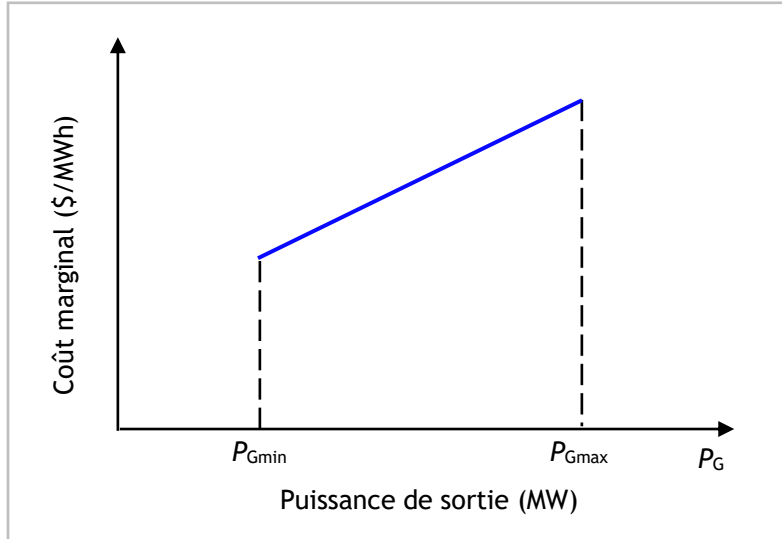


Figure 2.15 Courbe du coût marginal de production.

Les paramètres de la caractéristique entrée-sortie de l'unité de production peuvent être déterminés par les méthodes suivantes [87] :

- ❖ Sur la base des expériences de rendement de l'unité de production.
- ❖ Sur la base des données historiques de l'exploitation de l'unité de production.
- ❖ Sur la base des données de conception de l'unité de production fournies par fabricant.

Dans la pratique, il est facile d'obtenir des données statistiques sur le carburant et la puissance de sortie. En analysant et en calculant un ensemble de données  $(F_k, P_k)$ , il est possible de déterminer la forme de la caractéristique d'entrée-sortie et les paramètres correspondants. Par exemple, si la courbe quadratique est la meilleure correspondance selon les données statistiques, il est possible d'utiliser la méthode des moindres carrés pour calculer les paramètres. Les procédures de calcul sont présentées ci-dessous. Soit  $(F_k, P_k)$  obtenu à partir des données statistiques, où  $k = 1, 2, \dots, n$ , et la courbe de coût de production sera une fonction quadratique. Pour déterminer les coefficients  $(a, b, \text{ et } c)$ , il faut calculer l'erreur suivante pour chaque combinaison de données  $(F_k, P_k)$  :

$$\Delta F_k = (aP_k^2 + bP_k + c) - F_k \quad (2.8)$$

Selon le principe des moindres carrés, la fonction objective suivante est formée et rendue minimale, soit

$$J = (\Delta F_k)^2 = \sum_{k=1}^n (aP_k^2 + bP_k + c - F_k)^2 \quad (2.9)$$

Les conditions nécessaires à une valeur extrême de la fonction objective seront obtenues lorsque la première dérivée de la fonction ( $J$ ) ci-dessus sera prise par rapport à chacune des variables indépendantes ( $a$ ,  $b$  et  $c$ ) et que les dérivées seront égales à zéro :

$$\frac{\partial J}{\partial a} = \sum_{k=1}^n 2P_k^2 (aP_k^2 + bP_k + c - F_k) = 0 \quad (2.10)$$

$$\frac{\partial J}{\partial b} = \sum_{k=1}^n 2P_k (aP_k^2 + bP_k + c - F_k) = 0 \quad (2.11)$$

$$\frac{\partial J}{\partial c} = \sum_{k=1}^n 2(aP_k^2 + bP_k + c - F_k) = 0 \quad (2.12)$$

À partir des équations (2.10)-(2.12), on obtient

$$\left( \sum_{k=1}^n P_k^2 \right) a + \left( \sum_{k=1}^n P_k \right) b + nc = \sum_{k=1}^n F_k \quad (2.13)$$

$$\left( \sum_{k=1}^n P_k^3 \right) a + \left( \sum_{k=1}^n P_k^2 \right) b + \left( \sum_{k=1}^n P_k \right) c = \sum_{k=1}^n (F_k P_k) \quad (2.14)$$

$$\left( \sum_{k=1}^n P_k^4 \right) a + \left( \sum_{k=1}^n P_k^3 \right) b + \left( \sum_{k=1}^n P_k^2 \right) c = \sum_{k=1}^n (F_k P_k^2) \quad (2.15)$$

Les coefficients : ( $a$ ,  $b$  et  $c$ ) peuvent être obtenus en résolvant les équations (2.13)-(2.15).

### Exemple 2.1

En effet, les données statistiques d'une unité de production d'une centrale électrique ont été collectées. Les limites de capacité du générateur sont les suivantes :

$$150 \leq P_G \leq 200$$

Quatre données de consommation unitaire de carburant sont sélectionnées, à savoir 0,405, 0,379, 0,368 et 0,399 (Btu/MWh), ce qui correspond à une puissance de 150, 170, 185 et 200 (MW), respectivement. Les consommations de combustible correspondantes sont calculées et indiquées dans le tableau 2.1 et la figure 2.16. [88] Le tableau 2.1 donne les résultats suivants :

$$\begin{aligned} \sum_{k=1}^n P_k &= 150 + 170 + 185 + 200 = 705 \\ \sum_{k=1}^n P_k^2 &= 150^2 + 170^2 + 185^2 + 200^2 = 1.256 \times 10^5 \\ \sum_{k=1}^n P_k^3 &= 150^3 + 170^3 + 185^3 + 200^3 = 2.2619 \times 10^7 \end{aligned}$$

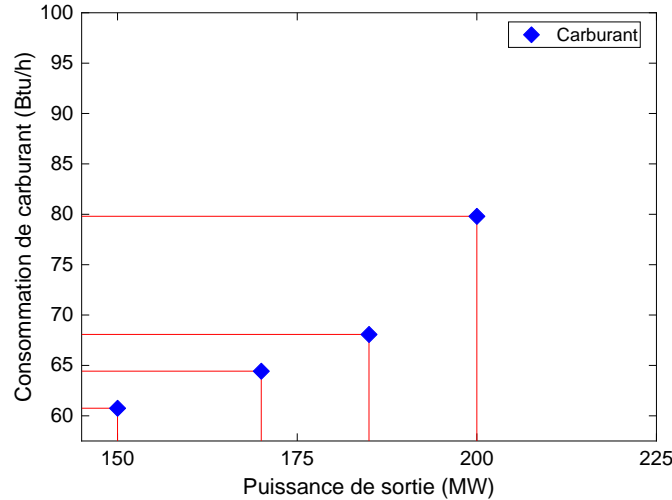


Figure 2.16 Données statistiques de consommation de carburant en fonction de puissance.

Tableau 2.1 Données pour une unité de production.

Échantillon des données	K = 1	K = 2	K = 3	K = 4
L'unité consomme du carburant (Btu/MWh)	0.405	0.379	0.368	0.399
Puissance de sortie (MW)	150.0	170.0	185.0	200.0
Consommation de carburant (Btu/h)	60.75	64.43	68.08	79.80

$$\sum_{k=1}^n P_k^4 = 150^4 + 170^4 + 185^4 + 200^4 = 4.112 \times 10^9$$

$$\sum_{k=1}^n F_k = 60.75 + 64.43 + 68.08 + 79.80 = 273.06$$

$$\sum_{k=1}^n F_k P_k = 60.75 \times 150 + 64.43 \times 170 + 68.08 \times 185 + 79.80 \times 200 = 4.86 \times 10^4$$

$$\sum_{k=1}^n F_k P_k^2 = 60.75 \times 150^2 + 64.43 \times 170^2 + 68.08 \times 185^2 + 79.80 \times 200^2 = 8.75 \times 10^6$$

À partir des équations (2.10)-(2.12), on obtient,

$$1.256 \times 10^5 a + 705b + 4c = 273.06$$

$$2.2619 \times 10^7 a + 1.26 \times 10^5 b + 705c = 4.86 \times 10^4$$

$$4.112 \times 10^9 a + 2.26 \times 10^7 b + 1.26 \times 10^5 c = 8.75 \times 10^6$$

En résolvant ces équations, nous obtenons les coefficients de la fonction de coût de production de l'unité de production :

$$a = 0.0009, \quad b = 0.0457, \quad c = 31.9$$

La fonction quadratique de consommation de carburant obtenue est la suivante :

$$F = 0.0009P_G^2 + 0.0457P_G + 31.9$$

Dans le cas général, la fonction (Éq. 2.6) est minimisée tout en respectant des contraintes qui peuvent être classées en deux types :

➤ **Contraintes d'égalités**

La contrainte d'égalité représente l'équilibre de puissance qui doit être satisfait. Elle signifie essentiellement que l'électricité produite par les générateurs doit répondre à la demande de charge totale du système plus les pertes des lignes de transport. Elle est exprimée par l'équation suivante.

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{Gi} - P_D - P_L = 0 \quad (2.16)$$

Avec :

$$P_{Gi} = \sum_{i=1}^{N_D} P_{Di} \quad (2.17)$$

Où,

$P_{Gi}$  : Puissance active générée par le générateur ( $i$ ).

$P_{Di}$  : Puissance active demandée par la charge ( $i$ ).

$P_D$  : Puissance active totale consommée.

$P_L$  : Pertes actives de transport dans le réseau.

$N_g$  : Nombre de générateurs en fonctionnement (dispatchable).

$N_D$  : Nombre de nœuds consommateurs (charge).

➤ **Contraintes d'inégalités**

La quantité d'énergie qu'un générateur peut produire est limitée entre les limites maximales et minimales pour des raisons de capacité de construction du générateur et pour des raisons de sécurité, ce qu'on appelle la contrainte de l'inégalité. Elle est exprimée comme suit [89-90-91].

$$P_{Gi \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi \max} \quad (2.18)$$

Où,

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

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

## 2.2.2 DISPATCHING ÉCONOMIQUE EN NÉGLIGEANT LES PERTES DU SYSTÈME

### 2.2.2.1 DISPATCHING ÉCONOMIQUE NÉGLIGEANT LES LIMITES DE LA PRODUCTION

Le problème de dispatching économique le plus simple est de minimiser le coût de combustible de production sous la contrainte que la somme de la puissance produite doit être égale à la charge



comme discuté ci-dessous sans pertes de transport et les limites de fonctionnement des unités de production ne sont pas prises en compte lors de la formulation du problème. Autrement dit, le modèle suppose que le système se compose de générateurs ( $N_g$ ) connectés à un seul nœud de consommation, comme le montre la figure 2.17.

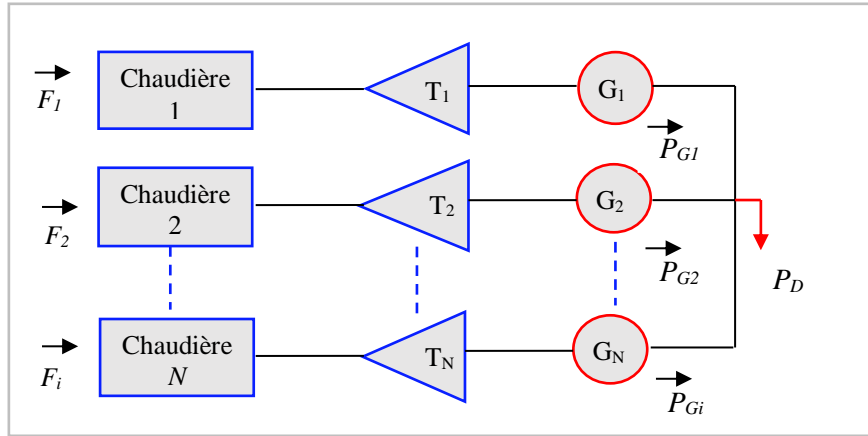


Figure 2.17 Modèle de problème de dispatching économique sans pertes. [92]

Puisque les pertes de transport sont négligées, la demande ( $P_D$ ) totale est la somme des productions. On suppose qu'une fonction de coût ( $F_i$ ) est connue pour chaque générateur ( $i$ ). Le problème consiste à trouver la puissance active produite pour chaque générateur de telle sorte que la fonction objective (le coût de carburant de production) définie par Éq. (2.6) soit minimale, sous réserve de la contrainte d'égalité définie par Éq. (2.17) Il s'agit d'un problème d'optimisation sous contrainte qui peut être résolu par des méthodes de calcul avancées impliquant la fonction de Lagrange. Afin d'établir les conditions nécessaires pour une valeur limite de la fonction objective, il faut ajouter la fonction de contrainte à la fonction objectif après que la fonction de contrainte a été multipliée par un multiplicateur indéterminé. Cette fonction est connue sous le nom de fonction de Lagrange et est représentée dans l'équation 2.19.

$$L = F + \lambda(P_D - \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi}) \quad (2.19)$$

Les conditions nécessaires à une valeur extrême de la fonction objective sont obtenues lorsque la première dérivée de la fonction de Lagrange par rapport à chacune des variables indépendantes est fixée à 0. Dans ce cas, il y a  $(N+1)$  variables, les  $(N)$  valeurs de la puissance de sortie, ( $P_i$ ) plus le multiplicateur de Lagrange indéterminé,  $\lambda$ . La dérivée de la fonction de Lagrange par rapport au multiplicateur indéterminé ne fait que rendre l'équation de contrainte. D'autre part, les  $(N)$  équations qui résultent lorsque la dérivée partielle de la fonction de Lagrange par rapport aux valeurs de la production d'énergie est prise une par une, donnent l'ensemble des équations présentées sous la forme de l'équation 2.22. [92-93] Le minimum de cette fonction sans contrainte est trouvé au point où les dérivées partielles de la fonction par rapport à ses variables sont égales à zéro.

$$\frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} = 0 \quad (2.20)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \quad (2.21)$$

La 1<sup>ère</sup> condition, donnée par l'Éq. (2.20), résulte :

$$\frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} = \frac{dF_i(P_{Gi})}{dP_{Gi}} - \lambda = 0 \quad (2.22)$$

$$\frac{dF_i}{dP_{Gi}} - \lambda = 0 \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (2.23)$$

C'est-à-dire que la condition nécessaire à la création d'une condition de fonctionnement à coût minimum pour le système d'énergie thermique est que les taux de coût différentiel de toutes les unités soient égaux à une valeur indéterminée,  $\lambda$ . Bien sûr, à cette condition nécessaire, il faut ajouter l'équation de contrainte selon laquelle la somme des puissances de sortie doit être égale à la puissance demandée par la charge. De plus, il y a deux inégalités qui doivent être satisfaites pour chacune des unités. En d'autres termes, la puissance de chaque unité doit être supérieure ou égale à la puissance minimale admissible et doit également être inférieure ou égale à la puissance maximale admissible sur cette unité particulière. Ces conditions et inégalités peuvent être résumées comme indiqué dans l'ensemble des équations qui composent l'équation 2.24.

$$\frac{dF_i}{dP_{Gi}} = \lambda \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (2.24)$$

Ou bien :

$$\frac{dF_1}{dP_{G1}} = \frac{dF_2}{dP_{G2}} = \dots = \frac{dF_i}{dP_{Gi}} = \lambda \quad (2.25)$$

Où,

$$\lambda = \frac{dF_i}{dP_i} = 2a_i P_{Gi} + b_i \quad (2.26)$$

La deuxième condition, donnée par l'Éq. (2.21), résulte :

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} = P_D \quad (2.27)$$

L'équation (2.27) est exactement la contrainte d'égalité qui a dû être imposée. Autrement dit, si les pertes sont négligées, et si les limites de puissance produites par les générateurs sont ignorées, l'opération la plus économique consiste à faire fonctionner tous les générateurs au même coût de production différentiel Eq (2,24), tout en satisfaisant à la contrainte d'égalité donnée par Eq (2,25). Afin de trouver la solution, on tire ( $P_{Gi}$ ) de l'Éq. (2.24) et (2.26) :

$$P_{Gi} = \frac{\lambda - b_i}{2c_i}, \quad i = 1, \dots, N_G \quad (2.28)$$

Les relations données par Eq (2,28) sont connues sous le nom d'équations de liaison. Ce sont des fonctions de  $(\lambda)$ . La solution optimale  $(\lambda)$  peut être calculée en remplaçant  $(P_{Gi})$  dans Éq. (2.27), ce qui donne :

$$\sum_{i=1}^{N_G} \frac{\lambda - b_i}{2c_i} = P_D \quad (2.29)$$

D'où,

$$\lambda = \frac{P_D + \sum_{i=1}^{N_G} \frac{b_i}{2c_i}}{\sum_{i=1}^{N_G} \frac{1}{2c_i}} \quad (2.30)$$

La valeur de  $(\lambda)$  trouvée par Éq. (2.30) est remplacée par Éq. (2.29) pour obtenir l'équilibre optimal de dispatching économique de la production. La solution de dispatching économique en négligeant les pertes a été trouvée par analyse. Toutefois, lorsque les pertes sont prises en compte, l'équation qui en résulte peut-être non linéaire et doit être résolue de manière itérative. Ainsi, un processus itératif est présenté dans ce chapitre et Eq (2.28) est résolu itérativement par une technique itérative, en commençant par deux valeurs de  $\lambda$ , une meilleure valeur de  $(\lambda)$  est obtenue par extrapolation, et le processus se poursuit jusqu'à ce que l'erreur  $(\Delta g)$  soit inférieure à une précision définie  $(\varepsilon)$ .

$$\Delta g^{(k)} = P_D - \sum_{i=1}^{n_g} P_{Gi}^{(k)} \quad (2.31)$$

Une solution peut cependant être obtenue rapidement grâce à la méthode du gradient. Pour ce faire, l'équation (2.29) est réécrite ci-dessous :

$$f(\lambda) = P_D \quad (2.32)$$

Le côté gauche de l'équation ci-dessus étant une fonction de la série de Taylor pour un point de travail  $(\lambda)$ , et en négligeant les termes d'ordre supérieur, nous aurons :

$$f(\lambda)^{(k)} + \left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda}\right)^{(k)} \lambda^{(k)} = P_D \quad (2.33)$$

Où,

$$\Delta \lambda^{(k)} = \frac{\Delta g^{(k)}}{\left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda}\right)^{(k)}} \quad (2.34)$$

$$\Delta \lambda^{(k)} = \frac{\Delta g^{(k)}}{\sum \left(\frac{dP_{Gi}}{d\lambda}\right)^{(k)}} \quad (2.35)$$

Alors :

$$\Delta\lambda^{(k)} = \frac{\Delta g^{(k)}}{\sum \frac{1}{2c_i}} \quad (2.36)$$

Et donc :

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta\lambda^{(k)} \quad (2.37)$$

Avec :

$$\Delta g^{(k)} = P_D - \sum_{i=1}^{N_g} P_{Gi}^{(k)} \quad (2.38)$$

Le processus itératif se poursuit jusqu'à ce que l'erreur ( $\Delta g^{(k)}$ ) sera inférieure à une précision définie ( $\varepsilon$ ).

### 2.2.2.2 DISPATCHING ÉCONOMIQUE AVEC LES LIMITES DE LA PRODUCTION

Lorsque les limites de production minimales ( $P_{Gimin}$ ) et maximales ( $P_{Gimax}$ ) sont prises en compte, que la demande est inélastique et qu'aucune perte de transport n'est prise en compte, la fonction de Lagrange devient [93-94] :

$$\begin{aligned} L(P_G, \lambda) = & \sum_{i=1}^n F_i(P_{Gi}) - \lambda \left( \sum_{i=1}^n P_{Gi} - P_D^{\text{total}} \right) \\ & - \sum_{i=1}^n \mu_{imax} (P_{Gi} - P_{Gimax}) - \sum_{i=1}^n \mu_{imin} (P_{Gi} - P_{Gimin}) \end{aligned} \quad (2.39)$$

Où les nouveaux multiplicateurs sont inclus, correspondant aux puissances minimales et maximales de chaque unité de production (équation (2.22)). Le multiplicateur ( $\mu_{imax}$ ) est associé à la capacité ou à la puissance maximale de l'unité, tandis que le multiplicateur ( $\mu_{imin}$ ) est associé à la puissance minimale. Les conditions d'optimalité nécessaires de premier ordre deviennent

$$\frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} = IF_i(P_{Gi}) - \lambda - \mu_i^{\max} - \mu_i^{\min} = 0; \quad i = 1, \dots, n \quad (2.40)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = - \sum_{i=1}^n P_{Gi} + P_D^{\text{total}} = 0 \quad (2.41)$$

Dans ce cas, on doit utiliser la méthode de « Kuhn-Tucker ». Cette méthode consiste à construire le Lagrangien qui tient compte des contraintes d'égalité et des contraintes d'inégalité, les contraintes d'inégalité sont incluses en tant que termes additionnels, y compris les conditions suivantes :

$$\mu_{imax} \leq 0 \quad \text{si } P_{Gi} = P_{Gimax} \quad (2.42)$$

$$\mu_{imax} \leq 0 \quad \text{si } P_{Gi} < P_{Gimax} \quad (2.43)$$

$$\mu_{imax} \leq 0 \quad \text{si } P_{Gi} = P_{Gimin} \quad (2.44)$$

$$\mu_i^{\max} \leq 0 \quad \text{si } P_{Gi} > P_{Gi}^{\max} \quad (2.45)$$

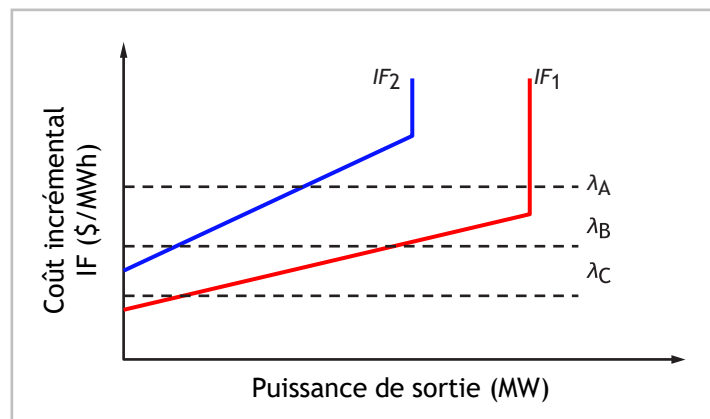
Si, comme dans le cas présent, des limites de production sont imposées, la condition de coût marginal égal du DE de base n'est plus valable, remplacée par le critère ci-dessous, dérivé des équations (2.40) à (2.45),

$$IF_i(P_{Gi}) = \lambda + \mu_{i\min} \geq \lambda \quad \text{si } P_{Gi} = P_{Gi\min} \quad (2.46)$$

$$IF_i(P_{Gi}) = \lambda \quad \text{si } P_{Gi\min} < P_{Gi} < P_{Gi\max} \quad (2.47)$$

$$IF_i(P_{Gi}) = \lambda + \mu_{i\min} \leq \lambda \quad \text{si } P_{Gi} = P_{Gi\max} \quad (2.48)$$

Il est cependant à noter que le multiplicateur de Lagrange  $\lambda$  peut toujours être interprété comme le coût marginal du système, en d'autres termes, la sensibilité du coût du système par rapport à la demande du système. Ce résultat peut être prouvé de la même manière que dans le cas sans limites de production, une dérivation que le lecteur est encouragé à effectuer. Les conditions des équations (2.46) à (2.48) sont interprétées comme suit. Les unités fonctionnant dans ses limites supérieures et inférieures présentent des coûts différentiels identiques égaux à  $(\lambda)$ . Les unités fonctionnant à leur capacité maximale ont des coûts différentiels inférieurs ou égaux à  $(\lambda)$ , tandis que les unités fonctionnant à leur puissance minimale ont des coûts différentiels supérieurs ou égaux à  $(\lambda)$ . Si l'on considère les deux unités dont la puissance minimale de sortie est nulle, la figure 2.18 illustre les trois répartitions possibles. Dans le cas où  $(\lambda = \lambda_A)$ , l'unité (1) fonctionne à sa capacité maximale et remplit la condition  $\lambda = IF_1(P_{G1\max})$ , tandis que l'unité (2) fonctionne dans ses limites en remplissant la condition  $\lambda = IF_2(P_{G2})$ . Pour  $(\lambda = \lambda_B)$ , les deux unités fonctionnent dans leurs limites respectives. Enfin, pour  $(\lambda = \lambda_C)$ , l'unité (2) fonctionne à sa puissance minimale et satisfaite à la condition  $\lambda = IF_2(P_{G2\min})$ , tandis que l'unité (1) fonctionne dans ses limites et satisfait à l'exigence selon laquelle  $\lambda = IF_1(P_{G1})$ .



**Figure 2.18** Trois exemples de dispatching économique avec limites de production.

Dès qu'un générateur ( $P_G$ ) atteint son maximum, la puissance de ce générateur sera fixée à sa limite  $P_{G\max}$ , et devient une constante. [95-96] L'algorithme de résolution obéit aux étapes suivantes :

**Étape 01 :**

- ❖ Lire les données :

$P_{Gimax}$  : Puissance active maximale du générateur ( $i$ ),  $i = 1, \dots, N_g$

$P_{Gimin}$  : Puissance active minimale du générateur ( $i$ ),  $i = 1, \dots, N_g$

$P_D$  : Puissance active totale consommée,

$a_i, b_i, c_i$  : Coefficients de la fonction coût propres à chaque générateur ( $i$ ).

- ❖ Initialisation de :

1) Compteur d'itération  $k = 0$  ;

2) L'ensemble des générateurs atteignant leurs maximums  $r = \emptyset$  ;

3) De coût de production incrémental ( $\lambda^{(k)}$ ), on peut utiliser l'Éq. (2.21) pour donner une estimation initiale de  $\lambda$ .

$$\lambda^{(k)} = \frac{P_{ch} + \sum_{i=1}^{N_g} \frac{b_i}{2c_i}}{\sum_{i=1}^{N_g} \frac{1}{2c_i}}, \text{ pour le générateur } (i) \text{ le plus puissant.}$$

### Étape 02 :

- ❖ Calculer les puissances produites par chaque générateur ( $i$ ) en utilisant l'équation :

$$P_{Gi} = \frac{\lambda^{(k)} - b_i}{2c_i}, \quad i = 1, \dots, N_g .$$

### Étape 03 :

- ❖ Tester les limites des générateurs qui atteignent leurs maximums, la puissance de ce générateur ( $G$ ) sera fixée à sa limite  $P_{Gimax}$ , et devient une constante.  $P_{Gik} = P_{Gimax}$ .

### Étape 04 :

- ❖ Test d'arrêt :

- ❖ Calcul de l'erreur :

$$\Delta g^{(k)} = P_{ch} - \sum_{i=1}^{N_g} P_{Gi}^{(k)} \quad \text{Si } \Delta g^{(k)} < \varepsilon$$

- ❖ Aller à l'étape 07 :

- ❖ Si non aller à l'étape suivante.

### Étape 05 :

- ❖ Calcul de,

$$\Delta \lambda^{(k)} = \frac{\Delta g^{(k)}}{\sum_{i=1, i \neq r}^{N_g} \frac{1}{2c_i}}$$

### Étape 06 :

- ❖ Calcul le nouveau coût marginal  $\lambda^{(k+1)}$  à partir de l'équation :  
 $\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta\lambda^{(k)}$ ,  $k = k+1$ , retourne à l'étape 2.

**Étape 07 :**

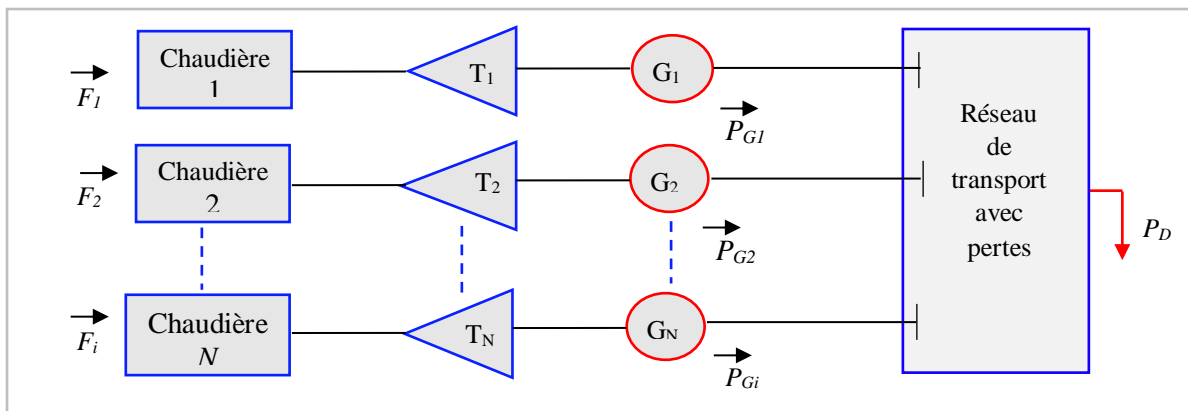
- ❖ Calcul de coût de production total :

$$F = \sum_{i=1}^{N_G} F_i = \sum_{i=1}^{N_G} a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2$$

- ❖ Stop.

**2.2.3 DISPATCHING ÉCONOMIQUE EN CONSIDÉRANT LES PERTES DU SYSTÈME**

Dans cette section, nous analysons le dispatching économique en tenant compte les pertes du réseau de transport, mais en excluant les limites de production. En prenant en compte les pertes de transport dans le problème du DE, nous obtenons deux changements importants par rapport au DE de base. L'un consiste à modifier la répartition de la production, et l'autre à rendre le coût marginal de la fourniture de la demande locale non unique sur les différents nœuds du système de transport, variant d'un nœud à l'autre. La figure 2.19 montre schématiquement un système de production d'électricité entièrement thermique relié à un nœud de charge équivalent via un réseau de transport.



**Figure 2.19** Le modèle de problème de dispatching économique avec pertes. [92]

**2.2.3.1 DISPATCHING ÉCONOMIQUE AVEC DES PERTES CONSTANTES**

Le problème de dispatching économique associé à cette formulation est légèrement plus compliqué que dans le cas précédent. Cela est dû au fait que l'équation de contrainte doit maintenant inclure les pertes du réseau. Le dispatching économique avec perte est un procédé itératif qui doit converger vers la solution optimale. Si on prend en considération les pertes de puissance constantes, on doit évaluer celles-ci et les inclure dans la demande. La fonction objective,  $(F_i)$  est la même que celle définie dans l'équation (2.6). Cependant, l'équation de contrainte précédemment présentée dans l'équation (2.17) doit maintenant être développée dans l'équation (2.49) :



$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} = P_D + P_L \quad (2.49)$$

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{N_G} F(P_{Gi})_i = \sum_{i=1}^{N_G} a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i \quad (2.50)$$

$$h(x) : P_{Gi \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi \max} \quad i = 1, \dots, N_G \quad (2.51)$$

L'équation obtenue de l'optimisation :

$$\begin{cases} L = F + \lambda(P_D + P_L - \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi}) + \sum_{i=1}^{N_G} \mu_{i \max} (P_{Gi \max} - P_{Gi}) + \sum_{i=1}^{N_G} \mu_{i \min} (P_{Gi} - P_{Gi \min}) \\ P_{Gi} < P_{Gi \max} \Rightarrow \mu_{i \max} = 0 \\ P_{Gi} > P_{Gi \min} \Rightarrow \mu_{i \min} = 0 \end{cases} \quad (2.52)$$

Les conditions nécessaires pour trouver le minimum sont :

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} = 0, \quad \frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \mu_{i(\max)}} = P_{Gi} - P_{Gi \max} = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \mu_{i(\min)}} = P_{Gi} - P_{Gi \min} = 0 \end{cases} \quad (2.53)$$

Lorsque les limites du générateur ne sont pas satisfaites :

$$\frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} = 0 = \frac{\partial F}{\partial P_{Gi}} + \lambda \left( 0 + \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} - 1 \right) \quad (2.54)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} = \frac{\partial}{\partial P_{Gi}} (f_1 + f_2 + \dots + f_{ng}) = \frac{\partial f_i}{\partial P_{Gi}} \quad (2.55)$$

$$\lambda = \frac{\partial f_i}{\partial P_{Gi}} + \lambda \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} = \left( \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}} \right) \frac{\partial f_i}{\partial P_{Gi}} = L_i \frac{\partial f_i}{\partial P_{Gi}} \quad (2.56)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 = P_D + P_L - \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} \quad (2.57)$$

L'algorithme de résolution de problème qui a été utilisé dans le cas sans perte peut être utilisé dans ce problème, seulement la puissance générée sera modifiée comme suit [97] :

$$P_{Gi} = \frac{1}{2c_i} \left( \left( \sum_{i=1}^{N_G} \frac{1}{2c_i} \right) \left( P_D + P_L + \sum_{i=1}^{N_G} \frac{b_i}{2c_i} \right) - b_i \right) \quad (2.58)$$

### 2.2.3.2 DISPATCHING ÉCONOMIQUE AVEC LES PERTES EN FONCTION DES PUISSANCES GENEREES

Toutefois, dans un grand réseau interconnecté où l'énergie est transportée sur de longues distances avec une faible densité de charge, les pertes des lignes de transport sont un facteur important et affectent le dispatching économique de la production. Habituellement, pour comprendre l'effet des pertes des lignes de transport, il faut exprimer les pertes totales sous forme d'équation quadratique en fonction de la puissance produite par les générateurs. La forme quadratique la plus simple est exprimée ci-dessous,

$$P_L = \sum_{i=1}^{N_G} \sum_{j=1}^{N_G} P_{Gi} B_{ij} P_{Gj} \quad (2.59)$$

Une deuxième forme, plus précise, de la formule de Kron se présente comme suit

$$P_L = \sum_{i=1}^{N_G} \sum_{j=1}^{N_G} P_{Gi} B_{ij} P_{Gj} + \sum_{i=1}^{N_G} B_{0i} P_{Gi} + B_{00} \quad (2.60)$$

Avec  $(B_{i,j})$  est le  $(i, j)$ -ème élément de la matrice carrée de coefficient de perte de taille  $(N)$  ( $B_{0,i}$ ) est le  $(j)$ -ème élément du vecteur de coefficient de perte ( $B_{0,0}$ ) est la constante de coefficient de perte. La représentation utilisant les coefficients  $(B)$  est appropriée pour l'interprétation des pertes réelles du système électrique dans certaines conditions. Si les conditions réelles de fonctionnement sont proches du cas de base, où les constantes  $(B)$  ont été calculées, alors la méthode des coefficients  $(B)$  devrait calculer les pertes du système avec une précision raisonnablement élevée. Pratiquement, les grands systèmes sont souvent représentés à l'aide d'un seul ensemble de coefficients de perte qui sont suffisamment précis pour les variations journalières de la charge sur le réseau de transport précise à travers les variations quotidiennes de la charge du système. [98] Les coefficients de perte, souvent supposés constants (en  $MW^{-1}$ ). Le facteur de pénalité ( $L_i$ ) est une fonction de l'augmentation des pertes de transport :

$$L_i = \left( \frac{1}{1 - \partial P_L / \partial P_{Gi}} \right) \quad (2.61)$$

Le coût minimal est obtenu lorsque l'augmentation du coût de chaque centrale multipliée par son facteur de pénalité est la même pour toutes les centrales en exploitation.

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} = 2 \sum_{j=1}^{N_G} (B_{ij} P_{Gj} + B_{0j}) \quad (2.62)$$

$$\frac{dF_i}{dP_i} = 2a_i P_{Gi} + b_i \quad (2.63)$$

$$\lambda = \frac{dF_i}{dP_{Gi}} + \lambda \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} = \beta_i + 2\gamma_i P_{Gi} + 2\lambda \sum_{j=1}^{N_G} b_{ij} P_{Gj} + b_{0i} \quad (2.64)$$

On a :

$$\sum_{j=1}^{N_G} B_{ij} P_{Gj} = B_{ii} P_{Gi} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{N_G} B_{ij} P_{Gi} \quad (2.65)$$

En réformant l'équation (2.65), nous obtenons :

$$\left( \frac{\gamma_i}{\lambda} + B_{ii} \right) P_{Gi} + \sum_{\substack{i=1 \\ j \neq i}}^{N_G} B_{ij} P_{Gj} = \frac{1}{2} \left( 1 - B_{0i} - \frac{\beta_i}{\lambda} \right) \quad (2.66)$$

En développant l'équation (2.66) à tous les générateurs ( $i=1, \dots, N_G$ ), on obtient un système d'équations linéaires dont la forme matricielle est donnée par la formule suivante :

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\gamma_1}{\lambda} + B_{11} & B_{12} & \cdots & B_{1N_g} \\ B_{21} & \frac{\gamma_2}{\lambda} + B_{22} & \cdots & B_{2N_g} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{N_g 1} & B_{N_g 2} & \cdots & \frac{\gamma_{N_g}}{\lambda} + B_{N_g N_g} \end{bmatrix}}_E \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ \vdots \\ P_{GN_g} \end{bmatrix}}_{P_G} = \frac{1}{2} \underbrace{\begin{bmatrix} 1 - B_{01} - \frac{\beta_1}{\lambda} \\ 1 - B_{02} - \frac{\beta_2}{\lambda} \\ \vdots \\ 1 - B_{0N_g} - \frac{\beta_{N_g}}{\lambda} \end{bmatrix}}_D \quad (2.67)$$

$$[E] \cdot [P_G] = [D] \quad (2.68)$$

Pour trouver le dispatching économique pour une valeur estimée du ( $\lambda^{(0)}$ ), le système linéaire de l'Éq. (2.68) doit être résolu numériquement. [94-99] La résolution numérique peut être effectuée itérativement, dans ce cas elle peut être considérée comme un problème de minimisation. Si dans quelque cas, cette technique peut donner des résultats satisfaisants, dans beaucoup d'autres (Gauss-Seidel, Newton Raphson, Fletcher-Powell,) peuvent présenter des problèmes de convergence. Ainsi, les techniques de résolution utilisées en simulation électrique de deuxième génération sont des méthodes de résolutions directes, basant sur des procédures dites d'élimination. Une solution directe de l'équation matricielle peut être obtenue par l'inversion de la matrice ( $E$ ), avec :

$$[P_G] = [E]^{-1} \cdot [D] \quad (2.69)$$

Le nombre d'opérations à effectuer peut devenir énorme lorsque le nombre d'équations s'approche de la centaine, cette méthode n'est jamais utilisée en pratique. Les procédures de calcul principalement utilisées en simulation électrique sont :

- ❖ L'algorithme de la remontée.
- ❖ L'algorithme d'élimination de Gauss.
- ❖ La décomposition LU.

Dans ce qui va suivre, on présente le processus itératif en utilisant la méthode de gradient pour résoudre le système linéaire de l'Éq. (2.68). Pour faire cela, on tire  $(P_{Gi})$  de l'Éq. (2.49). À l'itération (k),  $(P_{Gi}^{(k)})$  est exprimée par l'équation suivante :

$$P_{Gi}^{(k)} = \frac{\lambda^{(k)}(1 - B_{0i}) - \beta_i - 2\lambda^{(k)} \sum_{j \neq i} B_{ij} P_{Gj}^{(k)}}{2(\gamma_i + \lambda^{(k)} B_{ii})} \quad (2.70)$$

Remplaçant  $(P_{Gi})$  de l'Éq. (2.70) dans l'Éq. (2.53) donne l'équation suivante :

$$\sum_{i=1}^{N_G} \frac{\lambda^{(k)}(1 - B_{0i}) - \beta_i - 2\lambda^{(k)} \sum_{j \neq i} B_{ij} P_{Gj}^{(k)}}{2(\gamma_i + \lambda^{(k)} B_{ii})} = P_D + P_L^{(k)} \quad (2.71)$$

Où,

$$F(\lambda)^{(k)} = P_D + P_L^{(k)} \quad (2.72)$$

En développant le côté gauche de l'équation ci-dessus en série de Taylor pour un point de fonctionnement  $\lambda^{(k)}$ , et en négligeant les termes d'ordre supérieur, on aura :

$$F(\lambda)^{(k)} + \frac{dF(\lambda)^{(k)}}{d\lambda} \Delta\lambda^{(k)} = P_D + P_L^{(k)} \quad (2.73)$$

Où :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta\lambda^{(k)} = \frac{\Delta g^{(k)}}{\frac{dF(\lambda)^{(k)}}{d\lambda}}, \quad \Delta\lambda^{(k)} = \frac{\Delta g^{(k)}}{\sum \left(\frac{dP_{Gi}^{(k)}}{d\lambda}\right)^{(k)}} \end{array} \right. \quad (2.74)$$

Avec :

$$\Delta g^{(k)} = P_D + P_L^{(k)} - \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi}^{(k)} \quad (2.75)$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} \left(\frac{\partial P_{Gi}^{(k)}}{\partial \lambda}\right)^{(k)} = \sum_{i=1}^{N_G} \frac{\gamma_i(1 - B_{0i}) + B_{ii}\beta_i - 2\gamma_i \sum_{j \neq i} B_{ij} P_{Gj}^{(k)}}{2(\gamma_i + \lambda^{(k)} B_{ii})^2} \quad (2.76)$$

Où :

$$P_{Gi}^{(k)} = \frac{\lambda^{(k)}(1 - B_{0i}) - \beta_i - 2\lambda^{(k)} \sum_{j \neq i} B_{ij} P_{Gj}^{(k)}}{2(\gamma_i + \lambda^{(k)} B_{ii})} \quad (2.77)$$

Donc,

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta\lambda^{(k)} \quad (2.78)$$

Le processus itératif se poursuit jusqu'à ce que l'erreur ( $\Delta g^{(k)}$ ) sera inférieure à une précision définie ( $\varepsilon$ ). Si on exprime les pertes dans les lignes par la formule approximative suivante :

$$P_L = \sum_{i=1}^{N_g} B_{ii} P_{Gi}^2 \quad (2.79)$$

En supposant que (les éléments non diagonaux nuls) :

$$\left. \begin{aligned} B_{ij} &= 0 \quad \text{pour } i=1, \dots, N_g, j=1, \dots, N_g \text{ et } i \neq j, \\ B_{0i} &= 0 \quad i=1, \dots, N_g, \\ B_{00} &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (2.80)$$

La solution du système d'équations donnée par l'Éq. (2.70) se réduit à l'expression simple suivante :

$$P_{Gi}^{(k)} = \frac{\lambda^{(k)} - \beta_i}{2(\gamma_i + \lambda^{(k)} B_{ii})} \quad (2.81)$$

Et l'Éq. (2.76) se réduit à l'expression suivante :

$$\sum_{i=1}^{N_g} \left( \frac{\partial P_{Gi}}{\partial \lambda} \right)^{(k)} = \sum_{i=1}^{N_g} \frac{\gamma_i + B_{ii} \beta_i}{2(\gamma_i + \lambda^{(k)} B_{ii})^2} \quad (2.82)$$

L'algorithme de résolution obéit aux étapes suivantes :

### Étape 01 :

❖ Lire les données :

$P_{Gimax}$  : Puissance active maximale du générateur ( $i$ ),  $i = 1, \dots, N_g$

$P_{Gimin}$  : Puissance active minimale du générateur ( $i$ ),  $i = 1, \dots, N_g$

$P_D$  : Puissance active totale consommée,

$a_i, b_i, c_i$  : Coefficients de la fonction coût propres à chaque générateur ( $i$ ).

$B_{ij}, B_{0i}, B_{00}$  : Les B-coefficients de la formule des pertes.  $i = 1, \dots, N_g, j = 1, \dots, N_g$

❖ Initialisation de :

1) Compteur d'itération  $k = 0$  ;

2) L'ensemble des générateurs atteignant leurs maximums  $r = \emptyset$  ;

3) De coût de production incrémental ( $\lambda^{(k)}$ ), on peut utiliser l'Éq. (2.56) pour donner une estimation initiale de  $\lambda$ .

$$\lambda^{(k)} = \frac{P_{ch} + \sum_{i=1}^{N_g} \frac{b_i}{2c_i}}{\sum_{i=1}^{N_g} \frac{1}{2c_i}}, \text{ pour le générateur } (i) \text{ le plus puissant.}$$

### Étape 02 :

❖ Calculer les puissances produites par chaque générateur ( $i$ ) en utilisant l'équation :

$$P_{Gi}^{(k)} = \frac{\lambda^{(k)}(1 - B_{0i}) - b_i - 2\lambda^{(k)} \sum_{j \neq i} B_{ij} P_{Gj}^{(k)}}{2(c_i + \lambda^{(k)} B_{ii})}, \quad i = 1, \dots, N_g$$

**Étape 03 :**

- ❖ Tester les limites des générateurs qui atteignent leurs maximums, la puissance de ce générateur (G) sera fixée à sa limite  $P_{Gimax}$ , et devient une constante.  $P_{Gik} = P_{Gimax}$

**Étape 04 :**

- ❖ Calculer les pertes actives dans le réseau  $P_L$  pour l'itération (k) à partir de l'équation :

$$P_L^{(k)} = \sum_{i=1}^{N_g} \sum_{j=1}^{N_g} P_{Gi}^{(k)} B_{ij} P_{Gj}^{(k)} + \sum_{i=1}^{N_g} B_{0i} P_{Gi}^{(k)} + B_{00}$$

**Étape 05 :**

- ❖ Test d'arrêt : Calcul de l'erreur  $\Delta g^{(k)}$  pour l'itération (k) à partir de l'équation suivante :

$$\Delta g^{(k)} = P_D + P_L^{(k)} - \sum_{i=1}^{N_g} P_{Gi}^{(k)} \quad \text{Si } \Delta g^{(k)} < \varepsilon$$

- ❖ Aller à l'étape 08 : sinon aller à l'étape suivante.

**Étape 06 :**

- ❖ Calculer la variation dans le coût incrémental pour l'itération en cours à partir des équations suivantes :

$$\sum_{i=1, i \neq r}^{N_g} \left( \frac{\partial P_{Gi}}{\partial \lambda} \right)^{(k)} = \sum_{i=1, i \neq r}^{N_g} \frac{c_i(1 - B_{0i}) + B_{ii}b_i - 2c_i \sum_{j \neq i} B_{ij} P_{Gj}^{(k)}}{2(c_i + \lambda^{(k)} B_{ii})^2}$$

$$\text{Et } \Delta \lambda^{(k)} = \frac{\Delta g^{(k)}}{\sum_{i=1, i \neq r}^{N_g} \left( \frac{\partial P_{Gi}}{\partial \lambda} \right)^{(k)}}$$

**Étape 07 :**

- ❖ Calcul le nouveau coût marginal  $\lambda^{(k+1)}$  à partir de l'équation :  
 $\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta \lambda^{(k)}$ , si  $k = k+1$ , retourne à l'étape 2.

**Étape 08 :**

- ❖ Calcul de coût de production total :

$$F = \sum_{i=1}^{N_g} F_i = \sum_{i=1}^{N_g} a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2$$

- ❖ Stop.

**2.2.4 DISPATCHING ÉCONOMIQUE DYNAMIQUE**

L'objectif principal du problème de dispatching économique dynamique (DED) est de minimiser le coût du combustible consommé par les unités de génération. Ce problème d'optimisation est soumis à de nombreuses contraintes opérationnelles, comme les limites de production des unités, les limites de « rampe-rate » et les déséquilibres de puissance. La considération de contraintes dynamiques telles que les limites de rampe-rate dans le problème DED est plus compliquée. Pour simplifier la solution DED, nous considérons ce problème comme un problème séquentiel et forçons les contraintes de rampe-rate consécutivement entre les intervalles de temps. Contrairement aux problèmes de dispatching économique statique de base, le DED vise à répartir de manière optimale la puissance de sortie de tous les générateurs en satisfaisant la charge prévue au cours d'une période de planification donnée. [100]

### 2.2.4.1 FORMULATION DU PROBLÈME DE DED

La fonction objective du DED avec ( $N$ ) unités de génération avec une période de planification «  $T$  » peut se formuler comme suit :

$$C_{i,t} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N C_i(P_{i,t}) \quad (2.83)$$

Où,

$C_i(P_{i,t})$  : Fonction de coût du combustible de l'unité ( $i$ ) au temps ( $t$ ).

Elle s'écrit comme suit :

$$C_i(P_{i,t}) = a_i P_{i,t}^2 + b_i P_{i,t} + c_i \quad (2.84)$$

Où,

$C_i$  : Coût total du combustible pendant la période de dispatching.

$P_{i,t}$  : Puissance dispatchée de sortie de générateur.

$a_i, b_i, c_i$  : Coefficients de coût du générateur ( $i$ ).

$T$  : Nombre total d'heures dans l'horizon temporel,  $t = 1, 2, \dots, T$ .

$N$  est le nombre d'unités de production engagées et

Les contraintes suivantes sont prises en compte dans la formulation de problème :

#### 1) CONTRAINTE D'ÉGALITÉ OU BALANCE DE PUISSANCE

Pendant chaque période «  $T$  », la production totale doit satisfaire la demande totale et les pertes de puissance des lignes de transport. Cette contrainte est exprimée par,

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} - P_{D,t} - P_{L,t} = 0 \quad (2.85)$$

Où les pertes de transport ( $P_{L,t}$ ) sont généralement calculées par la fonction de perte de Kron en fonction du temps comme suit,

$$P_{L,t} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N P_{i,t} B_{i,j} P_{j,t} + \sum_{i=1}^N B_{0,i} P_{j,t} + B_{0,0} \quad (2.86)$$



## 2) CONTRAINTE D'INÉGALITÉ

La puissance de sortie du générateur est entre des limites inférieures et supérieures de sécurité pour un fonctionnement stable des générateurs. [101] Le générateur est conçu pour produire de la puissance dans un intervalle sécurisé de puissance afin d'éviter une surproduction ou une sous-production lorsqu'il répond à la variation de la demande de la charge dans l'intervalle de de temps.

$$P_{i\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i\max} \quad (2.87)$$

## 3) CONTRAINTE DES LIMITES DE « RAMP-RATE »

La puissance de sortie du générateur est également limitée dans la limite du « rampe rate ». Il exprime la vitesse à laquelle la production d'une unité de puissance est variée, soit en augmentation (rampe up), soit diminution (rampe down). Elle est donc exprimée en une unité de puissance dans le temps (MW par minute). Les limites de « rampe-rate » avec tous les scénarios sont présentées dans la figure 2.20. Les contraintes d'inégalité dues aux limites de « rampe rate » pour un changement de production d'une unité sont données par :

$$DR_i \leq P_{i(t)} - P_{i(t-1)} \leq UR_i \quad (2.88)$$

Alors que :

$$\max(P_{i\min}, P_{i(t-1)} - DR_i) \leq P_{i(t)} \leq \min(P_{i\max}, P_{i(t-1)} + UR_i) \quad (2.89)$$

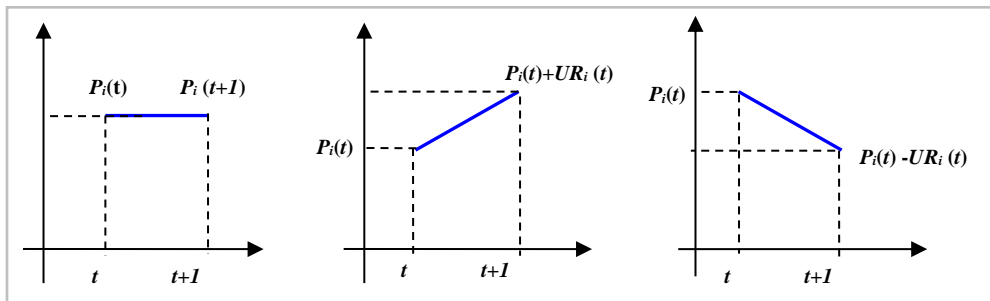


Figure 2.20 Limites de « rampe-rate » d'une unité de production. [102]

Où,

$P_{i(t)}$  : Puissance produite par le générateur ( $i$ ) dans l'intervalle ( $t$ ) (MW).

$P_{i\min}, P_{i\max}$  : Limites de production de l'unité ( $i$ ) (MW).

$UR_i$ : La contrainte de « rampe-up » (MW/h).  $DR_i$ : La contrainte de « rampe-down » (MW/h).

## 2.2.5 DISPATCHING ÉCONOMIQUE DYNAMIQUE DANS UN MARCHÉ D'ÉLECTRICITÉ DÉRÉGULÉ

L'objectif de la restructuration est d'améliorer les performances économiques et techniques des systèmes électriques en introduisant la concurrence et la flexibilité énergétique entre les

fournisseurs et les consommateurs, où le problème d'optimisation a été développé de la minimisation des coûts de production à la maximisation des profits plus l'optimisation des bénéfices. Un marché de l'électricité dérégulé nécessite la présence de sociétés de production (GENCOs), de sociétés de transport (TRANSCO), de sociétés de distribution (DISCOs) et de clients comme il est discuté dans le chapitre 1. Avant la restructuration, les compagnies d'électricité avaient l'obligation de répondre à la demande de la charge totale prévue de leurs clients. Mais avec la dérégulation, les GENCOs peuvent décider de produire moins que la charge prévue, car elles ont des demandeurs spécifiques que ce soit par des contrats avec des DISCOs via un marché bilatéral ou directement avec des clients via un marché pool afin de maximiser leurs profits [8]. Dans ce scénario, chaque compagnie participante soumet son offre sous la forme d'un prix d'offre pour chaque transaction au contrôleur de marché indépendant, et reçoit une transaction programmée pour cette période de répartition particulière. Il appartient à chaque compagnie de déterminer le moment, le prix et la production d'énergie à échanger sur le marché afin de maximiser ses profits. Le contrôleur du marché fixe les prix du marché pour maximiser le profit total. Cette fonction est assurée par l'opérateur de système indépendant. La figure 2.21 montre un système composé de trois GENCOs avec ses générateurs disponibles pour les transactions, une TRANSCO, quatre DISCOs, chaque DISCO a 20 clients, et 2 grands clients. [103-104]

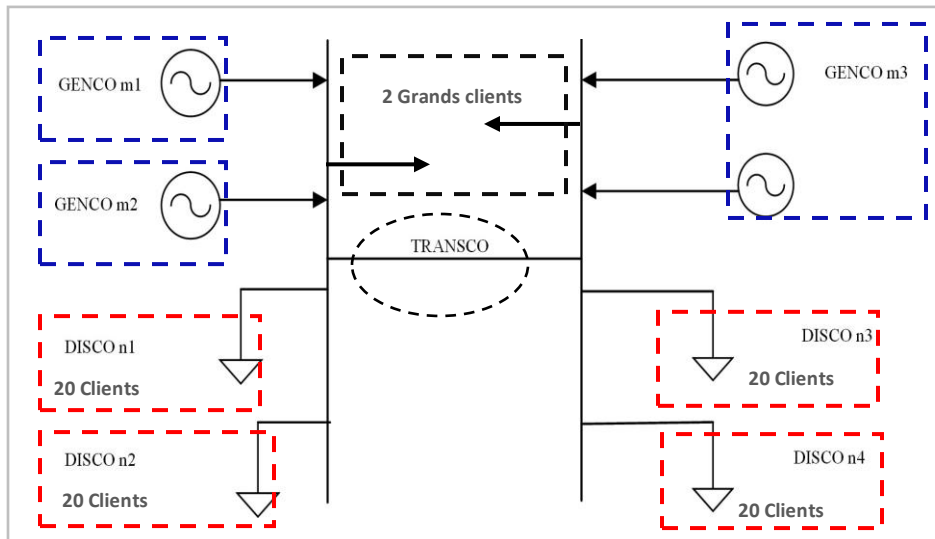


Figure 2.21 Systèmes de marché de l'électricité. [104]

Selon la structure du marché qui en résulte, deux cas sont impliqués dans la formulation du problème de dispatching économique dynamique dans le marché d'électricité. Le premier cas les GENCOs sont les seuls participants individuels (concurrence unilatérale). Dans ce cas, le dispatching économique dynamique des unités de production engagées est basé sur un équilibre entre les prévisions de demande que ce soit des DISCOs ou bien des clients de puissance/charge et les prix. Par conséquent, dans la résolution du problème, les GENCO visent non seulement à minimiser le coût total de production, mais aussi à maximiser leurs profits, le prix de l'électricité constituant un critère majeur de prise de décision. On parle alors de Price-Based Dynamic

Economic Load Dispatch (PBDELD), pour mettre en évidence l'importance du prix de l'énergie dans la transaction de dispatching. Dans le second cas (concurrence bilatérale), la concurrence augmente également le nombre de parties prenantes à l'enchère /soumission. Les GENCOs et leurs clients soumettent leurs offres avant chaque période d'enchères sur une base quotidienne ou horaire à l'ISO, qui ajuste les offres et effectue le dispatching économique dynamique, dans le but de maximiser le profit total pendant la période d'échange, tout en maintenant la fiabilité et la sécurité du système. Cette formulation est appelée « Dispatching Economique Dynamique Basé sur Les Offres » (BBDELD). Elle fait passer les opérations de dispatching d'un mécanisme traditionnel basé sur les coûts à un mécanisme basé sur les offres. Les offres du côté de la production et de la demande sont prises en compte pour stabiliser le prix de l'électricité en ajustant l'équilibre entre l'offre et la demande au cours d'une transaction multi-acteurs dans une répartition sur plusieurs périodes [105-106].

### A) FORMULATION DU PROBLÈME DE BBDED

Le profit total est calculé comme la différence entre le bénéfice total des clients et le coût total des producteurs sur un marché de l'électricité dérégulé. La courbe de prix de l'offre et la demande pour chacun des participants au marché est modélisée par une fonction quadratique de la valeur de l'offre de la production et la demande réelle d'électricité. Le BBDELD est formulé comme suit :

$$\overbrace{\text{Max PF}}^{PF} = \sum_{t=1}^T \left( \overbrace{\left( \sum_{j=1}^{Nd} B d_j (D_{j,t}) \right)}^{RV} - \overbrace{\left( \sum_{n=1}^{Ng} C (P_{n,t}) \right)}^{TC} \right) \quad (2.90)$$

Où,

$PF$  : Profit total du GENCO.

$RV$  : Revenu total du GENCO.

$TC$  : Coût total de la production des unités conventionnelle  $n$  (GENCO).

$P_{n,t}$  : Puissance active produite à l'instant ( $t$ ) par les GENCO.

$D_{j,t}$  : Puissance demandée à l'instant ( $t$ ) par les clients.

Le coût de production des unités conventionnelles  $n$ ,  $C (P_{n,t})$ , est donné par :

$$C (P_n) = c_{0,n} + c_{1,n} \cdot P_{n,t} + c_{2,n} \cdot P_{n,t}^2 \quad (2.91)$$

Où,

$c_{0,n}, c_{1,n}, c_{2,n}$  : Coefficients de la fonction coût de l'unité conventionnelle ( $n$ ).

Le revenu total du client ( $j$ ), est donné par :

$$B_j (D_{j,t}) = a_{dj} D_{j,t}^2 + b_{dj} D_{j,t} \quad (2.92)$$

Où,

$a_{dj}, b_{dj}$  : Coefficients de prix d'offre des clients en fonction d'une quantité ( $P_n$ ).

$D_{j,t}$ : Puissance demandée par les clients à l'instant ( $t$ ).

**Remarque :** Dans cette section, l'indice des coefficients de la fonction de coût (de  $a_i$ ,  $b_i$ ,  $c_i$  à  $c_{0,n}$ ,  $c_{1,n}$ ,  $c_{2,n}$ ) des unités de production conventionnelles a été modifié pour faire la différence entre le dispatching économique conventionnel et le dispatching économique dans le marché de l'électricité.

Pour les clients participant aux marchés de l'électricité, les stratégies d'enchères sont classées en « enchère élevée ( $H$ ) », « enchère faible ( $L$ ) » et « enchère moyenne ( $M$ ) » en fonction des coefficients de prix des enchères [107]. L'optimisation des stratégies d'enchères a été réalisée et à partir de la littérature, les auteurs ont conclu par des expériences que la valeur élevée du coefficient d'enchère du client ( $a_{dj}$ ) est  $\geq 0,09$ , la valeur moyenne du coefficient d'enchère des clients ( $a_{dj}$ ) peut être dans la marge de 0,05 et la valeur faible du coefficient d'enchère des clients ( $a_{dj}$ ) est  $\leq 0,01$  [9]. Les auteurs ont également suggéré que le coefficient d'offre ( $b_{dj}$ ) des clients soit fixé selon l'équation suivante :  $0 < b_{dj} < \lambda_m$ , où  $\lambda_m$  est le prix de compensation (équilibre) de l'énergie. Le prix de compensation de l'énergie ou prix d'équilibre est le prix de l'énergie pour lequel l'énergie fournie est égale à l'énergie demandée. [108-109].

Où,

$$\lambda_{m(t,\min)} = \frac{D_t^{\min} + \sum_{i=1}^N \frac{c_{1,n}}{2 \cdot c_{2,n}}}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{2 \cdot c_{2,n}}} \quad (2.93)$$

$$\lambda_{m(t,\max)} = \frac{D_t^{\max} + \sum_{i=1}^N \frac{c_{1,n}}{2 \cdot c_{2,n}}}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{2 \cdot c_{2,n}}} \quad (2.94)$$

Où,

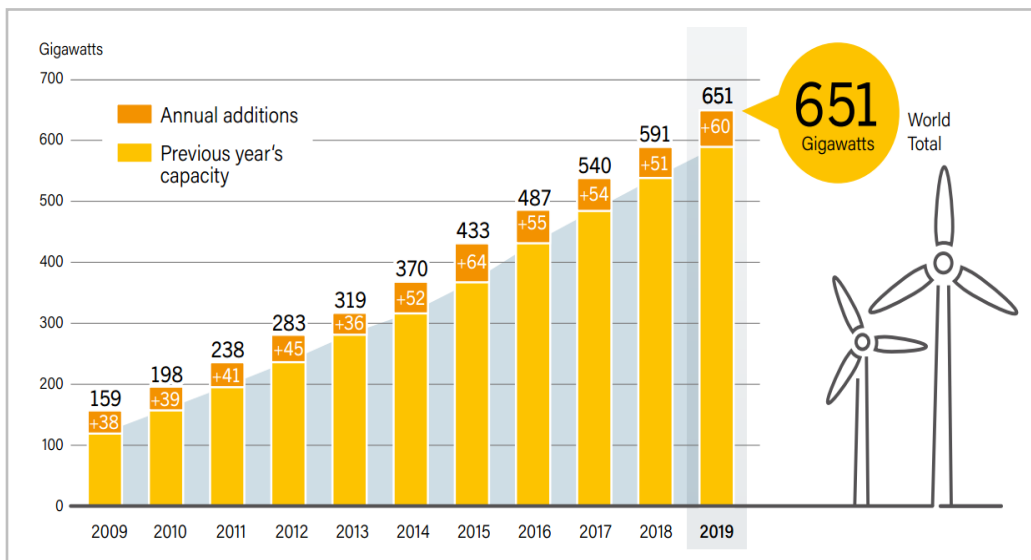
$D_{tmin}$ : Demande minimale de client ( $j$ ) à l'instant ( $t$ ).

$D_{tmax}$ : Demande maximale de client ( $j$ ) à l'instant ( $t$ ).

## B) INCLUSION DES ÉOLIENNES DANS LE DISPATCHING ÉCONOMIQUE DYNAMIQUE DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

L'énergie éolienne est l'une des sources d'énergie renouvelables les plus utilisées dans le monde au cours de la dernière décennie. Elle présente de nombreux avantages, comme un faible coût de fonctionnement et l'absence de pollution. Aujourd'hui, les opérations des marchés de l'électricité incluent la participation de la production renouvelable, comme les générateurs éoliens,

grâce à diverses interventions politiques. Les opérateurs de système sont confrontés à un problème important lié à l’intermittence et à l’imprévisibilité de l’énergie éolienne [110-111]. Par conséquent, les marchés de l’électricité exploités par les ISO ont connu une croissance considérable du pourcentage d’intégration des turbines éoliennes en termes d’achats de capacité du portefeuille de production. «California Independent System Operator» (CAISO), «Midcontinent Independent System Operator» (MISO) et «Electric Reliability Council of Texas» (ERCOT) sont les trois principaux marchés ISO exploités avec la plus grande pénétration de l’énergie éolienne aux États-Unis d’Amérique et dans le monde entier. Au niveau mondial, une capacité d’énergie éolienne de 60 GW a été ajoutée à un total d’environ 651 GW en 2019. En raison de la fiabilité et du faible coût de production de l’énergie éolienne, de nombreuses sociétés et entreprises privées continuent de se tourner vers ce type de source d’énergie. En plus, beaucoup de grands investisseurs ont été attirés par ses revenus et profits stables [112]. La figure 2.22 montre l’évolution de l’intégration de l’énergie éolienne au monde.



**Figure 2.22** Capacité annuelle ajoutée a la capacité mondiale d’énergie éolienne 2009-2019. [112]

Cependant, l’énergie éolienne varie en fonction de l’emplacement, de la disponibilité, et de la vitesse du vent, ce qui entraîne une grande incertitude concernant la puissance produite. La vitesse du vent a été calculée pour la hauteur souhaitée selon l’équation de la loi de puissance [113].

$$\frac{W_{S_h}}{W_{S_{10}}} = \left( \frac{h}{10} \right)^N \quad (2.95)$$

Où,

$W_{S_h}$  : Vitesse du vent à une hauteur spécifique ( $h$ ).

$W_{S_{10}}$  : Vitesse standard du vent à une hauteur de 10 ( $m$ ).

$N$  : Coefficient de Hellman (0.143).

Le système d'énergie éolienne sur le marché de l'électricité comprend la conception optimisée de l'éolienne et de ses caractéristiques et l'optimisation de la production d'énergie éolienne à la vitesse nominale du vent, qui sont exprimées par l'expression suivante [114].

$$P_w = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_p^2 V_w^3 \quad (2.96)$$

Où,

$C_p$  : Coefficient aérodynamique de puissance.

$\rho$  : La densité de l'air ( $1,225 \text{ kg/m}^3$ ).

$R_p$  : Rayon du rotor ( $m$ ).

$V_w$  : La vitesse du vent ( $m/s$ ).

On considère ( $N$ ) unités conventionnelles et ( $W$ ) unités éoliennes pour satisfaire une demande totale ( $P_D$ ) pour un intervalle de temps donné. La fonction objective de maximisation du profit des producteurs comprenant des éoliennes participantes sur les marchés de l'énergie peut être exprimée comme suit :

$$\overbrace{\text{Max PF}}^{PF} = \sum_{t=1}^T \left( \overbrace{\left( \sum_{j=1}^{Nd} B d_j (D_{j,t}) \right)}^{RV} - \overbrace{\left( \sum_{n=1}^{N_G} C(P_{n,t}) + \sum_{\omega}^W C_{\omega}(P_{\omega}) \right)}^{TC} \right) \quad (2.97)$$

Dans cette étude, on suppose une fonction de coût linéaire pour les centrales éoliennes [115] :

$$C_{\omega}(P_{\omega}) = b_{\omega} \cdot P_{\omega} \quad (2.98)$$

Où,

$C_{\omega}$  : Fonction de coût linéaire pour les centrales éoliennes.

$P_{\omega}$  : Puissance de l'éolienne en fonction des variations de la vitesse du vent à l'axe de l'éolienne.

Dans l'intervalle de la validité il est supposé que cette puissance puisse être absorbée par le système sans aucun problème de sur production ou de fiabilité.

$b_{\omega}$  : Coefficient direct de coût pour le générateur éolien.

On tient compte des contraintes suivantes :

### 1/ Contrainte côté producteur :

$$P_{n\min} \leq P_{n,t} \leq P_{n\max}; n = 1, \dots, N \quad (2.99)$$

$$P_{w\min} \leq P_{w,t} \leq P_{w\max} \quad (2.100)$$

$$\sum_n^N P_n + \sum_\omega^W P_\omega = P_D + P_L^{eq}(\{P_n\}, \{P_\omega\}) \quad (2.101)$$

Où,

$P_L^{eq}$  : Les pertes obtenues à partir de l'analyse suivante, la formule des pertes en utilisant les (B) coefficients pour les unités conventionnelles est donnée par :

$$P_L(\{P_n\}) = \sum_{n1}^N \sum_{n2}^N P_{n1} b_{n1,n2} P_{n2} + \sum_n^N b_{n,0} \cdot P_n + b_{0,0} \quad (2.102)$$

Où,

$b_{n1, n2}, b_{n, 0}, b_{0, 0}$  : Les B-coefficients de la formule des pertes pour une unité conventionnelle donnée.

Dans le cas d'inclusion des éoliennes dans le dispatching économique d'un réseau électrique, trois termes supplémentaires sont ajoutés à la formule des pertes :

$$\left. \begin{aligned} P_L(\{P_n\}, \{P_\omega\}) &= \sum_{n1}^N \sum_{n2}^N P_{n1} b_{n1,n2} P_{n2} + \sum_n^N b_{n,0} \cdot P_n + b_{0,0} \\ &+ \sum_{n1}^N \sum_\omega^W P_{n1} b_{n,\omega} P_\omega + \sum_\omega^W b_{\omega,0} \cdot P_\omega \\ &+ \sum_{\omega1}^W \sum_{\omega2}^W P_{\omega1} b_{\omega1,\omega2} P_{\omega2} \end{aligned} \right\} \quad (2.103)$$

Où les paramètres  $(b_{\omega1, \omega2}), (b_{\omega, 0}),$  et  $(b_{n, \omega})$  sont les B-coefficients pour une unité éolienne donnée où la puissance produite par l'éolienne ( $P_\omega$ ) est traitée comme variable externe. Alors l'équation (2.103) peut être reformulée comme suit :

$$P_L^{eq}(\{P_n\}, \{P_\omega\}) = \sum_{n1}^N \sum_{n2}^N P_{n1} b_{n1,n2} P_{n2} + \sum_n^N b_{n,0}^{eq} \cdot P_n + b_{0,0}^{eq} \quad (2.104)$$

On constate que les B-coefficients de la formule de pertes de transport équivalent ajoutées à l'Éq. (2.103) sont variables en fonction de la puissance ( $P$ ), où les termes  $(b_{n, \omega})$  et  $(b_{\omega, 0})$  dans l'Éq. (2.104) devienne comme suit :

$$b_{n,0}^{eq} = b_{n,0} + \sum_\omega^W b_{n,\omega} P_\omega \quad (2.105)$$

$$b_{0,0}^{eq} = b_{0,0} + \sum_\omega^W b_{\omega,0} P_\omega + \sum_{\omega1}^W \sum_{\omega2}^W P_{\omega1} b_{\omega1,\omega2} P_{\omega2} \quad (2.106)$$

Les unités conventionnelles ont été divisées en trois ensembles :

❖ L'ensemble ( $n_1$ ) représentant les générateurs qui produisent une puissance sans dépasser les limites. Éq. (2.107).

❖ L'ensemble ( $n_2$ ) représentant les générateurs fixés à leurs limites maximales. Éq. (2.108).



❖ L'ensemble ( $n_3$ ) représentant les générateurs fixés à leurs limites minimales. Éq. (2.109).

Pour une puissance ( $P$ ) donnée produite par une éolienne, les conditions de Kuhn-Tucker pour L'Éq. (2.97) peuvent être obtenus comme suit :

$$dC_{n_1}(P_{n_1})/dP_{n_1} = \lambda(1 - (\partial P_L^{eq} / \partial P_{n_1})) \text{ Pour } P_{n_1}^{\min} \leq P_{n_1} \leq P_{n_1}^{\max} \quad (2.107)$$

$$dC_{n_2}(P_{n_2})/dP_{n_2} \leq \lambda(1 - (\partial P_L^{eq} / \partial P_{n_2})) \text{ Pour } P_{n_2} = P_{n_2}^{\max} \quad (2.108)$$

$$dC_{n_3}(P_{n_3})/dP_{n_3} \geq \lambda(1 - (\partial P_L^{eq} / \partial P_{n_3})) \text{ Pour } P_{n_3} = P_{n_3}^{\min} \quad (2.109)$$

$$\sum_{n_1}^N P_{n_1} = P_D + P_L^{eq} - \sum_{\omega}^W P_{\omega} - \sum_{n_2}^N P_{n_2}^{\max} - \sum_{n_3}^N P_{n_3}^{\min} \quad (2.110)$$

Où l'ensemble des unités conventionnelles ont été divisées en trois sous-ensembles ( $n_1$ ,  $n_2$  et  $n_3$ ). La condition de Kuhn-Tucker pour l'ensemble ( $n_1$ ) peut être redéfinie comme suit :

$$2c_{2,n_1}P_{n_1}^* + c_{1,n_1} = \lambda^* (1 - 2b_{n_1,n_2}P_{n_1}^* - b_{n_1,0}^{eq} - \sum_{n_2 \neq n_1}^N b_{n_1,n_2} \cdot P_{n_2}^*) \quad (2.111)$$

À cause de la non-linéarité de L'Éq. (2.111), il est pratiquement impossible d'avoir une relation directe entre les valeurs moyennes des  $\lambda^*$  et ( $P_{n_1}^*$ ). La convergence vers la solution optimale peut être prévue pour Les Éq. (2.110) -(2.111) si les B-coefficients de la formule de pertes de transport ( $b_{n,0}^{eq}$ ), et ( $b_{n,0}^{eq}$ ) sont à peu près constants dans l'intervalle de dispatching économique. La contrainte de la puissance demandée dans L'Éq. (2.110) devient :

$$\begin{aligned} \sum_{n_1}^N P_{n_1} &= P_D + \sum_{n_1}^N \sum_{n_2}^N P_{n_1} b_{n_1,n_2} P_{n_2} + \sum_n^N b_{n,0}^{eq} \cdot P_n + b_{0,0}^{eq} \\ &\quad - \sum_{\omega}^W P_{\omega} - \sum_{n_2}^N P_{n_2}^{\max} - \sum_{n_3}^N P_{n_3}^{\min} \end{aligned} \quad (2.112)$$

L'évaluation de la puissance optimale produite ( $P_n^*$ ) peut être maintenant simplifiée comme suit :

- ❖ On néglige l'impact de la variation et la fluctuation de la vitesse du vent de longue durée sur les éoliennes dans le dispatching économique. Pour cette raison, on suppose une vitesse moyenne stable du vent de courte durée ( $u_{\omega}^m$ ) [116] - [117].
- ❖ La non-proportionnalité de la vitesse moyenne du vent ( $u_{\omega}^m$ ) avec la puissance de sortie de l'éolienne. Pour les éoliennes dont la vitesse de rotation est contrôlable à l'aide de l'angle d'inclinaison des pales, la puissance de sortie ( $P_{\omega}$ ) peut être obtenue en fonction de la puissance nominale ( $P_{\omega}^{rat}$ ) (puissance nominale de base) et un coefficient de sortie  $\mu_{\omega}$  ( $u_{\omega}^m$ ) à l'aide d'une description analytique de la courbe de la sortie standard comme suit dans la figure 2.23. [118]

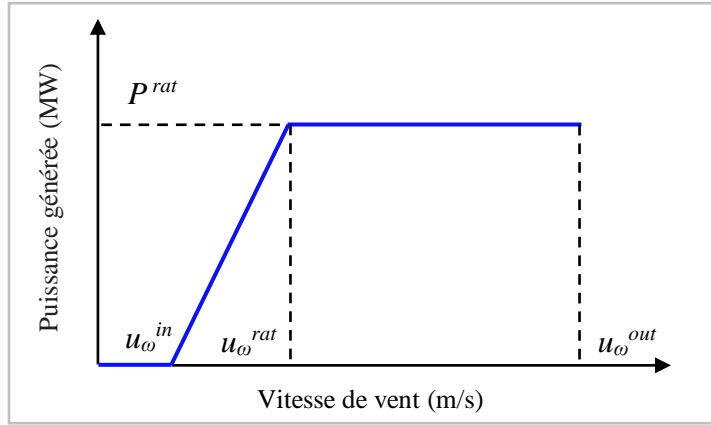


Figure 2.23 Courbe de puissance standard pour un générateur éolien. [119]

$$P_{\omega} = \mu_{\omega}(u_{\omega}^m) \cdot P_{\omega}^{rat} \quad (2.113)$$

La figure ci-dessus montre qu'aucune énergie n'est produite à des vitesses de vent inférieures à  $(u_{\omega}^{in})$  ou supérieures à  $(u_{\omega}^{out})$ . La puissance produite à des vitesses de vent comprises entre  $(u_{\omega}^{rat})$  et  $(u_{\omega}^{out})$  est équivalente à la puissance nominale de l'éolienne. Pour des vitesses de vent comprises entre  $(u_{\omega}^{in})$  et  $(u_{\omega}^{rat})$  la puissance produite est une fonction linéaire. Par conséquent, la puissance de l'éolienne peut être exprimée par l'expression : [120].

$$\mu_{\omega}(u_{\omega}^m) = \begin{cases} 0; & \text{if } u_{\omega}^m \leq u_{\omega}^{in} \\ (u_{\omega}^m - u_{\omega}^{in}) / (u_{\omega}^{out} - u_{\omega}^{in}); & \text{if } u_{\omega}^{in} < u_{\omega}^m \leq u_{\omega}^{rat} \\ 1; & \text{if } u_{\omega}^{rat} < u_{\omega}^m \leq u_{\omega}^{out} \\ 0; & \text{if } u_{\omega}^m > u_{\omega}^{out} \end{cases} \quad (2.114)$$

Où,

$u_{\omega}^{rat}$ ,  $u_{\omega}^{in}$ ,  $u_{\omega}^{out}$  présentent la vitesse du vent nominale, minimale et maximale, respectivement.

## 2/ Contrainte côté clients :

La demande de puissance soumise par les clients dans un intervalle de temps d'une période de transaction est comprise entre les limites maximales et minimales exprimées ci-dessous.

$$D_{j,t \min} \leq D_{j,t} \leq D_{j,t \max} \quad (2.115)$$

## 3/ Contrainte rampe rate :

La puissance du générateur est aussi limitée par les limites « rampe-rate », comme expliquées ci-dessus.

$$\begin{aligned} P_{i(t-1)} - P_{i(t)} &\leq DR_i \\ P_{i(t)} - P_{i(t-1)} &\leq UR_i \end{aligned} \quad (2.116)$$

Alors que :

$$\max(P_{i_{\min}}, P_{i(t-1)} - DR_i) \leq P_{i(t)} \leq \min(P_{i_{\max}}, P_{i(t-1)} + UR_i) \quad (2.117)$$

## 2.2.6 ÉCOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMALE (OPF) BASÉ SUR LES PRIX NODAUX DANS LE MARCHÉ D'ÉLECTRICITÉ

### 2.2.6.1 PRIX MARGINAL NODAL (LMP)

La tarification marginale nodale est la méthode la plus efficace de déterminer le prix d'électricité du marché pour déterminer le coût de la fourniture d'une unité de puissance (1 MW) consommée d'une charge à un nœud particulier. Le prix marginal nodal est plus compliqué que le prix de compensation du marché, car le LMP implique des contraintes de transport contrairement au MCP.

Comme mentionné ci-dessus, le prix de compensation du marché peut être déterminé par l'intersection des courbes de production et de charge. Il n'est pas possible de déterminer le LMP graphiquement, à l'exception de quelques cas très simples [121]. Par conséquent, le LMP dans chaque nœud ( $i$ ) est représenté par trois composants comme le montre la figure 2.24 et l'expression suivante.

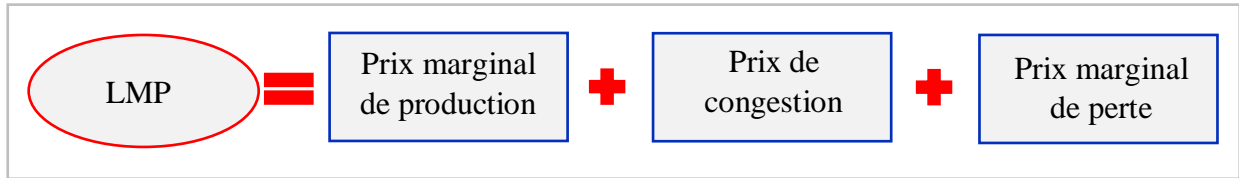


Figure 2.24 Les composants de LMP.

$$LMP_i = LMP_i^{ref} + LMP_i^{cong} + LMP_i^{loss} \quad (2.118)$$

#### A) COMPOSANTE DE L'ÉNERGIE ( $LMP^{ref}$ )

Elle représente le prix de l'énergie du nœud de référence (le coût incrémental). [122]

$$LMP^{ref} = \lambda \quad (2.119)$$

Où,

$\lambda$  : Lambda du système, le prix de l'énergie selon l'équation d'équilibre de puissance.

#### B) COMPOSANTE DE LA CONGESTION ( $LMP^{cong}$ )

La congestion du transport est un phénomène qui se produit sur les marchés de l'électricité. Elle se produit lorsque des transactions programmées sur le marché (production et charge)

entraînent un flux d'énergie sur un élément de transport qui dépasse la capacité disponible pour cet élément. Comme les gestionnaires de réseau doivent veiller à ce que les surcharges physiques ne se produisent pas, ils répartissent la production de manière à les éviter. Sa composante est connue comme le coût marginal de congestion de transport d'un nœud à un autre.

$$LMP^{congestion} = - \sum_{k=1}^M GSF_{k-i} \cdot \mu_k \quad (2.120)$$

Où,

$\mu_k$  : Prix virtuel (Shadow Price) lié à la contrainte physique de ligne (\$/MWh).

$GSF_{k-i}$  : Facteur de retard de puissance transportée entre le nœud et la ligne.

$M$  : Nombre de lignes.

#### ❖ PRIX VIRTUEL (SHADOW PRICE)

Le terme « Shadow Price » est utilisé dans le contexte de contraintes individuelles, qu'il s'agisse d'une contrainte du réseau de transport ou d'une contrainte de répartition de la puissance. Si une contrainte n'est pas contraignante, ce qui signifie que la contrainte a une capacité supérieure dans les conditions données du système, le Shadow Price de la contrainte est de 0.00 \$/MWh. Sa valeur est le changement incrémental du coût total du système divisé par un changement incrémental de la limite de la contrainte.

#### ❖ FACTEUR DE DÉCALAGE DE GÉNÉRATION (GSF)

Le facteur de décalage de la production « Generation Shift Factor » est le taux de changement entre la variation incrémentielle du flux de puissance de la ligne ( $k$ ) et la variation de l'injection de puissance du bus ( $i$ ). [123-124]

$$GSF_{k-i} = \frac{(B_{(a,i)}^{-1} - B_{(b,i)}^{-1})}{x_k} \quad (2.121)$$

Où,

$B^{-1}$  : L'inverse de la matrice de susceptance.

$X_k$  : Réactance de ligne.

$a, b$  : Les nœuds d'extrémité de ligne de départ et de réception.

#### C) COMPOSANTE DE PERTE ( $LMP^{loss}$ )

La composante de perte marginale du prix nodal à tout nœud ( $i$ ) du réseau de transport est calculée à l'aide de l'équation suivante

$$LMP^{loss} = LMP^{ref} \cdot (DF_i - 1) \quad (2.122)$$

Le facteur de fourniture ( $DF_i$ ) au nœud ( $i$ ) est la quantité réelle en (MW) fournie au client pour la charge de ce nœud, exprimée comme suit,

$$DF_i = 1 - LF_i, \quad LF_i = \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_i} \quad (2.123)$$

Où,

$LF_i$  : Facteur de perte.

$P_{loss}$  : Perte de transport entre le nœud ( $i$ ) et un autre nœud.

$P_i$  : Puissance injecter dans le nœud ( $i$ ).

$\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_i}$  : Rapport entre la quantité par laquelle les pertes du réseau de transport survenant dans le programme de marché Day-Ahead.

Lorsque le coût de perte marginale est introduit dans le processus de compensation du marché, cette opération devient très importante, alors que dans le système sans pertes, il n'est pas nécessaire de diviser le ( $LMP$ ) en composantes puisque les composantes énergétiques sont identiques pour tous les bus. La variation des ( $LMP$ ) d'un nœud à un autre est égale à la variation des composantes de la congestion du transport. Lorsque les pertes sont incluses dans le modèle, cela n'est plus valable, et pour cette seule raison, les marchés basés sur les ( $LMP$ ) séparent maintenant les ( $LMP$ ). [125]

### 2.2.6.2 FORMULATION DE PROBLÈME DE L'OPF BASÉE SUR LMP

Traditionnellement, l'OPF est utilisé pour la répartition économique des unités de production afin de décider de la quantité optimale de production en minimisant le coût total de la production dans un système intégré soumis à des contraintes de réseau. Le système électrique traditionnel est exploité avec une répartition centrale. L'écoulement de puissance optimal (OPF) sous contrainte de sécurité est un modèle mathématique utilisé par l'opérateur du système pour répartir la production dans un système sous monopole. Dans un marché d'électricité nodal basé sur les prix LMP, l'opérateur de système indépendant (ISO) utilise le modèle de l'écoulement de puissance optimal (OPF) avec les données du marché, y compris les transactions bilatérales, les offres et les demandes sur le marché spot. Il est différent du modèle économique traditionnel basé sur le dispatching économique central, car l'entrée du modèle économique est la fonction de coût de production de chaque unité de production en tenant compte les données du réseau de transport (jeux de barres et lignes de transport). Le modèle de marché basé sur l'OPF a l'objectif de minimiser le coût de production avec le but de maximiser le profit total du marché au même temps tout en satisfaisant les contraintes d'exploitation du système électrique : contraintes du réseau, équations de l'écoulement de puissance, limites de production, limites de transport, et les limites des tensions. [7-126]

Le but de la première fonction objective est d'optimiser le coût de production des générateurs, cette fonction peut être exprimée comme suit :

$$\text{Min } C = \sum_{i=1}^{N_{Gn}} C_i(P_{G,i}) \quad (2.124)$$

La fonction de coût des générateurs est supposée être de forme quadratique :

$$C_i(P_{G,i}) = a_i P_{G,i}^2 + b_i P_{G,i} + c_i \quad (2.125)$$

Où,

$C_i(P_{G,i})$  : Fonction de coût de générateur connecté au nœud ( $i$ ).

$N$  : Nombre total de nœuds.

$a_i, b_i, c_i$  : Coefficients de coût de la production.

$P_{G,i}$  : Puissance active injectée au nœud ( $i$ ).

Selon le modèle OPF basé sur les LMP, [127-128-129] la fonction objective de chaque GENCO est exprimée comme suit :

$$Max(PF) = RV - TC \quad (2.126)$$

Où,

$PF$  : Le profit du marché.  $RV$  : Le revenu du marché.  $TC$  : Le coût total de production, défini respectivement comme indiqué dans L'Eq (2.127).

Avec,

$$MaxPF = \sum_{j=1}^{N_{Gn}} LMP_j \cdot P_{G,j} - \sum_{i=1}^{N_{Gn}} (a_i P_{G,i}^2 + b_i P_{G,i} + c_i) \quad (2.127)$$

Les contraintes appliquées au problème d'optimisation OPF sont données comme suit :

### A) CONTRAINTES D'ÉGALITÉ

Lors de la minimisation de la fonction de coût, nous devons nous assurer que la production est égale à la demande de puissance et aux pertes de transport. Par conséquent, les équations de l'écoulement de puissance sont considérées comme des contraintes exprimées comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_i(V, \theta) - (P_{Gi} - P_{Di}) \\ Q_i(V, \theta) - (Q_{Gi} - Q_{Di}) \end{bmatrix} = 0 \quad (2.128)$$

La puissance active et réactive injectée dans le bus ( $i$ ) est définie par les équations suivantes :

$$P_i(V, \theta) = \sum_{j=1}^{Ns} V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (2.129)$$

$$Q_i(V, \theta) = \sum_{j=1}^{Ns} V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (2.130)$$

Où,

$G_{ij}$  : la conductance.  $B_{ij}$  : la susceptance.  $(V_i)$  : la magnitude de la tension dans le nœud ( $i$ ).  $\theta_{ij}$  : l'angle de tension de la phase du nœud.

### ❖ LIMITE D'ÉQUILIBRE DE PUISSANCE

L'un des facteurs importants de l'OPF est les pertes de puissance dans le réseau qui réduit la puissance de la production à la consommation. Par conséquent, la puissance produite par le générateur est égale à la puissance consommée et aux pertes du réseau.

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{G,i} = P_D + P_{Loss}, \quad i = 1, 2, \dots, N_{G_n} \quad (2.131)$$

$$P_{Loss} = \sum_{i=1}^{N_{bus}} \sum_{j=1}^{N_{bus}} |V_i| |V_j| |Y_{busi,j}| \cos(\theta_{busi,j} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.132)$$

## B) CONTRAINTES D'INÉGALITÉ

Les contraintes d'inégalité de l'OPF représentent les limites de la capacité physique du système électrique ainsi que les limites créées pour la fiabilité et la sécurité du système. Les types les plus courants de contraintes d'inégalité sont les limites de tension maximale et minimale dans les nœuds connectés aux unités de production et de charge. Les limites de production comprennent la puissance active et réactive maximale et minimale générée par les générateurs, la capacité maximale des lignes de transport.

$$P_{Gi\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi\max} \quad (2.133)$$

$$Q_{Gi\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi\max} \quad (2.134)$$

Les limites maximales et minimales de la tension dans tous les nœuds et les limites maximales et minimales de l'angle de phase de la tension des nœuds sont exprimées comme suit :

$$V_{Gi\min} \leq V_{Gi} \leq V_{Gi\max} \quad (2.135)$$

$$\theta_{Gi\min} \leq \theta_{Gi} \leq \theta_{Gi\max} \quad (2.136)$$

La capacité maximale de transit pour chaque ligne de transport peut être définie sur la base de (MW)/(MVAR)/(MVA) en tenant compte de la température du conducteur ou pour des raisons de stabilité du système. [130-131]

$$|P_{i,j}| \leq P_{i,j\max} \quad (2.137)$$

## 2.3 CONCLUSION

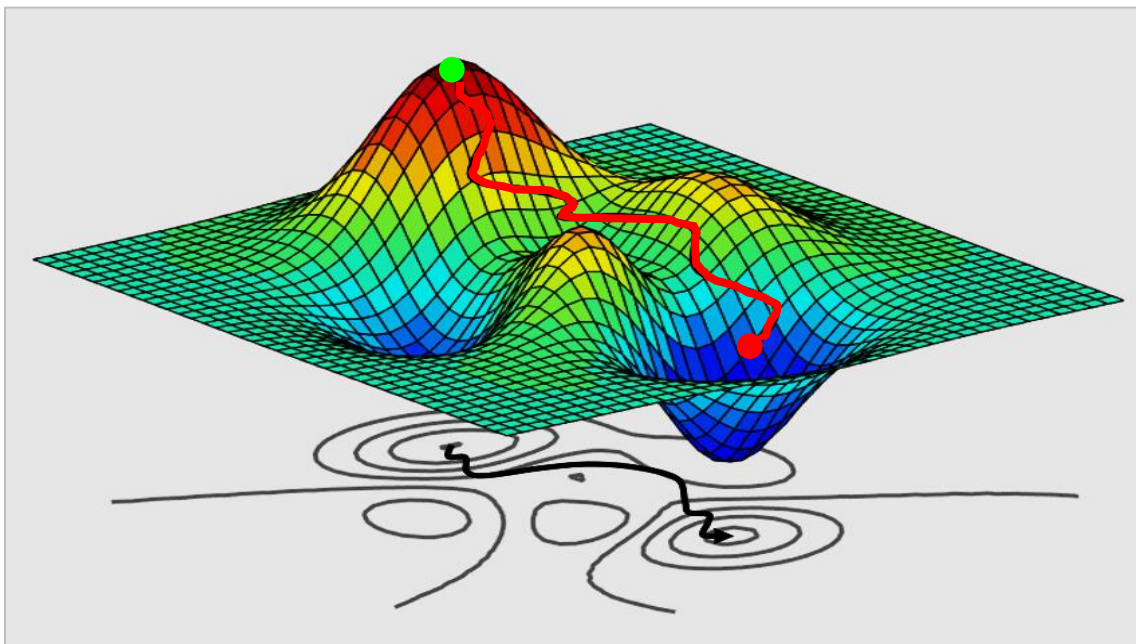
Dans ce chapitre, nous avons présenté dans la première partie, une description générale du réseau électrique avec ses opérations techniques et son mode de fonctionnement lié à la production, au transport, et à la distribution de l'énergie électrique. Dans la deuxième partie, une modélisation globale des problèmes d'optimisation économique dans le système électrique a été présentée en citant le problème du dispatching économique en présentant initialement le dispatching économique dans ses formes les plus simples sous contraintes en négligeant les pertes dans un premier temps en utilisant la méthode de Kuhn-Tucker, puis nous avons présenté un algorithme de



solution basé sur la méthode du gradient en tenant compte des pertes dans les lignes de transport. Ensuite, nous avons présenté le dispatching dynamique avec ces contraintes qui constituent un problème durant une période de temps donnée. Dans la troisième partie, nous avons présenté deux problèmes d'optimisation liés au marché de l'électricité, le premier, le dispatching dynamique économique basée sur les offres avec une méthodologie pour résoudre ce problème pour un système énergétique hybride comprenant des turbines éoliennes qui dépendent des données climatiques telles que la vitesse du vent et le second, l'écoulement de puissance optimal basé sur les prix de nodal dans le marché de l'électricité notant que ces modèles sont des mécanismes de tarification et d'optimisation du marché de l'électricité ou l'écoulement de puissance optimal est une version plus compliquée du dispatching économique en considérant un modèle de réseau complet utilisant des équations d'écoulement de puissance par rapport au dispatching économique.

# Chapitre III

## MÉTHODES D'OPTIMISATION APPLIQUÉES AU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ



# Chapitre 3

## MÉTHODE D'OPTIMISATION APPLIQUÉE AU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Les ingénieurs et les gestionnaires sont chaque jour confrontés à des problèmes de complexité croissante, survenant dans de nombreux domaines techniques, tels que la recherche opérationnelle, la conception de systèmes électriques, le traitement des données, et plus particulièrement l'optimisation dans le domaine de l'ingénierie électrique. Le problème à résoudre peut souvent être exprimé sous la forme d'un problème d'optimisation : on définit une fonction objective, ou une fonction de coût ou de profit (ou même plusieurs), que l'on cherche à minimiser ou à maximiser par rapport à tous les paramètres concernés. La définition du problème d'optimisation est souvent complétée par la formulation de contraintes : tous les paramètres des solutions sélectionnées doivent respecter ces contraintes, sinon les solutions ne sont pas réalisables. La recherche des solutions par les méthodes d'optimisation heuristiques et métaheuristiques qui sont des approches nouvelles et modernes pour résoudre des problèmes complexes peuvent gérer de nombreuses contraintes par rapport aux techniques d'optimisation classique et traditionnelles. Dans un marché de l'électricité, les méthodes d'optimisation heuristiques et métaheuristiques sont des approches très utiles pour les sociétés de production qui tentent de fournir des solutions intelligentes avec des objectifs économiques, techniques (sécurité, stabilité et bonne qualité de l'électricité) et environnementaux. Il existe plusieurs problèmes difficiles à résoudre, tels que la prévision de la charge, la tarification, les services auxiliaires, la pénétration des sources d'énergie renouvelables, la mise aux enchères des participants, la gestion de l'énergie, et la planification et le contrôle du marché, etc. La gestion technico-économique du marché de l'électricité nécessite des méthodes d'optimisation robustes qui visent à trouver un équilibre idéal entre la maximisation des profits prévus et la minimisation des coûts d'opération. [132-133]. Dans ce chapitre, nous présentons la définition mathématique de l'optimisation, puis la classification des méthodes d'optimisation et la définition du concept d'optimisation. Nous présentons ensuite l'étude de quelques méthodes métaheuristiques utilisées pour résoudre notre problème d'optimisation comme les algorithmes génétiques (GA), l'optimisation par essaims de particules (PSO), les algorithmes de colonies de fourmis (ACO), l'algorithme d'évolution différentielle (DE), algorithme de colonie d'abeilles artificielle (ABC), et l'algorithme de recuit simulé (RS) qui sera notre approche principale dans cette thèse pour résoudre le problème de dispatching économique dans un marché libre de l'électricité, enfin nous présentons la méthode des points intérieurs (IPM) utilisée pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance (DCOPF : DC Optimal Power Flow).

### 3.1 PROBLEME D'OPTIMISATION

L'optimisation est la recherche organisée de telles conceptions et modes de fonctionnement. Elle détermine l'ensemble des actions ou des éléments qui doivent être mis en œuvre pour obtenir des systèmes optimisés. Dans le cas le plus simple, l'optimisation recherche la valeur maximale ou minimale d'une fonction objective correspondant à des valeurs définies dans un domaine ou un espace réalisable. Plus généralement, l'optimisation est la recherche de l'ensemble des variables

qui produisent les meilleures valeurs d'une ou plusieurs fonctions objectives tout en respectant des contraintes multiples.

### **3.1.1 CLASSIFICATION DES PROBLÈMES D'OPTIMISATION**

Un problème d'optimisation peut être plus ou moins complexe à résoudre en fonction de sa nature et des éléments du modèle. Les éléments qui influencent la complexité du problème sont :

- ❖ La nature des variables (continues/discrètes).
- ❖ La nature des contraintes (égalité/non-égalité ; linéaire/non-linéaire).
- ❖ La nature de la fonction objectif (linéaire, quadratique, convexe, non convexe, etc.).
- ❖ Le nombre de fonctions objectives (mono objectif, multi objectifs).
- ❖ La nature du problème (statique/dynamique).

En fonction de la nature du problème, on distingue deux types d'optimisation :

- ❖ L'optimisation statique pour laquelle la fonction objective ne dépend que des valeurs des variables à un instant donné.
- ❖ L'optimisation dynamique pour laquelle la fonction objective dépend des décisions précédentes ainsi que de l'état actuel du système et qui doit être réalisée sur un intervalle de temps donné.

Dans le contexte de l'optimisation dynamique, on sait que le futur est connu si les valeurs de tous les paramètres à tout moment sont connues. Dans le cas contraire, le futur est inconnu ou incertain. Deux types d'optimisation dynamique sont à considérer :

Si la solution approximative est considérée comme connue, on parle d'optimisation prédictive. Si la solution approximative est inconnue, la solution optimale est calculée à l'avance, et se base sur les informations disponibles (solution prédictive).

Puis, au cours de la journée, en cas d'écart par rapport à la prévision, un ajustement des références est appliqué en fonction de l'écart par rapport à ce qui était prévu. Dans ce cas, on parle d'optimisation réactive. De plus, les méthodes de résolution peuvent être déterministes ou stochastiques ; ces dernières sont utilisées lorsque de nombreuses solutions optimales locales existent, lorsque les fonctions sont non dérivables, mais conduisent à des temps de calcul plus élevés. Selon ces définitions, l'optimisation de la planification opérationnelle de marché d'électricité doit être considérée comme une optimisation dynamique avec des variables discrètes avec des contraintes d'égalité et d'inégalité. [134-135]

### **3.1.2 FORMULATION DE PROBLÈME D'OPTIMISATION**

L'objectif principal de l'optimisation vise à trouver la solution globale ou la solution locale parmi un ensemble de solutions candidates qui composent l'espace de recherche d'un problème d'optimisation étudié. La valeur optimale minimale ou maximale déterminée est une solution de la fonction objective de problème d'optimisation. Un problème d'optimisation peut être résolu avec ou sans contraintes. Un problème d'optimisation sous contrainte peut être décrit mathématiquement comme suit [136] :

$$\text{Trouver } x = [x_1, x_2, \dots, x_n] \text{ ou, } \min/\max F(x) \quad (3.1)$$

Sous contraintes :

$$g(x) = 0 \quad (3.2)$$

$$h(x) \leq 0 \quad (3.3)$$

$$x \in X \quad (3.4)$$

Où,

$F$  : La fonction objective à optimiser (minimisée ou maximisée).

$x$  : Vecteur à ( $n$ ) dimensions de variables de décision (de contrôle).

$g(x)$  : Vecteur de contraintes d'égalité.  $h(x)$  : Vecteur de contraintes d'inégalité.

Les contraintes (3.2)-(3.4) définissent la région de faisabilité des variables de décision du problème, où ( $X$ ) est l'espace des solutions possibles. Les problèmes d'optimisation sans contrainte n'impliquent aucune contrainte et peuvent être définis par (3.1). En général, la fonction objective ( $F$ ) et les contraintes ( $g$ ) et ( $h$ ) peuvent prendre différentes propriétés, notamment la non-linéarité, la non-convexité et la non-différenciabilité, avec des variables de contrôle continues et discrètes. Par conséquent, le problème d'optimisation défini par (3.1)-(3.4) peut être très complexe.

### **A) FONCTION OBJECTIVE**

La fonction objective constitue le but d'un problème d'optimisation. Ce but peut être maximisé ou minimisé en choisissant des variables, ou variables de décision, qui satisfont toutes les contraintes du problème. Le caractère souhaitable d'un ensemble de variables comme solution possible à un problème d'optimisation est mesuré par la valeur de la fonction objectif correspondant à un ensemble de variables. Parmi les algorithmes étudiés dans la thèse, certains sont expliqués avec des problèmes d'optimisation impliquant la maximisation de la fonction objective. D'autres le font avec des problèmes d'optimisation qui minimisent la fonction objective. Il convient de noter qu'un problème de maximisation (ou de minimisation) peut être facilement converti, si nécessaire, en un problème de minimisation (ou de maximisation) en multipliant sa fonction objective par (-1).

### **B) VARIABLES DE DÉCISION**

Les variables de décision déterminent la valeur de la fonction objective. Dans chaque problème d'optimisation, nous recherchons les variables de décision qui donnent la meilleure valeur de la fonction objective ou l'optimum. Dans certains problèmes d'optimisation, les variables de décision sont comprises entre une limite supérieure et une limite inférieure. Ce type de variables de décision forme un espace de décision continu. Par exemple, le choix de proportions adéquates de différentes substances pour en faire un mélange implique des variables qui font partie d'un espace de décision continu dans lequel les proportions peuvent prendre n'importe quelle valeur dans l'intervalle [0,1].

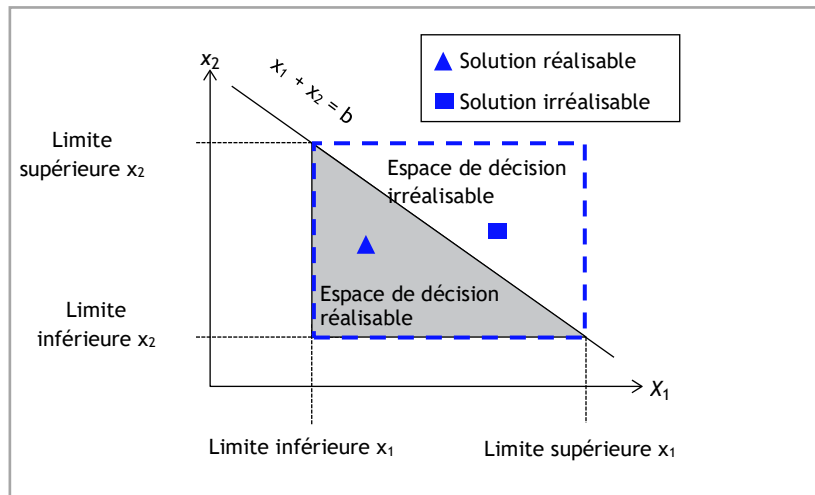
### **C) ESPACE DE DÉCISION**

L'ensemble des variables de décision qui satisfont les contraintes d'un problème d'optimisation est appelé l'espace de décision réalisable. Dans un problème à ( $N$ ) dimensions, chaque solution possible est un vecteur variable à ( $N$ ) éléments. Chaque élément de ce vecteur est une variable de décision. Les algorithmes d'optimisation recherchent un point (c'est-à-dire un vecteur de variables

de décision) ou des points (c'est-à-dire plus d'un vecteur de variables de décision) dans l'espace de décision qui optimise la fonction objective. [137]

**D) CONTRAINTES ET LIMITES**

Chaque problème d'optimisation peut avoir deux types de contraintes. Certaines contraintes limitent directement la valeur possible des variables de décision, par exemple une variable de décision ( $x$ ) étant un nombre réel positif ( $x > 0$ ), ou analogue à l'équation (3.3). Une autre forme de contrainte est écrite en termes de formules, par exemple lorsque deux variables de décision ( $x_1$ ) et ( $x_2$ ) sont limitées à l'espace ( $x_1 + x_2 \leq b$ ) ou par analogie à l'équation (3.2). L'objectif d'un problème d'optimisation est de trouver une solution optimale réalisable qui satisfait à toutes les contraintes et donne la meilleure valeur de la fonction objective parmi toutes les solutions réalisables. La figure 3.1 représente un espace de décision bidimensionnel avec contraintes, avec un espace irréalisable et un espace réalisable. L'ensemble de toutes les solutions réalisables est l'espace de décision réalisable, et l'espace de décision réalisable est constitué de l'ensemble de toutes les solutions réalisables. L'espace de décision irréalisable est constitué de toutes les variables de décision irréalisable. De toute évidence, la solution optimale doit se trouver dans l'espace réalisable.



**Figure 3.1** Espace de décision d'un problème d'optimisation bidimensionnel sous contrainte. [138]

**E) VARIABLES D'ÉTAT**

Les variables d'état sont des variables dépendantes dont les valeurs changent en fonction des valeurs des variables de décision. Elles sont importantes dans les problèmes d'optimisation, car elles décrivent le système modélisé et la fonction et les contraintes sont évaluées à l'aide de leurs valeurs. À titre d'exemple, considérons un problème d'optimisation dont l'objectif est de maximiser la production d'hydroélectricité en exploitant un réservoir. La variable de décision est la quantité quotidienne d'eau passant par les turbines de l'eau stockée dans le réservoir, qui est affectée par l'eau libérée par les turbines selon une équation d'équilibre de l'eau qui implique également l'entrée d'eau dans le réservoir, l'évaporation du réservoir, les dérivations ou les importations d'eau dans le

réservoir, l'eau libérée du réservoir contournant les turbines, et d'autres flux d'eau qui modifient la quantité de stockage du réservoir. [138-139]

### F) OPTIMUM LOCAL ET GLOBAL

L'optimisation globale consiste à trouver la valeur optimale d'une fonction donnée parmi toutes les solutions possibles, tandis que l'optimisation locale permet de trouver la valeur optimale dans l'ensemble des solutions candidates voisines, ces solutions sont locales et non globales. Dans un problème d'optimisation, une variable de décision réalisable ( $X^*$ ) est un optimum local d'un problème de maximisation si la condition suivante est remplie :

$$F(X^*) \geq F(X), \quad X^* - \varepsilon \leq X \leq X^* + \varepsilon \quad (3.5)$$

Dans un problème de minimisation, la condition de l'optimum local est donnée comme suit

$$F(X^*) \leq F(X), \quad X^* - \varepsilon \leq X \leq X^* + \varepsilon \quad (3.6)$$

Où,

$X$  : L'optimum local.  $\varepsilon$  : Longueur limitée dans le voisinage de l'optimum local  $X^*$ .

Un optimum local est limité à un voisinage dans l'espace de décision, et il peut ne pas être la meilleure solution sur l'ensemble de l'espace de décision. Un optimum global est la meilleure solution sur l'ensemble l'espace de décision qui est représentée par la figure 3.2 ci-dessous. [140]

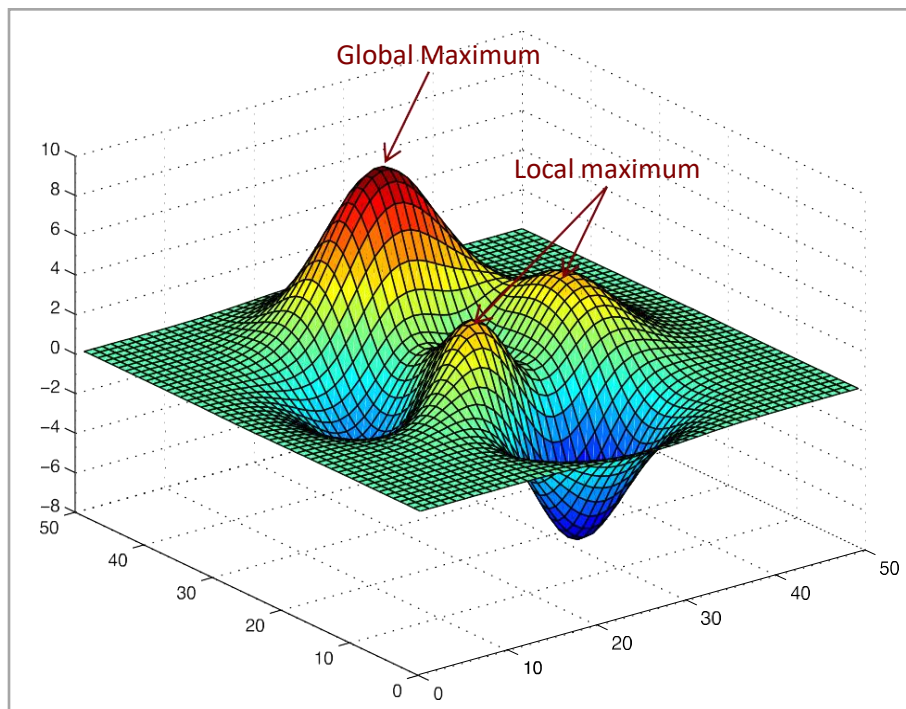


Figure 3.2 Représentation de l'optimum local et de l'optimum global des solutions. [141]



### 3.2 MÉTHODE D'OPTIMISATION

La méthode d'optimisation est une technique qui vise à résoudre un problème d'optimisation défini. La méthode d'optimisation est conditionnée par les paramètres de contrôle et les conditions initiales (valeurs initiales des variables de system, valeurs initiales des paramètres de contrôle...). Elle peut être caractérisée selon le modèle de la boîte noire illustré à la figure 3.3.

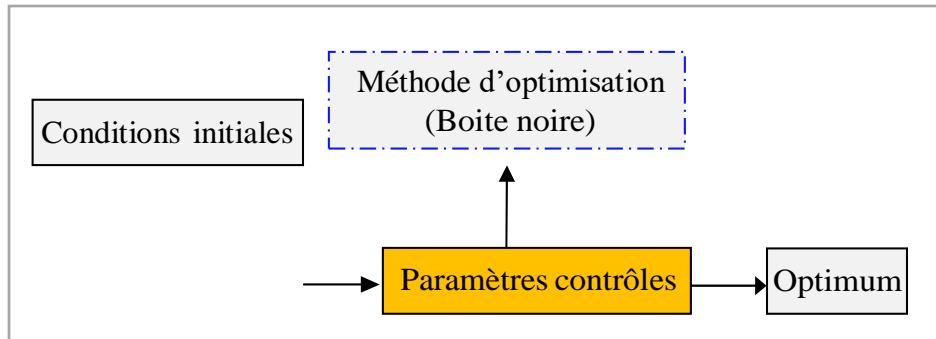


Figure 3.3 Modèle et paramètres de la méthode d'optimisation.

#### 3.2.1 EFFICACITÉ DE LA MÉTHODE D'OPTIMISATION

L'efficacité de la méthode d'optimisation est fonction de :

- ❖ La sensibilité.
- ❖ La précision.
- ❖ Le temps de convergence.
- ❖ La robustesse de résolution des problèmes compliqués par rapport aux paramètres de contrôle et aux conditions initiales.

Lorsque les variables de calcul doivent prendre une valeur spécifique pour que la méthode de résolution converge vers l'optimum d'une fonction donnée, on dit que la méthode est sensible aux conditions initiales. Une méthode d'optimisation est robuste si, pour une même valeur des paramètres de contrôle et des conditions initiales, elle est capable de trouver l'optimum de fonctions très différentes. Une méthode parfaite doit être totalement insensible aux conditions initiales et aux variables de calcul et converger vers l'optimum, quelle que soit la fonction objective et les contraintes. [142]

#### 3.2.2 OPÉRATEURS DE RECHERCHE FONDAMENTAUX

La recherche de l'optimum d'une fonction s'effectue en général en utilisant deux opérateurs fondamentaux :

- ❖ L'exploration.
- ❖ L'exploitation.

L'exploration permet une localisation imprécise de l'optimum global tandis que l'exploitation perfectionne cette solution en augmentant la précision de l'optimum. Le succès et

l'efficacité d'une technique de résolution dépendent la plupart du temps d'un compromis entre exploration et exploitation. Cependant, certaines méthodes n'utilisent qu'un seul de ces opérateurs pour obtenir l'optimum. Par exemple, les méthodes déterministes, qui exploitent les dérivées de la fonction objectif et les contraintes pour obtenir rapidement et précisément le minimum local le plus proche du point de départ, favorisent l'exploitation par rapport à l'exploration. Tout algorithme d'optimisation doit utiliser ces deux stratégies pour trouver l'optimum global : l'exploration pour rechercher les régions inexplorées de l'espace de recherche, et l'exploitation pour exploiter les connaissances acquises aux points déjà visités et ainsi trouver de meilleurs points. Ces deux exigences peuvent sembler contradictoires, mais un bon algorithme de recherche doit trouver le bon équilibre entre les deux. Une recherche purement aléatoire est bonne pour l'exploration, mais pas pour l'exploitation, tandis qu'une recherche par voisinage est une bonne méthode pour l'exploitation, mais pas pour l'exploration.

### **3.2.3 DIFFÉRENCE ENTRE LES MÉTHODES DÉTERMINISTES ET STOCHASTIQUES**

En effet, si la méthode de résolution évolue de manière prévisible sans laisser de place à la recherche aléatoire (randomisé), elle est dite déterministe. Par contre, les méthodes dites stochastiques sont basées sur des mécanismes de transition probabilistes qui permettent d'obtenir des résultats différents pour des conditions initiales et des paramètres de contrôle identiques. Les méthodes déterministes sont dites locales, c'est-à-dire qu'elles convergent vers un optimum qui ne dépend que du point de départ, qu'il soit local ou global. En revanche, les techniques stochastiques sont reconnues comme des méthodes globales qui permettent de localiser l'optimum global. [143-144-145]

### **3.2.4 CLASSIFICATION DES MÉTHODES D'OPTIMISATION**

Il existe deux méthodes principales pour résoudre le problème d'optimisation : les méthodes d'optimisation classiques ou exactes (déterministes) et les techniques d'optimisation heuristiques (stochastiques). Dans les modèles déterministes, la sortie du modèle est entièrement déterminée par les valeurs des paramètres et les conditions initiales. Les modèles stochastiques possèdent un certain caractère aléatoire et probabiliste. Le même ensemble de valeurs de paramètres et de conditions initiales conduira à un ensemble de sorties différentes. Cependant, de nombreux problèmes d'optimisation combinatoire pratiques et intéressants ne sont pas facilement résolus par des méthodes exactes, car les algorithmes exacts doivent examiner de manière exhaustive chaque solution dans l'espace des solutions. De plus, le développement d'une méthode exacte efficace est une tâche non évidente, même pour des problèmes relativement peu compliqués [146]. Les méthodes d'optimisation exactes, telles que le Lagrangien augmenté, Newton-Raphson, la programmation quadratique séquentielle, la programmation dynamique et en nombres entiers, et la méthode des points intérieurs, sont basées sur une estimation de l'optimum global. Les méthodes classiques telles que la programmation linéaire et la programmation non linéaire sont des approches efficaces qui peuvent être utilisées pour résoudre des cas particuliers de problèmes d'optimisation dans les applications de systèmes électriques. Cependant, en raison des difficultés liées à la différentiabilité, à la non-linéarité et à la non-convexité, ces méthodes n'ont pas réussi à

fournir l'optimum global et n'ont atteint que l'optimum local. De plus, ces méthodes présentent certaines limites en fonction du type de problème, par exemple lorsque la fonction objective n'est pas disponible sous forme algébrique. Il devient essentiel de développer des méthodes d'optimisation capables de surmonter ces inconvénients et de traiter ces difficultés [147]. Dans ce but, au cours des dernières décennies, de nombreuses méthodes heuristiques et métaheuristiques ont été développées pour résoudre les problèmes complexes d'optimisation sous contraintes. La figure 3.4 présente une classification simple des méthodes mathématiques utilisées dans la résolution des problèmes d'optimisation.

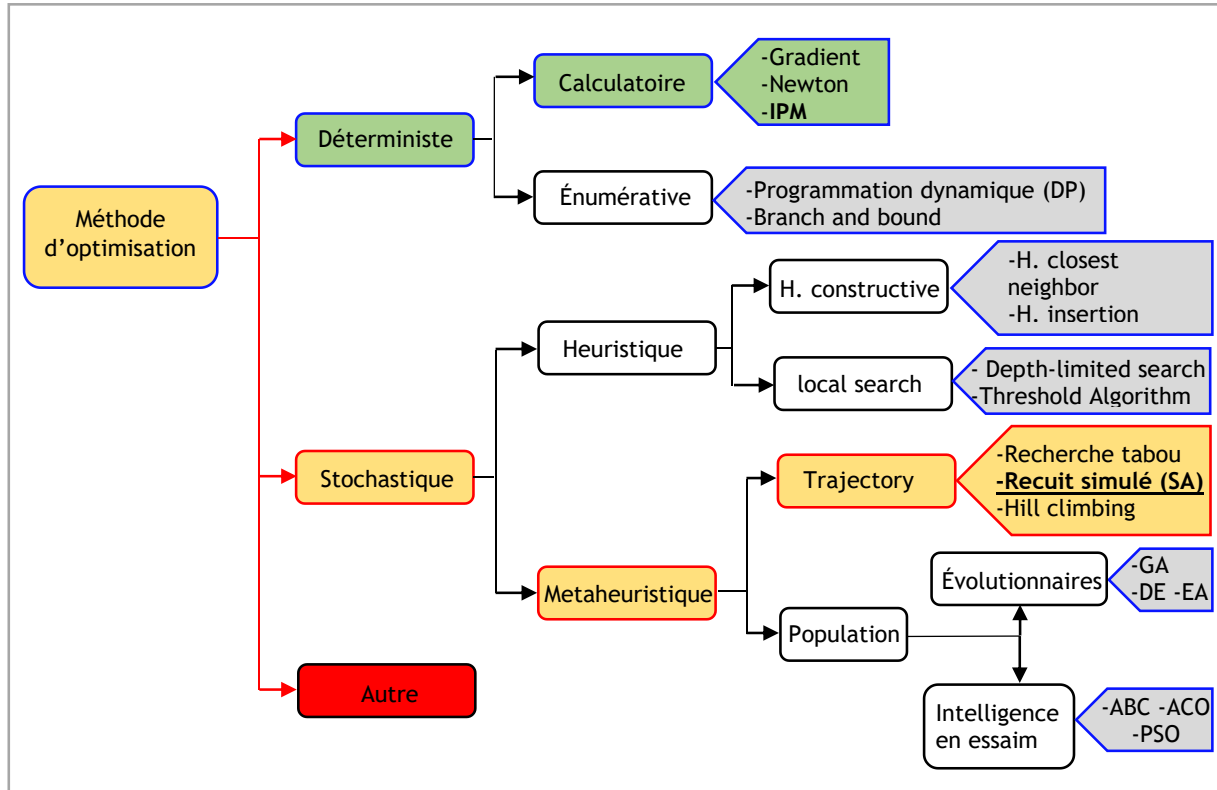


Figure 3.4 Classification générale des méthodes d'optimisation. [148]

### 3.2.5 MÉTHODES DÉTERMINISTES ET STOCHASTIQUES

Cette catégorie de méthodes est basée sur l'exploitation systématique des solutions. En effet, la plupart de ses algorithmes démarrent la recherche à partir d'une solution initiale admissible. Ils génèrent, à chaque itération, une nouvelle solution dans le voisinage de la solution actuelle, si cette solution est meilleure que la solution initiale elle devient la solution actuelle. En suivant cette procédure, la recherche se termine lorsqu'il n'y a pas d'amélioration et la solution actuelle est déclarée optimale. Dans un algorithme déterministe, pour une entrée particulière donnée, l'algorithme produira toujours la même sortie en passant par les mêmes états, mais dans le cas d'un algorithme non déterministe, pour la même entrée, l'algorithme peut produire une sortie différente dans différentes exécutions. [149]

L'optimisation stochastique est un ensemble de méthodes permettant de minimiser ou de maximiser une fonction objective en présence de phénomènes aléatoires. Au cours des dernières décennies, ces méthodes sont devenues des outils essentiels pour les sciences, l'ingénierie, les affaires, l'informatique et les statistiques. L'aléatoire entre généralement dans le problème de deux façons : par la fonction objective ou par l'ensemble des contraintes. L'optimisation stochastique est utilisée lorsque :

- ❖ L'entrée ou les données sont aléatoires ou imprévisibles (comme le temps qu'il faut pour aller quelque part)
- ❖ L'entrée est soumise à une erreur de mesure (comme les données scientifiques provenant d'instruments imparfaits)
- ❖ Les données ou les équations sont connues, mais trop complexes pour être traitées de manière conventionnelle (comme la probabilité de gagner au solitaire).

Tous les processus stochastiques impliquent un grand nombre d'entrées ou d'essais ; en général, plus il y a d'essais, plus les résultats sont précis. Le principal inconvénient des méthodes stochastiques est que leur précision n'est pas excellente, même si elle est généralement assez proche de solution. L'autre inconvénient des méthodes stochastiques est que, sans la présence d'un ordinateur puissant, elles sont lentes. C'est pourquoi leur utilisation est devenue très importante seulement à partir de la période de la technologie informatique. Cette catégorie des méthodes contient deux méthodes principales dites heuristiques et métaheuristiques. [150]

### **3.2.6 MÉTHODES HEURISTIQUES ET MÉTAHEURISTIQUES**

Le mot heuristique vient du mot grec "heurisko" qui signifie trouver, "savoir" ou "guider une recherche". Il implique que les algorithmes heuristiques sont en fait des algorithmes créés par l'expérimentation afin d'obtenir une solution au problème satisfaisante. Une caractéristique importante des algorithmes heuristiques est qu'ils peuvent résoudre les problèmes de grande complexité, au moins avec une précision approximative. L'heuristique est un ensemble de règles basées sur l'expérience qui sont utilisées pour résoudre un problème. L'avantage fondamental des méthodes heuristiques est leur rapidité, qui permet d'obtenir des solutions satisfaisantes pour des problèmes d'optimisation pratiques à grande échelle. L'inconvénient des méthodes heuristiques est qu'il n'y a aucune garantie d'optimalité de la solution obtenue. Cependant, pour les problèmes d'optimisation complexes, l'objectif principal est d'obtenir une solution, quelle que soit sa qualité. Lorsqu'une solution existe, diverses techniques peuvent être appliquées pour améliorer sa qualité. En fait, c'est l'idée de base pour construire des méthodes d'optimisation métaheuristiques [151].

Les méthodes heuristiques classiques ont été principalement développées pour résoudre certains problèmes spécifiques et individuels en utilisant les caractéristiques familières d'un problème donné pour le résoudre. Au contraire, les méthodes d'optimisation métaheuristiques consistent en un ensemble général de règles qui peuvent être appliquées pour résoudre une variété de problèmes d'optimisation. De nombreuses méthodes d'optimisation métaheuristiques ont été développées en imitant certains processus bien connus, principalement en biologie, en physique, dans la société et dans la nature en général. La tendance récente dans la littérature est de nommer tous les algorithmes stochastiques avec randomisation et recherche locale comme

"métaheuristiques". Le processus de randomisation génère des solutions aléatoires, qui explorent l'espace de recherche et sont responsables de l'obtention d'une solution globale. La recherche locale est responsable de la détermination de la convergence et se concentre sur l'obtention de bonnes solutions dans une région spécifique [152].

Un algorithme métaheuristique doit être équipé de deux caractéristiques principales pour garantir la recherche d'un optimum global. Ces deux caractéristiques principales sont l'exploration et l'exploitation. Les principales différences entre les métaheuristiques existantes concernent la manière particulière dont elles essaient d'atteindre un équilibre entre l'exploration et l'exploitation. Les méthodes d'optimisation métaheuristiques peuvent être classées selon différents critères. Une classification fondamentale des méthodes d'optimisation métaheuristiques est basée sur le nombre de solutions dans une itération. Selon ce critère, les méthodes métaheuristiques sont classées sur :

1. **Les approches métaheuristiques « trajectoire »** : Ils sont basés sur une seule solution, également appelées méthodes de trajectoire, ces algorithmes commencent à partir d'une solution initiale (obtenue de manière exacte, ou avec un choix aléatoire) et ils se déplacent progressivement, afin d'effectuer une trajectoire, un parcours progressif dans l'espace de recherches des solutions., telles que :
  - ❖ Recuit simulé (RS),
  - ❖ La recherche tabou (TS),
  - ❖ Algorithme d'escalade de colline (Hill climbing).
  - ❖ La recherche par voisinage variable
2. **Les approches métaheuristiques « population » (ou évolutionnaires)** basées sur la population et les concepts de l'évolution biologique. Une "population" de solutions possibles au problème est d'abord créée, chaque solution étant notée à l'aide d'une "fonction de fitness" qui indique sa qualité. La population évolue en fonction du temps et identifie (avec un peu de chance) de meilleures solutions, telle que :
  - ❖ L'algorithme génétique (GA).
  - ❖ L'optimisation par essaims de particules (PSO).
  - ❖ L'algorithme de colonies d'abeilles artificielles (ABC).
  - ❖ L'algorithme de colonies de fourmis (ACO).
  - ❖ L'algorithme d'évolution différentielle (DE).

Les méthodes métaheuristiques à solution unique sont plus orientées vers l'exploitation, tandis que les méthodes métaheuristiques basées sur la population sont plus orientées vers l'exploration.

Les métaheuristiques inspirées par la nature sont largement classées en algorithmes évolutionnaires, intelligence en essaim, algorithmes basés sur la physique, algorithmes bio-inspirés, etc., et autres [153].

### 3.2.6.1 ALGORITHME GÉNÉTIQUE

L'algorithme génétique comme méthode d'optimisation a été créé par John Holland, qui a élaboré et réalisé une idée pour transformer les caractéristiques de l'évolution naturelle en un programme informatique [154]. Les algorithmes génériques d'optimisation sont basés sur les

mécanismes de la sélection naturelle et de la génétique. Ils opèrent sur des structures de chaînes de caractères (chromosomes), généralement une liste concaténée de chiffres binaires représentant un codage des paramètres de contrôle (phénotype) d'un problème donné. Les chromosomes sont eux-mêmes composés de gènes. La valeur réelle d'un paramètre de contrôle, codée dans un gène, est appelée un allèle. Les AG constituent une alternative intéressante aux autres méthodes d'optimisation en raison de leur robustesse. Il existe trois différences majeures entre les AG et les algorithmes d'optimisation conventionnels. Premièrement, les AG opèrent sur la chaîne codée des paramètres du problème plutôt que sur les paramètres réels du problème. Chaque chaîne peut être considérée comme un chromosome qui décrit complètement une solution candidate au problème. Deuxièmement, les AG utilisent une population de points plutôt qu'un seul point dans leur recherche. Cela permet à l'AG d'explorer simultanément plusieurs zones de l'espace de recherche, ce qui réduit la probabilité de trouver des optima locaux. Troisièmement, les AG ne nécessitent pas de connaissances préalables, de limitations d'espace ou de propriétés spéciales de la fonction à optimiser, telles que la régularité, la convexité, l'uni modalité ou l'existence de dérivés. Ils ne nécessitent que l'évaluation de la fonction dite de fitness (FF) pour attribuer une valeur de qualité à chaque solution produite. En supposant qu'une population initiale aléatoire soit produite et évaluée, l'évolution génétique se déroule au moyen de trois opérateurs génétiques de base :

- ❖ La sélection des parents.
  - ❖ Le croisement.
  - ❖ La mutation.
- 1. La sélection des parents** : est une procédure simple par laquelle deux chromosomes sont sélectionnés dans la population des parents en fonction de leur valeur de fitness. Les solutions ayant une valeur de fitness élevée ont une forte probabilité de contribuer à la nouvelle descendance de la génération suivante. [155].
  - 2. Le croisement** : est un opérateur extrêmement important pour l'AG. Il est responsable de la recombinaison structurelle (échange d'informations entre les chromosomes accouplés) et de la vitesse de convergence de l'AG et est généralement appliqué avec une probabilité élevée (0.6-0.9). Les chromosomes des deux parents sélectionnés sont combinés pour former de nouveaux chromosomes qui héritent des segments d'information stockés dans les chromosomes parents. Jusqu'à présent, de nombreux schémas de croisement, tels que le croisement à point unique, multipoint ou uniforme, ont été proposés. Le croisement uniforme est le plus utilisé. Si le croisement est le principal opérateur génétique qui exploite l'information incluse dans la génération actuelle, il ne produit pas de nouvelle information.
  - 3. La mutation** : est l'opérateur responsable de l'injection de nouvelles informations. Avec une petite probabilité, des bits aléatoires des chromosomes de la progéniture passent de 0 à 1 et vice versa et donnent de nouvelles caractéristiques qui n'existent pas dans la population parentale [156]. Dans de nombreuses approches, l'opérateur de mutation est appliqué avec une probabilité relativement faible (0.0001-0.001) à chaque bit du chromosome.

L'évaluation FF et l'évolution génétique prennent part à une procédure itérative, qui se termine lorsqu'un nombre maximal de générations est atteint, comme le montre la figure 3.5. Les étapes de base de l'AG sont les suivantes :

**Étape 1 : Représentation des individus.**

Toutes les données (variables) qui composent un individu sont écrites dans une chaîne. Une chaîne est composée de sous-chaînes. Chaque sous-chaîne représente une variable codée en binaire sur laquelle s'effectue le processus d'optimisation.

**Étape 2 : Initialisation.**

On génère des individus avec des chaînes aléatoires qui constituent la population initiale.

**Étape 3 : Calcul de la fonction de fitness.**

Elle est utilisée pour évaluer la qualité d'un individu et elle représente un équivalent de la fonction qui doit être optimisée, c'est-à-dire « la fonction objectif ».

**Étape 4 : La sélection.**

Au cours du processus de sélection, on choisit les individus qui participeront à la reproduction (les parents). Le but de la sélection est de stocker et transférer les bons individus à la génération suivante.

**Étape 5 : Crossover.**

La manière dont les parties de colonnes codées (sous-chaînes) sont croisées permet de créer un GA. Le croisement est un processus d'échange de parties de colonnes entre deux individus, c'est-à-dire les "parents". Un ou deux nouveaux individus engendrent par le croisement, c'est-à-dire un "enfant". La possibilité d'hériter des caractéristiques du premier parent par un enfant est introduite au cours de ce processus.

**Étape 6 : La mutation.**

La mutation est un moyen de donner un nouvel élément d'information à un individu. La mutation représente une variation accidentelle d'un bit d'un individu, généralement avec une probabilité constante pour chaque bit au sein d'une population.

**Étape 7 : Conditions de fin.**

Le GA est un processus itératif qui se termine lorsqu'un nombre maximal de générations est atteint ou lorsqu'un autre critère est rempli, tel qu'un écart minimal entre la meilleure valeur de fitness et la valeur de fitness moyenne de tous les individus d'une population courante. Sinon, retour à l'étape 3. [157]



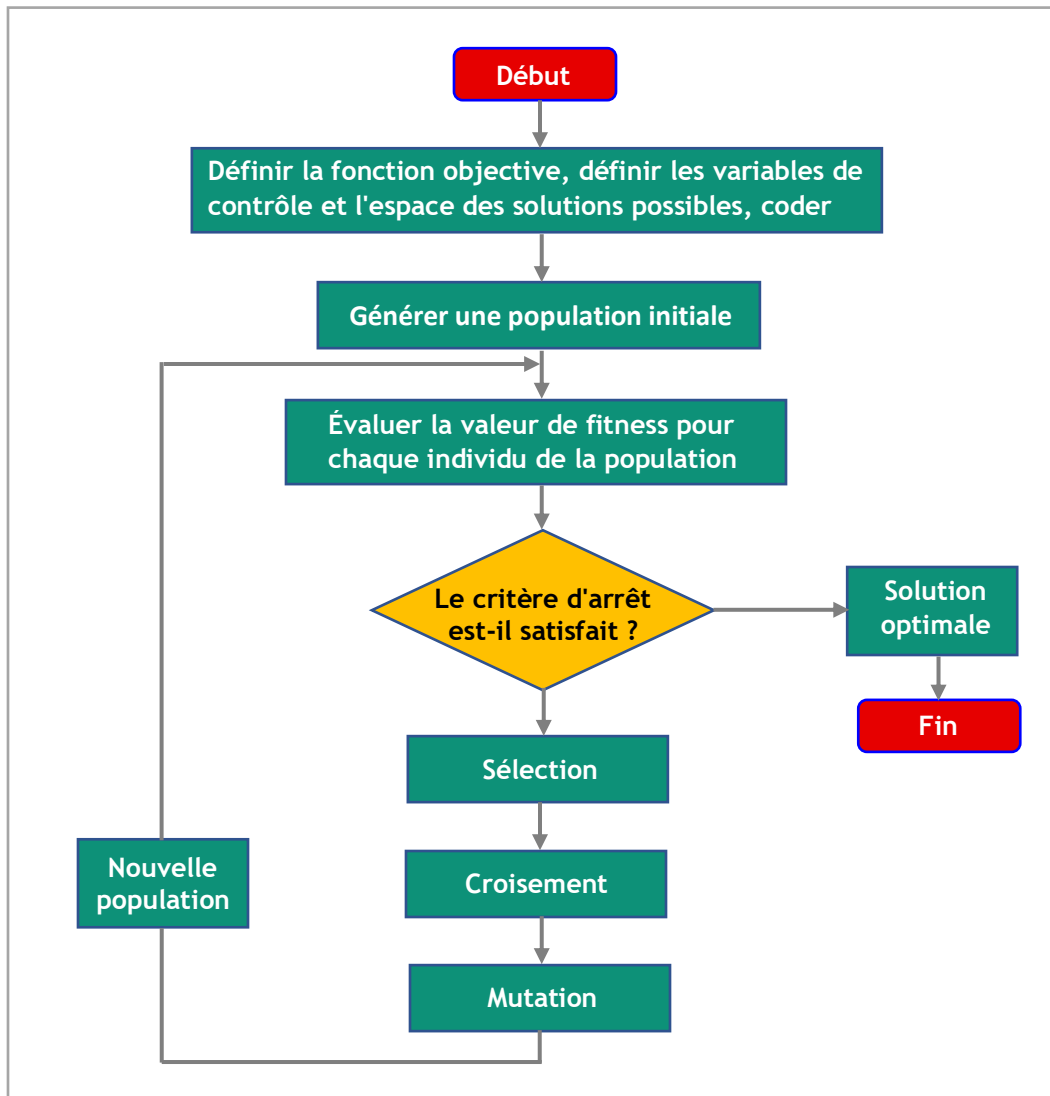


Figure 3.5 Organigramme générale de l'algorithme génétique. [158]

### 3.2.6.2. OPTIMISATION PAR ESSAIMS DE PARTICULES

L'algorithme PSO a été développé par Kennedy et Eberhart [159] et est basé sur la simulation du vol d'oiseaux dans un espace bidimensionnel. Il utilise un certain nombre de particules (solutions candidates) qui volent dans l'espace de recherche pour trouver la meilleure solution. Pendant ce temps, les particules regardent toutes la meilleure particule (meilleure solution) sur leur chemin. En d'autres termes, les particules considèrent leurs propres meilleures solutions (*pbest*) ainsi que la meilleure solution trouvée jusqu'à présent (*gbest*). Chaque particule essaie de modifier sa position en utilisant les informations suivantes : la position actuelle, la vitesse actuelle, la distance entre la position actuelle et (*pbest*), et la distance entre la position actuelle et (*gbest*). À chaque itération, les vitesses des particules sont calculées à l'aide de l'équation suivante :

$$v_i(t+1) = w \cdot v_i(t) + C_1 \cdot r_1 \cdot (pbest_i(t) - x_i(t)) + C_2 \cdot r_2 \cdot (gbest(t) - x_i(t)) \quad (3.7)$$

Après avoir mis à jour les vélocités, les positions des particules peuvent être calculées comme suit :

$$x_i(t+1) = x_i(t) + v_i(t+1) \quad (3.8)$$

Où,

$v_i(t)$  : Vitesse de la particule ( $i$ ) à l'itération ( $t$ ).

$w$  : fonction de pondération.

$C_1, C_2$  : Constantes positives.

$r_1, r_2$  : Nombres aléatoires uniformément distribués dans  $[0, 1]$ .

$x_i(t)$  : Position actuelle de la particule ( $i$ ) à l'itération ( $t$ ),

$pbest_i$  : Meilleure solution individuelle de la particule  $i$  à l'itération ( $t$ ),

$gbest$  : Meilleure solution trouvée jusqu'à présent.

La première partie de (3.7) fournit une capacité d'exploration pour PSO. La deuxième et la troisième parties représentent respectivement la réflexion privée et la collaboration des particules.

La figure 3.6 montre un concept de modification du point de recherche par PSO, et la figure 3.7 montre un concept de recherche avec des agents dans un espace de solution. Chaque agent modifie sa position actuelle en utilisant l'intégration de vecteurs comme le montre la figure 3.6.

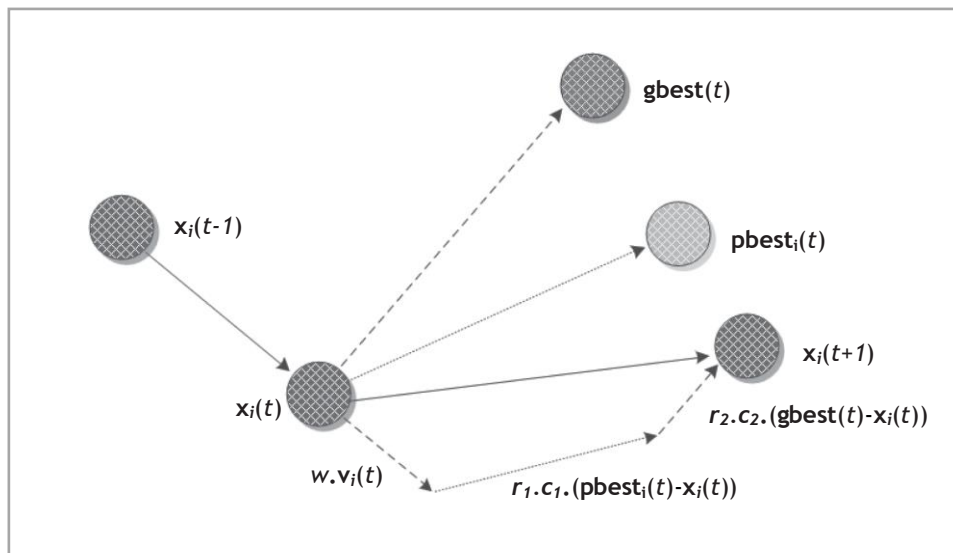
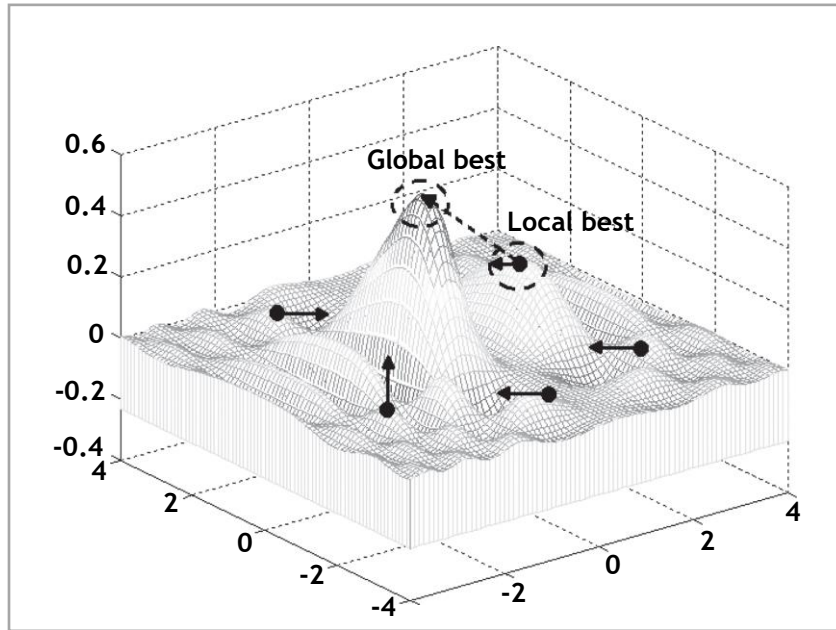


Figure 3.6 Organigramme générale de PSO. [160]



**Figure 3.7** Principe de recherche de PSO avec des particules dans un espace de solution [161]

Les étapes générales de l'algorithme de PSO sont les suivantes :

**Étape 1 : Génération de la condition initiale de chaque particule.**

Les points de recherche initiaux ( $x_i$ ) et les vitesses ( $v_i$ ) de chaque particule sont généralement générés de manière aléatoire dans la plage autorisée. Le point de recherche actuel est fixé à ( $pbest$ ) pour chaque particule. La meilleure valeur évaluée de ( $pbest$ ) est fixée à ( $gbest$ ) et le numéro d'agent avec la meilleure valeur est stocké.

**Étape 2 : Évaluation du point de recherche de chaque particule.**

La valeur de la fonction objective est calculée pour chaque particule. Si la valeur est meilleure que la valeur ( $pbest$ ) actuelle de la particule, la valeur ( $pbest$ ) est remplacée par la valeur actuelle. Si la meilleure valeur de ( $pbest$ ) est meilleure que la valeur actuelle ( $gbest$ ), ( $gbest$ ) est remplacée par la meilleure valeur et le numéro de la particule ayant la meilleure valeur est enregistré.

**Étape 3 : Évaluation Mise à jour de vitesse des particules.**

Mettre à jour la vitesse de chaque particule en utilisant (3.7). Mettre à jour la position de chaque agent en utilisant (3.8).

**Étape 4 : Vérification des critères d'arrêt.**

La recherche s'arrête si le nombre d'itérations ( $t$ ) atteint le nombre maximal d'itérations prédéterminé, ( $t_{max}$ ). Sinon, passer à l'étape 2.

La figure 3.8 montre l'organigramme général de PSO.

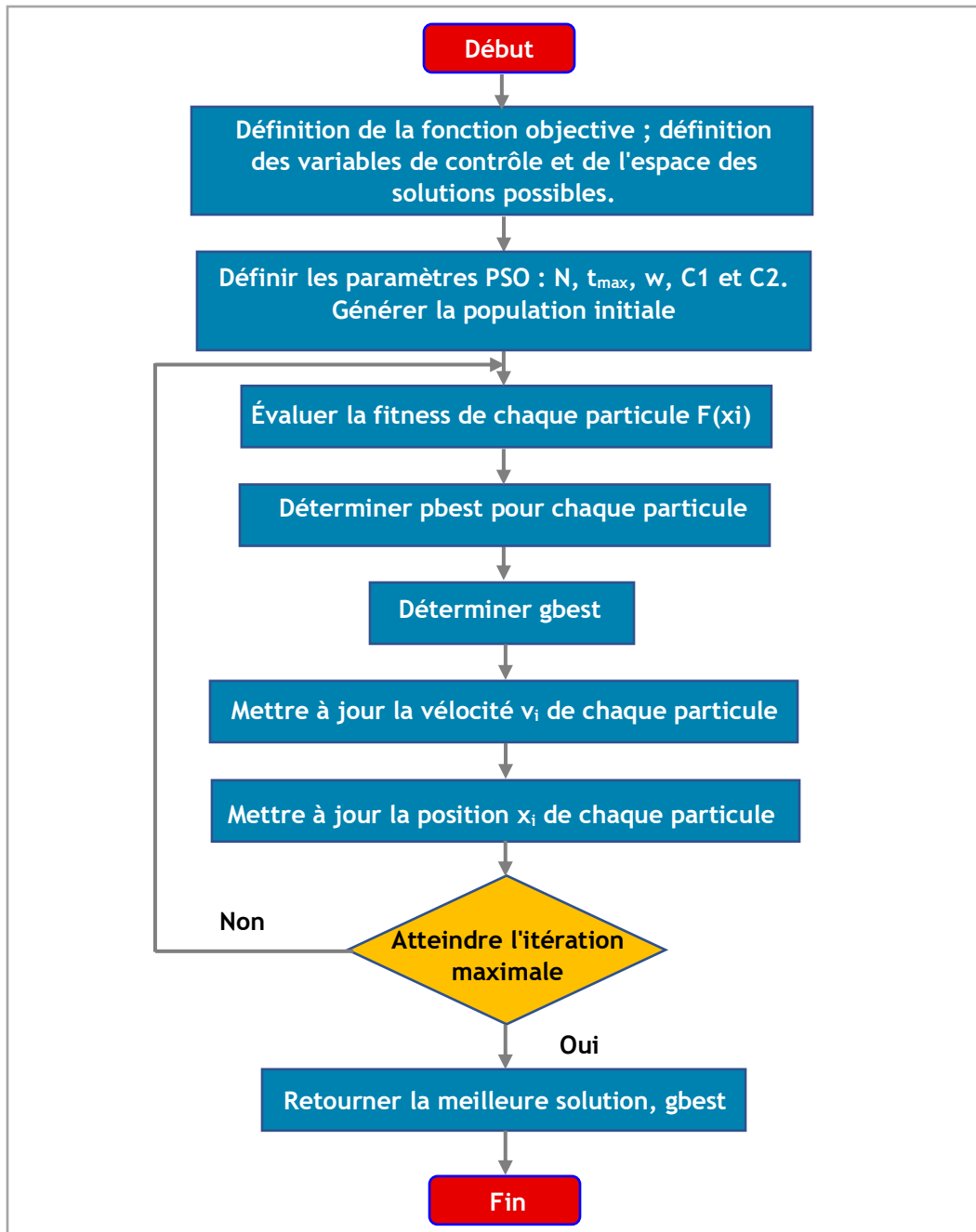


Figure 3.8 Organigramme général de l'algorithme de PSO. [162]

### 3.2.6.3 ALGORITHME D'OPTIMISATION DES COLONIES DE FOURMIS

L'ACO est une métaheuristique proposée par Marco Dorigo en 1992 et inspirée par le comportement de recherche de nourriture des fourmis [163]. La communication indirecte entre les fourmis à l'aide de phéromones chimiques est au cœur de ce comportement, ce qui leur permet de trouver des chemins courts entre leur nid et les sources de nourriture. Blum [164] a exploité cette caractéristique des colonies de fourmis réelles dans les algorithmes ACO pour résoudre les

problèmes d'optimisation globale. Dorigo [165] a développé le premier algorithme ACO et depuis, de nombreuses améliorations du système de fourmis ont été proposées. L'algorithme ACO possède une forte robustesse ainsi qu'un bon mécanisme de calcul dispersé. L'ACO peut être facilement combiné avec d'autres méthodes ; Il montre de bonnes performances dans la résolution de problèmes d'optimisation complexes. L'ACO optimise un problème en ayant une piste de phéromone mise à jour et en déplaçant ces fourmis dans l'espace de recherche selon des formules mathématiques simples sur la probabilité de transition et le total de phéromone dans la région. À chaque itération, l'ACO génère des fourmis globales et calcule leur fitness. Mettre à jour la phéromone et le bord des régions faibles. Si le fitness est amélioré, alors on déplace les fourmis locales vers de meilleures régions, sinon choisir une nouvelle direction de recherche aléatoire. Mettre à jour la phéromone de la fourmi et évaporer la phéromone des fourmis en utilisant l'équation exprimer ci-dessus. L'ACO continu est basé sur la recherche locale et globale. Les fourmis locales ont la capacité de se déplacer vers la région latente avec la meilleure solution par rapport à la probabilité de transition de la région ( $k$ ). Le mécanisme de l'algorithme de l'ACO est représenté dans la figure 3.9.

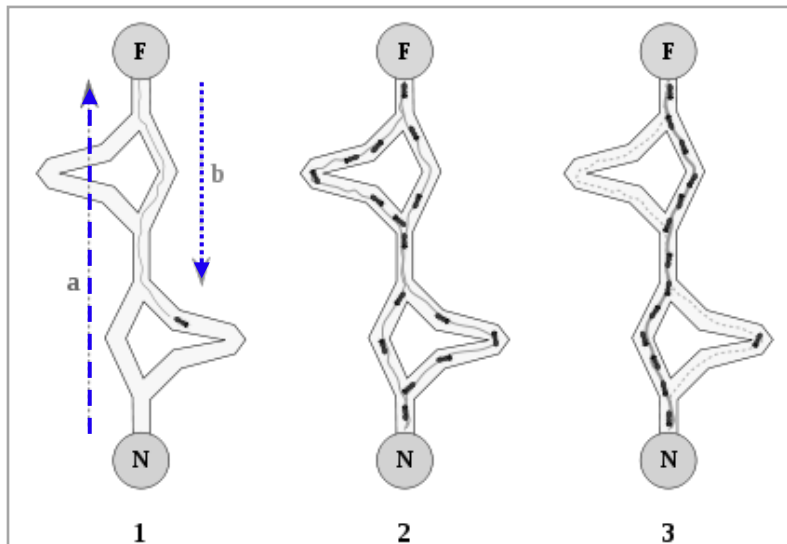
$$P_k(t) = \frac{t_k(t)}{\sum_{j=1}^n t_j(t)} \quad (3.9)$$

Où,

$t_k(t)$  : Phéromone totale dans la région k.  $n$  : Nombre de fourmis globales.

La phéromone est mise à jour à l'aide de l'équation suivante :

$$t_i(t+1) = (1-r)t_i(t) \quad (3.10)$$



**Figure 3.9** Processus de l'algorithme d'optimisation par colonies de fourmis. [166]

La figure 3.10 montre l'organigramme général de ACO.

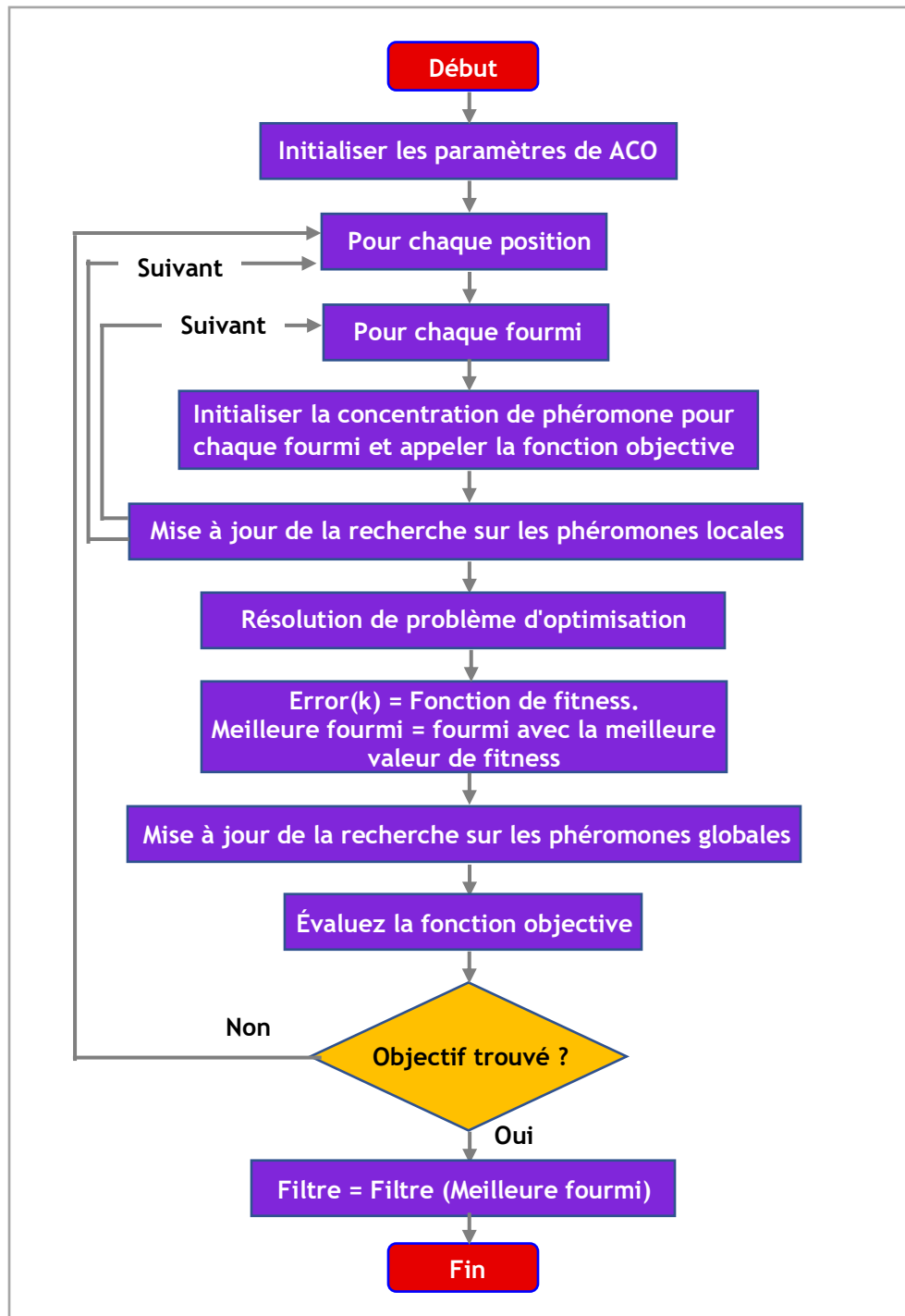


Figure 3.10 Organigramme général de l'algorithme de ACO. [167]

### 3.2.6.4 ALGORITHME D'ÉVOLUTION DIFFÉRENTIELLE

L'algorithme d'évolution différentielle (DE) a été développé par Storn et Price [168]. Il s'agit d'un algorithme basé sur la population qui utilise des opérateurs similaires à ceux de l'AG : mutation, le croisement et la sélection. DE diffère de GA par un schéma de mutation qui rend DE

autoadaptatif et dans le processus de sélection. Dans DE, toutes les solutions ont la même chance d'être sélectionnées comme parents. DE emploie un processus de sélection avide : la meilleure solution parmi la nouvelle solution et son parent remporte la compétition, ce qui offre un avantage significatif en termes de performances convergentes par rapport aux AG. [169] Les principales étapes de l'algorithme DE peuvent être présentées comme suit :

**Étape 1 : Initialisation.**

DE commence avec une population choisie aléatoirement de N individus dans espace de recherche à n dimensions. Chaque individu est représenté par un vecteur de recherche de n éléments.

**Étape 2 : Mutation.**

DE génère de nouveaux vecteurs en ajoutant la différence pondérée entre deux vecteurs de population et un troisième vecteur. Un vecteur mutant est généré selon la méthode suivante :

$$v_i(t+1) = x_{r_1}(t) + F \cdot (x_{r_2}(t) - x_{r_3}(t)) \quad (3.11)$$

Où,

$r_1, r_2, r_3$  : Indices des nombres entiers choisis aléatoirement dans l'ensemble  $\{1, 2, \dots, N\}$ .

$F$  : Nombre réel compris entre 0 et 2 qui contrôle l'amplification de la variation différentielle.

**Étape 3 : Croisement.**

Les variables du vecteur muté sont ensuite mélangées avec les variables d'un autre vecteur prédéterminé, le vecteur cible, pour donner ce qu'on appelle le vecteur test. Le croisement est effectué sur chacune des n variables :

$$u_i^d(t+1) = \begin{cases} v_i^d(t+1) & \text{if rand}(0,1) < CR \\ x_i^d(t) & \text{else} \end{cases} \quad (3.12)$$

**Étape 4 : Sélection.**

Si le vecteur d'essai donne une valeur de fonction de coût inférieure à celle du vecteur cible, le vecteur d'essai remplace le vecteur cible dans la génération suivante. Chaque vecteur de la population doit servir une fois de vecteur cible, afin que N compétitions aient lieu en une génération.

**Étape 5**

Répétez les étapes 2 à 4 jusqu'à ce que le nombre maximal d'itérations soit atteint.

**Étape 6**

Remettre la meilleure solution.

**3.2.6.5 ALGORITHME DE COLONIE D'ABEILLES ARTIFICIELLE**

L'algorithme ABC (Artificial Bee Colony) a été inspiré par le comportement intelligent des abeilles et développé par Karaboga et Basturk [170]. Dans l'algorithme ABC, il y a trois types d'abeilles : les abeilles employées, les observatrices et les visiteuses. La position d'une source de nourriture représente une solution possible au problème d'optimisation, et la quantité de nectar d'une source de nourriture correspond à la qualité de la solution représentée par cette source de



nourriture. Dans la phase d'abeilles employées, les abeilles employées sont responsables de la recherche de nouvelles sources de nourriture dans le voisinage de la source actuelle et de calculer la quantité de nectar de ces sources. L'emplacement des nouvelles sources de nourriture est déterminé comme suit :

$$x_i(t+1) = x_i(t) + \phi \cdot (x_i(t) - x_k(t)) \quad i = 1, 2, \dots, N; \quad k \in \{1, \dots, N\} \quad (3.13)$$

Où  $x_k(t)$  est une solution choisie au hasard, différente de  $x_i(t)$ , et  $x_i(t+1)$  est la nouvelle solution (source de nourriture).  $\phi$  est un nombre aléatoire uniforme entre [-1, 1]. Si la nouvelle source de nourriture a un nectar égal ou supérieur à celui de l'ancienne source, elle est remplacée par l'ancienne dans la mémoire. Sinon, l'ancienne source est conservée en mémoire. Dans la phase de l'abeille observatrice, les abeilles observatrices choisissent une source de nourriture pour elles-mêmes avec une méthode de calcul probabiliste en utilisant les valeurs de fitness des sources de nourriture. Les abeilles visiteuses recherchent une meilleure source de nourriture dans le voisinage de la source de nourriture actuelle en utilisant (3.13). Si la nouvelle quantité de nectar est meilleure que la quantité de nectar de l'ancienne ressource, alors l'ancienne ressource est abandonnée. Sinon, le compteur d'abandon de cette ressource alimentaire est augmenté de (1). Ce processus est répété jusqu'à ce que tous les observateurs soient répartis entre les sources de nourriture. La figure 3.11 montre les étapes et l'organigramme général de l'algorithme ABC.

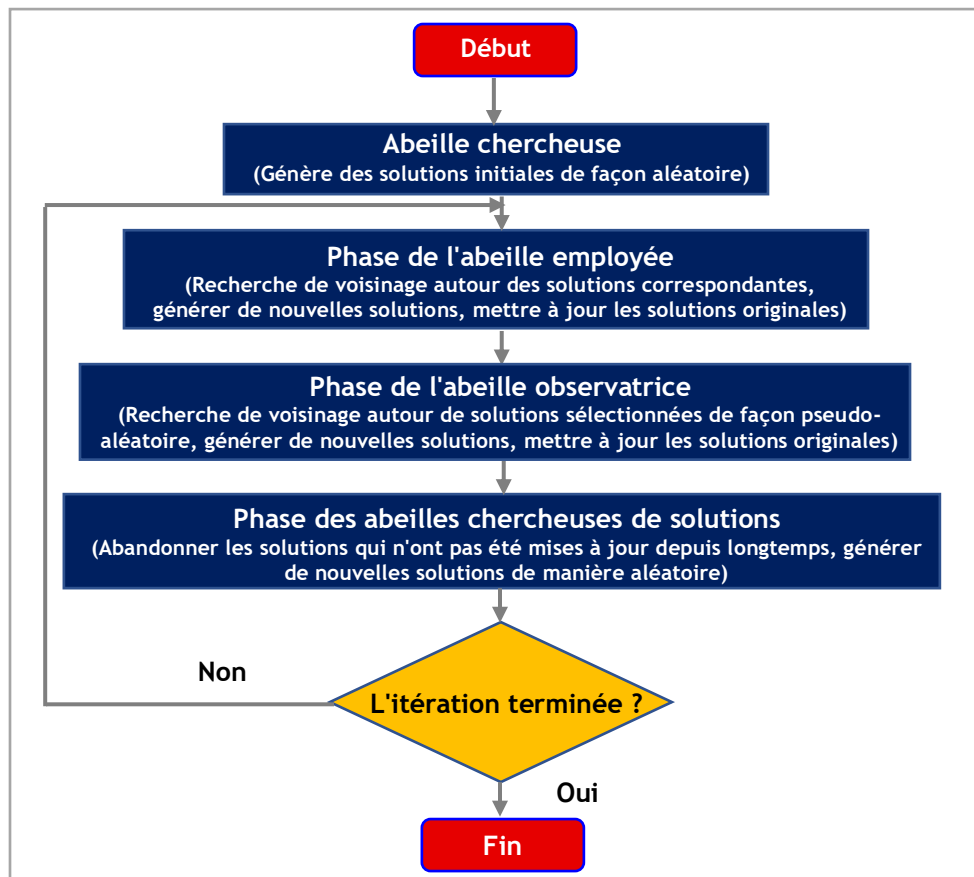


Figure 3.11 Organigramme général de l'algorithme de ABC. [171]

Si la quantité de nectar d'une source de nourriture est épuisée ou si la rentabilité de la source de nourriture diminue en dessous d'un certain niveau, l'abeille employée associée à cette source de nourriture devient une chercheuse. Cette chercheuse commence à chercher une nouvelle source de nourriture de manière aléatoire sans aucun guidage dans l'espace de recherche. Ce mécanisme d'abandon et de recherche aide l'algorithme à échapper aux optimums locaux. [172]

### **3.2.6.6 ALGORITHME DE RECUIT SIMULÉ**

L'algorithme de hill-climbing et le recuit simulé sont deux algorithmes basés sur la recherche randomisée qui sont obligatoires dans tout programme impliquant des techniques de recherche, comme l'Intelligence artificielle [173]. En effet, les concepts de hill-climbing sont inclus dans la plupart des techniques de recherche aléatoire et d'optimisation. Le recuit simulé (RS) est une technique qui accepte non seulement la montée, mais aussi la descente (dans le cas d'une maximisation), selon une distribution de probabilité de Boltzmann. Le recuit simulé a été utilisé pour résoudre de nombreux problèmes dans différents domaines scientifiques, comme l'optimisation dans les réseaux électriques décrite par exemple dans [174-177]. En plus, de nombreuses variations et améliorations de l'algorithme RS de base ont été proposées au cours des années pour résoudre les problèmes d'optimisation dans les marchés de l'électricité, comme dans les cas de [178-182].

#### **F.1) Définition et historique de recuit simulé**

Le recuit simulé est l'une des méthodes métaheuristiques les plus simples et les plus connues pour résoudre les problèmes d'optimisation globale difficiles de type boîte noire (ceux où la fonction objective n'est pas explicitement donnée et ne peut être évaluée que par une simulation informatique coûteuse). Elle est largement utilisée dans des applications réelles. Le terme "recuit simulé" donne plus d'un million de résultats lorsqu'il est recherché sur le moteur de recherche Google Scholar, destiné à la littérature scientifique.

Au début des années 1980, trois chercheurs d'IBM, Kirkpatrick, Gelatt et Vecchi [183], ont introduit les concepts de recuit dans l'optimisation combinatoire. Ces concepts sont basés sur une forte analogie avec le recuit physique des matériaux. Ce processus consiste à amener un solide à un état de basse énergie après avoir élevé sa température. Il peut être résumé par les deux étapes suivantes comme montre la figure 3.12 :

- ❖ Amener le solide à une température très élevée jusqu'à la "fusion" de la structure.
- ❖ Refroidir le solide selon un schéma très particulier de diminution de la température afin d'atteindre un état solide d'énergie minimale.

Dans la partie liquide, les particules sont distribuées de manière aléatoire. On montre que l'état d'énergie minimale est atteint à condition que la température initiale soit suffisamment élevée et que le temps de refroidissement soit suffisamment long. Si ce n'est pas le cas, le solide se retrouve dans un état amorphe à énergie non minimale ; on parle alors de solidification, qui consiste en un refroidissement rapide d'un solide.

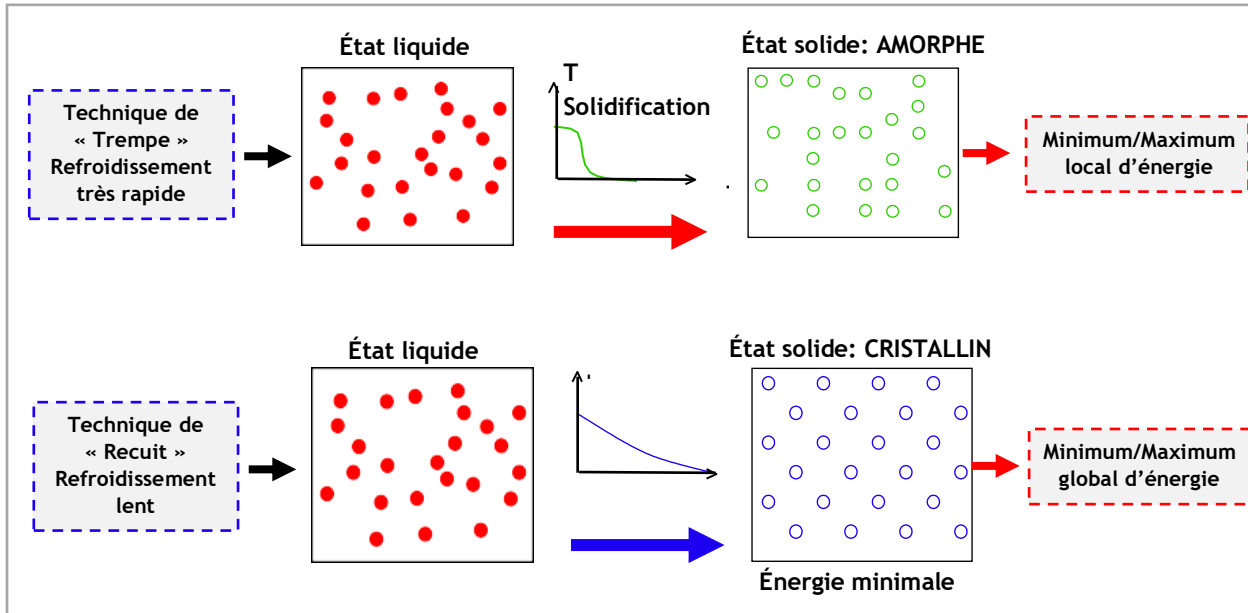


Figure 3.12 Processus de l'algorithme d'optimisation par recuit simulé. [184]

Lorsque la température est élevée, le matériau est à l'état liquide (à gauche). Pour un processus de solidification, le matériau atteint un état solide avec une énergie non minimal (état amorphe ; en haut à droite). Dans ce cas, la structure des atomes n'a pas de symétrie. Au cours d'un processus de recuit lent, le matériau atteint également un état solide, mais pour lequel les atomes sont organisés avec symétrie (cristal ; en bas à droite). Avant de décrire l'algorithme de recuit simulé pour l'optimisation, nous devons introduire les principes des algorithmes d'optimisation par recherche locale, dont le recuit simulé est une extension.

## F.2) Algorithmes de recherche locale (Monte-Carlo)

Ces algorithmes optimisent la fonction objective en explorant le voisinage du point actuel dans l'espace de recherche de solutions. Dans les définitions suivantes, nous considérons  $(S, f)$  comme une combinaison d'un problème d'optimisation combinatoire  $(S)$  : ensemble de solutions réalisables,  $(f)$  : fonction objective à minimiser).

- ❖ **Définition 1 :** « Soit  $(N)$  une application qui définit pour chaque solution  $(i) \in (S)$  un sous-ensemble  $(S_i) \subset (S)$  de solutions "proches" (à définir par l'utilisateur en fonction du problème d'intérêt) de la solution  $(i)$ . Le sous-ensemble  $(S_i)$  est appelé le voisinage de la solution  $(i)$ . Dans les définitions suivantes, nous considérons que  $(N)$  est une structure de voisinage associée à  $(S, f)$  ». [185]
- ❖ **Définition 2 :** Un mécanisme de génération est un moyen de sélection d'une solution  $(j)$  dans n'importe quel voisinage  $(S_i)$  d'une solution donnée  $(i)$ . Un algorithme de recherche locale est un algorithme itératif qui commence sa recherche à partir d'un point réalisable, choisi aléatoirement dans l'espace de recherche. Un mécanisme de génération est ensuite appliqué successivement afin de trouver une meilleure solution (en termes de valeur de la fonction objectif), en explorant le voisinage de la solution actuelle.  $(S_i)$  une telle solution

est trouvée, elle devient la solution actuelle. L'algorithme se termine lorsqu'aucune amélioration ne peut être trouvée, et la solution actuelle est considérée comme la solution approximative du problème d'optimisation. [186] On peut résumer l'algorithme par le pseudo-code suivant pour un problème de minimisation :

---

**Pseudo-code de l'algorithme de la recherche locale :**

---

1. Sélectionner une solution initiale ( $i$ ).
  2. Générer une solution  $j$  à partir du voisinage ( $S_i$ ) de la solution actuelle ( $i$ ).
  3. Si  $f(j) < f(i)$  alors ( $j$ ) devient la solution actuelle.
  4. Si  $f(j) \geq f(i)$  pour tout ( $j$ )  $\in$  ( $S_i$ ) alors FIN.
  5. Passer à l'étape 2.
- 

- ❖ **Définition 3 :** Une solution ( $i^*$ )  $\in$  ( $S$ ) est appelée un optimum local par rapport à ( $N$ ) pour ( $S, f$ ) si  $f(i^*) \leq f(j)$  pour tout ( $j$ )  $\in$  ( $S_i^*$ ). [187]
- ❖ **Définition 4 :** La structure de voisinage ( $N$ ) est dite exacte si, pour tout optimum local par rapport à ( $N$ ), ( $i^*$ )  $\in$  ( $S$ ), ( $i^*$ ) est aussi un optimum global de ( $S, f$ ). Ainsi, par définition, les algorithmes de recherche locale convergent vers des optima locaux à moins que l'on ait une structure de voisinage exacte. Cette notion de voisinage exact est théorique, car elle conduit généralement en pratique à recourir à une dénomination complète de l'espace de recherche. De manière introductive, si la solution actuelle "tombe" dans un sous-domaine sur lequel la fonction objective est convexe, l'algorithme reste piégé dans ce sous-domaine, sauf si la structure de voisinage associée au mécanisme de génération peut atteindre des points en dehors de ce sous-domaine. Afin d'éviter d'être piégé dans des minima locaux, il est alors nécessaire de définir un processus capable d'accepter des transitions d'état actuel qui réduisent momentanément la performance (en termes d'objectif) de la solution actuelle : c'est le principe essentiel de la fonction de recuit simulé telle que. Avant de décrire cet algorithme, il est nécessaire de présenter l'algorithme Metropolis qui est un composant de base de RS.

### F.3) Algorithme de Metropolis

En 1953, trois chercheurs américains (Metropolis, Rosenbluth et Teller [188]) ont développé un algorithme pour simuler le recuit physique. Leur objectif était de reproduire l'évolution de la structure physique d'un matériau soumis à un recuit. Cet algorithme est basé sur la technique de Monte-Carlo qui consiste à générer une séquence d'états solides de la manière suivante. À partir d'un état initial  $i$  d'énergie ( $E_i$ ), un nouvel état  $j$  d'énergie ( $E_j$ ) est généré en changeant la position d'une particule. Si la différence d'énergie ( $E_i - E_j$ ), est positive (le nouvel état a une énergie plus faible), l'état  $j$  devient le nouvel état. Si la différence d'énergie est inférieure ou égale à zéro, la probabilité que l'état  $j$  devienne l'état actuel est donnée par :

$$P_r \{ \text{Etat actuel} = j \} = e^{\left( \frac{E_i - E_j}{k_b \cdot T} \right)} \quad (3.14)$$

Où,

$T$  : Température du solide.

$k_B$  : Constante de Boltzmann ( $k_B = 1,38 \times 10^{-23}$  joule/Kelvin). ( $k_B = 1,38 \times 10^{-23}$  joule/Kelvin).

Le critère d'acceptation du nouvel état est appelé critère de Metropolis. Si le refroidissement est effectué suffisamment lentement, le solide atteint un état d'équilibre à chaque température donnée ( $T$ ). Dans l'algorithme de Metropolis, cet équilibre est atteint en générant un grand nombre de transitions à chaque température. [188] L'équilibre thermique est caractérisé par la distribution statistique de Boltzmann. Cette distribution donne la probabilité que le solide se trouve dans l'état  $i$  d'énergie  $E_i$  à la température ( $T$ ) :

$$P_r \{X = j\} = \frac{1}{Z(T)} e^{-\left(\frac{E_j}{k_B T}\right)} \quad (3.15)$$

Où,

$X$  : Variable aléatoire associée à l'état actuel du solide.

$Z(T)$  : Coefficient de normalisation, défini comme suit :

$$Z(T) = \sum_{j \in S} e^{-\left(\frac{E_j}{k_B T}\right)} \quad (3.16)$$

#### F.4) Algorithme de recuit simulé

Dans l'algorithme RS, l'algorithme de Metropolis est appliqué pour générer une séquence de solutions dans l'espace de recherche  $S$ . Pour ce faire, une analogie est faite entre un système multi particulaire et notre problème d'optimisation en utilisant l'algorithme de Metropolis en utilisant les équivalences suivantes :

- ❖ Les points de l'espace de recherche représentent les états possibles du solide.
- ❖ La fonction à minimiser/maximiser représente l'énergie du solide.

##### 1. Les paramètres de l'algorithme

Lors de l'exposé de l'algorithme de recuit apparaît un certain nombre de paramètres et de termes qu'il faut expliciter. [189]

- ❖ Température initiale ( $T_i$ ).
- ❖ Fonction de refroidissement ( $F(T_k)$ ).
- ❖ Nombre d'essais autorisés ( $L$ ) à chaque niveau de température ( $T$ ).
- ❖ Critère d'arrêt.

Le processus de fonctionnement de l'algorithme RS en fonction de ces paramètres est décrit dans les paragraphes suivants.

Un paramètre de contrôle ( $T$ ), agissant sur la température, est ensuite introduit. Ce paramètre est exprimé avec les mêmes unités que l'objectif qui est optimisé. On suppose également que l'utilisateur fournit pour chaque point de l'espace de recherche, un voisinage et un mécanisme pour générer une solution dans ce voisinage. Nous définissons ensuite le principe d'acceptation :

Soit  $(S, f)$  une application d'un problème combinatoire de minimisation et  $(i, j)$  deux points de l'espace de recherche. Le choix standard et original utilisé par (Kirkpatrick, Gelatt et Vecchi en 1983) pour le critère d'acceptation correspond au critère de Metropolis utilisé par (Metropolis, Rosenbluth, Rosenbluth, Teller et Teller en 1953) pour accepter la solution  $(j)$  à partir de la solution actuelle  $(i)$  est donnée par la formule de probabilité suivante,

$$P_r \{ \text{accept } j \} = \begin{cases} 1 & \text{if } f(j) < f(i) \\ e^{\left(\frac{f(i)-f(j)}{T}\right)} & \text{else.} \end{cases} \quad (3.17)$$

Où,

$T$  : est le niveau de température où la nouvelle solution doit être générée.

Par analogie, le principe de génération d'un voisin correspond au mécanisme de perturbation de l'algorithme de Metropolis, et le principe d'acceptation représente le critère de Metropolis.

Une transition représente le remplacement de la solution actuelle par une solution voisine. Cette opération s'effectue en deux étapes : la génération et l'acceptation. Dans la suite,  $(T_k)$  est la valeur du paramètre de température, et  $(L_k)$  est le nombre de transitions générées à une certaine itération  $(k)$ . Un autre critère d'acceptation apparaissant naturellement dans le contexte des machines de Boltzmann [190] est le critère de Barker utilisé par (Barker en 1965) donné par :

$$P_r \{ \text{accept } j \} = \frac{1}{1 + \exp\left(\frac{f(i) - f(j)}{T}\right)} \quad (3.18)$$

Le principe de RS est exprimé avec le pseudo-code suivant,

---

**Pseudo-code de recuit simulé :**

---

1. Initialisation  $i := i_{start}, k := 0, T_k = T_0, L_k := L_0$ ;
  2. Répéter
    3. Pour  $l = 0$  à  $L_k$  faire
      - Générer une solution  $(j)$  à partir du voisinage  $(S_i)$  de la solution actuelle  $(i)$  ;
      - Si  $f(j) < f(i)$  alors  $i := j$  ( $j$  devient la solution actuelle) ;
      - Sinon,  $(j)$  devient la solution actuelle avec une probabilité  $e^{\left(\frac{f(i)-f(j)}{T}\right)}$  ;
    4.  $k := k + 1$  ;
    5. Calculer  $(L_k, T_k)$  ;
    6. Jusqu'à ce que  $T_k = 0$  ;
- 

Au début du processus, la valeur de la température  $(T_k)$  est élevée, ce qui permet d'accepter des transitions avec une forte dégradation de la fonction objectif, et donc d'explorer l'espace de recherche en profondeur. Au fur et à mesure que  $ck$  diminue, seules les transitions améliorant la fonction objective, ou avec une faible dégradation de la fonction objectif, sont acceptées. Enfin, lorsque  $ck$  tend vers zéro, aucune dégradation de la fonction objective n'est acceptée, l'algorithme RS se comporte comme un algorithme de Monte-Carlo. Il existe de nombreux processus de

refroidissement possibles, mais les deux plus courants sont le processus géométrique proposé par Kirkpatrick et le refroidissement en temps polynomial proposé par Aart et Vanarhoven [191, 192].

Lorsque les solutions sont dégradées et acceptées comme décrit précédemment, cela permet au recuit simulé de se déplacer à partir de la solution locale optimale pour rechercher la solution globale optimale. Chacune des solutions acceptées sera utilisée pour générer une nouvelle solution candidate. La solution actuelle est affectée par une certaine fonction probabiliste avec la répétition d'un nombre spécifique d'essais. Ensuite, dans l'itération suivante, la dernière solution candidate réussie est considérée comme la solution initiale pour générer la solution candidate suivante. Le processus se poursuit, tandis que la température diminue au cours des itérations suivantes avec un facteur de refroidissement donné par l'expression.

$$F(T_k) = \alpha T_0 \tag{3.19}$$

Où,

$T_0$  : Température initiale ;

$T_k$  : Température à l'itération ( $k$ ) ;

$\alpha$  : Facteur de refroidissement.

Par conséquent, lorsque ( $T$ ) diminue, la valeur de Pr diminue. Ce processus de résolution se poursuit jusqu'à ce que le nombre maximal d'itérations soit atteint, ou que la solution optimale soit obtenue [193]. La figure 3.13 montre les étapes et l'organigramme général de l'algorithme de recuit simulé qui est implémenté dans l'environnement MATLAB dans notre étude pour résoudre le problème de dispatching économique dynamique basé sur les offres dans le chapitre 4.

La correspondance entre la technique RS considérant le processus de recuit du métal et le processus de solution dans le problème d'optimisation est présentée dans le tableau 3.1.

**Tableau 3.1** Processus d'implémentation du recuit simulé pour résoudre le problème d'optimisation.

Processus de recuit	Processus de résolution
Substances métalliques	Problème d'optimisation
Énergie	Fonction objective
Température	Control parameter
État amorphe	Minimum/maximum local
État cristallin	Minimum/maximum global
Les états des substances contenant la plus faible énergie	Solution optimale



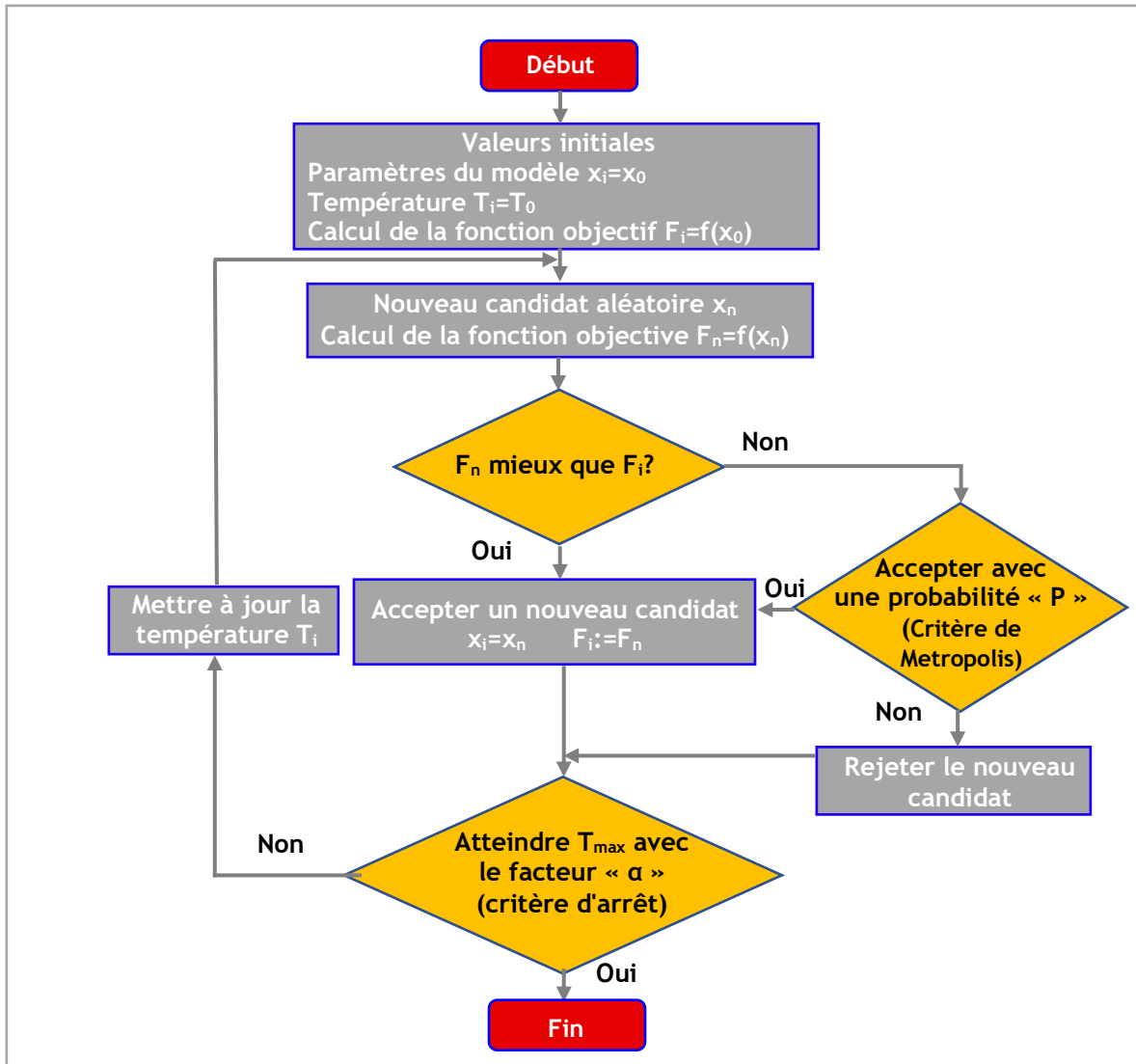
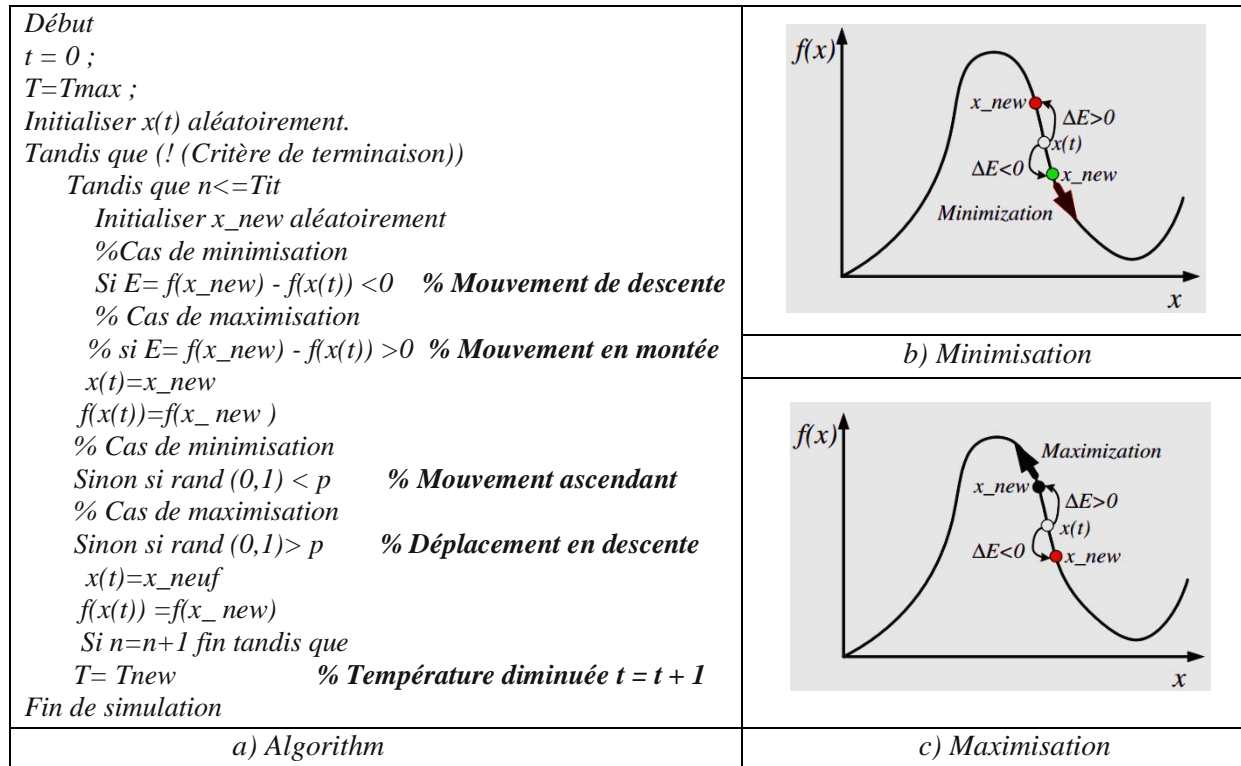


Figure 3.13 Organigramme général de l’algorithme de recuit simulé. [194]

### F.1) Validation et test de la méthode du recuit simulé pour la minimisation ou la maximisation

Les chercheurs changent souvent l'ordre dans lequel le signe moins (-) est ajouté à un problème de minimisation pour changer son objectif en un problème de maximisation sans que ce changement soit perturbé l'algorithme RS, ce qui conduit à des résultats de maximisation pour la fonction objective. Un algorithme RS pour un problème de minimisation est présenté dans la figure 3.14 (a) (pour la maximisation le pseudo-code est présenté), [195] où  $T$  : représente la température,  $T_{max}$  : la température maximale,  $T_{it}$  : le nombre d'itérations du cycle de recherche locale par valeur de température,  $T_{new}$  : la nouvelle température diminuée et  $p$  : une valeur de probabilité évaluée avec le critère de Métropolis. La figure 3.14 (b)) (pour la minimisation le pseudo-code est présenté) montre que dans le cas de la minimisation, l'objectif est de se déplacer vers le bas, en acceptant de manière randomisée certains déplacements vers le haut en fonction d'une décision probabiliste.

Dans le cas de la maximisation comme montre la figure 3.14 (c), l'objectif est de se déplacer vers le haut, en acceptant de manière randomisée certains mouvements vers le bas en fonction d'une décision probabiliste.



**Figure 3.14** Algorithme de recuit simulé pour les problèmes de minimisation et de maximisation. [195]

Pour tester la méthode de recuit simulé, une fonction simple a été choisie pour être optimisée par la méthode de recuit simulé présentée. La validation de l'algorithme proposé est faite par rapport aux résultats théoriques connus pour chacune de ces fonctions (optimum global de la fonction objectif et valeurs optimales du vecteur de variables). Les tests ont été effectués sur plusieurs fonctions. Nous considérons, comme exemple, le problème avec la fonction objectif suivante qui doit être minimisée et maximisée :

$$F = 0.2 + x_1^2 + x_2^2 - 0.1 \cos(6\pi x_1) - 0.1 \cos(6\pi x_2)$$

Les paramètres de contrôle utilisés pour optimiser cette fonction avec les cas de minimisation et de maximisation sont présentés dans le tableau 3.2.

**Tableau 3.2** Paramètres de l'algorithme de recuit simulé.

Paramètres	Valeur constante
Température initiale T <sub>I</sub>	10 °C
Alpha α	0.9/0.4
Max essaie	100
Itération maximale	100
Température finale T <sub>F</sub>	1e-10 °C

1. Minimisation :

$$MinF = 0.2 + x_1^2 + x_2^2 - 0.1\cos(6\pi x_1) - 0.1\cos(6\pi x_2)$$

Avec :

$$-1 \leq x_1 \leq +1 ; -1 \leq x_2 \leq +1$$

Pour analyser les résultats de la simulation et voir l'impact de la variation des paramètres de l'algorithme de recuit simulé, nous avons réalisé deux cas de simulation en variant le coefficient de refroidissement alpha qui est l'élément le plus important, ainsi que le critère de la Métropolis, qui sont tous les deux responsables de l'arrêt de l'algorithme après avoir atteint la solution optimale globale. L'algorithme de recuit simulé proposé dans cet exemple a été testé et validé en faisant varier le coefficient alpha de 0.6 (rapide) à 0.9 (lent). Les résultats de la simulation de l'espace de recherche et la fonction objective avec les meilleures solutions pour les deux cas sont présentés à la figure 3.15, 3.16, 3.17, 3.18 respectivement.

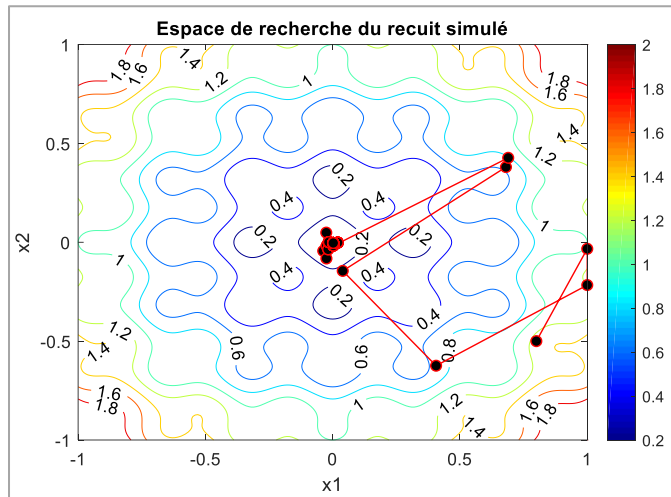


Figure 3.15 Espace de recherche avec coefficient de refroidissement rapide ( $\alpha = 0.6$ ).

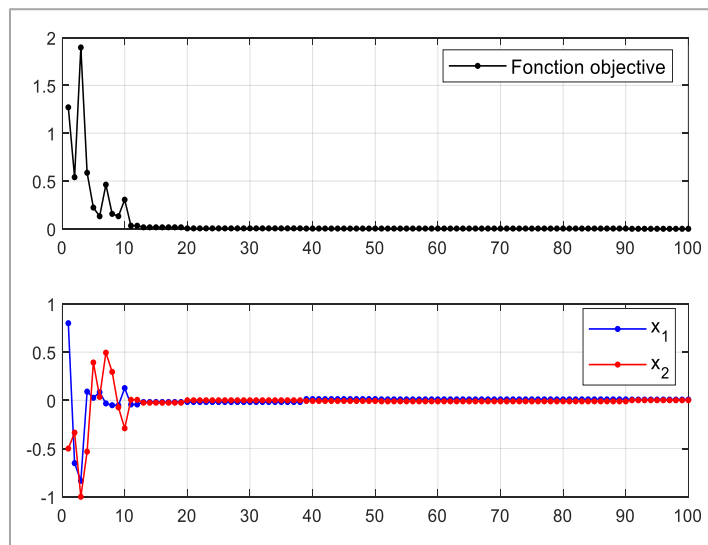


Figure 3.16 Solutions optimales de la fonction objective avec un refroidissement lent ( $\alpha = 0.6$ ).

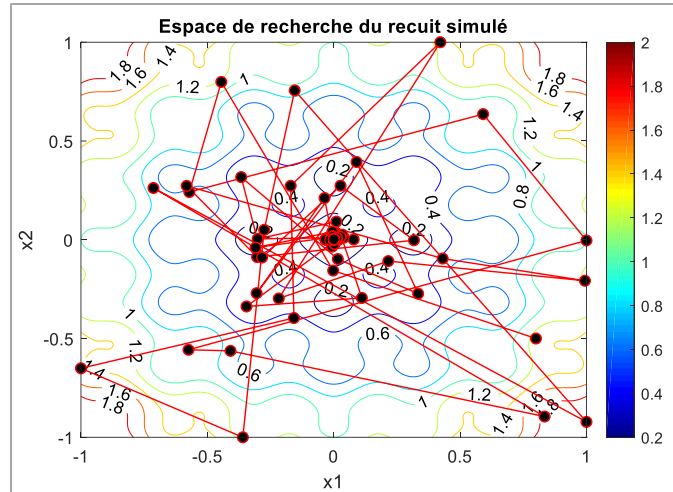


Figure 3.17 Espace de recherche avec coefficient de refroidissement rapide ( $\alpha = 0.9$ ).

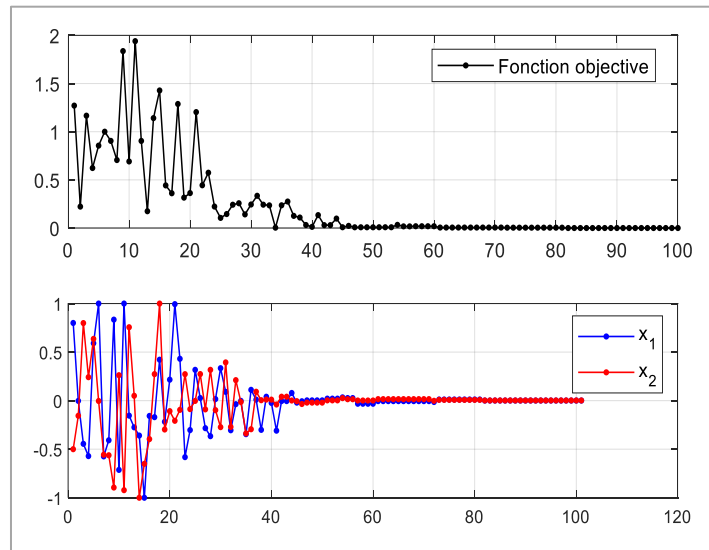


Figure 3.18 Solutions optimales de la fonction objective avec un refroidissement lent ( $\alpha = 0.9$ ).

Le tableau 3.3 montre la comparaison des résultats optimaux obtenus après la variation du coefficient de refroidissement de l'algorithme de recuit simulé.

Tableau 3.3 Comparaison de la solution optimale de recuit simulé.

$\alpha$	$x_1$	$x_2$	$F_{\min}$
0.6	0.0081098	0.0011765	0.0012579
0.9	0.00089034	0.0018375	0.000078225

À partir du tableau et des figures, on peut voir que le résultat global optimal est obtenu lorsque le facteur de refroidissement alpha est plus élevé, ce qui rend le refroidissement plus lent et fait converger l'algorithme vers les meilleurs résultats.

2. Maximisation :

$$MaxF = 0.2 + x_1^2 + x_2^2 - 0.1\cos(6\pi x_1) - 0.1\cos(6\pi x_2)$$

Avec :

$$-1 \leq x_1 \leq +1 ; -1 \leq x_2 \leq +1$$

Pour le cas de maximisation, le facteur est pris directement à 0,9, les résultats sont montrés dans les figures 3.19, 3.20, et le tableau 3.4 ci-dessous :

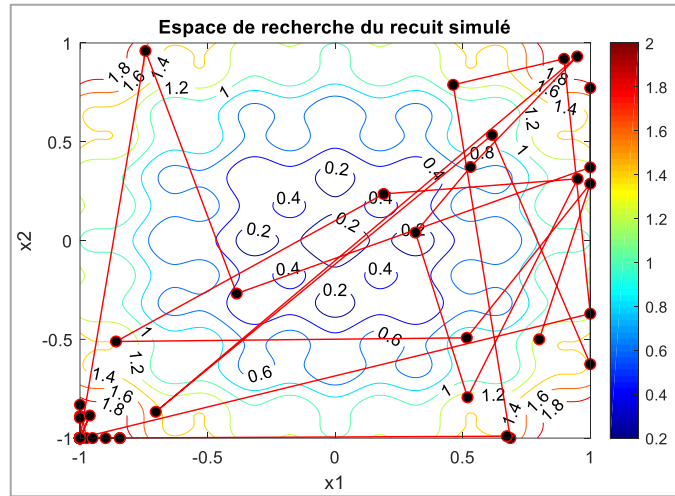


Figure 3.19 Espace de recherche de recuit simulé avec coefficient de refroidissement rapide (Cas de maximisation).

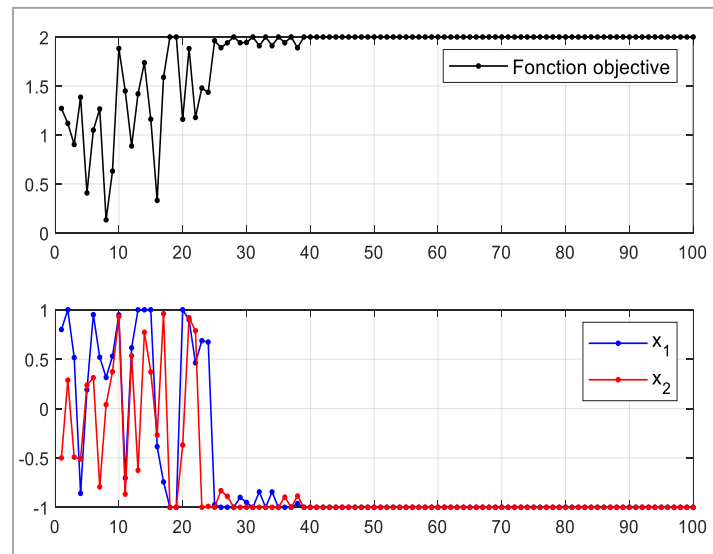


Figure 3.20 Solutions optimales de la fonction objective avec un refroidissement lent (Cas de maximisation).

**Tableau 3.4** Solution optimale de recuit simulé (Cas de maximisation).

$\alpha$	$x_1$	$x_2$	$F_{\max}$
0.9	-1	-1	2

**F.4.1) Avantages de recuit simulé [196]**

- ❖ Le recuit simulé peut être très flexible et facilement implémentable pour traiter des modèles de problèmes d'optimisation hautement non linéaires, avec de grands systèmes qui contiennent de nombreuses contraintes.
- ❖ Ses principaux avantages par rapport aux autres méthodes de recherche locale sont sa flexibilité et sa capacité à s'approcher de l'optimalité globale grâce à ses critères d'arrêt probabilistes qui acceptent des solutions dégradées permettant d'explorer et d'exploiter la totalité de l'espace de recherche de solutions.
- ❖ L'algorithme est assez polyvalent et peut traiter de nombreux problèmes d'optimisation dans différents domaines, car il ne dépend d'aucune propriété restrictive du modèle.
- ❖ Le recuit simulé est facilement " ajustable ". Pour tout système non linéaire ou stochastique raisonnablement difficile, le recuit simulé peut ajuster ses paramètres de contrôle pour améliorer ses performances.
- ❖ La possibilité d'être combiné avec un autre algorithme est un avantage majeur.

**F.4.2) Inconvénients de recuit simulé [197]**

- ❖ Comme RS est une métaheuristique, de nombreux choix des paramètres de contrôle initiaux de l'algorithme, notamment la température initiale et le facteur de refroidissement, sont nécessaires pour obtenir un algorithme robuste.
- ❖ Il y a un compromis évident entre la qualité des solutions et le temps nécessaire pour les calculer.
- ❖ La précision des nombres utilisés dans l'implémentation de RS peut avoir un effet significatif sur la qualité du résultat et le temps de convergence de l'algorithme.

**3.2.6.7 MÉTHODE DES POINTS INTÉRIEURS**

Au cours des dernières années, les recherches sur les méthodes des points intérieurs (IPM) et leurs applications ont été très nombreuses. La théorie des IPM et ses implémentations computationnelles ont évolué très rapidement. Les variantes des IPM sont développées pour résoudre tous les types de problèmes d'optimisation : problèmes linéaires, problèmes non linéaires, problèmes convexes, et problèmes non convexes. La première méthode IPM connue est la méthode des barrières logarithmiques de Frisch (1955) [198], qui a ensuite été étudiée en détail par Fiacco et McCormick [199]. L'ère moderne de l'IPM a commencé avec l'article de Karmarkar [200] et son IPM pour la programmation linéaire (LP), où des temps de résolution jusqu'à 50 fois plus rapides que la méthode du simplexe ont été rapportés. Le nom "point intérieur" provient de la notation LP. En d'autres termes, les méthodes IPM se déplacent à l'intérieur de la région réalisable vers la solution optimale. Cela contraste avec l'algorithme du simplexe, qui suit une séquence de points

extrêmes adjacents jusqu'à la solution optimale. En raison de ce lien fort avec le LP, presque tous les travaux de recherche sur les méthodes IPM commencent par l'IPM pour le LP, puis s'étendent aux problèmes de programmation non linéaire. Étant donné la structure de l'algorithme de la méthode des points intérieurs, la transformation de base effectuée pour l'appliquer à un problème de programmation non linéaire telle qu'exprimée dans l'équation (3.20) qui représente la fonction objective à minimiser est l'introduction du vecteur de variables complémentaires non négatives  $z$  et, considérant les propriétés de la fonction logarithmique de la méthode des barrières [201], la définition du problème de remplacement, ce qui entraîne en fait la modification de la fonction objective (3.20) sous la forme de l'équation (3.21) :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Min} F(x) \\ \text{Avec,} \\ h(x) = 0 \\ g(x) \geq 0 \end{array} \right. \quad (3.20)$$

Où :

$x$  : Vecteur de variables de décision, contenant des variables d'état.

$F$  : Fonction objective de problème d'optimisation.

$h(x)$  : Vecteur de contraintes d'égalité.

$g(x)$  : Vecteur de contraintes d'inégalité.

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Avec,} \text{Min} \left( F(x) - \mu_k \sum_{i=1}^{n_g} \ln(z_i) \right) \\ h(x) = 0 \\ g(x) + z = 0 \\ z \geq 0 \end{array} \right. \quad (3.21)$$

Où,

$z$  : Vecteur de variables de slack.

$\mu_k$  : Paramètre de barrière.

$n_g$  : Nombre de contraintes d'inégalité.

La valeur du paramètre de barrière  $\mu_k$ , est successivement diminuée jusqu'à zéro en fonction de la croissance des itérations. La séquence de paramètres de barrière ( $\mu_k$ ), avec  $\mu_k \rightarrow 0$  pour  $k = 0, 1, \dots$  forme une séquence correspondante de fonction d'optimisation définie par (2). Lorsque la valeur du paramètre de barrière s'approche de zéro, la séquence de vecteurs obtenus  $\{x^{(k)}\}$ , qui sont des solutions successives au problème (3.21), vise la solution optimale ( $x^*$ ) de la fonction objective (3.20). Le minimum local de la fonction objectif pour un problème de programmation non linéaire, sous la forme de (3.21) est défini par un point stationnaire de la fonction de Lagrange et les conditions d'optimalité de « Karush-Kuhn-Tucker » doivent être remplies, et donc les relations suivantes doivent être satisfaites :



$$\nabla_y L_\mu(y^k, \mu_k) = \begin{bmatrix} Z\pi - \mu_k e \\ g(x) + z \\ \nabla_x F(x) + (\nabla_x h(x))^T \lambda + (\nabla_x g(x))^T \pi \\ h(x) \end{bmatrix} = 0 \quad (3.22)$$

Où,

$e = [1, 1, \dots, 1]^T$ .  $Z = \text{diag}[z_i; i = 1, \dots, n_g]$ .

$\lambda$  : Vecteur des multiplicateurs de Lagrange correspondant aux contraintes d'égalité.

$\pi$  : Vecteur des multiplicateurs de Lagrange, correspondant aux contraintes d'inégalité.

$y : [z, \pi, x, \lambda]^T$ .

Le système d'équations non linéaires (3.22) est également la base du processus de calcul de la méthode du points intérieurs primal et dual (PDIPM) qui été expliqué en détail dans l'annexe A. Afin de résoudre le problème, la méthode de Newton, selon laquelle à chaque étape d'itération  $k$ , le système d'équations est résolu de la manière suivante :

$$(\nabla_y L_\mu(y^k, \mu_k)) \Delta y^k = -\nabla_y L_\mu(y^k, \mu_k) \quad (3.23)$$

Où,

$\Delta y = [\Delta z, \Delta \pi, \Delta x, \Delta \lambda]^T$  : Vecteur de direction de recherche.

$\nabla_y^2 L_\mu$  : Matrice jacobienne de la fonction vectorielle  $\nabla_y L_\mu$ .

L'équation (4) peut être écrite sous une forme équivalente :

$$\begin{bmatrix} \Pi & Z & 0 & 0 \\ 1 & 0 & \nabla_x g(x) & 0 \\ 0 & \nabla_x g(x)^T & \nabla_x^2 L & \nabla_x h(x)^T \\ 0 & 0 & \nabla_x h(x) & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta z \\ \Delta \pi \\ \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} Z\pi - \mu_k e \\ g(x) + z \\ r_x \\ h(x) \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Dans lequel :

$$\nabla_x^2 L = \nabla_x^2 F(x) + \nabla_x^2 (\lambda^T h(x)) + \nabla_x^2 (\pi^T g(x)) \quad (3.25)$$

$$r = \nabla_x F(x) + (\nabla_x h(x))^T \lambda + (\nabla_x g(x))^T \pi \quad (3.26)$$

Où,

$\Pi = \text{diag}[\pi_i; i = 1, 2, \dots, n_g]$ , matrice identité.

Dans le programme de l'auteur qui a proposé cet algorithme, les coefficients de la matrice (3.24) sont déterminés de manière analytique. Une correction du vecteur directionnel de recherche, en une seule étape de la méthode de Newton, peut être déterminée en résolvant un système d'équations linéaires (3.24), directement ou en résolvant un système d'équations (3.27) réduit analytiquement :

$$\begin{bmatrix} H & \nabla_x h(x)^T \\ \nabla_x h(x) & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \Psi \\ h(x) \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

Dans lequel :

$$H = \nabla_x^2 L + (\nabla_x g(x))^T Z^{-1} \Pi (\nabla_x g(x)) \quad (3.28)$$

$$\Psi = r_x + (\nabla_x g(x))^T Z^{-1} (\mu_k e + \Pi g(x)) \quad (3.29)$$

La détermination des valeurs de tous les éléments du vecteur de direction de recherche ( $\Delta y$ ) est effectuée en déterminant d'abord la valeur des vecteurs ( $\Delta x$ ) et ( $\Delta \lambda$ ) à partir de la solution du système réduit d'équations (3.27), puis les valeurs des vecteurs ( $\Delta z$ ) et ( $\Delta \pi$ ) sont déterminées, en utilisant respectivement les formules suivantes :

$$\Delta z = -g(x) - z - \nabla_x g(x) \Delta x \quad (3.30)$$

$$\Delta \pi = -\pi + (Z^{-1}) (\mu_k e - \Pi \Delta z) \quad (3.31)$$

Ce qui permet d'obtenir une solution complète du système (3.24) avec un système d'équations réduit. Dans le processus itératif, à la  $k^{\text{ième}}$  étape du IPM, de nouvelles valeurs des variables primaires ( $x$ ), ( $z$ ) sont déterminés, et des variables duales ( $\lambda$ ,  $\pi$ ) dans le système d'équations réduit, dans l'optimisation, par les formules suivantes :

$$x_{k+1} = x_k + \alpha_k^p \Delta x_k, \quad z_{k+1} = z_k + \alpha_k^p \Delta z_k \quad (3.32)$$

$$\lambda_{k+1} = \lambda_k + \alpha_k^d \Delta \lambda_k, \quad \pi_{k+1} = \pi_k + \alpha_k^d \Delta \pi_k \quad (3.33)$$

Où

$\alpha_k^p \in [0,1]$ ,  $\alpha_k^d \in [0,1]$  : Variables scalaires qui sont la longueur de pas dans la direction du vecteur de recherche. Les longueurs de pas ( $\alpha_k^p$ ) et ( $\alpha_k^d$ ) à la  $k^{\text{ième}}$  étape sont déterminées par les formules suivantes formules [202] :

$$\alpha_k^p = \min \left\{ 1, \gamma \min \left\{ -z_i / \Delta z_i \mid_{\Delta z_i < 0} \right\} \right\} \quad (3.34)$$

$$\alpha_k^d = \min \left\{ 1, \gamma \min \left\{ -\pi_i / \Delta \pi_i \mid_{\Delta \pi_i < 0} \right\} \right\} \quad (3.35)$$

Où,

$\gamma \in (0,1)$  : Constante définie comme étant le facteur de sécurité.

La valeur du facteur de sécurité atteint généralement une valeur proche d'un, dans le programme  $\gamma = 0.99995$  est généralement appliqué, et la valeur du paramètre de barrière ( $\mu_k$ ) est réduite à zéro dans les itérations ultérieures, selon la formule suivante :

$$\mu_{k+1} = \sigma \left( z_k^T \pi_k \right) / n_g \quad (3.36)$$

Où,

$\sigma$  : Paramètre d'échelle.

Si, pour les valeurs de précision supposées à la  $k$ -ième itération, les conditions de convergence sont remplies, alors le critère de convergence de l'algorithme de la méthode IP est atteint et

l'algorithme est terminé. Le compteur d'itérations permet de vérifier si le nombre maximal d'itérations  $k_{max}$  prédéfini n'a pas été dépassé. Afin de déterminer le critère de convergence de l'algorithme, à la  $k$ -ième étape d'itération de l'algorithme, les conditions de terminaison de l'algorithme sont vérifiées en raison : des variables primaires, des variables duales, l'écart complémentaire, et la fonction objective. [203-204] Les étapes générales de l'algorithme de point intérieur qui est inclus dans PSAT et MATPOWER dans l'environnement MATLAB utilisé dans notre étude pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance optimal dans le marché de l'électricité dans le chapitre 5 et le chapitre 6 sont les suivants :

- Étape 0 :** Définir un point initial ( $k = 0$ ), c'est-à-dire  $\mu^0$  et  $z^0$ .
- Étape 1 :** Calculer le paramètre de barrière  $\mu$ .
- Étape 2 :** Calculer la direction de Newton, c'est-à-dire du point actuel ;
- Étape 3 :** Calcul de la direction du pas ( $\Delta_z^k$ ) dans la direction de Newton et mettre à jour  $z_k \rightarrow z_{k+1}$ .
- Étape 4 :** Si les critères de convergence sont satisfaits, arrêter ; sinon mettre à jour  $\mu_k \rightarrow \mu_{k+1}$ . et retour à l'étape 2.

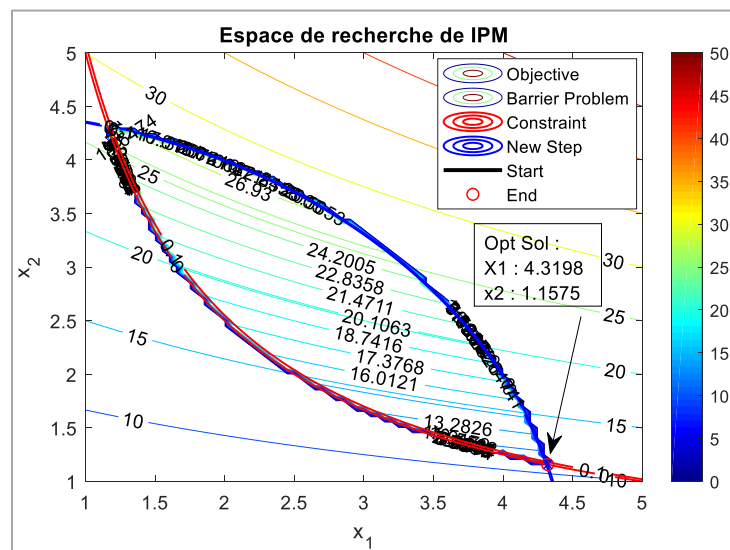
**G.1) Validation et test de la méthode de points intérieurs pour la minimisation ou la maximisation**

$$MinF = x_2(5 + x_1)$$

Sous contraintes :

$$x_1 x_2 \geq 5 ; x_1^2 + x_2^2 \leq 20 \quad 1 \leq x_1 \leq 5 ; 1 \leq x_2 \leq 5$$

Pour analyser les résultats de la simulation, nous avons réalisé la simulation de la minimisation de la fonction objective ( $F$ ) en prenant le paramètre de barrière  $\mu_k=10$ . Les résultats de la simulation de l'espace de recherche, la fonction objective avec les meilleures solutions, et la diminution de paramètre de barrière avec le nombre d'itérations sont présentés à la figure 3.21, 3.22, 3.23 respectivement.



**Figure 3.21** Espace de recherche de IPM avec le paramètre de barrière ( $\mu_k = 10$ ).

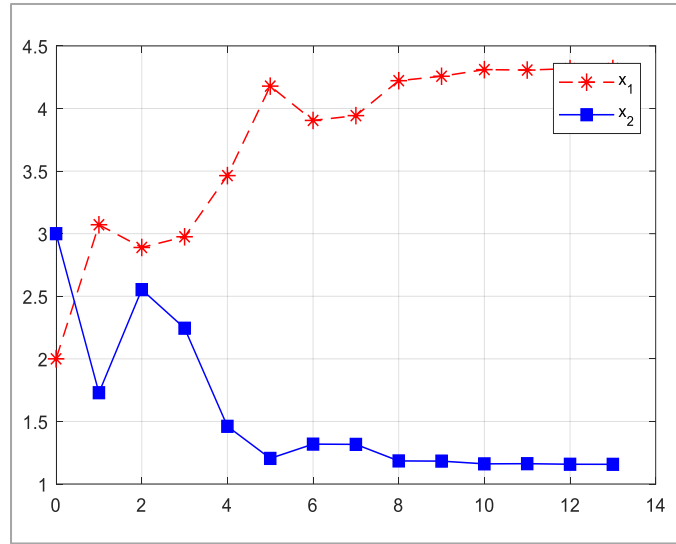


Figure 3.22 Solutions optimales de la fonction objective.

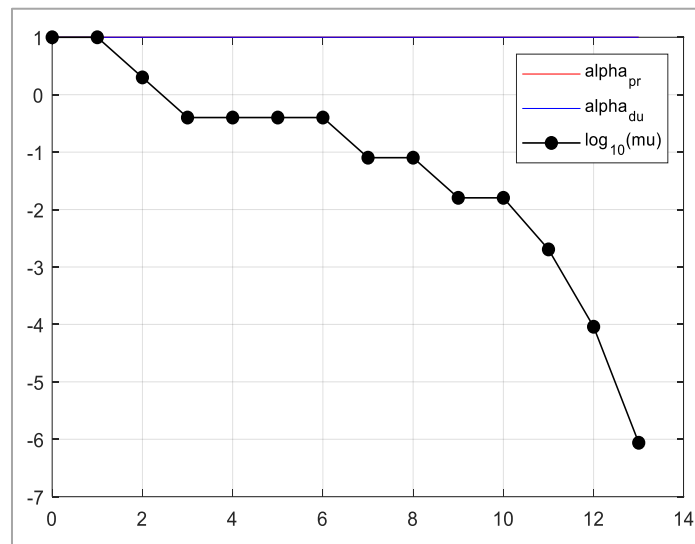


Figure 3.23 Paramètre de barrière avec convergence.

La vérification de la convergence de  $(\mu)$  vers zéro au cours des itérations est un moyen pratique de vérifier la convergence, en plus du test habituel de l'écart de dualité relatif. La capacité à traiter les limites supérieures et inférieures (contraintes d'égalité et d'inégalité) est satisfaite dans l'espace de recherche. Le tableau 3.5 montre le résultat optimal trouvé.

Tableau 3.5 Solution optimale de IPM.

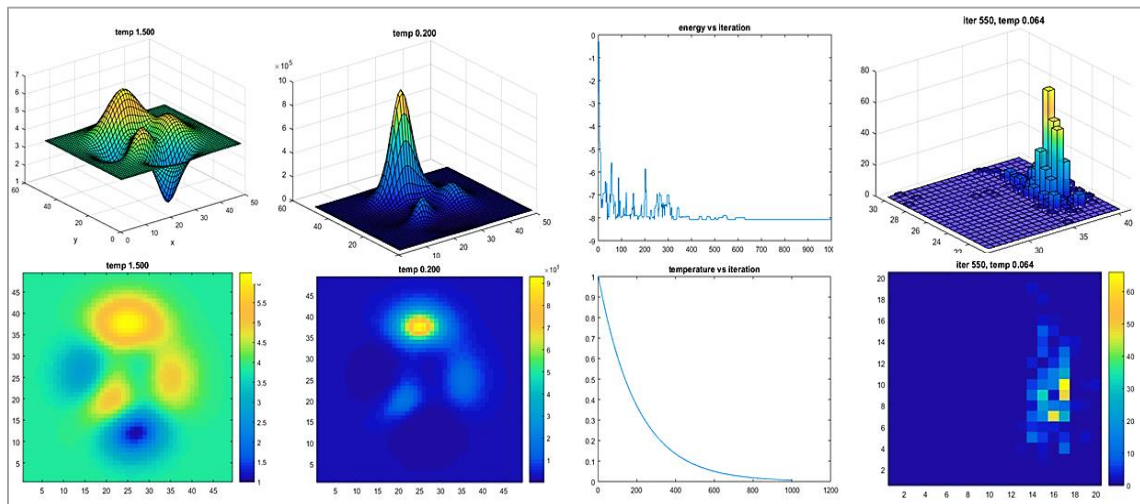
$\mu_k$	$x_1$	$x_2$	$F_{min}$
10	4.3198	1.1575	10.7876

### **3.3 CONCLUSION**

Dans ce chapitre, nous avons présenté les méthodes d'optimisation qui sont appliquées sur le marché de l'électricité et qui sont implémentées pour résoudre les problèmes d'optimisation tels que le « BBDED » et le « DCOPF et ACOPF basé sur le LMP », comme discuté dans le chapitre précédent. L'efficacité de l'algorithme de calcul a un impact important sur l'efficacité et la robustesse des méthodes pour l'optimisation des fonctions objectives assurant une exploitation et une planification optimales de la production, de transport et de distribution d'électricité, ainsi que de la tarification sur les marchés de l'électricité, ce qui sera vérifié et validé par simulation dans les chapitres suivants. Dans ce contexte, les méthodes d'optimisation métaheuristiques sont devenues des outils et des moyens importants pour résoudre des problèmes d'optimisation pratiques. L'exigence fondamentale de ces méthodes est d'obtenir la solution globale ou une solution proche de l'optimum global dans un temps raisonnable.

# Chapitre IV

## DISPATCHING ÉCONOMIQUE DYNAMIQUE BASÉ SUR LES OFFRES



# Chapitre 4

## DISPATCHING ÉCONOMIQUE DYNAMIQUE BASÉ SUR LES OFFRES

Le dispatching économique dynamique joue un rôle important dans l'exploitation et le contrôle en temps réel des systèmes électriques. Le DED est très important pour améliorer l'économie et la fiabilité des opérations techniques du système électrique. Avec la réforme et la dérégulation du système de l'industrie électrique, le dispatching économique traditionnel a pris une nouvelle signification. Afin d'améliorer la compétitivité et la concurrence des acteurs du marché de l'électricité et l'allocation la plus optimale des ressources du système électrique, le dispatching économique dynamique du système électrique est passé de l'objectif traditionnel de minimisation de coût à un objectif basé sur un mécanisme d'enchères et la maximisation du profit total sur le marché de l'électricité. Les acteurs du marché du côté de la production (GENCOs) et du côté de la demande (clients) soumettent leurs propres offres de production et de consommation à un jour ou à une heure d'avance (comprenant la puissance de l'offre pour chaque période, le prix de l'électricité et les paramètres d'exploitation correspondants) à l'opérateur de système indépendant. L'ISO traite les offres en formulant un problème d'optimisation qui répond au contexte du système, à l'économie, à la sécurité du système, et à l'objectif de maximisation du profit total, en effectuant un dispatching économique dynamique basé sur les offres pour chaque période d'échange d'énergie. [205-206] Le problème résolu de dispatching économique dynamique basé sur les offres dans ce chapitre prend en compte les objectifs d'enchères des GENCOs et des clients en incorporant l'effet de flexibilité des stratégies d'enchères faibles, moyennes et élevées des clients pendant les périodes d'échange afin de garantir que l'électricité est un produit qui s'adapte à l'offre, à la demande, et au prix de l'électricité. La solution du modèle de dispatching économique dynamique basé sur les enchères proposé dans cette étude prend en considération plusieurs contraintes telles que l'équilibrage de la puissance, les limites de sécurité des générateurs, les limites de la demande des clients, les limites de rampe-rate, et les pertes de transport, afin de déterminer le planning optimal en déterminant la puissance active dispatchée par chaque unité GENCO et la quantité admissible de demande des clients satisfaite par les GENCO afin de minimiser le coût de production et de maximiser le profit total des unités GENCO dans un intervalle de temps, ce qui rend ce processus plus compliqué par nature avec des caractéristiques d'ordre élevé, non linéaires et multi-contraintes et nécessite une méthode mathématique efficace. La formulation de problème de dispatching économique dynamique basé sur les offres a été présentée en détail dans le chapitre 2 (section 2.2.5) par le modèle mathématique exprimé par les équations [Eq.2.90 – Eq.2.117]. Dans cette étude, une méthode métaheuristique nommée l'algorithme du recuit simulé, est proposée pour résoudre le problème de dispatching économique dynamique basé sur les offres. La représentation du recuit simulé en termes de principe de fonctionnement, d'équations [Eq.3.14 - Eq.3.19], d'étapes et d'organigramme est présentée en détail au chapitre 3 (section 3.2.6.6). De nombreuses méthodes ont été utilisées dans le passé pour résoudre le dispatching économique, comme la méthode de programmation dynamique [207-208].



L'avantage de cette méthode est que la fonction de coût peut être minimisée de façon monotone, tandis que l'inconvénient est que lorsque le nombre d'unités augmente, la demande de mémoire informatique et de temps de simulation augmente de façon exponentielle. En raison des solutions multiples minimums locales, cette méthode ne peut souvent trouver qu'une solution sous-optimale et ne peut pas atteindre une solution globale. Le développement récent de méthodes d'optimisation heuristiques et métaheuristiques a été utilisé par certains chercheurs pour résoudre divers problèmes de BBDELD tels que :

- ❖ L'algorithme de la programmation quadratique du point intérieur prédicteur-correcteur (PCIPQP). [209]
- ❖ L'optimisation par essaims de particules (PSO), La programmation linéaire (LP). [210]
- ❖ L'algorithme génétique immunisé par niche d'isolement (INIGA). [211]
- ❖ L'évolution différentielle (DE). [212]
- ❖ L'algorithme évolutionnaire (EA). [213], La programmation quadratique (QP). [214]
- ❖ La recherche d'organismes symbiotiques (SOS). [215]
- ❖ Le multi-échelon (ME). [216], Optimiseur à essaims compétitifs (CSO). [217]

Ces méthodes sont parmi les meilleures techniques d'optimisation avec la capacité de trouver la solution optimale globale. Cependant, la méthode des AG a été utilisée avec succès dans la solution de problème de BBDELD, mais ses inconvénients sont le temps de calcul long, sans garantie de trouver une solution optimale globale. De même, les méthodes DE, EA, et QP présentent le même défaut de temps de calcul long lorsqu'elles sont confrontées à un système plus grand de taille. De même, les méthodes PSO et ACS présentent des limitations majeures en ce qui concerne les dimensions des problèmes techniques numériques, le temps de calcul important et la complexité de la programmation et l'implémentation. Le recuit simulé amélioré proposé est facile à implémenter, il a la capacité de résoudre la décomposition optimale des solutions en utilisant une approche probabiliste basée sur le critère de Métropolis pour accepter les solutions dégradées candidates afin d'échapper au piège des solutions optimales dans la région locale lors de l'exploration et de l'exploitation de l'espace de recherche qui lui permet d'atteindre la solution optimale globale ou de l'approcher. Ses inconvénients sont la difficulté de détermination et la définition de ses paramètres de contrôle et le temps de calcul peu important lors de l'application de la méthode RS aux grands systèmes électriques.

#### **4.1 RÉSULTATS DE LA SIMULATION ET INTERPRÉTATIONS**

Dans ce chapitre, le problème de dispatching économique dynamique basé sur les enchères est résolu en utilisant l'algorithme de recuit simulé amélioré, qui est implémenté et adopté dans MATLAB et comparé à d'autres méthodes pour évaluer son optimalité, sa convergence, sa robustesse et son efficacité de computation. Dans la première étude (cas d'étude 1), le problème de BBDELD est résolu en utilisant un système électrique conventionnel (sans éoliennes). Dans la deuxième étude (cas d'étude 2), il est résolu en utilisant un système électrique hybride comprenant des éoliennes qui dépendent des données climatiques telles que la vitesse du vent dans un environnement électrique déréglementé, afin d'étudier l'impact de l'intégration de l'énergie éolienne sur les pertes de transport et d'analyser son avantage économique sur le marché de l'électricité pour minimiser le coût de production et maximiser le profit des GENCOs. Dans ce

contexte, trois stratégies d'enchères ont été implémentées : stratégie d'enchère faible, moyenne et élevée sur trois réseaux différents : le premier : réseau IEEE à 5 nœuds, le second : réseau IEEE à 30 nœuds, le troisième : réseau IEEE à 39 nœuds, et le dernier : réseau IEEE a 40 générateurs. L'algorithme de recuit simulé est implémenté et développé dans l'environnement MATLAB après avoir sélectionné ces paramètres de contrôle et utilisé pour rechercher et trouver les solutions optimales pour différents paramètres tels que le coût de production et le bénéfice des clients pour calculer le profit total des participants au marché qui sont les valeurs a optimisées après avoir équilibré les offres soumises sur le marché et dispatcher la puissance fournie par les GENCOs pour satisfaire la demande des clients avec des pertes de transport minimales. L'algorithme de RS est exécuté 20 fois pour obtenir les meilleurs résultats. Le tableau 4.1 présente les paramètres de l'algorithme de recuit simulé amélioré proposé.

**Tableau 4.1** Paramètres de l'algorithme de recuit simulé amélioré.

Paramètres	Valeur constante
Température initiale $T_I$	30 °C
Alpha $\alpha$	0.99
Max essaie	10000
Itération maximale	300
Température finale $T_F$	0.1°C

#### 4.1.1 CAS D'ÉTUDE 1 : BBDLED SANS ÉNERGIE ÉOLIENNE

##### 4.1.1.1 RÉSEAU IEEE À 5 NŒUDS

Dans cette étude, un réseau électrique à 5 nœuds avec 3 générateurs (chaque générateur représente un GENCO) et 2 charges (chaque charge représente un client) connectés via 6 lignes de transport est considéré. Pour les GENCOs, les coefficients de coût du combustible de production sont pris comme coefficients de prix d'offre pour représenter la stratégie d'offre des générateurs comprenant les limites d'offre maximale et minimale. Pour les clients, les prix d'offre de la demande sont représentés comme une stratégie d'offre fixe comprenant les limites de demande maximale et minimale tirées de l'étude [209] et données dans les tableaux 4.2 et 4.3.

**Tableau 4.2** Paramètres des générateurs pour le système de 3-unités.

Gen No.	Paramètres de prix d'offre de production			Limite des générateurs			
	$a_{gi}$ (\$/MWh <sup>2</sup> )	$b_{gi}$ (\$/MWh)	$c_{gi}$ (\$)	$P_{min}$ (MW)	$P_{max}$ (MW)	$UR_i$ (MW/h)	$DR_i$ (MW/h)
1	0.001562	7.92	560	0	600	20	20
2	0.00194	7.85	310	0	400	40	40
3	0.00482	7.97	78	0	200	20	20

**Tableau 4.3** Paramètres des clients pour les 2 périodes de système à 3-unités.

Paramètres de prix et limites d'offre de demande	Client 1	Client 2
$a_{dj}$ (\$/MWh <sup>2</sup> )	-0.175	-0.150
$b_{dj}$ (\$/MWh)	100	110
Puissance demandée au période 1 (Dmin à Dmax) (MW)	400 à 650	200 à 350
Puissance demandée au période 2 (Dmin à Dmax) (MW)	200 à 300	300 à 400

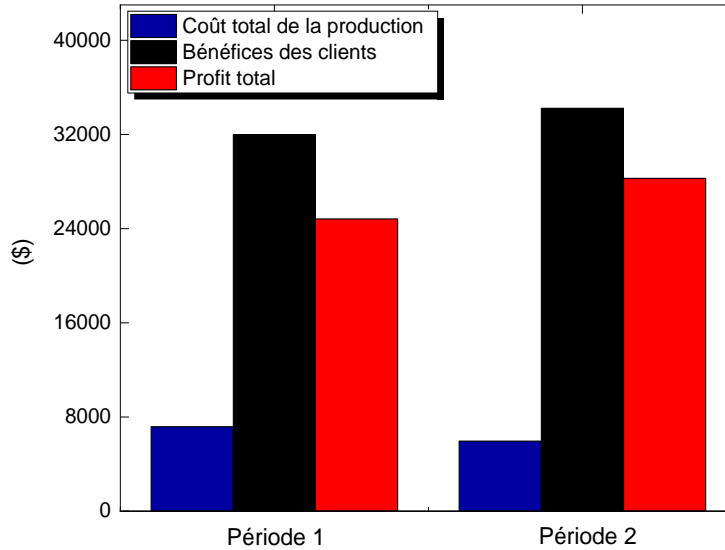
Les pertes des lignes de transport sont considérées dans ce réseau et représentées par une matrice de coefficients B comme suit [218] :

$$B_{ij} = 1 e^{-5} \begin{bmatrix} 3.00 & 0.00 & 0.00 \\ 0.00 & 9.00 & 0.00 \\ 0.00 & 0.00 & 12.0 \end{bmatrix}$$

Les données d'offre des GENCOs et des clients et les coefficients B sont pris comme entrées dans l'algorithme de recuit simulé proposé. Dans cette étude, les quantités des offres soumissionnées par les participants sont réparties de manière optimale sur deux périodes d'échange. Les résultats globaux de dispatching basé sur les offres sont présentés dans le tableau 4.4 et la figure 4.1.

**Table 4.4** Résultats du dispatching pour un système à 3-unités.

Résultats	Période 1	Période 2
P <sub>1</sub> (MW)	261.7319	282.2205
P <sub>2</sub> (MW)	295.1013	239.4151
P <sub>3</sub> (MW)	176.7867	77.9605
Production totale (MW)	733.6199	599.5961
D <sub>1</sub> (MW)	400	259.8537
D <sub>2</sub> (MW)	332.5900	338.9802
Demande totale (MW)	732.5931	598.8340
Pertes totales (MW)	1.2067	0.7621
Coût de production (\$)	7173.0412	5948.8465
Bénéfice des clients (\$)	31992.3593	34220.366
Profit (\$)	24819.318	28271.5198
Temps de convergence (sec)	7.816	8.127
Coût total de la production (\$)	13121.88	
Bénéfice totale des clients (\$)	66212.72	
Profit total (\$)	53090.83	



**Figure 4.1** Comparaison des résultats du système à 3-unités pour les deux périodes.

L'algorithme de recuit simulé a dispatché la puissance produite par les trois unités GENCO avec 733.6199 MW pour satisfaire une demande totale de 732.5931 MW pour le client 1 et le client 2 dans la période d'échange 1. De même, dans la période 2, les trois unités GENCO ont fourni 599.5961 MW au client 1 et au client 2 pour une demande totale de 598.8340 MW. De la période 1 à la période 2, le profit total est maximisé avec 3452.2018 \$ (de 24819.318 \$ à 28271.5198 \$). Le bénéfice des clients a également augmenté avec 2228.0067 \$ (de 31992.3593 \$ à 34220.366 \$) en raison de la minimisation du coût de production avec 1224.1947 \$ (de 7173.0412 \$ à 5948.8465 \$). Les pertes totales du système sont également réduites avec 0.4446 MW (de 1.2067 MW à 0.7621 MW) lorsque la demande est réduite. Lin et Chen [209], et Zhao. [210] ont conclu que LP et PCIPQP ont prouvé leur efficacité en fournissant de meilleurs résultats pour résoudre le problème BBDELD. Pour vérifier et valider le potentiel de l'algorithme de recuit simulé amélioré proposé, les résultats de dispatching BBDELD sont comparés aux approches LP et PCIPQP et présentés dans le tableau 4.5.

**Table 4.5** Comparaison des résultats.

Méthode	Coût total de la production (\$)	Bénéfice total des clients (\$)	Profit total (\$)	Temps de convergence pour P1 et P2
LP [210]	13426	64372	50936	----/----
PCIPQP [209]	13158	66246	53088	----/----
RS	13121.88	66212.72	53090.83	7.816/8.127

On constate que le PCIPQP a permis d'obtenir un bénéfice total pour les clients de 66246 \$, ce qui est plus élevé que celui de la méthode proposée RS et LP avec 33.28 \$ et 1874 \$, respectivement. Le recuit simulé proposé a obtenu de meilleurs résultats que les autres approches en atteignant un profit total de 53090.83 \$ ce qui est supérieur aux approches LP et PCIPQP avec 2154.83 \$ et 2.83 \$ respectivement, en raison du coût optimisé obtenu avec 13121.88 \$ qui est

minimisé par rapport à PCIPQP et LP avec 36.12 \$ et 304.12 \$ respectivement. La comparaison numérique montre que la méthode proposée est capable de fournir de meilleures solutions globales que les autres méthodes. La figure 4.2 montre la courbe de convergence de l'algorithme proposé pour résoudre le problème BBDLED du système à 3-unités.

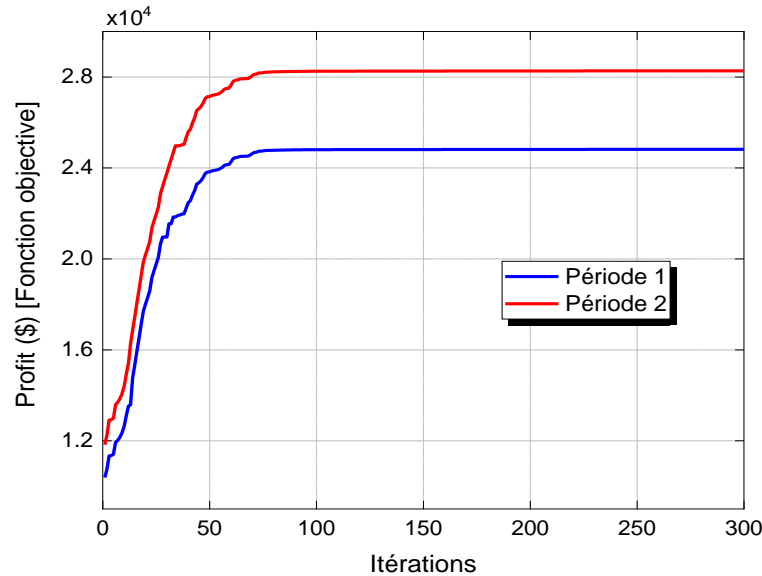


Figure 4.2 Convergence du profit des deux périodes du système à 3-unités.

#### 4.1.1.2 RÉSEAU IEEE À 30 NŒUDS

Dans la seconde étude, un réseau électrique moyen à 30-nœuds, comprenant 6 générateurs GENCOs et 2 clients connectés via 41 lignes de transport, est utilisé. Les coefficients de coût du combustible de production et les limites d'offre maximale et minimale des générateurs GENCOs [219] sont présentés dans le tableau 4.6.

Tableau 4.6. Paramètres des générateurs pour le système de 6-unités.

Gen No.	Paramètres de prix d'offre de production			Limite des générateurs			
	$a_{gi}$ (\$/MWh <sup>2</sup> )	$b_{gi}$ (\$/MWh)	$c_{gi}$ (\$)	$P_{min}$ (MW)	$P_{max}$ (MW)	$UR_i$ (MW/h)	$DR_i$ (MW/h)
1	0.00375	2.00	0	50	200	65	85
2	0.01750	1.75	0	20	80	12	22
3	0.00625	1.00	0	15	50	12	15
4	0.00834	3.25	0	10	35	08	16
5	0.02500	3.00	0	10	30	06	09
6	0.02500	3.00	0	12	40	08	16

Les pertes des lignes de transport sont considérées dans ce réseau et représentées par une matrice de coefficients B comme suit [220] :

$$B_{ij} = 1 e^{-4} \begin{bmatrix} 2.00 & 0.10 & 0.15 & 0.05 & 0.00 & -0.3 \\ 0.10 & 3.00 & -0.2 & 0.01 & 0.12 & 0.10 \\ 0.15 & -0.2 & 1.00 & -0.1 & 0.10 & 0.08 \\ 0.05 & 0.01 & -0.1 & 1.50 & 0.06 & 0.50 \\ 0.00 & 0.12 & 0.10 & 0.06 & 2.50 & 0.20 \\ -0.3 & 0.10 & 0.08 & 0.50 & 0.20 & 2.10 \end{bmatrix}$$

Pour les clients, les offres sont représentées avec des stratégies d'enchères faibles, moyennes et élevées. Le BBDELD est résolu sous les stratégies d'enchères afin d'étudier leur impact sur le marché pendant deux périodes d'échange. Les données des clients [221] sont présentées dans le tableau 4.7.

**Tableau 4.7** Paramètres des clients pour les 2 périodes de système à 6-unités.

Paramètres de prix et limites d'offre de demande	Client 1	Client 2
	Low / Medium/ High	Low / Medium / High
$a_{dj}$ (\$/MWh <sup>2</sup> )	-0.06/ 0.07/ 0.1	-0.08/0.05/ 0.09
$b_{dj}$ (\$/MWh)	20	15
Puissance demandée au période 1 (Dmin à Dmax) (MW)	100 to 150	50 to 100
Puissance demandée au période 2 (Dmin à Dmax) (MW)	20 to 70	100 to 200

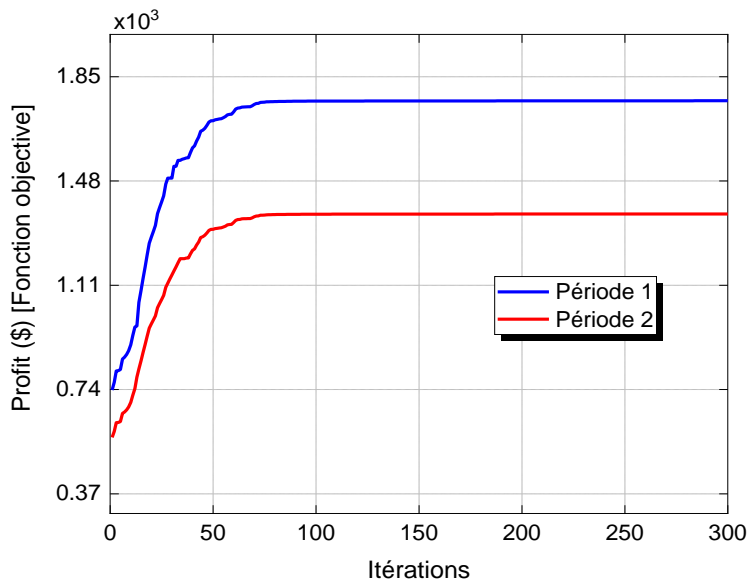
### A) Stratégie d'enchère faible

Dans cette stratégie, les coefficients d'offre ( $a_{dj}$ ) sont respectivement de -0.06 \$/MWh<sup>2</sup> et -0.08 \$/MWh<sup>2</sup> pour le client 1 et le client 2. Les coefficients d'offre ( $b_{dj}$ ) sont supposés être de 20 \$/MWh pour le client 1, et de 15 \$/MWh pour le client 2. Le prix d'équilibrage de l'énergie est supposé être de 20 \$/h pendant les deux périodes. Dans la première période, le client 1 soumet une offre de 100 MW au minimum, et au maximum, une offre de 150 MW et le client 2 soumettent une offre de 50 MW au minimum et au maximum, une offre de 100 MW. Après le dispatching, toutes les GENCOs et tous les clients ont respecté les limites de capacité de puissance. Les quantités soumises par les participants sont réparties optimalement par l'algorithme RS sur les deux périodes. La période 1 a montré que pour une demande de 215.341 MW des clients. Les GENCOs soumettent 218.282 MW. Dans la période 2, la demande des clients est réduite à 176.8051 MW, ce qui a conduit les GENCOs à réduire leur offre à 179.4049 MW. Après l'équilibrage du marché, on peut voir que de la période 1 à la période 2, le coût de production a diminué avec 15.6559 \$ (de 501.814 \$ à 486.1581 \$), et le bénéfice des clients a également diminué avec 417.3 \$ (de 2266.40 \$ à 1849.1 \$), ce qui a conduit à la réduction du profit total avec 401.65 \$ (de 1764.59 \$ à 1362.94 \$). En plus, les pertes totales du système sont réduites de 0.341 MW quand la demande est réduite. Le tableau 4.8 présente les résultats obtenus avec la stratégie d'enchères faibles.

**Table 4.8** Résultats du dispatching pour un système à 6-unités (stratégie faible).

Résultats	Période 1	Période 2
P <sub>1</sub> (MW)	88.8516	50.01
P <sub>2</sub> (MW)	58.5893	80.00
P <sub>3</sub> (MW)	38.2288	17.39
P <sub>4</sub> (MW)	10.4977	10.00
P <sub>5</sub> (MW)	10.1144	10.00
P <sub>6</sub> (MW)	12.00	12.01
Production totale (MW)	218.282	179.43
D <sub>1</sub> (MW)	132.157	70.00
D <sub>2</sub> (MW)	83.1840	106.83
Demande totale (MW)	215.341	176.83
Pertes totales (MW)	2.94081	2.60
Coût de production (\$)	501.814	486.21
Bénéfice des clients (\$)	2266.40	1795.43
Profit (\$)	1764.59	1309.21
Temps de convergence (sec)	4.604	4.589
Coût total de la production (\$)	988.024	
Bénéfice total des clients (\$)	4061.83	
Profit total (\$)	3074.19	

La figure 4.3 montre la courbe de convergence de l'algorithme RS pour résoudre le problème BBDLED du système à 6-unités avec la stratégie d'enchères faibles.



**Figure 4.3** Convergence du profit des deux périodes du système à 6-unités (stratégie faible).

**B) Stratégie d'enchère moyenne**

Dans cette stratégie, les coefficients d'offre ( $a_{dj}$ ) sont pris pour le client 1 et le client 2 à 0.07 \$/MWh<sup>2</sup> et 0.05 \$/MWh<sup>2</sup> respectivement. Les coefficients de l'offre ( $b_{dj}$ ) et la demande de puissance des clients sont pris comme dans le cas de la stratégie d'offre faible pendant les deux périodes d'échange. Les résultats obtenus dans le cadre de la stratégie d'enchères moyennes sont présentés dans le tableau 4.9.

**Table 4.9** Résultats du dispatching pour un système à 6-unités (stratégie moyenne).

Résultats	Période 1	Période 2
P <sub>1</sub> (MW)	91.6388	112.5598
P <sub>2</sub> (MW)	80.00	80.00
P <sub>3</sub> (MW)	50.00	50.00
P <sub>4</sub> (MW)	10.0598	10.24595
P <sub>5</sub> (MW)	10.00	10.07445
P <sub>6</sub> (MW)	12.2890	12.07805
Production totale (MW)	254.0519	274.9583
D <sub>1</sub> (MW)	150	70
D <sub>2</sub> (MW)	100	200
Demande totale (MW)	250	270
Pertes totales (MW)	4.0519	4.95834
Coût de production (\$)	639.2998	695.072
Bénéfice des clients (\$)	6575	6743
Profit (\$)	5935.7	6047.92
Temps de convergence (sec)	4.964	4.516
Coût total de la production (\$)	1334.37	
Bénéfice total des clients (\$)	13318	
Profit total (\$)	11983.62	

Les GENCOs ont fourni 254.0519 MW d'énergie aux clients pour une demande de 250 MW dans la période 1. Pour la période 2, les GENCOs ont augmenté leur offre de 274.9583 MW pour répondre à la demande des clients avec 270 MW. Après l'équilibrage du marché, nous avons vu que de la période 1 à la période 2, le profit est maximisé avec 112.22 \$ (de 5935.7 \$ à 6047.92 \$) en raison de l'augmentation du bénéfice des clients reçu qui est également augmenté avec 168 \$ (de 6575 \$ à 6743 \$). De plus, les pertes totales du système sont légèrement augmentées de 0.906 MW lorsque la demande est augmentée. La figure 4.4 montre la courbe de convergence de l'algorithme RS pour résoudre le problème BBDLED du système à 6-unités avec la stratégie d'enchères moyenne.



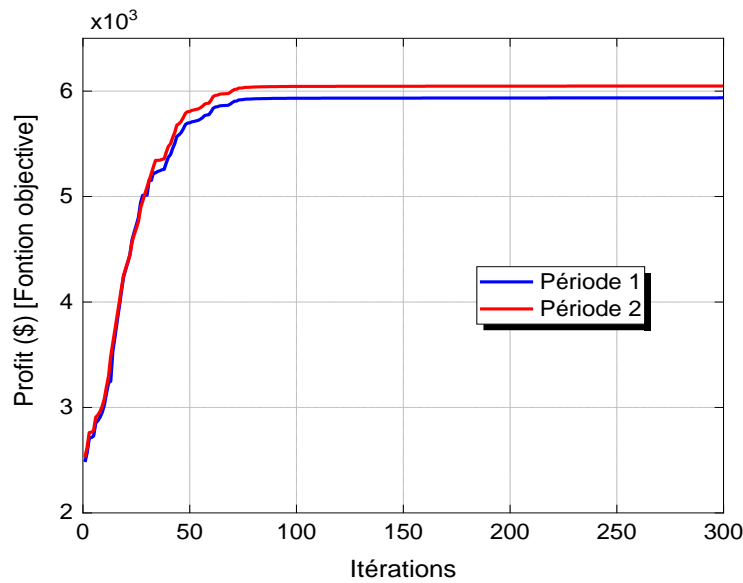


Figure 4.4 Convergence du profit des deux périodes du système à 6-unités (stratégie moyenne).

### C) Stratégie d'enchère élevée

Le coefficient d'offre ( $a_{dj}$ ) est de 0.1 \$/MWh<sup>2</sup> pour le client 1 est de 0.09 \$/MWh<sup>2</sup> pour le client 2. Le coefficient d'offre ( $b_{dj}$ ) et la puissance demandée par les clients sont considérés comme dans les cas précédents pendant les deux périodes d'échange. Les résultats obtenus dans la stratégie d'enchère élevée sont présentés dans le tableau 4.10.

Table 4.10 Résultats du dispatching pour un système à 6-unités (stratégie élevée).

Résultats	Période 1	Période 2
P <sub>1</sub> (MW)	91.8134	112.6966
P <sub>2</sub> (MW)	80.00	80.00
P <sub>3</sub> (MW)	50.00	50.00
P <sub>4</sub> (MW)	10.0822	10.0657
P <sub>5</sub> (MW)	10.0441	10.0606
P <sub>6</sub> (MW)	12.1182	12.1409
Production totale (MW)	254.0580	274.9640
D <sub>1</sub> (MW)	150	70
D <sub>2</sub> (MW)	100	200
Demande totale (MW)	250	270
Pertes totales (MW)	4.0580	4.96402
Coût de production (\$)	638.99	696.99
Bénéfice des clients (\$)	7650	8490
Profit (\$)	7011.01	7793.01
Temps de convergence (sec)	4.950	4.858
Coût total de la production (\$)	1335.98	
Bénéfice total des clients (\$)	16140	
Profit total (\$)	14804.02	

Dans cette stratégie, la demande des clients était la même que dans la stratégie d'offre moyenne. Les GENCOs ont fourni aux clients 254.0580 MW pour la période 1 et 274.9640 MW pour la période 2. Le tableau 11 montre que le coût de production des deux périodes reste pratiquement le même que dans le cas de la stratégie d'offre moyenne. Le bénéfice des clients est augmenté avec 840 \$ (de 7650 \$ à 8490 \$), ce qui a conduit à la maximisation du profit total avec 782 \$ (de 7011.01 \$ à 7793.01 \$). Les pertes totales du système sont réduites de 0.906 MW. La figure 4.5 montre la courbe de convergence de l'algorithme RS pour résoudre le problème BBDLED du système à 6-unités avec la stratégie d'enchères élevée.

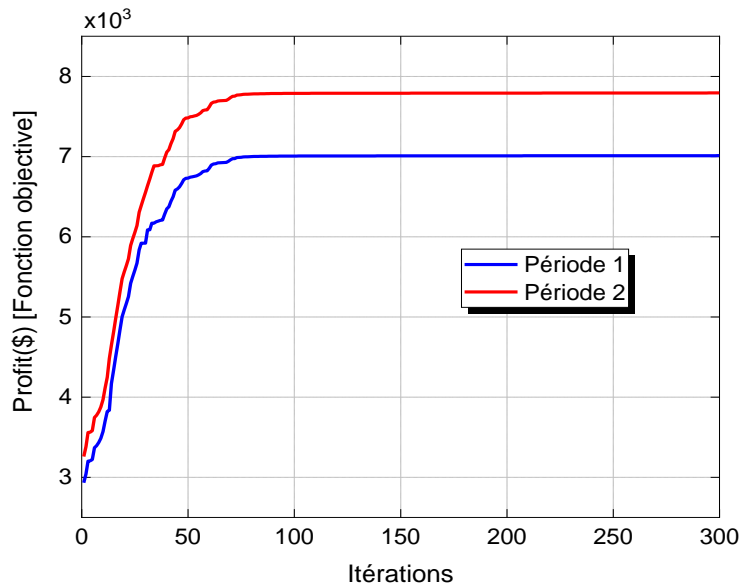


Figure 4.5 Convergence du profit des deux périodes du système à 6-unités (stratégie élevée).

La figure 4.6 montre la comparaison entre les résultats totaux sous les trois stratégies d'enchères après l'équilibrage du marché pour les deux périodes d'échange.

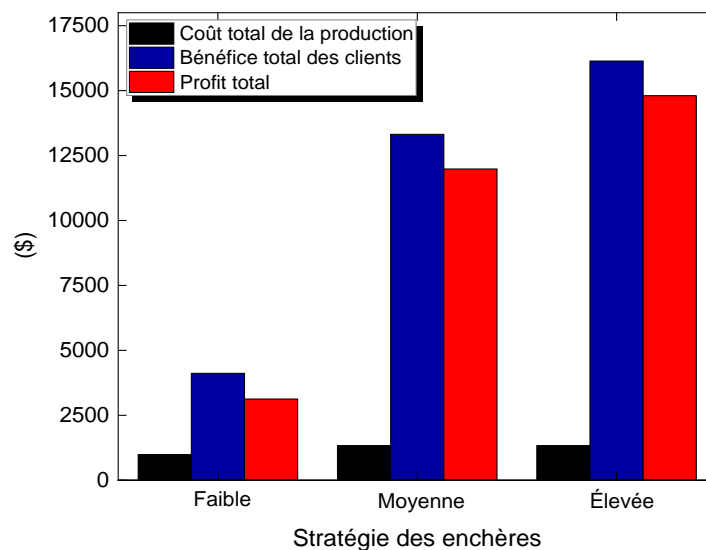


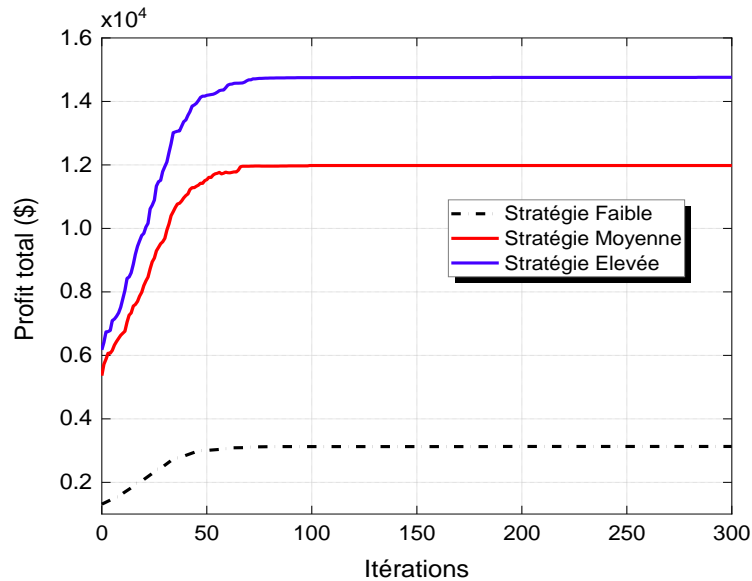
Figure 4.6 Comparaison des résultats en fonction des stratégies d'enchères.

La méthode proposée est comparée pour évaluation et validation à d'autres méthodes méteheuristiques. Le tableau 4.11 présente les résultats de la simulation résultant de l'algorithme RS comparé à PSO, DE, SOS et GA pour le réseau de test IEEE 30-nœuds.

**Table 4.11** Comparaison des résultats en fonction des stratégies d'enchère.

Stratégies d'enchères	Méthodes	Coût total de la production (\$)	Bénéfice total des clients (\$)	Profit total (\$)
Stratégie faible	DE [212]	989.72	4101.3	3111.50
	PSO [212]	1851.0	3483.8	1632.80
	SOS [215]	901.6	4101.3	3199.60
	GA [220]	1021.95	4073.37	3051.41
	RS	988.024	4061.83	3074.19
Stratégie moyenne	DE [212]	1431.5	13318	11886.50
	PSO [212]	1928.2	12141	10213.00
	SOS [215]	1369.9	13318	11948.00
	GA [220]	1337.63	13318	11980.35
	RS	1334.37	13318	11983.62
Stratégie élevée	DE [212]	1431.5	16140	14708.5
	PSO [212]	1793.1	15570.5	13777
	SOS [215]	1369.2	16140	14770.7
	GA [220]	1336.43	16140	14803.55
	RS	1335.98	16140	14804.02

La figure 4.7 montre la courbe de convergence de l'algorithme RS de réseau à 6-unités avec les trois stratégies d'enchères.



**Figure 4.7** Convergence du profit total du système à 6-unités pour les trois stratégies.

D'après le tableau, on peut voir que l'algorithme SOS donne de meilleurs résultats que les algorithmes comparés en obtenant un profit total maximum de 3199.60 \$, ce qui est supérieur à PSO, DE, GA et à l'algorithme RS proposé avec 1566.8 \$, 88,1 \$, 148.19 \$ et 72.06 \$ respectivement juste pour la stratégie d'enchères faibles. D'autre part, pour une stratégie d'enchères moyennes, l'algorithme RS proposé a obtenu des résultats très satisfaisants, atteignant un profit total maximum de 11983.62 \$, ce qui est supérieur à PSO, DE, SOS et GA avec 1770.62 \$, 97.12 \$, 35.62 \$ et 3.27 \$, respectivement. Par conséquent, de l'élévation de bénéfice client et la minimisation de coût de production par rapport aux autres algorithmes. Dans la stratégie d'enchères élevées, le RS proposé a dépassé les autres algorithmes en obtenant un profit maximum de 14804.02 \$, qui est supérieur à PSO, DE, SOS et GA avec 1027.02 \$, 95.52 \$, 33.32 \$ et 0.47 \$, respectivement, en raison du bénéfice des clients plus élevé et du coût de production minimisé par rapport aux autres algorithmes.

#### 4.1.1.3 RÉSEAU IEEE À 39 NŒUDS

Dans la troisième étude, un réseau plus large que le précédent est considéré qui comprend 10 générateurs GENCOs et 6 clients connectés via 46 lignes pour 12 périodes d'échange avec une capacité totale commise pour satisfaire les demandes de charge sur 12 périodes variant de 1036 MW à 2220 MW comme présentés dans le tableau 4.14. Pour les GENCO, les coefficients de coût du combustible sont considérés comme des prix d'offre pour représenter les enchères du côté de la production. Pour les clients, les coefficients des prix d'offre représentent l'offre du côté de la demande. Les données relatives aux offres et demandes pour 12 périodes [213] sont présentées dans les tableaux 4.13, 4.14.

**Tableau 4.13** Paramètres des générateurs pour le système de 10-unités.

Gen No.	Paramètres de prix d'offre de production			Limite des générateurs			
	$a_{gi}$ (\$/MWh <sup>2</sup> )	$b_{gi}$ (\$/MWh)	$c_{gi}$ (\$)	$P_{min}$ (MW)	$P_{max}$ (MW)	$UR_i$ (MW/h)	$DR_i$ (MW/h)
1	0.00043	21.60	958.20	470	150	80	80
2	0.00063	21.05	1313.60	460	135	80	80
3	0.00039	20.81	604.97	340	73	80	80
4	0.00070	23.90	471.60	300	60	50	50
5	0.00079	21.62	480.29	243	73	50	50
6	0.00056	17.87	601.75	160	57	50	50
7	0.00211	16.51	502.70	130	20	30	30
8	0.00480	23.23	639.40	120	47	30	30
9	0.10908	19.58	455.60	80	20	30	30
10	0.00951	22.54	692.40	55	55	30	30

**Tableau 4.14** Paramètres des clients pour les 12 périodes de système à 10-unités.

Clients	D1	D2	D3	D4	D5	D6	Demande par période	
$a_{dj}$ (\$/MWh <sup>2</sup> )	0.1	0.099	0.097	0.094	0.093	0.09		
$b_{dj}$ (\$/MWh)	20	19	17	16	15	12		
Offre de demande des clients maximale à chaque période	1	300	180	130	200	116	110	1036
	2	190	220	100	200	150	250	1110
	3	208	150	250	300	100	250	1258
	4	270	230	256	190	300	160	1406
	5	300	280	240	260	150	250	1480
	6	400	320	170	230	208	300	1628
	7	260	192	350	300	400	200	1702
	8	370	250	350	406	150	250	1776
	9	320	400	200	350	420	234	1924
	10	472	300	400	350	300	250	2072
	11	500	490	250	240	360	306	2146
	12	410	420	380	350	360	300	2220

Les résultats globaux de dispatching basé sur les enchères sont présentés dans le tableau 4.15 et la figure 4.8.

**Tableau 4.15** Résultats du dispatching pour un système à 10-unités pour les 12 périodes.

Périodes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P <sub>1</sub> (MW)	150.37	150.09	150.41	150.24	150.24	236.68	285.88	347.01	408.73	469.96	469.98	469.93
P <sub>2</sub> (MW)	135.64	135.56	222.42	370.34	443.87	460	460	460	460	460	460	460
P <sub>3</sub> (MW)	204.43	278.99	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
P <sub>4</sub> (MW)	60	60.04	60	60	60	60.02	60.09	60.10	60	106.07	168.34	220.41
P <sub>5</sub> (MW)	73.38	73.25	73.09	73.28	73.75	119.20	143.92	156.74	243	243	243	243
P <sub>6</sub> (MW)	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
P <sub>7</sub> (MW)	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
P <sub>8</sub> (MW)	47	47	47.01	47.01	47.02	47.03	47.06	47.13	47.02	87.76	98.54	120
P <sub>9</sub> (MW)	20.12	20.04	20.04	20.11	20.09	20.04	20.02	20	20.22	20.19	21.12	21.64
P <sub>10</sub> (MW)	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Coût de production (\$/h)	28007.73	29062.02	32697.10	35867.95	37463.66	40682.97	42298.24	43916.69	47162.59	50586.51	52369.64	52247.80
Bénéfice des clients (\$/h)	37837.31	38979.10	48191.40	56533.49	61230.70	73407.05	77230.03	84818.08	94916.24	107258.4	117198.80	117188.20
Profit total (\$/h)	9829.58	9917.08	15494.3	20665.54	23767.04	32724.08	34931.79	40901.39	47753.65	56671.89	64829.16	64940.4

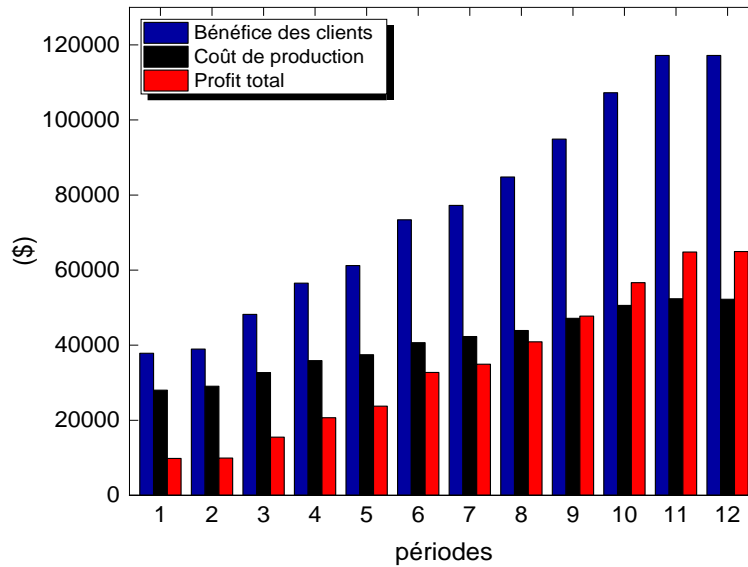


Figure 4.8 Résultats totales pour 12 périodes.

Dans cette étude, le RS a dispatché l'énergie produite par les sociétés de production, soit 19758 MW, pour satisfaire la demande des clients au cours de 12 périodes d'échange. D'après la figure 2, il est clair que le profit total est maximisé lorsque la demande augmente. Dans cette situation, le profit total est de 829.58 \$ dans la période 1, et il est maximisé dans les périodes 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12 avec 87.5 \$, 5664.72 \$, 10835.96 \$, 13937.46 \$, 22894. 5 \$, 25102.21 \$, 31071.81 \$, 37924.07 \$, 46842.31 \$, 54999.58 \$ et 55110.82 \$, respectivement, en raison de bénéfice reçus plus élevés dans ces périodes et de l'optimisation de coût de production. Pour vérifier et confirmer la performance de l'algorithme de RS, les résultats totales de dispatching basé sur les enchères sont comparés aux d'autres approches implémentées PSO, et ABC et présentés dans le tableau 4.16.

Tableau 4.16 Comparaison des résultats totales avec différentes méthodes.

Méthode	Bénéfice total des clients (\$/h)	Coût total de la production (\$/h)	Profit total (\$/h)	Temps de convergence (sec)
PSO	914788.80	494769.69	420019.11	24.21
ABC	914788.80	494800.55	419988.25	39.45
RS	914788.80	492362.90	422425.90	14.02

Le tableau 4.16 a montré que la méthode proposée de RS a obtenu de meilleurs résultats par rapport aux autres approches en obtenant un profit total de 422425.90 \$/h, ce qui est plus élevé que les approches PSO et ABC avec, 2406.79 \$/h et 2691.08 \$/h respectivement, en raison du coût de production optimisé obtenu avec 492362.90 \$/h, qui est minimisé par rapport aux approches, PSO et ABC avec, 2406.79 \$/h et 2437.65 \$/h respectivement. En ce qui concerne le temps de simulation, la méthode RS proposée a surpassé les autres méthodes avec l'efficacité de calcul la plus élevée. La comparaison numérique montre que la méthode RS est capable de fournir de meilleures solutions globales que les autres méthodes. La figure 4.9 présente la courbe de

convergence de l'algorithme proposé pour résoudre le problème BBDLED du système à 10-unités pour les 12 périodes d'échange.

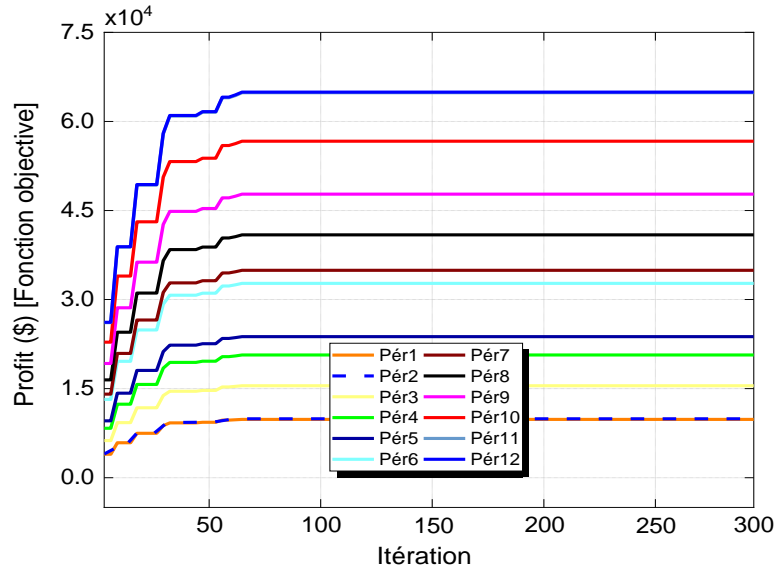


Figure 4.9 Convergence du profit total du système à 10-unités pour les 12 périodes.

#### 4.1.1.4 RÉSEAU IEEE À 40-UNITÉS

En effet, on a prouvé que l'algorithme RS a fourni des solutions optimales globales pour résoudre le dispatching économique dynamique basée sur les enchères en obtenant des solutions à l'offre et à la demande de puissance dispatchée, au coût de production, le bénéfice des clients et le profit total pour les trois réseaux précédents. Dans ce réseau, Le RS proposé est implémenté sur un réseau électrique à grande échelle avec 40 générateurs GENCOs et 11 clients, afin de tester sa faisabilité et sa robustesse dans la résolution du problème BBDELD dans le cadre d'une stratégie d'enchères élevées. Pour obtenir une meilleure performance et solution globale de recuit simulé proposé pour un système plus grand, la température initiale, et les essais maximaux sont augmentés à 35°C et 15000 respectivement. Pour les GENCOs, les coefficients de prix de l'offre, les limites des données des quantités des offres sont prises de [221] et sont présents à l'annexe (B.4). Pour les clients, les données d'offre sont générées en utilisant la stratégie d'offre élevée avec les recommandations des auteurs dans les réf. [213, 222] et présentées dans le tableau 4.17. La demande totale des clients varie de 10360 MW à 12580 MW pour 12 périodes d'échange et présentés dans le tableau 4.18. Les pertes de transport ont été négligées en raison de l'indisponibilité de données pertinentes pour la validation dans la littérature.

Tableau 4.17 Paramètres des clients pour les 12 périodes de système à 10-unités.

Clients	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	D <sub>3</sub>	D <sub>4</sub>	D <sub>5</sub>	D <sub>6</sub>	D <sub>7</sub>	D <sub>8</sub>	D <sub>9</sub>	D <sub>10</sub>	D <sub>11</sub>
$a_{dj}$ (\$/MWh <sup>2</sup> )	0.1	0.099	0.098	0.097	0.096	0.095	0.094	0.093	0.092	0.091	0.09
$b_{dj}$ (\$/MWh)	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11	10

Tableau 4.18 Demande des clients pour 12 périodes.

Périodes	D <sub>1</sub> (MW)	D <sub>2</sub> (MW)	D <sub>3</sub> (MW)	D <sub>4</sub> (MW)	D <sub>5</sub> (MW)	D <sub>6</sub> (MW)	D <sub>7</sub> (MW)	D <sub>8</sub> (MW)	D <sub>9</sub> (MW)	D <sub>10</sub> (MW)	D <sub>11</sub> (MW)	Total (MW)
1	1300	1000	1200	1100	1060	1100	1000	700	500	800	600	10.360
2	1300	1000	1200	1100	1060	1100	1000	800	500	800	600	10.460
3	1400	1300	1200	900	1000	1000	900	900	800	600	500	10.500
4	1400	1300	1200	900	1000	1000	900	900	800	750	600	10.750
5	1400	1300	1200	900	1000	1000	1050	900	800	750	600	10.900
6	1400	1300	1200	1000	1000	1000	1050	900	900	750	700	11.200
7	1400	1300	1200	1100	1000	1000	1050	1000	900	850	800	11.600
8	1400	1300	1200	1100	1000	1000	1050	1100	900	950	800	11.800
8	1040	1300	1200	1400	900	1100	1200	1300	700	900	800	11.840
10	1140	1300	1200	1400	1000	1100	1200	1300	700	900	900	12.140
11	1240	1300	1200	1400	1100	1100	1200	1300	700	900	900	12.340
12	1080	1300	1500	1400	900	1100	1200	1400	700	1000	1000	12.580

Cependant, l'augmentation de la température initiale et des essais maximaux a rendu le processus de convergence plus lent, mais précis. La figure 4.10 montre les résultats globaux de dispatching basé sur les offres sous la stratégie d'enchères élevées pendant les 12 périodes d'échange pour évaluer la performance de RS proposé avec la variation de l'offre de la demande des clients dans un grand réseau électrique

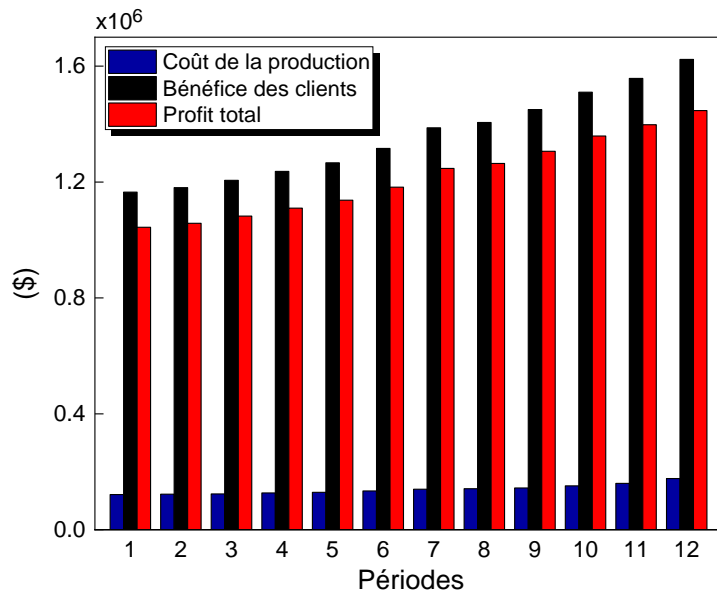
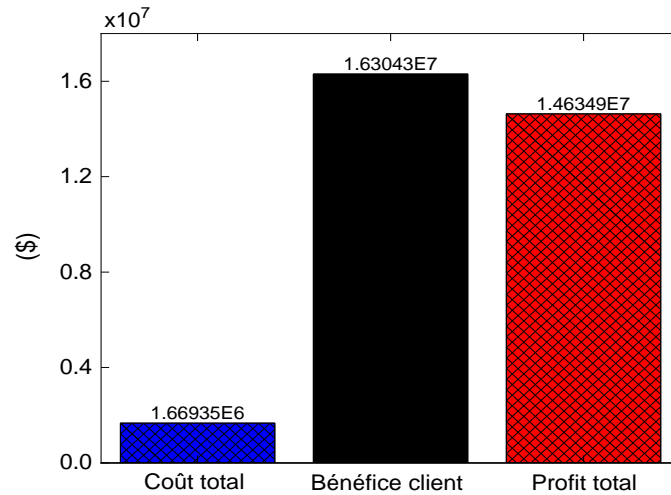


Figure 4.10 Résultats de dispatching optimal basé sur les enchères du système à 40-unités pour 12 périodes d'échanges.

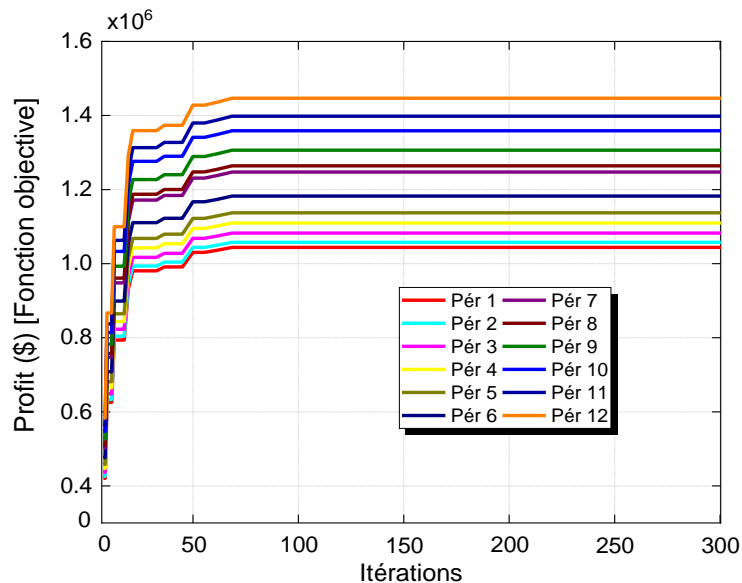
La figure 4.11 présente les valeurs optimales totales pour les 12 périodes d'échange.





**Figure 4.11** Résultats de dispatching économique dynamique basé sur les enchères optimisées totales du système à 40-unités.

Un coût de production total minimisé de 1669350.82 \$/h, un bénéfice total pour les clients de 16304268.7 \$/h, et un profit total maximal de 14634917.8 \$/h sont obtenus après l'équilibrage du marché. Dans ce cas, les résultats obtenus confirment le potentiel de l'algorithme de RS proposé pour fournir des solutions optimales globales au problème BBDELD pour un grand système électrique respectant toutes les contraintes d'exploitation. La courbe des caractéristiques de convergence du problème BBDELD utilisant l'algorithme RS proposé sous 12 périodes est présentée dans la figure 4.12.



**Figure 4.12** Convergence du profit total du système à 40-unités pour les trois stratégies 12 périodes.

### 4.1.2 CAS D'ÉTUDE 2 : BBDLED AVEC ÉNERGIE ÉOLIENNE

Dans le cas des études précédentes, nous avons vu l'effet des stratégies d'enchères et de la variation de la demande des clients sur le problème BBDELD, qui provoque un déséquilibre de puissance entre l'offre et la demande, une augmentation du coût de production, une réduction des profits et une augmentation des pertes de transport dans certaines périodes sur le marché de l'électricité. Dans ce contexte, deux systèmes électriques sont choisis (systèmes électriques à 6 et 10-unités) pour l'intégration de l'énergie éolienne dans le système électrique afin de voir son impact technico-économique sur le problème BBDELD, en particulier sur le coût de production, le bénéfice des clients, le profit total et les pertes de transport. L'intégration de l'énergie éolienne a été faite par deux étapes :

1. **Intégration avec puissance planifié de l'éolienne** avec la variation de la demande des clients pendant 12 périodes d'équilibrage du marché de l'électricité dans les périodes de dispatching dans le réseau à 10 unités.
2. **Intégration avec la variation de la puissance en fonction de la vitesse du vent** dans les périodes de dispatching avec la variation de la demande des clients pendant 2 périodes d'équilibrage du marché dans la stratégie d'enchères élevée.

Dans les deux cas d'intégration de l'énergie éolienne, la puissance de sortie des aérogénérateurs utilisés à une représentation linéaire calculée à partir des équations (2.95-2.98) du chapitre 2 en considérant une turbulence «  $\tau$  » négligeable de la vitesse du vent.

#### 4.1.2.1 INTÉGRATION AVEC PUISSANCE PLANIFIÉE DE L'ÉOLIENNE (RÉSEAU IEEE 39 NOEUDS A 10-UNITÉS)

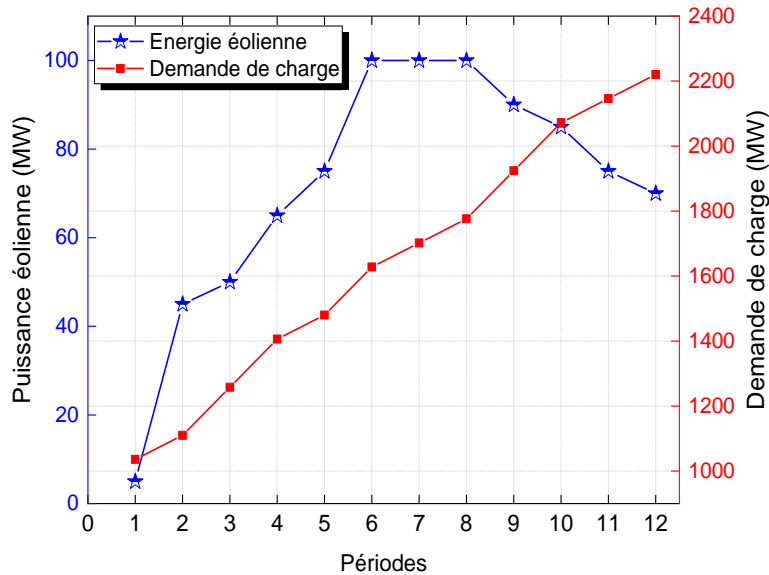
L'éolienne qui sera utilisée dans le système électrique de 10-unités sera intégrée avec une puissance connue ou planifiée, de sorte que la puissance de sortie a une courbe planifiée qui est déjà calculée sur la base d'une courbe de vitesse du vent quotidienne fixée sans être affectée par le dispatching économique. Pour le moment en Algérie, un parc éolien a été intégré par la société Sonelgaz avec 10.2 MW de puissance installée et une production annuelle : 3.42 GWh/an près de la ville d'Adrar en Algérie coordonnée : 28°27'31.8 "N 0°03'14.7 "W, qui compte 12 turbines. Le modèle de turbine éolienne est Gamesa G52 avec une hauteur de moyeu de 55m, et une puissance de 850 KW, le coût d'installation et l'investissement : 25.9 M€ [223-224]. Il est prévu d'avoir 9 parcs éoliens avec ces caractéristiques dans la région d'Adrar en Algérie, produisant environ 100 MW. Les paramètres de générateur éolien utilisé dans ce système sont présentés dans le tableau 4.19.

**Tableau 4.19** Paramètres du générateur éolien.

Générateur éolien	$a_{gi}$ (\$/MWh <sup>2</sup> )	$b_{gi}$ (\$/MWh)	$c_{gi}$ (\$/h)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	URi (MW)	DRi (MW)
P <sub>w</sub>	0	6.199	0	100	0	100	100

Le coefficient de coût du générateur éolien est calculé à partir du coefficient équivalent de générateur conventionnel 7 (le générateur avec le plus petit coefficient ( $b_{gi} = 16.51$  \$/MWh), avec

37,55 %.  $b_{\omega} = 6.199$  [225]. Un scénario à 12 périodes est pris pour la puissance produite par le parc éolien situé dans la région d'Adrar, comme présenté dans la figure 4.13. La vitesse du vent prévue en 21 Janvier 2020 à partir de [226] dans cette région est utilisée pour le calcul de la puissance générée en MW des parcs éoliens intégrés dans la région du Sud-ouest algérien pour les 12 périodes d'échange.

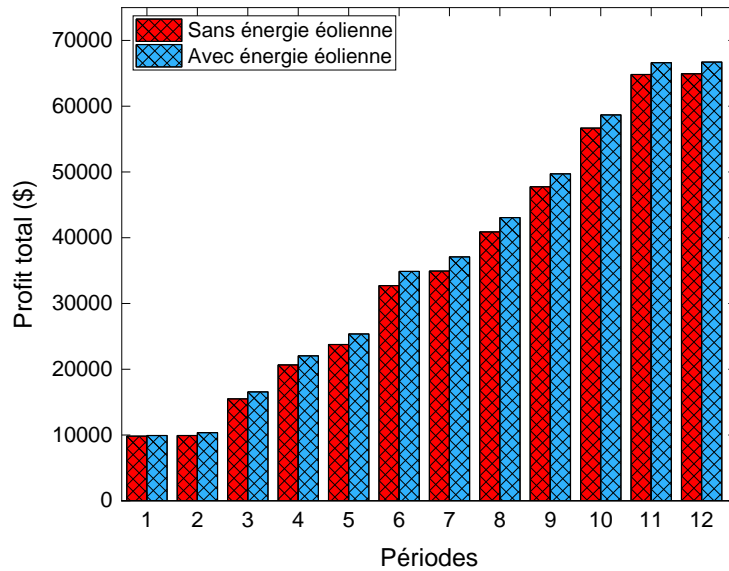


**Figure 4.13** Prévisions de la production d'énergie éolienne et de la demande de charge.

Deux objectifs sont traités simultanément dans ce cas, la minimisation du coût de production et la maximisation du profit des générateurs GENCOs. Les résultats de la simulation sont présentés dans le tableau 4.20 et la figure 4.14 après l'équilibrage du marché avec intégration de l'énergie éolienne pendant la période de 12 d'échanges.

**Tableau 4.20** Résultats avec l'énergie éolienne du système à 10-unités pour les 12 périodes.

Période	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P <sub>1</sub> (MW)	150.16	150.35	150.06	150.04	150.21	179.03	221.19	278.26	367.82	469.95	469.99	469.88
P <sub>2</sub> (MW)	135.49	135	172.77	305.77	369.37	460	460	460	460	460	460	460
P <sub>3</sub> (MW)	200.01	234.53	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
P <sub>4</sub> (MW)	60.07	60.03	60.02	60.03	60.01	60	60.01	60.04	60.03	60.08	71.02	180.95
P <sub>5</sub> (MW)	73.16	73	73.10	73.12	73.09	76.86	108.69	125.52	194.10	243	243	243
P <sub>6</sub> (MW)	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
P <sub>7</sub> (MW)	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
P <sub>8</sub> (MW)	47.03	47	47	47	47.25	47.03	47.02	47.16	47.03	47.49	120	89.45
P <sub>9</sub> (MW)	20.05	20.06	20.02	20.01	20.04	20.06	20.07	20	20	21.46	21.97	21.70
P <sub>10</sub> (MW)	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Coût de production (\$/h)	27903.48	28620.51	31637	34480.19	35858.02	38525.24	40136.23	41750.55	45202.80	48565.26	50580.50	50476.39
Bénéfice des clients (\$/h)	37837.30	38979.10	48191.40	56533.49	61230.70	73407.05	77230.03	84818.08	94916.24	107258.4	117198.84	117188.20
Profit total (\$/h)	9933.82	10358.58	16554.39	22053.29	25372.67	34881.80	37093.79	43067.53	49713.43	58693.13	66618.33	66711.81



**Figure 4.14** Profit total avec et sans intégration de l'énergie éolienne pour 12 périodes.

Le tableau 7 ci-dessus montre que lorsque l'intégration de l'énergie éolienne est appliquée, la puissance de sortie des unités thermiques diminue simultanément, ce qui affecte les résultats de BBDELD. D'après la figure 4 ci-dessous, il est clair que dans ce cas, des résultats positifs peuvent être observés. L'intégration de l'énergie éolienne dans le réseau a amélioré et optimisé le coût de production, ce qui a conduit à la maximisation du profit total pendant les 12 périodes d'échange. Le tableau 4.20 montre la comparaison entre les deux cas sans et avec l'énergie éolienne.

**Tableau 4.21** Comparaison du profit total et du coût de production.

Cas	Coût total de la production (\$/h)	Profit total (\$/h)
Sans énergie éolienne	492362.90	422425.90
Avec l'énergie éolienne	473736.17	441052.57
Amélioration par l'intégration de l'énergie éolienne	18626.73	18626.67

Le tableau 4.21 montre que si le générateur éolien fonctionne à 100 %, le coût total de production après la période de 12 échanges est minimisé de 492362.90 \$/h à 473736.17 \$/h, ce qui permet d'économiser 18626,73 \$/h et d'améliorer le profit total, qui a été maximisé de 422425.90 \$/h à 441052.57 \$/h avec 18626.67 \$/h pendant les 12 d'échanges. Il est conclu que la solution de dispatching basée sur les enchères utilisant l'algorithme de recuit simulé proposé avec l'énergie éolienne réussit à réduire l'énergie et le coût total de production des unités thermiques conduisant à un profit maximal pour les participants au marché. La convergence de l'algorithme de recuit simulé proposé pour résoudre le problème BBDELD avec et sans énergie éolienne pour la période 12 est présentée à la figure 4.15.

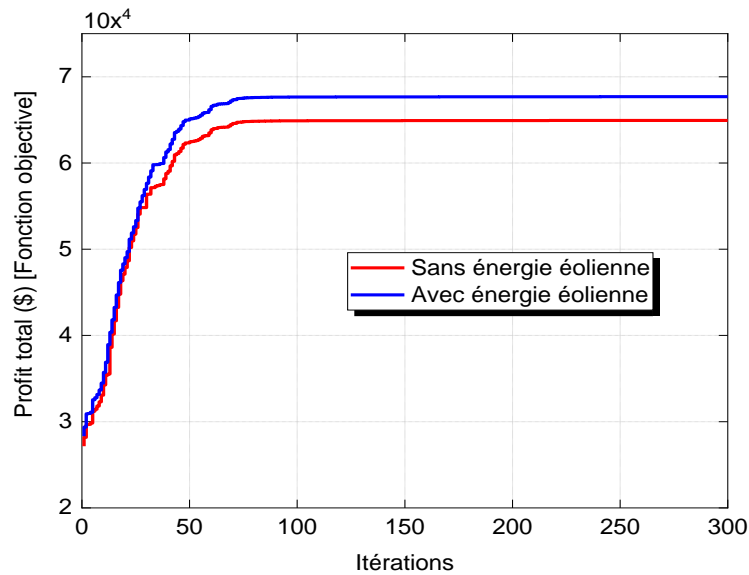


Figure 4.15 Convergence de profit total avec et sans énergie éolienne pour la 12eme période.

#### 4.1.2.2 INTÉGRATION AVEC LA VARIATION DE LA PUISSANCE EN FONCTION DE LA VITESSE DU VENT (RÉSEAU IEEE 30 NOEUDS A 6-UNITÉS)

Pour étudier l'effet de pénétration de l'énergie éolienne sur le problème BBDED dans le système à 6-unités, deux résultats sont comparés, le coût de production et le profit total des GENCOs. Le problème BBDELD est résolu avec l'intégration de l'énergie éolienne selon la variation de la vitesse du vent. Le cas de la stratégie d'enchère élevée de système à 6-unités est considéré pour l'étude de l'effet de l'injection d'énergie éolienne pendant les périodes d'échange sur le marché de l'électricité. La production du générateur d'énergie éolienne utilisé est calculée en utilisant l'équation (2.96) en considérant une variation linéaire de la vitesse du vent de 4.17 m/s à 6.67 m/s, qui est prévue sur une courte durée (4 périodes) pour une hauteur de 10 m en utilisant les données historiques de prévision de la vitesse du vent provenant d'une station météorologique a l'inde [227-228]. Le niveau de pénétration de l'énergie éolienne est calculé en fonction de l'énergie éolienne maximale ( $P_{\omega} = 64,865$  MW) injectée dans le système avec la variation de la vitesse du vent et estimé avec 4 niveaux : (25 %, 50 %, 75 % et 100 % de  $P_{\omega}$ ) [229], comme présenté dans le tableau 4.22.

Tableau 4.22 Puissance de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent prévue.

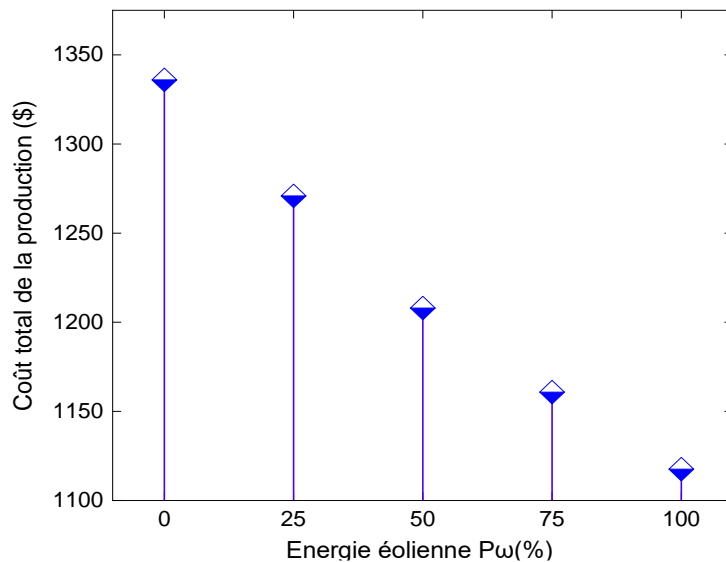
Sn°	Niveau moyen de pénétration de l'énergie éolienne (%)	Vitesse du vent à 10 m de hauteur (m/s)	Énergie éolienne (MW)
1	25	4.17	15.835
2	50	5.28	32.185
3	75	6.11	49.965
4	100	6.67	64.865

Le coefficient de coût du générateur éolien est calculé à partir du coefficient équivalent du générateur conventionnel 3 (le générateur le moins cher ( $b_{gi} = 1$  \$/MWh), avec 37.55%.  $b_{\omega} = 0.375$

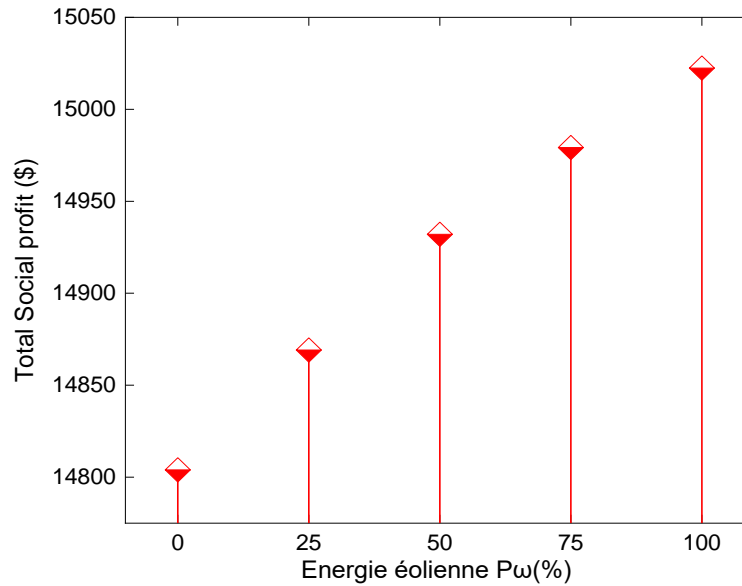
[225-230]. Le dispatching basé sur les enchères a été effectué pour chaque vitesse de vent, en tenant compte des contraintes des générateurs conventionnels et du générateur éolien. Dans ce cas, deux résultats sont simultanément optimisés sous la fonction objective, minimisation de coût total de production et maximisation de profit total avec la variation de la vitesse du vent/énergie. La demande du client est prise pour 2 périodes d'échange. Les résultats de la simulation sont présentés dans le tableau 4.23 et les figures 4.16 et 4.17.

**Tableau 4.23** Résultats avec la variation de la puissance éolienne sous la stratégie d'enchère élevée.

Pw (%)	25 %		50 %		75 %		100 %	
Parameters	Period 1	Period 2	Period 1	Period 2	Period 1	Period 2	Period 1	Period 2
P1(MW)	75.55	95.63	58.57	79.07	50.14	60.81	50.04	50.00
P2(MW)	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00
P3(MW)	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
P4(MW)	10.00	10.44	10.08	10.19	10.03	10.00	10.02	10.04
P5(MW)	10.05	10.12	10.11	10.05	10.12	10.23	10.02	10.01
P6(MW)	12.02	12.16	12.00	12.07	12.03	12.01	12.06	12.00
Production totale (MW)	253.47	274.21	252.97	273.59	252.77	273.03	252.76	272.76
Client 1	150.00	70.00	150.00	70.00	150.00	70.00	150.00	70.00
Client 2	100.00	200.00	100.00	200.00	100.00	200.00	100.00	200.00
Demande totale (MW)	250.00	270.00	250.00	270.00	250.00	270.00	250.00	270.00
Pertes du système (MW)	3.47	4.21	2.97	3.59	2.77	3.03	2.76	2.76
Coût de production (\$/h)	607.00	663.10	577.99	629.97	563.81	596.98	539.08	578.51
Bénéfice des clients (\$/h)	7650.00	8490	7650.00	8490.00	7650.00	8490.00	7650.00	8490.00
Profit total (\$/h)	7042.24	7826.89	7072.00	7860.02	7086.18	7893.01	7110.91	7911.48



**Figure 4.16** Coût total de production avec la pénétration de l'énergie éolienne.



**Figure 4.17** Profit total avec la pénétration de l'énergie éolienne.

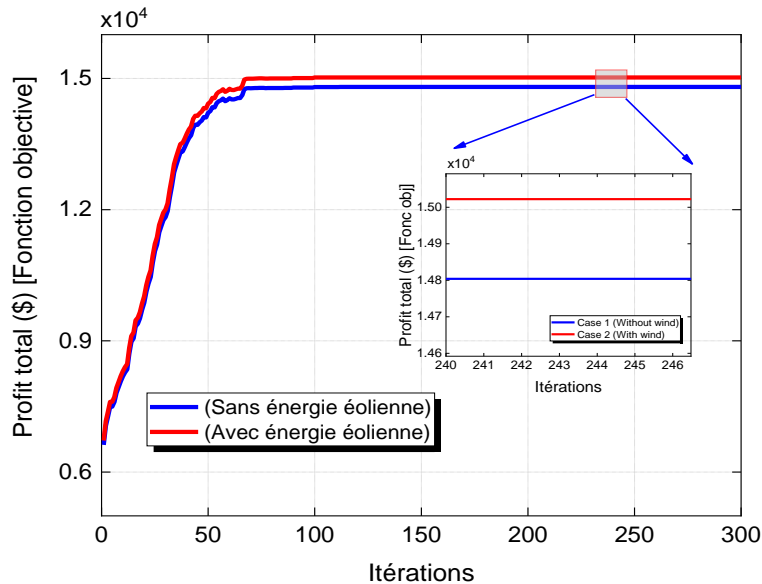
D'après le tableau 4.23, la figure 4.16 et la figure 4.17, on remarque que, lorsque l'injection de la production d'énergie éolienne est augmentée, la puissance des générateurs thermiques est progressivement réduite, ce qui conduit à la minimisation du coût total de production. Si le générateur éolien fonctionne avec 25% de son injection de puissance, nous pouvons économiser 1270.1 \$/h de coût total de production avec 14869.13 \$/h de profit total. Si l'éolienne fonctionne à 100%, nous pouvons économiser 1117.59 \$/h du coût total de production et 15022.39 \$/h du profit total. Le bénéfice des clients reste plus élevé et n'est pas affecté par l'injection d'énergie éolienne que les pertes du système, qui sont réduites dans tous les cas. Par conséquent, le profit total est maximisé considérablement en raison de la minimisation du coût de production des générateurs thermiques lorsque l'énergie éolienne est augmentée, comme le montre le tableau 4.24, qui compare les résultats des deux cas d'étude.

**Tableau 4.24** Comparaison des résultats de deux cas d'étude.

Cas	Sans énergie éolienne	Avec énergie éolienne
Coût total de la production (\$/h)	1335.99	1117.59
Bénéfice total des clients (\$/h)	16140	16140
Profit total (\$/h)	14803.99	15022.39
Pertes du système (MW)	9.03	5.52

Le tableau 4.23 montre que la solution de BBDELD en utilisant l'algorithme de recuit simulé amélioré, incluant l'énergie éolienne, réduit la production des générateurs thermiques, les pertes du système de transport et le coût total de la production, ce qui conduit à un profit total maximal

pour les sociétés de production et à un meilleur bénéfice pour les clients. La figure 4.18 illustre les courbes de convergence de la solution proposée par l'algorithme de RS pour les deux cas d'étude.



**Figure 4.18** Comparaison de la courbe de convergence du profit total avec et sans énergie éolienne.

## 4.2 CONCLUSION

Dans ce chapitre, le problème de dispatching économique basé sur les enchères est résolu en utilisant l'algorithme de recuit simulé amélioré. La méthode a été appliquée avec succès pour résoudre le problème de répartition basé sur les offres en obtenant des solutions optimales globales avec un temps de calcul court pour différents paramètres tels que :

- ❖ La minimisation de coût de production.
- ❖ Le calcul de bénéfice des clients.
- ❖ La maximisation du profit total.
- ❖ La minimisation des pertes de transport.

Dans la première partie de cette étude, le modèle de problème d'optimisation a été adopté pour modéliser un marché de l'électricité conventionnelle (sans énergie éolienne), permettant au client de choisir sa société de production. Dans cette partie, nous avons étudié :

1. La variation de la demande des clients pendant les périodes d'échange.
2. L'impact des stratégies d'enchères des participants sur le marché de l'électricité, et il a été prouvé que le profit est maximal si les participants soumissionnent leurs offres selon la stratégie d'enchère élevée.

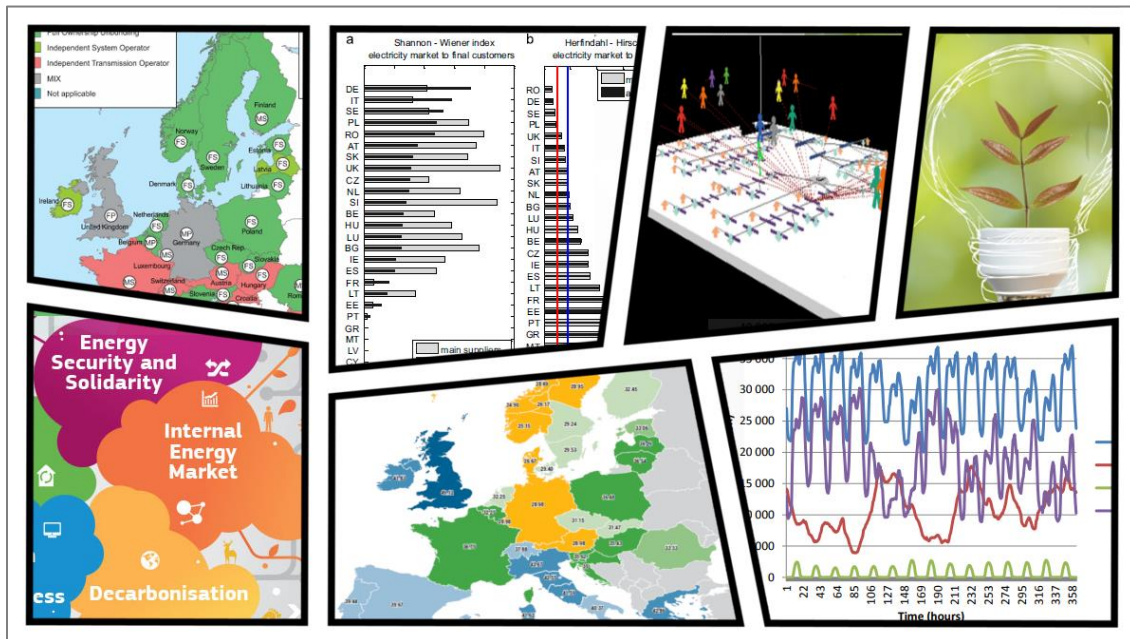
Dans la deuxième partie, l'impact de l'intégration de l'énergie éolienne est étudié dans le modèle de dispatching, en particulier sur le coût de production et le profit total. L'effet des variations de la vitesse moyenne du vent à court terme sur la solution optimale de dispatching économique est considéré. La comparaison a été faite entre le dispatching basé sur les enchères sans et avec l'énergie éolienne.



Le dispatching avec l'énergie éolienne a obtenu de meilleurs résultats avec performances en minimisant le coût de production, ce qui a maximisé le profit total des participants et minimisé les pertes du système après l'équilibrage du marché, confirmant l'avantage de l'énergie éolienne dans les systèmes électriques. L'analyse numérique et la comparaison avec d'autres méthodes en côté performance, et temps de convergence ont montré la supériorité de recuit simulé amélioré proposé pour fournir de meilleurs résultats même sur les systèmes à grande échelle.

# Chapitre V

## ÉCOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMALE BASÉ SUR LA TARIFICATION NODAL



# Chapitre 5

## ÉCOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMALE BASÉ SUR LE PRIX MARGINAL NODAL

L'écoulement de puissance optimal basé sur la tarification nodale marginale LMP est un mécanisme d'équilibrage des offres de production des GENCOs et les demandes des DISCOs et les grands clients sur le marché de l'électricité. Il s'agit d'une méthode qui détermine la répartition optimale de la production d'électricité et les prix dans les régions et les zones de réseau pour minimiser le coût total de production. Cette technique a été utilisée dans divers marchés de l'électricité gérés par les ISO, notamment le New York Independent System Operator (NYISO), le CAISO et le MISO, etc. [231-232] Dans un marché concurrentiel basé sur le LMP, le prix de l'énergie est transformé en un facteur qui n'est pas contrôlable par les participants. La concurrence parfaite sur le marché est basée sur l'hypothèse que tous les participants sont authentiques sur leur coût marginal. Ainsi, ils peuvent soumettre à l'opérateur du marché des offres pour des quantités d'énergie et des prix qui diffèrent afin d'attribuer le prix du marché pour maximiser leur profit. Ces offres stratégiques peuvent affecter l'efficacité du marché en affectant le dispatching économique ou l'écoulement de puissance optimal pour l'équilibrage du marché [233]. Ces opérations économiques sur les marchés de l'électricité conduisent à un coût de production minimisé dans les systèmes de production d'électricité, ce qui résulte en un profit maximal pour les participants. Les générateurs de production conventionnels qui ne sont pas identiques en raison de différents aspects tels que la distance, l'emplacement et l'efficacité entraînent des coûts de production et des LMP différents et élevés par rapport aux unités de production ont la base d'énergie renouvelable telle que l'énergie éolienne. En général, le dispatching économique calcule la quantité d'énergie produite par chaque générateur d'électricité avec un coût de production minimale, sans tenir compte du réseau de transport tandis que l'écoulement de puissance optimal combine le problème de l'écoulement de puissance et de dispatching économique. Le réseau de transport est important pour décider de la capacité optimale de chaque générateur, afin de minimiser la congestion du transport, ce qui est important pour répondre à la demande à un coût minimum pendant les échanges d'électricité entre les GENCOs et les DISCOs ou les clients. La formulation du problème de l'écoulement de puissance optimal basé sur la tarification nodale LMP avec ses contraintes a été présentée en détail dans le chapitre 2 (section 2.26) avec le modèle mathématique exprimé par les équations [Eq.2.124 - Eq.2.137]. Dans cette étude, la méthode d'optimisation des points intérieurs inclus dans la boîte d'outils PSAT/MATLAB (Power system Analysis Toolbox) est utilisée pour la résolution de ce problème. La représentation de l'IPM en termes de principe de fonctionnement, d'équations [Eq.3.20 - Eq.3.36], d'étapes et d'organigramme est présentée en détail au chapitre 3 (section 3.2.6.7). De nombreux travaux précédents ont étudié l'écoulement de puissance optimal basé sur le LMP dans le marché de l'électricité en utilisant différentes méthodes telles que :

- ❖ Algorithme génétique combiné avec facteur d'échelle de génération GA-GSF. [234]
- ❖ Programmation quadratique séquentielle (SQP). [235]

- ❖ Optimisation par essais de particules combiné avec facteur d'échelle de génération WPSO-GSF. [236]
- ❖ Programmation linéaire primitive (PLP). [237]
- ❖ Algorithme génétique (GA). [237]
- ❖ Méthode d'estimation en deux points (T-PEM). [238]
- ❖ La programmation linéaire d'écoulement de puissance optimal (LPOPF). [239]
- ❖ Algorithme génétique hybride de Dragonfly (HGDA) [240]

## 5.1 RÉSULTATS DE LA SIMULATION ET INTERPRÉTATIONS

Dans ce chapitre, le problème de l'écoulement de puissance optimal basé sur le LMP est résolu dans le marché unilatéral et bilatéral de l'électricité. L'OPF est défini comme un problème d'optimisation non linéaire avec contraintes. Dans le cas d'une contrainte de capacité de ligne, l'algorithme de point intérieur prend en compte cette congestion et poursuit le processus itératif pour obtenir la meilleure réponse de convergence. Ce processus réduit la vitesse de convergence, tout en rendant le flux de puissance efficace, et minimise également les coûts de production par rapport aux autres méthodes. La méthode des points intérieurs avec une méthode prédicteur-correcteur de Mehrotra est utilisée pour résoudre le problème de l'OPF. La méthode de prédiction-correction (PC) est expliquée en détails dans l'annexe A. Cependant, beaucoup de recherches ont été consacrées à l'extension de cette technique à la programmation non linéaire. PSAT et MATPOWER sont les seules boîtes d'outils basés sur Matlab qui fonctionnent avec l'algorithme IPM pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance optimal basé sur l'équilibrage des offres et demandes en calculant les prix nodaux marginales dans le marché d'électricité. Deux modèles de l'écoulement de puissance optimale sont inclus dans PSAT, comme suit :

1. **Procédure d'équilibrage du marché** : Le modèle de l'OPF "standard" basé sur le marché.
2. **Modèle d'équilibrage du marché VSC-OPF** : Le problème d'optimisation est utilisé pour représenter un modèle d'équilibrage du marché OPF avec inclusion de contraintes de stabilité de tension.

Dans ce chapitre, nous avons choisi le modèle OPF standard dans nos calculs, car ce modèle peut nous permettre de modéliser l'offre des GENCOs et la demande des DISCOs et les clients et il est plus efficace pour le calcul des prix LMP avec les prix de congestion nodaux (NCP) pour générer des prix appropriés. Le paradigme du marché de pool sous le régime de la tarification spot est supposé pour estimer les NCPs et ensuite les LMPs sont calculés en utilisant le modèle d'équilibrage de marché basé sur l'OPF. L'effet de l'intégration par pénétration de l'énergie éolienne est inclus pour étudier les avantages technico-économiques de l'énergie éolienne sur les pertes de transport, les prix du marché, le coût de production et le profit total.

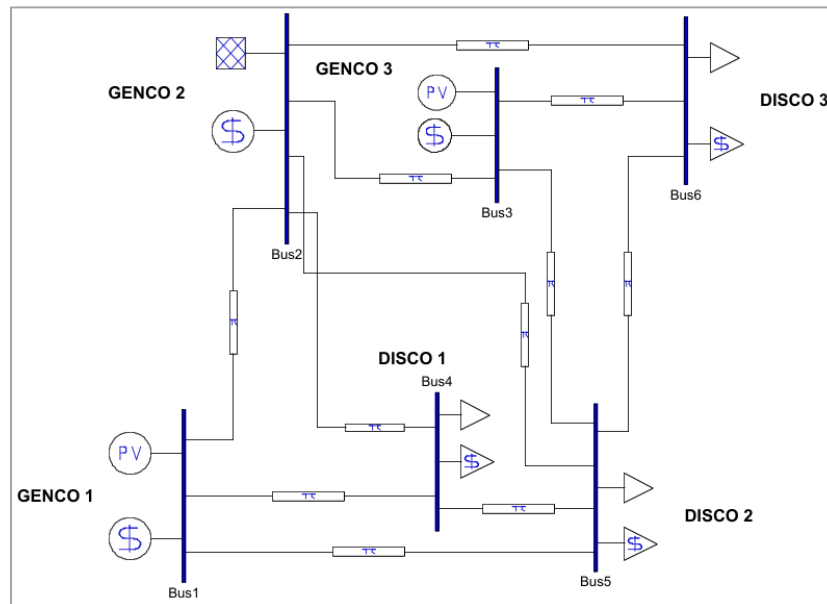
### 5.1.1 RÉSEAU IEEE À 6-NŒUDS

Dans ce système, l'écoulement de puissance optimale basé sur la technique LMP est appliquée à un système IEEE 6-nœuds modifié avec 3 générateurs et 3 charges connectées avec 11 lignes de transport, chaque générateur représente une GENCO et chaque charge représente une DISCO, comme montre la figure (5.1), la demande programmée totale de system est supposée d'être de

323.078 MW pour une seule période. Les données des offres des GENCOs pour l'offre et les données des DISCOs pour la demande sont données dans le tableau (5.1). Les données des lignes de transport et des nœuds sont présentées dans l'annexe (B.1). [129-241]

**Tableau 5.1.** Paramètres de l'offre et la demande de système IEEE 6-nœuds.

Participants du marché	$c_{pi}$ (\$/h)	$b_{pi}$ (\$/MWh)	$a_{pi}$ (\$/MWh <sup>2</sup> )	$P^{bid\ max}$ (MW)	$P_{L0}$ (MW)	$Q_{L0}$ (MVar)	$P_{G0}$ (MW)
GENCO 1	0	9.7	0.001	20	0	0	90
GENCO 2	0	8.8	0.001	25	0	0	140
GENCO 3	0	7.0	0.001	20	0	0	60
DISCO 1	0	12.0	0.001	25	90	60	0
DISCO 2	0	10.5	0.001	10	100	70	0
DISCO 3	0	9.5	0.001	20	90	60	0



**Figure 5.1** Schéma block du système IEEE 6-nœuds sous PSAT.

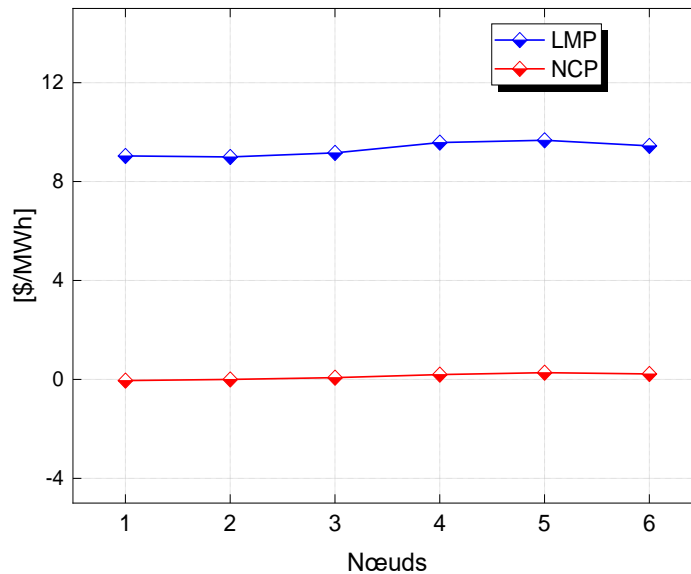
### 5.1.1.1 CAS D'ÉTUDE 1 : ÉCOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL BASÉ SUR LMP SANS ÉNERGIE ÉOLIENNE

Dans ce cas, toutes les GENCOs soumissionnent leurs offres selon le coût marginal, pour maximiser leurs profits selon la loi du marché de l'électricité, l'OPF est résolu sans intégration de l'énergie éolienne avec enchère bilatérale entre les GENCOs et les DISCOs. Le tableau (5.2) présente les résultats du l'écoulement de puissance optimale comprenant les LMPs à chaque nœud, le coût de production total est de 2925.54 \$/h, le revenu total est de 3029.03 \$/h et le profit total est de 103.5 \$/h. La figure (5.2) montre les LMP et les NCP obtenus par la méthode proposée pour

l'équilibrage du marché bilatéral, notant que la résolution de modèle d'enchères par l'OPF basé sur les LMP et les NCP plus uniforme et efficace pour la tarification de l'énergie électrique que le modèle d'enchères traditionnel sans prendre en considération l'effet des congestions et les pertes de transport.

**Tableau 5.2.** Résultats de l'OPF avec l'enchère bilatérale de réseau test IEEE 6-nœuds.

Participants du Marché	Gen. 1	Gen. 2	Gen. 3	Dis. 1	Dis. 2	Dis. 3
Production/Demande (MW)	90	164.87	80	115	110	98.07
LMP (\$/MWh)	9.035	8.995	9.161	9.579	9.669	9.444
NCP (\$/MWh)	-0.0451	0	0.0712	0.194	0.271	0.223
Coût de production (\$/h)	881.1	1478.04	566.4	-----	-----	-----
Revenu (\$/h)	813.15	1483.00	732.88	-----	-----	-----
Profit (\$/h)	-67.95	4.69	166.48	-----	-----	-----
Pertes (MW)	11.807	-----	-----	-----	-----	-----
Coût de production totale (\$/h)	2925.54	-----	-----	-----	-----	-----
Revenu total (\$/h)	3029.03	-----	-----	-----	-----	-----
Profit total (\$/h)	103.5	-----	-----	-----	-----	-----
Temps de convergence (sec)	1.1832	-----	-----	-----	-----	-----
Nombre d'itérations	11	-----	-----	-----	-----	-----



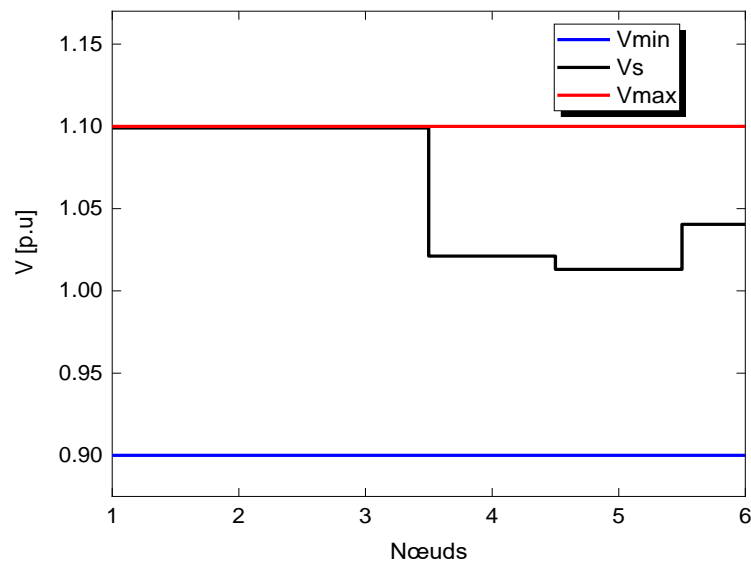
**Figure 5.2** LMPs et NCPs de différents nœuds de réseau test IEEE 6-nœuds.

Le Tableau (5.3) montre les tensions et les puissances réactives optimales des générateurs du réseau test IEEE 6-nœuds.

**Tableau 5.3** Tension et puissances réactives des générateurs du réseau test IEEE 6-nœuds.

Variables	$V_{Gmin}$	$V_{Gmax}$	$V_{Gs}$	$Q_{Gmin}$	$Q_{Gmax}$	$Q_{Gs}$
Gen. 1	0.9	1.1	1.1	-150	150	44.62
Gen. 2	0.9	1.1	1.1	-150	150	76.20
Gen. 3	0.9	1.1	1.1	-150	150	72.08

La figure (5.3) montre les profils de tension des nœuds pour les solutions obtenues. Il est remarquable que les amplitudes des tensions soient précisément dans la plage définie, ce qui confirme la faisabilité de l'algorithme de la méthode des points intérieurs dans PSAT lors de la résolution du problème de l'écoulement de puissance optimal.



**Figure 5.3.** Profil de tension pour le réseau électrique IEEE6-nœuds.

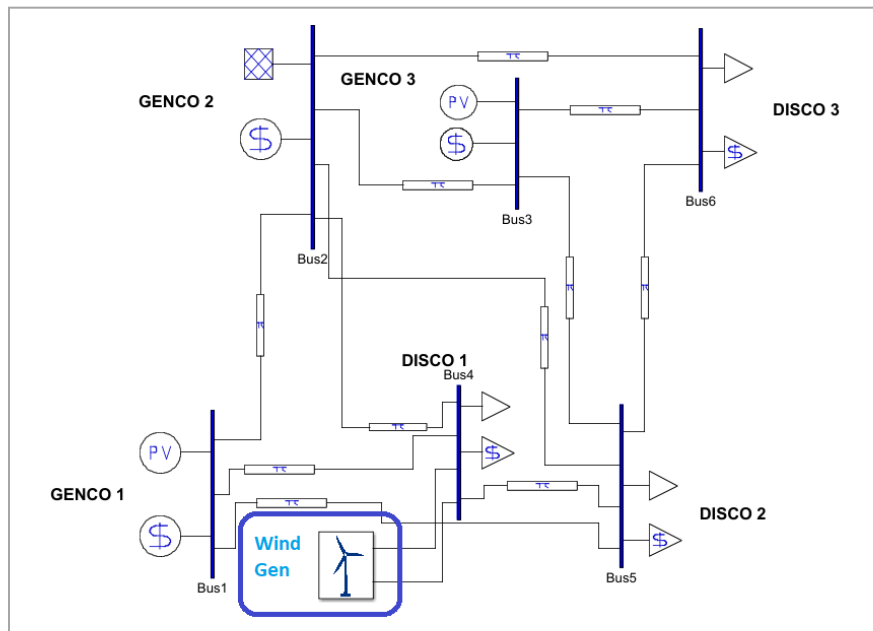
### 5.1.2 CAS D'ÉTUDE 2 : ÉCOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL BASÉ SUR LMP AVEC ÉNERGIE ÉOLIENNE

Dans ce cas, le générateur d'énergie éolienne est choisi pour être placé dans l'emplacement optimal du système (nœuds 4) comme montre la figure (5.4), après plusieurs placements sur différents nœuds. Après la simulation de l'écoulement de puissance optimale a été effectuée pour chaque niveau de vitesse du vent, en tenant compte de toutes les contraintes de système. Les paramètres de générateur éolien utilisé dans ce système sont présentés dans le tableau (4.4). La quantité d'énergie électrique éolienne produite dépend principalement de la vitesse du vent, de la densité de l'air, de la performance des turbines et de la surface balayée selon les équations (2.95-2.96). Dans cette étude, (AD) : la densité de l'air est prise égale à  $1.225 \text{ kg/m}^3$ , le rayon du rotor de la turbine (r) : est égal à 40 m, (e) : l'efficacité globale de la centrale éolienne est égale à 0.49 et la vitesse du vent à 10 m de hauteur (m/s) est estimée par 4 niveaux dans 4 périodes : (25%, 50%, 75% et 100%) comme indiqué dans le tableau (5.4). La fonction de coût de générateur éolien

est estimée par un modèle linéaire et le coefficient de coût est calculé selon le coefficient de coût unitaire conventionnel utilisé dans le cas de base de générateur (1) (37.55 % du coefficient unitaire conventionnel selon [242]) et d'après [227], le coefficient de coût de générateur est de 3.63 \$/MWh. (C'est-à-dire 3,63 \$/h pour une puissance éolienne de 1 MW).

**Tableau 5.4** Paramètres du générateur éolien en fonction de la vitesse de vent.

Période No.	Niveau de l'énergie éolienne (%)	Vitesse du vent à 10 m de hauteur (m/s)	Puissance de générateur éolien (MW)	Coût de production de générateur éolien (\$/h)
1	25	2.75	5.00	18.50
2	50	3.5	10.30	38.11
3	75	4.04	15.83	58.57
4	100	4.36	20.00	74.00



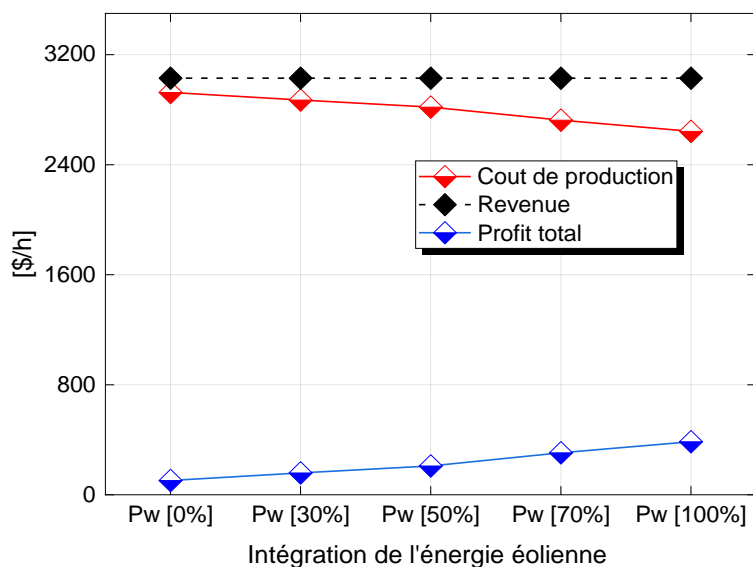
**Figure 5.4** Réseau test IEEE 6-nœuds avec générateur éolien.

L'OPF basé sur LMP a été effectué pour chaque vitesse de vent, en tenant compte des contraintes des générateurs conventionnels et du générateur éolien. Dans ce cas, la fonction objective a été optimisée pour la minimisation de coût total de production, la maximisation de profit total, la minimisation des pertes, et la réduction des LMP et NCP avec la variation de la vitesse du vent/énergie. Les résultats de la simulation sont présentés dans le tableau (5.5) et la figure (5.5). Les figures (5.6) et (5.7) montre la comparaison des prix LMP et NCP dans tous les nœuds de system sans et avec intégration de l'énergie éolienne avec une pénétration de 0 % à 100% en présence de l'enchère bilatérale.



**Tableau 5.5** Résultats de l'OPF avec intégration de l'énergie éolienne.

Pw (%)	0 %	25 %	50 %	75 %	100 %
Gen. 1	90	90	90	90	90
Gen. 2	164.87	158.77	153.21	142.47	133.82
Gen. 5	80	80	80	80	80
LMP 1 (\$/MWh)	9.035	9.023	8.980	8.813	8.779
LMP 2 (\$/MWh)	8.995	8.986	8.972	8.840	8.831
LMP 3 (\$/MWh)	9.161	9.163	9.163	9.023	9.010
NCP 1 (\$/MWh)	-0.0451	-0.0258	-0.0341	-0.0431	-0.050
NCP 2 (\$/MWh)	0	0	0	0	0
NCP 3 (\$/MWh)	0.0712	0.0648	0.0687	0.0641	0.0607
Pertes (MW)	11.807	9.791	9.578	9.139	8.823
Coût de production (\$/h)	2925.54	2869.88	2819.22	2723.55	2643.02
Revenus (\$/h)	3029.03	3029.03	3029.03	3029.03	3029.03
Profit total (\$/h)	103.5	159.15	209.80	305.48	386
Temps de convergence (sec)	0.9832	0.8524	0.9440	0.9369	1.2145
Nombre d'itérations	11	11	11	12	14



**Figure 5.5.** Résultats totaux de marché après l'OPF en fonction de la pénétration de l'énergie éolienne.

En raison de la répartition optimale de la production après l'exécution de l'OPF, le coût de production des GENCO conventionnelles est modifié dans tous les cas. Le tableau (5.2) montre que lorsque la valeur de la vitesse et de la puissance du vent augmente, la production des générateurs GENCO diminue tandis que les pertes de transport sont réduites de 11.807 MW sans énergie éolienne à 8.823 MW avec 100% d'intégration, ce qui réduit la congestion des lignes et

améliore le LMP et le NCP également après l'augmentation de la valeur de la puissance du vent. Par conséquent, le coût de production des GENCO est réduit dans tous les cas lorsque la puissance éolienne est augmentée de 2925.54 \$/h sans énergie éolienne à 2643.02 \$/h avec 100% d'intégration, ce qui a conduit à la maximisation du profit total de 103.5 \$/h sans énergie éolienne à 386 \$/h avec 100% d'intégration.

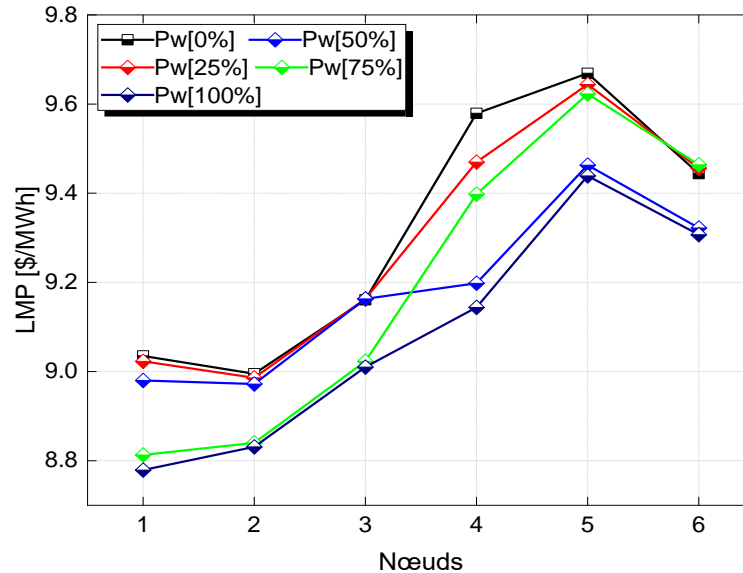


Figure 5.6 Prix marginal nodal des nœuds avec la pénétration de l'énergie éolienne de réseau test IEEE 6-nœuds.

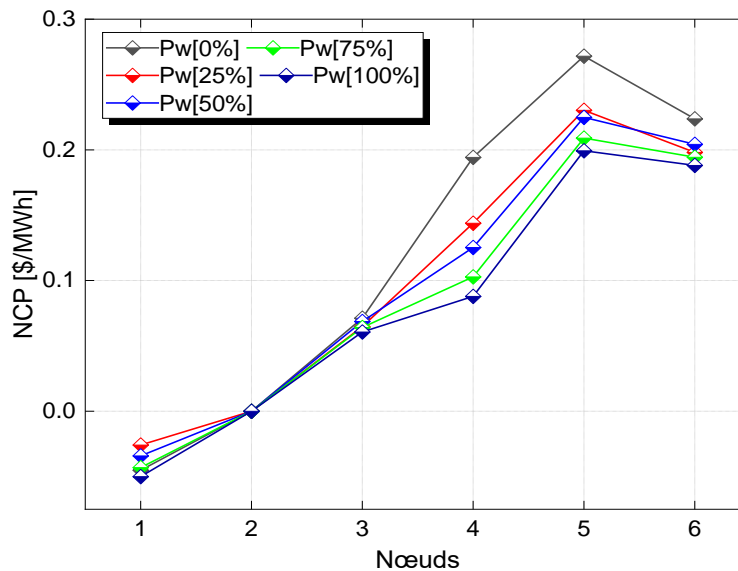


Figure 5.7 Variation des prix de la congestion nodale du marché bilatéral avec la pénétration de l'énergie éolienne de réseau test IEEE 6-nœuds.

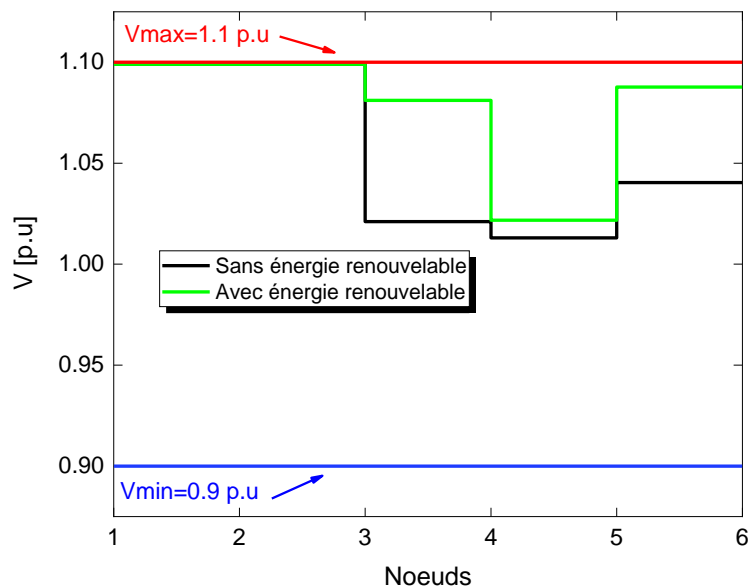
On peut constater que les LMP et les NCP du système ont été considérablement améliorés et réduits par l'intégration du générateur éolien dans le meilleur emplacement du système. L'approche proposée est une approche généralisée qui peut être appliquée à n'importe quel petit et grand

système intégré ainsi qu'à un système électrique entièrement dérégulé et qui est testée sur le système suivant avec 30 nœuds. Le Tableau (5.6) montre les tensions et les puissances réactives optimales des générateurs du réseau test IEEE 6-nœuds avec l'intégration de générateur éolien avec 100 % de pénétration.

**Tableau 5.6** Tension et puissances réactives optimales des générateurs du réseau test IEEE 6-nœuds avec l'intégration de générateur éolien avec 100 % de pénétration.

Variables	Sans énergie éolienne						Avec énergie éolienne	
	V <sub>Gmin</sub>	V <sub>Gmax</sub>	V <sub>Gs</sub>	Q <sub>Gmin</sub>	Q <sub>Gmax</sub>	Q <sub>Gs</sub>	V <sub>Gs</sub>	Q <sub>Gs</sub>
Gen. 1	0.9	1.1	1.1	-150	150	44.623	1.1	7.799
Gen. 2	0.9	1.1	1.1	-150	150	76.207	1.1	7.799
Gen. 3	0.9	1.1	1.1	-150	150	72.084	1.1	72.192
Gen. 4 (éolien)	0.9	1.1	1.021	0	0	0	1.081	84.08

La figure (5.8) montre le profil de tension du réseau test IEEE 6-nœuds après l'OPF en présence du générateur éolien. On peut constater que l'énergie réactive générée par le générateur éolien au niveau du (nœud 4) améliore considérablement le profil de tension des nœuds faibles.



**Figure 5.8.** Profil de tensions du réseau test IEEE 6-nœuds après l'OPF en présence de générateur éolien.

### 5.1.2 RÉSEAU IEEE À 30 NŒUDS

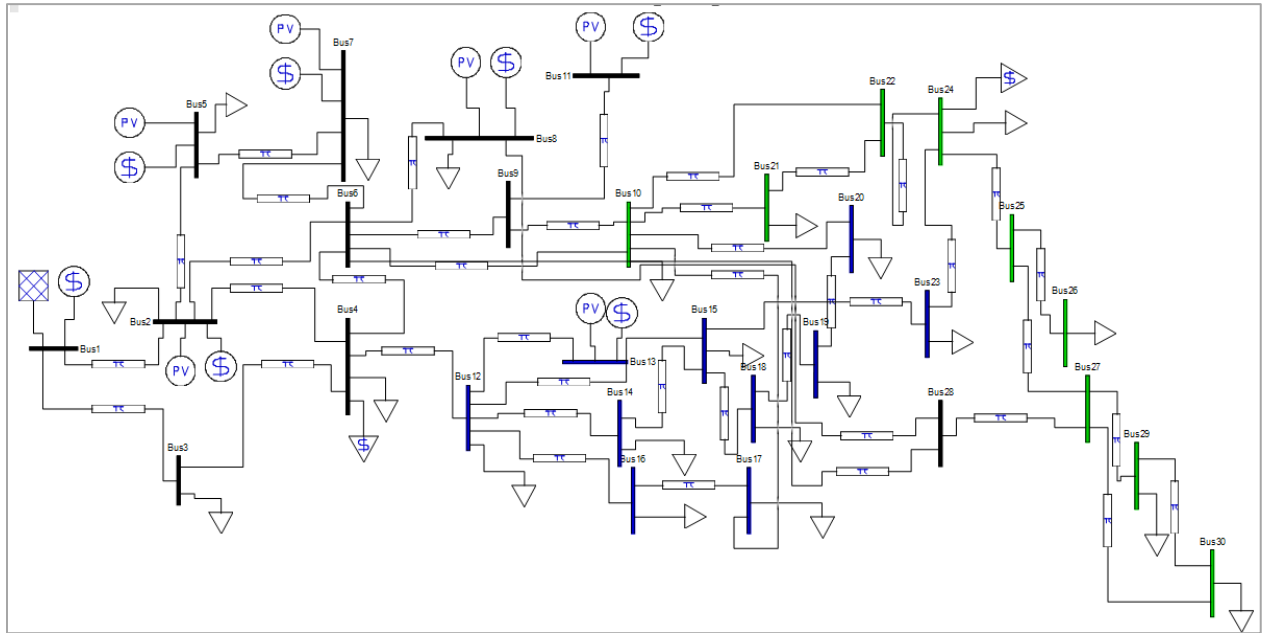
Dans ce système, l'écoulement de puissance optimale basé sur la technique LMP est appliqué à un réseau test IEEE 30-nœuds modifié avec 6 générateurs et 21 charges connectés via 41 lignes de transport. Chaque générateur représente une GENCO et 2 charges sont considérées comme des

grands clients qui peuvent participer au marché. Les données du système, y compris les données des nœuds, les données des lignes de transport, la puissance maximale et minimale de la production des GENCOs et la demande des clients plus les données des coefficients de coût, sont prises de [227] et [243] et présentées dans le tableau (5.7). Pour le système test, la limite MVA de base est fixée à 100 MVA, où le nœud 1 est utilisé comme un nœud bilan. Les limites minimales et maximales des amplitudes de tension des bus PV et PQ sont respectivement comprises entre 0.95 p.u et 1.1 p.u. sauf le nœud bilan est maintenue avec 1.00 p.u de tension minimale. Les données concernant les lignes de transport et les nœuds de système sont présentés dans l'annexe (B.3).

Le schéma de réseau test IEEE 30-nœuds modifié, réaliser sous logiciel PSAT, est présenté à la figure (5.9). Les résultats de la simulation sont comparés avec l'algorithme de programmation quadratique séquentielle (SQP). Divers paramètres ont été optimisés dans deux cas d'étude, qui sont considérés comme écoulement de puissance optimal basé sur LMP sans et avec intégration de l'énergie éolienne.

**Tableau 5.7** Paramètres de l'offre et la demande de réseau test IEEE 30-nœuds.

Participants de marché	Nœud No.	Paramétrés du prix de l'offre			Limite production/demande	
		$a_{pi}$ (\$/MWh <sup>2</sup> )	$b_{pi}$ (\$/MWh)	$c_{pi}$ (\$)		
Production	1	0.02	2.00	0	50	200
	2	0.0175	1.75	0	20	80
	5	0.0625	1.00	0	15	50
	8	0.00834	3.25	0	10	55
	11	0.025	3.00	0	10	30
	13	0.025	3.00	0	12	40
Demande	4	-0.012	1.75	0	0	7.6
	24	-0.015	3	0	0	8.7



**Figure 5.9.** Schéma unifilaire du système IEEE 30-nœuds sous PSAT.

### 5.1.2.1 CAS D'ÉTUDE 1 : ÉCOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL BASÉ SUR LMP SANS ÉNERGIE ÉOLIENNE

Le problème d'OPF est résolu sans intégrer le générateur éolien avec une demande de charge programmée pour une seule période, qui est de 283.4 MW, avec deux scénarios en présence d'une enchère unilatérale et bilatérale. Dans l'enchère unilatérale, 6 générateurs GENCOs participent au marché de l'électricité (connectés aux nœuds 1, 2, 5, 8, 11, et 13) en soumettant des offres d'énergie et de prix pour répondre à la demande de charge globale où les offres d'énergie sont faites uniquement pour le côté production. Dans le cas d'enchère bilatérale, les offres d'énergie sont faites pour tous les côtés de la production par les GENCOs et de la demande par les clients afin d'assurer la flexibilité nécessaire pour les deux côtés de la demande et de la production. Du côté de l'offre de production, 6 générateurs GENCOs connectés aux mêmes nœuds que dans le cas de l'enchère unilatérale et participent au marché de l'électricité et pour la demande 2 grands clients (connectés aux nœuds 4 et 24).

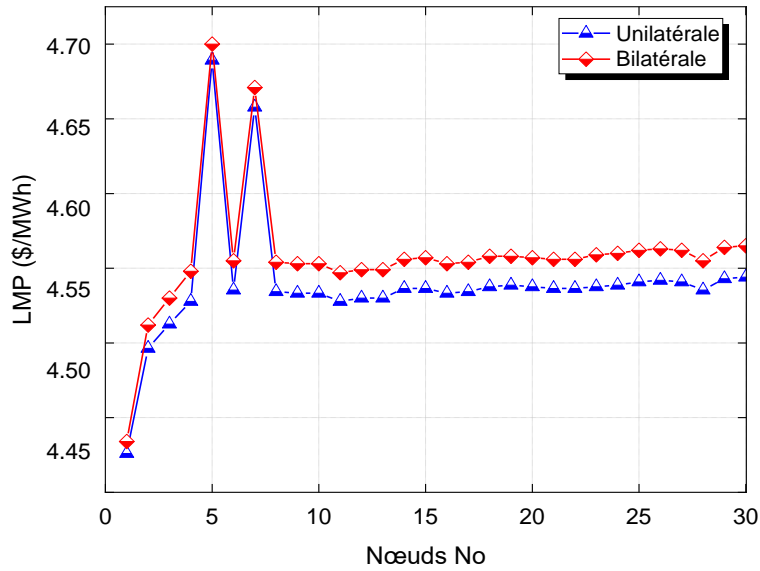
Le tableau (5.8) montre la capacité de production d'électricité répartie des GENCOs et les prix marginaux locaux correspondant aux nœuds des générateurs pour les deux enchères unilatérale et bilatérale après l'équilibrage du marché, la minimisation des pertes, le coût de production, le revenu, et le profit totale. Les résultats obtenus et par comparaison confirment que l'IPM par PSAT proposé est capable de fournir de meilleur résultat que l'algorithme SQP, tant en ce qui concerne la qualité de la solution, la validité et le temps de convergence.

**Tableau 5.8** Résultats de l'écoulement de puissance optimal avec l'enchère unilatérale et bilatérale.

Résultats	Marché unilatéral		Marché bilatéral	
	SQP [227]	IPM-PSAT	SQP [227]	IPM-PSAT
Gen. 1	61.75	61.23	57.23	68.37
Gen. 2	79.25	78.97	73.98	80
Gen. 5	30.01	29.54	28.44	32
Gen. 8	54.99	55	54.99	55
Gen. 11	29.99	30	28.45	30
Gen. 13	31.37	30.90	27.50	36.98
LMP 1 (\$/MWh)	4.47	4.630	4.29	4.734
LMP 2 (\$/MWh)	4.52	4.514	4.33	4.812
LMP 5 (\$/MWh)	4.75	4.692	4.55	5.00
LMP 8 (\$/MWh)	4.60	4.549	4.40	4.854
LMP 11 (\$/MWh)	4.62	4.543	4.42	4.847
LMP 13 (\$/MWh)	4.56	4.545	4.37	4.849
Pertes (MW)	-----	2.261	-----	2.658
Coût de production (\$/h)	969.91	961.901	895.30	1039.818
Revenus (\$/h)	1312.604	1305.409	1184.451	1460.319
Profit total (\$/h)	342.694	343.508	289.151	420.500
Temps de convergence (sec)	-----	1.0464	-----	1.5367
Nombre d'itération	-----	10	-----	11

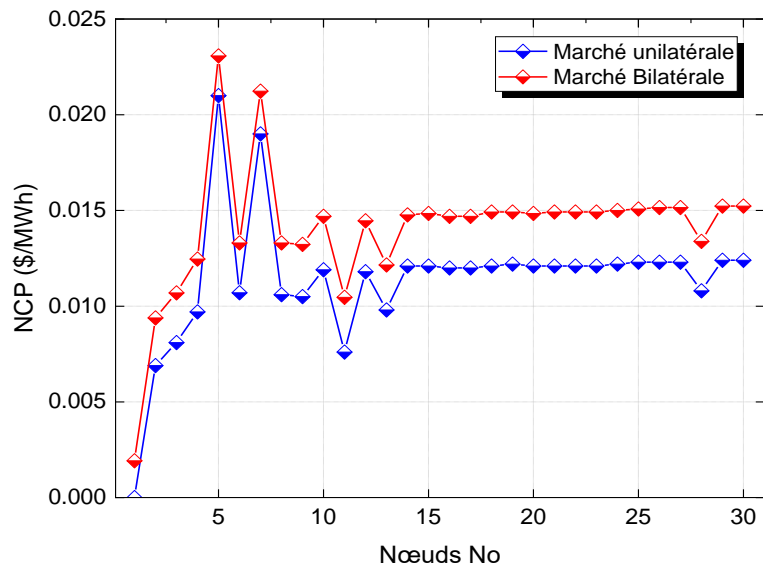
Les prix de l'électricité sont calculés sur la base de la tarification LMP, qui est variable par bus en raison de la congestion du système. Par conséquent, avec la tarification LMP, les GENCO peuvent effectivement recevoir un coût de revenu pour l'électricité fournie. La figure 5.10 montre les valeurs LMP pour différents noeuds pour l'enchère unilatérale et bilatérale.

Les prix marginaux locaux des nœuds des générateurs GENCOs et des clients augmentent dans l'enchère bilatérale par rapport à l'enchère unilatérale lorsque la demande participe à l'enchère de marché en raison de la congestion plus importante des lignes de transport. En plus, le modèle d'équilibrage proposé basé sur l'algorithme IPM a des LMP plus bas et plus uniformes par rapport à l'algorithme SQP dans l'enchère unilatérale plutôt que dans l'enchère bilatérale, ce qui a permis de réduire la congestion dans les lignes par la minimisation des pertes de transport à 2.658 MW.



**Figure 5.10.** Comparaison des LMP obtenus dans les enchères unilatérale et bilatérale.

La figure (5.11) montre les prix de la congestion nodale après la participation des clients au marché bilatéral.



**Figure 5.11.** Variation des prix de la congestion nodale du marché unilatéral au marché bilatéral.

D'après les figures (5.10) et (5.11), il est clair que lorsque les clients participent au marché de l'électricité, la congestion augmente, ce qui augmente le prix de la congestion nodale et affecte le prix marginal local après le calcul de l'écoulement de puissance optimale. La figure 5.12 montre la comparaison des résultats après l'équilibrage par OPF entre les marchés unilatéral et bilatéral.

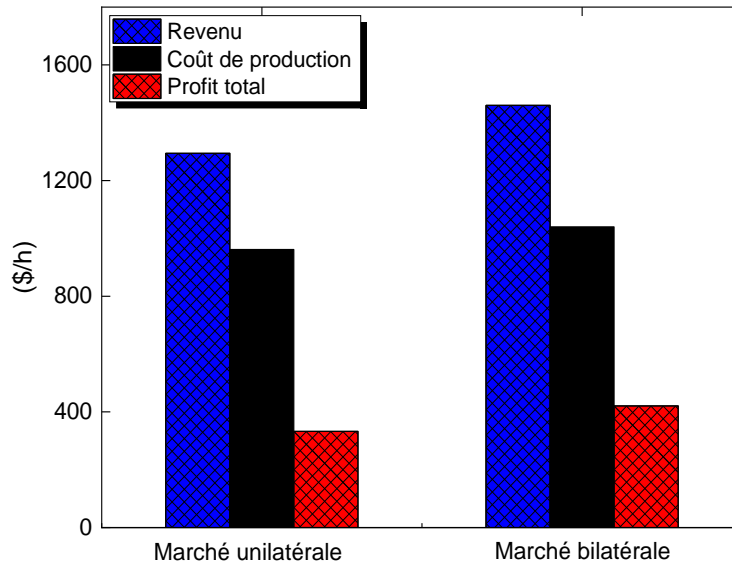


Figure 5.12. Comparaison des résultats entre l’enchère unilatérale et bilatérale.

Les deux résultats, qui sont la minimisation du coût de production des GENCOs et le calcul des revenus, sont combinés en une seule fonction objective pour calculer le profit total. Donc, on peut voir que le profit total dans l'enchère unilatérale est de 332.508 \$/h, qui est maximisé à 420.50 \$/h dans l'enchère bilatérale avec 87.99 \$/h en raison de l'augmentation de revenu reçu, qui est de 1460.319 \$/h pour l'enchère bilatérale et 1294.410 \$/h pour l'enchère unilatérale, qui augmente de 165.91 \$/h. Par conséquent, le coût de production a été augmenté de 950.91 \$/h à 1039.81 \$/h. L'algorithme IPM proposé est plus performant que l'algorithme SQP en atteignant un profit maximal dans les deux scénarios. Le Tableau (5.9) montre les tensions et les puissances réactives optimales des générateurs du réseau test IEEE 30-nœuds.

Tableau 5.9 Tension et puissances réactives des générateurs du réseau test IEEE 30-nœuds.

Variables	Marché unilatéral						Marché bilatéral	
	V <sub>Gmin</sub>	V <sub>Gmax</sub>	V <sub>Gs</sub>	Q <sub>Gmin</sub>	Q <sub>Gmax</sub>	Q <sub>Gs</sub>	V <sub>Gs</sub>	Q <sub>Gs</sub>
Gen. 1	1.00	1.1	1.05	-20	150	-8.298	1.03	-5.726
Gen. 2	0.95	1.1	1.045	-20	60	6.855	1.045	29.492
Gen. 5	0.95	1.1	1.027	-15	62.5	25.727	1.027	27.889
Gen. 8	0.95	1.1	1.042	-15	48.7	23.925	1.040	48.7
Gen. 11	0.95	1.1	1.038	-10	40	1.553	1.059	40
Gen. 13	0.95	1.1	1.038	-15	44.7	12.174	1.045	44.7

La figure (5.13) montre les profils de tension des nœuds pour les solutions obtenues. Il est remarquable que les amplitudes des tensions soient précisément dans la plage définie, ce qui confirme la faisabilité de l'algorithme de la méthode des points intérieurs dans PSAT lors de la résolution du problème de l'écoulement de puissance optimal dans le réseau test IEEE 30-nœuds.



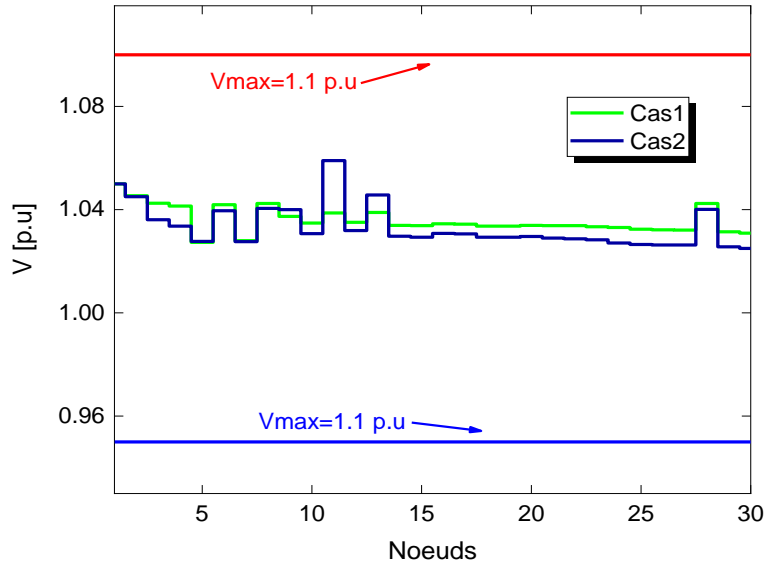


Figure 5.13. Profil de tension pour le réseau électrique IEEE 30-nœuds.

### 5.1.2.2 CAS D'ÉTUDE 1 : ÉCOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL BASÉ SUR LMP AVEC ÉNERGIE ÉOLIENNE

Dans ce cas d'étude, l'intégration des générateurs éoliens est incluse dans le problème de l'OPF en présence de l'enchère bilatérale. Dans ce cas, les parcs éoliens utilisés sont incorporés dans le système électrique de l'état d'Adrar, situé dans la région sud-ouest de l'Algérie. La demande d'énergie domestique qui devrait être satisfaite dans ce système a une charge maximale de 299.7 MW. Trois parcs éoliens sont intégrés dans ce système.

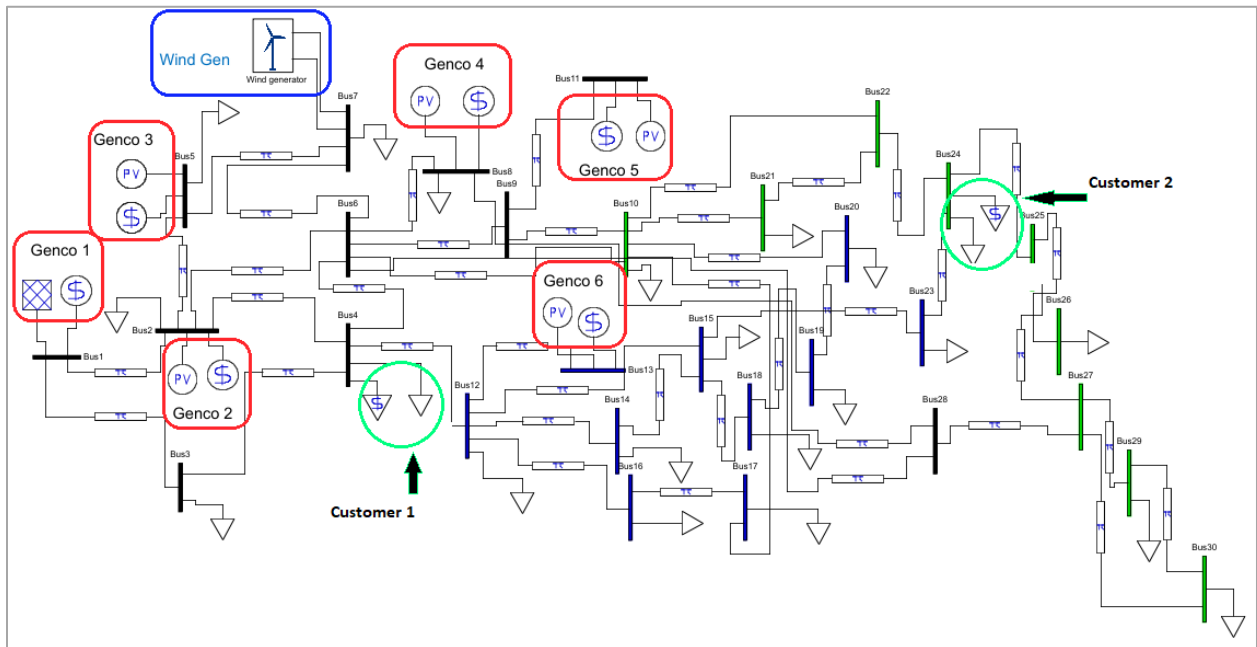


Figure 5.14. Schéma unifilaire du système IEEE 30-nœuds avec participants au marché et le générateur éolien.

Chaque parc éolien est composé de 12 aérogénérateurs du modèle (Gamesa G52-850 kW), dont la capacité totale est de 30.6 MW [244]. Les caractéristiques des aérogénérateurs sont les suivantes :  $P_r = 850$  kW,  $V_r = 13$  m/s,  $V_{c-in} = 4$  m/s et  $V_{c-off} = 24$  m/s. Le schéma unifilaire du système IEEE 30-nœuds modifié, incluant les côtés offre et demande et le générateur éolien, est présenté à la figure 5.14 ci-dessus. Les données de l'offre de production sont présentées dans le tableau (5.10) [241].

**Tableau 5.10** Paramètres du générateur éolien.

Générateur éolien	Nœud No	$a_{gi}$ (\$/MWh <sup>2</sup> )	$b_{gi}$ (\$/MWh)	$c_{gi}$ (\$/h)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)
$P_w$	7	0	0.375	0	30.6	0		

Le coefficient de coût du générateur éolien est calculé à partir du coefficient équivalent du générateur conventionnel 5 (le générateur avec le petit coefficient ( $b_{gi} = 1$  \$/MWh), avec 37.55%. ( $b_w = 0.375$  \$/MWh) [225-230]. Pour évaluer les différentes solutions obtenues pour la fonction objectif, y compris le coût de production, le revenu et le profit total, les générateurs éoliens ont été intégrés dans plusieurs nœuds pour localiser l'emplacement optimal. L'intégration de l'énergie éolienne sur le marché de l'électricité dans ce cas est faite par parc éolien et qu'elle est comprise entre 30% et 100%, ou chaque parc éolien représente 30% de l'intégration total. Le tableau (5.11) montre les solutions optimales obtenues après l'équilibrage du marché avec la pénétration de l'énergie éolienne.

**Tableau 5.11** Résultats du marché basé sur l'OPF avec intégration de l'énergie éolienne.

$P_w$ [%]	Énergie éolienne [0 %]	Avec l'énergie éolienne [30 %]	Avec l'énergie éolienne [50 %]	Avec l'énergie éolienne [70 %]	Avec l'énergie éolienne [100 %]
Gen. 1 (MW)	68.37	63.62	61.55	59.81	57.62
Gen. 2 (MW)	80	80	79.34	77.26	74.65
Gen. 5 (MW)	32	30.24	29.48	28.82	27.97
Gen. 8 (MW)	55	55	55	55	55
Gen. 11 (MW)	30	30	30	29.68	27.82
Gen. 13 (MW)	36.98	32.97	31.22	29.75	27.89
Gen. 7 éolien	0	10.2	15.3	21.42	30.6
LMP 1 (\$/MWh)	4.734	4.545	4.4623	4.392	4.304
LMP 2 (\$/MWh)	4.812	4.613	4.52	4.454	4.362
LMP 5 (\$/MWh)	5.00	4.782	4.68	4.602	4.497
LMP 8 (\$/MWh)	4.854	4.652	4.56	4.490	4.396
LMP 11 (\$/MWh)	4.847	4.642	4.55	4.484	4.391
LMP 13 (\$/MWh)	4.849	4.648	4.56	4.487	4.394
Les pertes (MW)	2.658	2.347	2.213	2.062	1.869
Coût de production (\$/h)	1039.838	993.972	971.912	946.010	908.043
Revenu (\$/h)	1460.319	1460.319	1460.319	1460.319	1460.319
Profit total (\$/h)	420.500	466.347	488.407	514.309	552.276

Après de multiples placements de générateurs éoliens, il est prouvé que le nœud (7) est l'emplacement optimal de générateur éolien. Les figures ci-dessous montrent l'effet de la pénétration de l'énergie éolienne sur les résultats de l'OPF-LMP. Premièrement, la figure (5.15) montre que l'injection d'énergie éolienne peut diminuer la puissance de sortie des générateurs avec une optimisation qui peut répondre à la demande de la charge.

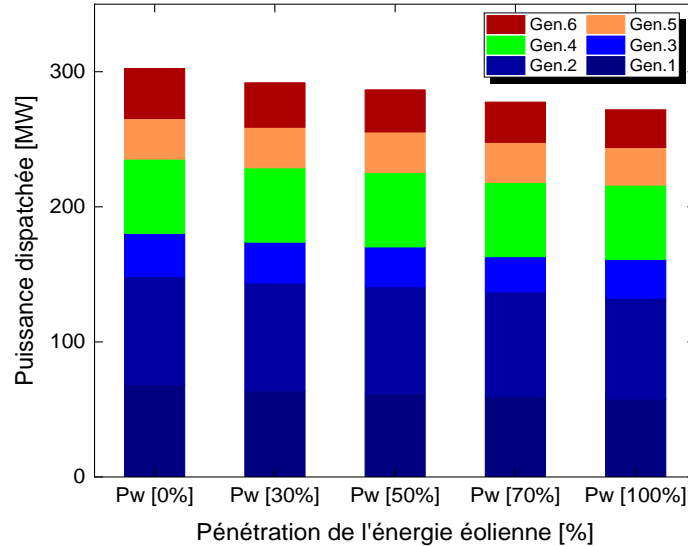


Figure 5.15. Production des générateurs avec la pénétration de l'énergie éolienne.

La figure (5.16) et (5.17) montre les prix de l'électricité pour la production et la demande en fonction de la pénétration de l'énergie éolienne. On remarque que l'injection d'énergie éolienne peut réduire les prix de l'électricité pour les nœuds des générateurs des charges en raison de la diminution de la congestion dans les lignes de transport.

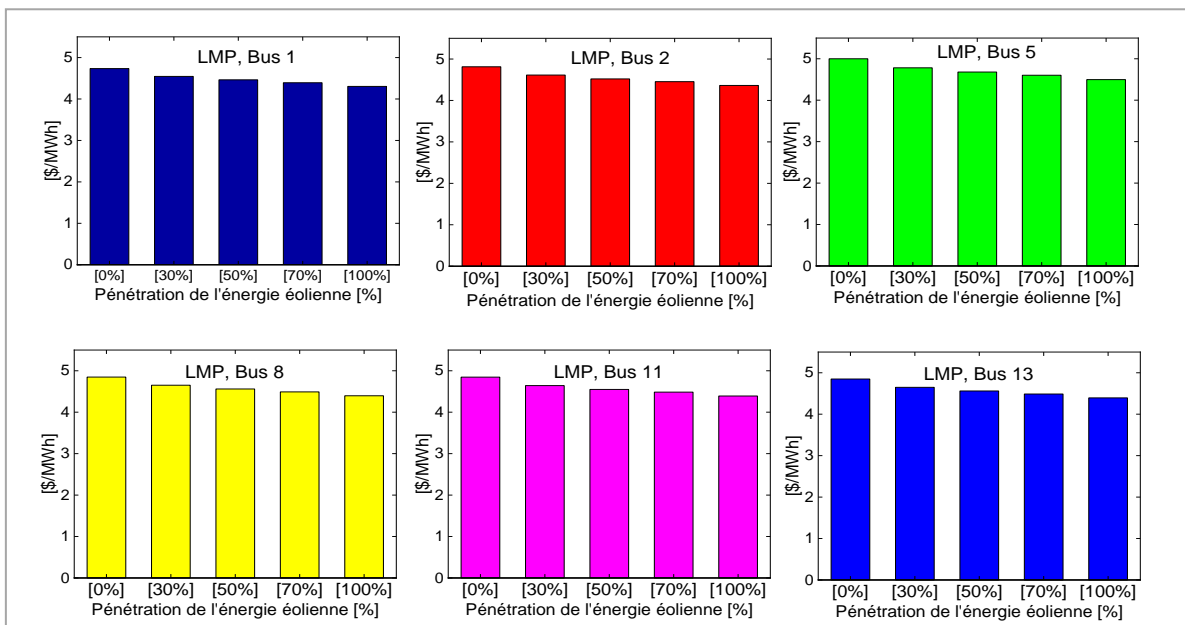


Figure 5.16. Prix LMP pour le côté production avec pénétration de l'énergie éolienne.

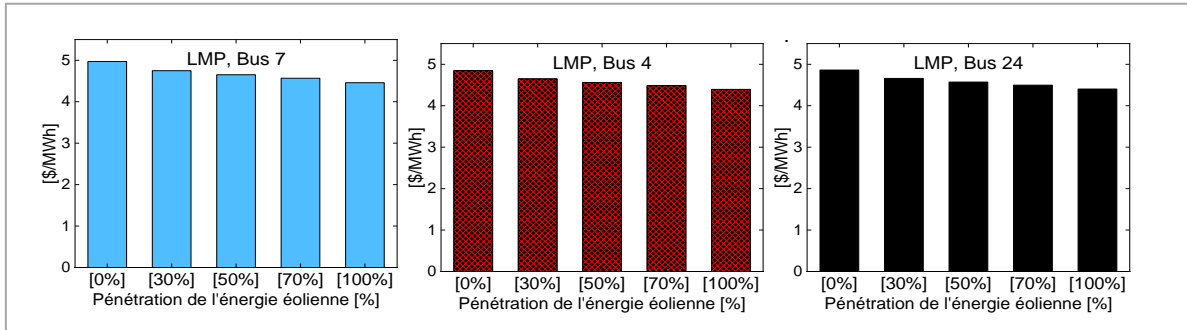


Figure 5.17. Prix de l'électricité nodal LMP pour la demande et le générateur éolien.

La figure (5.18) montre la comparaison des prix LMP dans tous les nœuds de système sans et avec intégration de l'énergie éolienne avec une pénétration de 30 % à 100% en présence de l'enchère bilatérale.

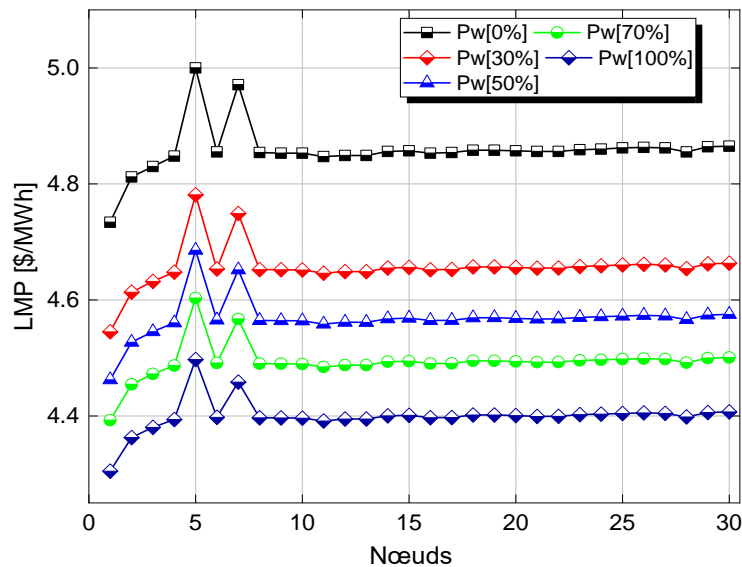


Figure 5.18. Comparaison des LMP obtenus avec variation de l'énergie éolienne.

La figure (5.19) montre la comparaison des pertes de puissance du système. Il est clair que les pertes de puissance augmentent dans l'enchère bilatérale par rapport à l'enchère unilatérale de 2,261 MW à 2,658 MW. Par conséquent, les pertes des lignes de transport sont réduites de manière significative avec l'injection d'énergie éolienne, ce qui améliore le flux d'énergie dans les lignes de transport et diminue les congestions. Figure (5.20) montre les prix de la congestion nodale en fonction de l'intégration de l'énergie éolienne.

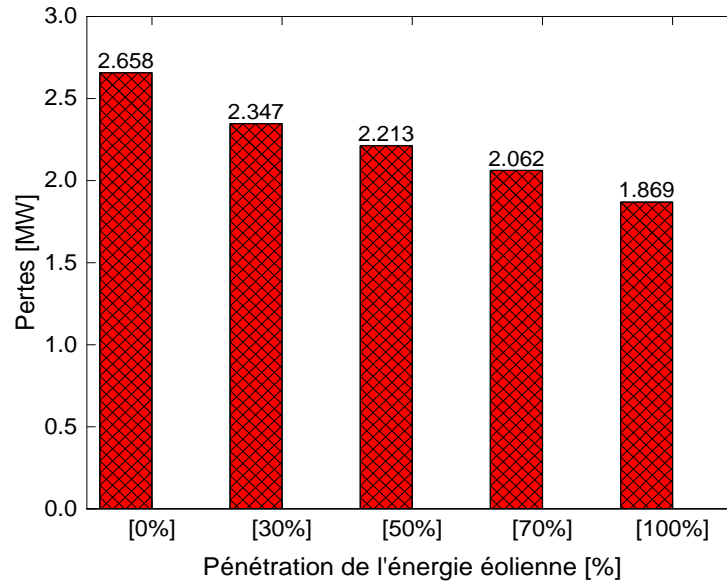


Figure 5.19. Pertes de puissance avec la pénétration de l'énergie éolienne.

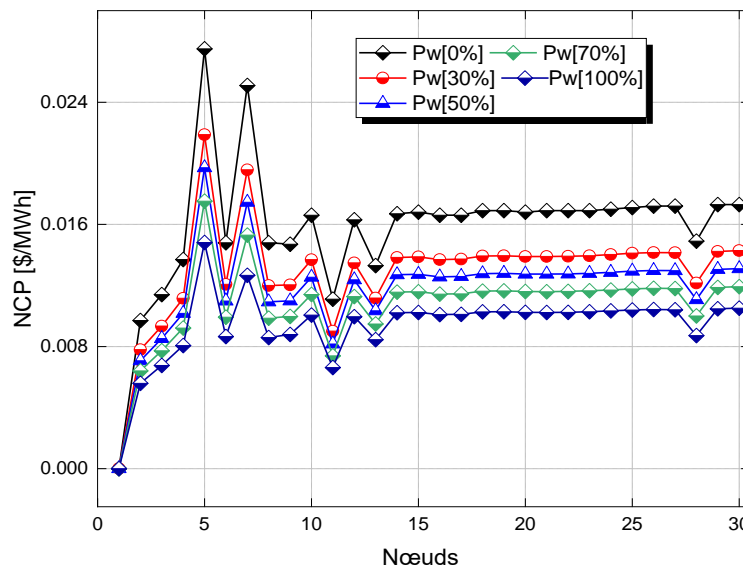
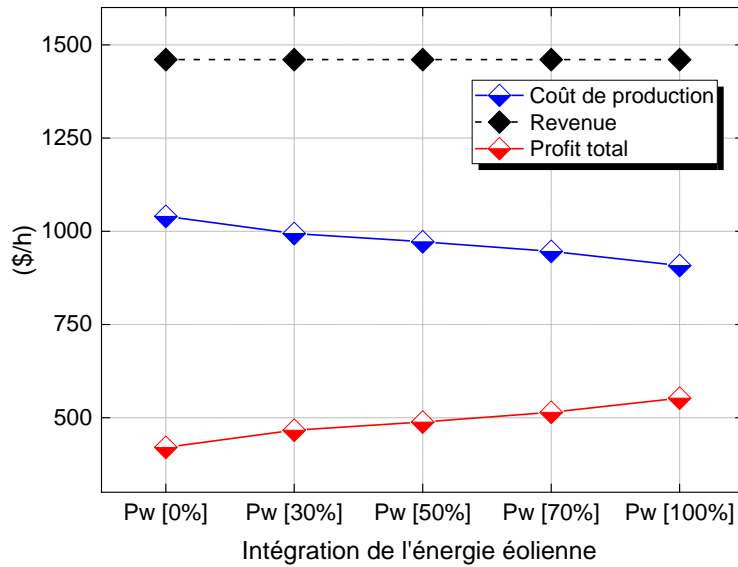


Figure 5.20. Variation des prix de la congestion nodale du marché bilatéral avec la pénétration de l'énergie éolienne.

La figure (5.21) montre le revenu, le coût de production et le profit total des participants au marché après la pénétration de l'énergie éolienne. Il est démontré que lorsque l'injection de l'énergie éolienne a été augmentée, la puissance de sortie des unités GENCO est simultanément réduite, ce qui conduit à la minimisation du coût total de production. Si le générateur éolien fonctionne à 30 % de sa capacité, nous pouvons économiser 993.972 \$/h de coût de production avec un profit total prévu de 466.347 \$/h. Si l'éolienne fonctionne à 50%, nous pouvons économiser 971.912 \$/h de coût de production avec un profit total prévu de 488.407 \$/h.



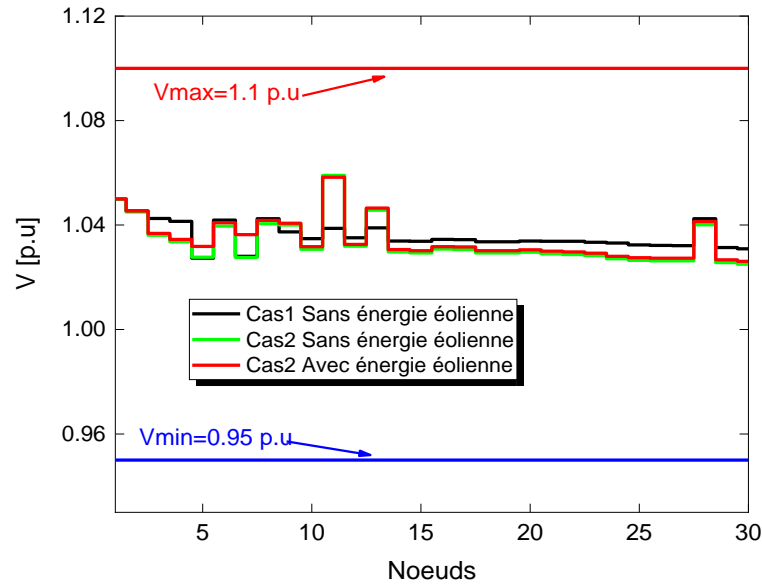
**Figure 5.21.** Variation de cout de production, revenu, et profit total avec la pénétration de l'énergie éolienne.

Si l'éolienne fonctionne à 70%, nous pouvons économiser 946.010 \$/h de coût de production avec un profit total prévu de 514.309 \$/h, et si l'éolienne fonctionne à 100%, nous pouvons économiser 908.043 \$/h de coût de production avec un profit total prévu de 552.276 \$/h. Le revenu reste plus élevé et n'est pas affecté par l'injection d'énergie éolienne que les pertes du système, qui sont réduites dans tous les cas. Par conséquent, le profit total est maximisé de manière significative en raison de la minimisation du coût de production des générateurs conventionnels. Le tableau (5.12) montre les tensions et les puissances réactives optimales des générateurs du réseau test IEEE 30-nœuds avec l'intégration de générateur éolien avec 100 % de pénétration.

**Tableau 5.12** Tension et puissances réactives optimales des générateurs du réseau test IEEE 30-nœuds avec l'intégration de générateur éolien avec 100 % de pénétration.

Variables	Sans énergie éolienne						Avec énergie éolienne	
	V <sub>Gmin</sub>	V <sub>Gmax</sub>	V <sub>Gs</sub>	Q <sub>Gmin</sub>	Q <sub>Gmax</sub>	Q <sub>Gs</sub>	V <sub>Gs</sub>	Q <sub>Gs</sub>
Gen. 1	1.00	1.1	1.03	-20	150	-5.726	1.05	-5.726
Gen. 2	0.95	1.1	1.045	-20	60	29.492	1.045	29.492
Gen. 5	0.95	1.1	1.027	-15	62.5	27.889	1.0318	27.889
Gen. 8	0.95	1.1	1.040	-15	48.7	48.7	1.0418	48.7
Gen. 11	0.95	1.1	1.059	-10	40	40	1.0583	40
Gen. 13	0.95	1.1	1.045	-15	44.7	44.7	1.046	44.7
Gen. 7 (éolien)	0.95	1.1	1.027	-15	62.5	0	1.0363	12.269

La figure (5.22) montre le profil de tension du réseau IEEE 30-nœuds après l'OPF en présence du générateur éolien. On peut constater que l'énergie réactive générée par le générateur éolien au niveau du nœud 7 améliore considérablement le profil de tension des nœuds faibles.



**Figure 5.22.** Profil de tensions du réseau IEEE 30-nœuds après l'OPF en présence de générateur éolien.

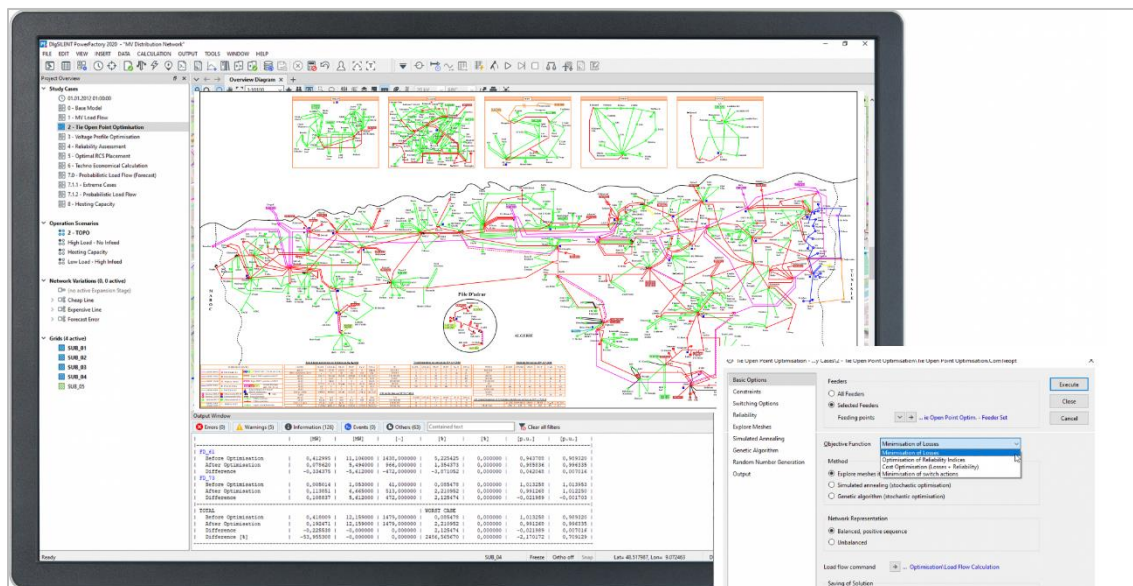
## 5.2 CONCLUSION

Dans ce chapitre, un marché de l'électricité déréglementé basé sur un modèle de tarification nodal optimal, où le profit total pour tous les participants au marché est maximisé par la résolution d'un problème de l'écoulement de puissance optimal basé sur le LMP en utilisant la méthode des points intérieurs. Ce chapitre a exploré le modèle de l'équilibrage de marché basé sur l'OPF-LMP pour améliorer l'efficacité des solutions de marché tout en considérant la marge de sécurité de la tension et en contrôlant les limites de capacité des lignes de transport liées à la sécurité du système. Les principales contributions de ce chapitre sont les suivantes :

- ❖ Il est prouvé que l'intégration de l'énergie éolienne dans le problème OPF-LMP permet de maximiser le profit total des participants en optimisant le coût de production.
- ❖ L'injection d'énergie éolienne dans le système électrique réduit les pertes de transport lors de l'alimentation des charges proches de l'éolienne, ce qui réduit la congestion des lignes de transport.
- ❖ Les LMP et les NCP obtenus par le modèle de d'équilibrage de marché proposé sont quelque peu non fluctuant par rapport à ceux obtenus par d'autres modèles de d'équilibrage de marché, prouvant ainsi que le modèle de d'équilibrage de marché proposé aide certainement à faire de meilleures solutions de marché et des politiques de prix beaucoup plus justes.
- ❖ L'intégration de l'énergie éolienne permet de réduire et d'améliorer les prix LMP et NCP dans le marché.

# Chapitre VI

## OPTIMISATION DU PROFIT DANS LE MARCHE DE L'ÉLECTRICITÉ





# Chapitre 6

## OPTIMISATION DU PROFIT DANS LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Depuis l'introduction de la dérégulation dans le secteur de l'électricité, le prix de l'électricité est devenu le facteur principal de toutes les opérations sur le marché de l'électricité. En général, le prix d'un produit est fixé par l'offre et la demande. Le principal concept de prix sur le marché dérégulé de l'électricité est le prix d'équilibrage du marché. En général, en l'absence de congestion de puissance dans les lignes de transport, le MCP sera le prix unique dans le système global, le processus de détermination du MCP sera le suivant. Après avoir reçu les offres de production et de demande des participants au marché, l'ISO les regroupe en deux courbes. L'intersection de ces deux courbes détermine le MCP [245]. En cas de congestion du réseau, le marché de l'électricité ne peut pas être équilibré au niveau de tout le système, le marché doit être équilibré au niveau des nœuds et pour chaque nœud, le prix d'équilibre est connu comme le prix marginal local LMP. Le LMP est physiquement le prix de fourniture du 1 MW à un nœud donné, en tenant compte du coût marginal de production, du coût de congestion de transport et des pertes marginales, ce qui signifie la somme du prix marginal de production, du prix de congestion de transport et du prix des pertes marginales. [246]. Les LMP sont déterminés dans un marché à un jour à l'avance ou dans un marché en temps réel (RTM), en appliquant l'OPF basé sur LMP ou L'OPF peut être modélisé comme la minimisation du coût total de production sous plusieurs contraintes telles que les limites des générateurs, la balance d'énergie, et les pertes de transport que ce soit, l'écoulement de puissance optimale en courant alternatif (ACOPF) ou bien l'écoulement de puissance optimale en courant continu (DCOPF), ou le SCED (Secure Constrained Economic Dispatch). Lorsque les contraintes de lignes ne sont pas prises en compte dans un problème d'optimisation ou lorsqu'on suppose que les capacités des lignes sont suffisamment élevées, les LMP à tous les bus seront identiques. Deux approches de calcul du LMP sont utilisées, le modèle ACOPF et le modèle DCOPF. Le modèle de calcul du LMP avec DCOPF ne tiennent pas compte les pertes de transport dans les lignes ou les amplitudes de tension sont supposées unifiées et la puissance réactive est négligée. Le prix LMP est calculé avec le prix de l'énergie et le prix de la congestion. Le modèle ACOPF est basé sur la dynamique de l'écoulement de la puissance en courant alternatif. Il est utilisé pour quelque marché de l'électricité. Le modèle ACOPF permet de déterminer l'ensemble des coûts de production liés aux équilibres de la puissance réelle nodale, de la puissance réactive, des limites de transport, des limites de production et des limites de tension des nœuds [247]. Le multiplicateur de Lagrange de la contrainte d'égalité de l'équilibre de la puissance réelle nodale est identique au LMP à chaque nœud de la formulation de l'ACOPF. Mais il présente deux limitations importantes :

1. Il est excessivement complexe et nécessite un long temps de simulation.
2. Il peut rencontrer le problème de non-convergence.

Il est actuellement utilisé dans les marchés de l'opérateur de système indépendant de New York (NYISO) et de Californie (CAISO). Mais dans la plupart des marchés, le calcul des LMP est effectué avec le DCOPF. Le modèle DCOPF est principalement utilisé en raison de :

1. La simplicité, puisqu'il prend en considération dans le calcul juste la puissance active.
2. La fiabilité avec une vitesse de convergence rapide.
3. La disponibilité des composants LMP.

Dans un marché de l'électricité dérégulé concurrentiel, le choix des stratégies d'enchères optimales est essentiel pour chaque société de production GECNO afin de maximiser son profit ou selon les théories de microéconomie il existe plusieurs types de concurrence comme la concurrence parfaite et oligopolistique étudiée dans ce chapitre.

- ❖ **Concurrence parfaite :** Dans une concurrence parfaite sans stratégie d'enchère optimale, les GENCOs agissent comme des preneuses de prix, les paramètres d'offre ( $\beta_i$ ) et ( $\alpha_i$ ) des GENCOs sont supposés être égaux à ceux des coefficients de coût de production, pour permettre aux GENCOs de soumettre les offres en fonction de leur coût marginal afin de maximiser le profit.
- ❖ **Concurrence oligopolistique :** Dans un marché oligopolistique, chaque GENCO cherchera à maximiser son profit. Pour une GENCO, il est important de développer une stratégie d'offre optimale basée sur le comportement de ses adversaires, la demande des DISCOs ou les clients du marché, le mécanisme du marché et les conditions d'exploitation du système électrique. Pour obtenir un profit maximal, une GENCO décide de développer sa propre stratégie d'enchère optimale en déterminant ( $\alpha_i$ ) et ( $\beta_i$ ). On s'attend à ce que tous les concurrents de GENCO aient une distribution normale conjointe estimée (PDF) soumise à la détermination des coefficients d'enchère. Il est raisonnable de supposer que les sociétés GENCO soumissionnent des offres supérieures à leurs coûts marginaux de production, alors que généralement le marché de l'électricité dérégulé est connu comme un oligopole et que les GENCOs ont donc un certain degré de pouvoir dans le marché. Par conséquent, les valeurs attendues de ( $\alpha_i$ ) et ( $\beta_i$ ) sont identifiées peut-être plus de 20% au-dessus des coefficients de coût de combustible de production ( $b_{gi}$ ) et ( $a_{gi}$ ) respectivement. [248]

De nombreuses études ont été menées ces dernières années sur la structure des marchés et la mise en place de stratégies d'enchères efficaces pour les compagnies d'électricité. Dans [249], une analyse d'une littérature sur l'état de l'art sur les stratégies d'enchères dans le marché de l'électricité dérégulé de l'énergie électrique a été effectuée sous plusieurs types de concurrence. Dans [250] une analyse de marché électrique oligopolistique, telle que le marché spot de l'électricité britannique développé sous certaines hypothèses, d'abord pour décrire le comportement d'un tel marché est effectué. L'objectif principal est de révéler comment le comportement des GENCOs affecte la maximisation du profit de chacun, en appliquant un pouvoir sur le comportement du marché. Dans [251] les auteurs présentent la solution pour les objectifs de GENCOs pour atteindre le profit maximisé que les concurrents participant au marché sous une concurrence parfaite. Le problème d'optimisation des GENCOs est formulé et les quantités soumissionnées sont optimisées

en utilisant l'algorithme d'évolution différentielle autoadaptative (SaDE). Dans [252], l'enchère optimale et la programmation de la production des GENCOs participant aux marchés d'enchères unilatérales, y compris le prix de l'électricité, est formulée comme un problème d'optimisation et résolue en utilisant un algorithme d'évolution différentielle (DE). Dans [253], une enchère stratégique basée sur les caractéristiques du paradigme d'équilibrage du marché de l'OPF est étudiée analytiquement et par simulation. Bien qu'il soit démontré que l'algorithme OPF est sensible au comportement stratégique, il existe un mécanisme de répartition optimal qui limite les congestions. Il est démontré que le jeu en congestionnant sélectivement une ligne de transport particulière est possible dans l'hypothèse d'une concurrence parfaite. Dans [254], un marché de l'électricité basé sur l'écoulement de puissance optimal (OPF) est modélisé pour maximiser le profit des GENCOs avec le placement optimal de la production distribuée (DG) en utilisant la technique LMP.

La formulation du problème de l'écoulement de puissance optimal ACOPF et DCOPF basé sur la tarification nodale LMP avec les contraintes a été présentée en détail dans le chapitre 2 (section 2.2.6) avec le modèle mathématique exprimé par les équations [Eq.2.124 - Eq.2.137], sachant que le DCOPF est une extension du modèle ACOPF qui ignore la puissance réactive et fixe les tensions des nœuds à une valeur unitaire. Dans cette étude, la méthode d'optimisation par points intérieurs incluse dans MATPOWER/MATLAB est utilisée pour résoudre ce problème qui est le même problème d'optimisation résolu dans le chapitre 5, mais nous avons utilisé MATPOWER qui est une source ouverte (Open source) au contraire de la boîte à outils précédente qui a permis d'incorporer le facteur GSF avec l'algorithme IPM. L'IPM inclus dans MATPOWER et la technique GSF ajoutée sont proposés pour la minimisation du coût de production et le calcul du flux de puissance en réduisant la congestion sur les lignes de transport de sorte que les LMP basés sur la totalité de la capacité des lignes et la puissance de production des générateurs sont déterminés et aussi pour éviter la divergence de l'algorithme lors de la résolution d'un système électrique à grande échelle. La représentation de l'IPM en termes de principe de fonctionnement, d'équations [Eq.3.20 - Eq.3.36], d'étapes et d'organigramme est présentée en détail au chapitre 3 (section 3.2.6.7). La technique GSF est représentée mathématiquement par les équations [Eq.120 - Eq.121]. En considérant le facteur GSF dans la structure de l'algorithme IPM, le problème ACOPF est résolu en observant les limites de capacité des lignes et en prenant en compte les pertes de chaque ligne du réseau. Enfin, l'algorithme IPM-GSF a pu extraire toute la puissance passant par chaque ligne ainsi que la direction de transport de la puissance entre les nœuds pour déterminer la composante de congestion du prix LMP avec une grande précision. En réduisant les pertes des lignes de transport par la résolution du problème ACOPF, la congestion diminue, ce qui fait baisser le prix LMP.

## **6.1 RÉSULTATS DE SIMULATION ET INTERPRÉTATIONS DES RÉSULTATS**

Dans ce chapitre, le problème d'équilibrage du marché de l'ISO est modélisé comme un problème d'OPF avec ces deux modèles DCOPF et ACOPF avec la technique LMP. Les valeurs optimales des quantités de production et des coûts de GENCO sont obtenues et le profit de GENCO est déterminé et comparé dans un marché parfaitement concurrentiel et oligopolistique. En plus, une comparaison des résultats de DCOPF et ACOPF est effectué. Le réseau de test IEEE 14-nœuds

et IEEE 30-nœuds sont utilisés pour étudier et valider l'approche proposée dans un marché de l'électricité sous la concurrence parfaite et oligopolistique. En plus le réseau électrique de l'Algérie 114-nœuds et implémenté sur MIPS pour étudier le comportement d'un marché de l'électricité sur un réseau réel afin de simuler le DCOPF et le ACOPF avec la technique de tarification LMP.

### 6.1.1 RÉSEAU TEST IEEE À 14-NŒUDS

Ce système est composé de 5 générateurs, 11 charges, et 20 lignes de transport comme montre la figure (6.1), les paramètres des nœuds et des lignes sont pris de [255] et sont présentés à l'annexe (B.2). Pour le système test, la limite MVA de base est fixée à 100 MVA, où le nœud 1 est utilisé comme un nœud bilan. Les limites minimales et maximales des amplitudes de tension des bus PV et PQ sont respectivement comprises entre 0.9 p.u et 1.1 p.u. sauf le nœud bilan est maintenu avec 1.00 p.u de tension minimale. La demande programmée pour une seule période est considérée être de 259.00 MW. Chaque générateur représente une GENCO et chaque charge représente une DISCO ou un gros consommateur. L'enchère est supposée être unilatérale uniquement pour la partie production et pour la partie consommation, les coefficients d'offre de la demande sont supposés être nuls. Les paramètres et les limites de données des offres de production des GENCOs sont donnés dans le tableau (6.1). [256]

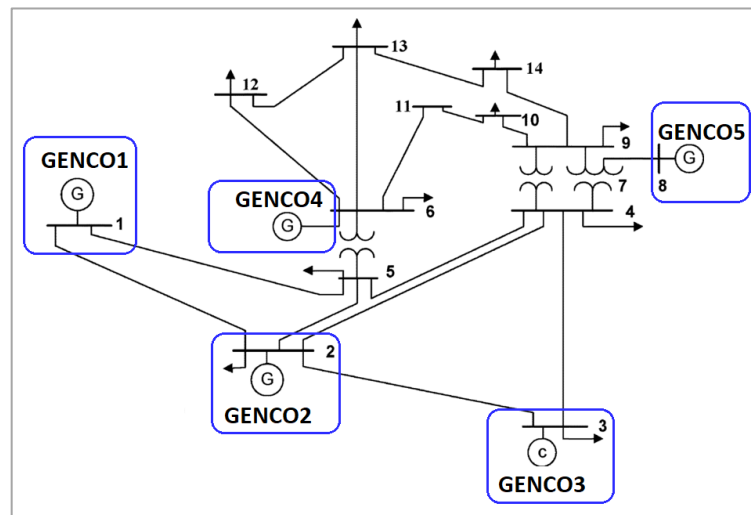


Figure 6.1 Schéma unifilaire du système IEEE 14-nœuds.

**Tableau 6.1** Paramètres des générateurs pour le système test IEEE 14-nœuds.

Gen nœud No.	Paramètres de prix d'offre de production			Limite des générateurs	
	$a_{gi}$ (\$/MWh <sup>2</sup> )	$b_{gi}$ (\$/MWh)	$c_{gi}$ (\$)	$P_{min}$ (MW)	$P_{max}$ (MW)
1	0.1375	3	0	15	90
2	0.0525	5.25	0	20	100
3	0.0875	3	0	20	100
6	0.075	5	0	20	120
8	0.075	4	0	15	100

Dans cette étude, ce problème est considéré comme deux cas :

**6.1.1.1 Cas-A : L'OPF dans le marché d'électricité sous la concurrence parfaite**

Dans ce cas, toutes les GENCOs soumettent leurs offres en fonction de leur coût marginal pour avoir du profit maximal selon la loi du marché sous la concurrence parfaite. Les résultats de l'écoulement de puissance DCOPF en utilisant MIPS sont présentés et comparés avec l'algorithme de la programmation linéaire (LP) incluse dans le simulateur Powerworld dans le tableau (6.2) et le tableau (6.3) respectivement. Le tableau (6.2) montre que le marché de l'électricité a été équilibré au niveau du système complet en utilisant le DCOPF, ce qui a rendu le prix du marché de l'électricité unique pour le système complet avec 12.328 \$/MWh. Il est à noter que GENCO 2 et GENCO 3 ont réussi à obtenir le profit maximal par rapport aux autres GENCO avec 238.57 \$/MWh et 248.61 \$/MWh respectivement, car elles ont soumissionné une grande quantité d'énergie avec un coût de production minimal et ont obtenu un revenu très élevé.

**Tableau 6.2** Résultats de DCOPF sous la concurrence parfaite.

Types de concurrence du marché	LMP (\$/MWh)	Résultats	Participants du marché				
			G1	G2	G3	G4	G5
Concurrence parfaite	12.328	Puissance répartie (MW)	33.92	67.41	53.30	48.85	55.52
		$\alpha$	3	5.25	3	5	4
		$\beta$	0.1375	0.0525	0.0875	0.075	0.075
		Coût de production (\$/h)	259.96	592.46	408.47	432.22	453.26
		Revenu (\$/h)	418.16	831.03	657.08	602.22	684.45
		Profit (\$/h)	158.20	238.57	248.61	179.00	231.20

**Tableau 6.3** Comparaison des résultats.

Approche	Coût total de production (\$/h)	Revenu total (\$/h)	Profit total (\$/h)
PWS (LP)	2144.07	3195.78	1051.71
MP (IP)	2137.40	3192.95	1055.58

**6.1.1.2 Cas-B : L’OPF dans le marché d’électricité sous la concurrence oligopolistique (stratégie d’enchère optimale)**

Dans ce cas, toutes les GENCOs soumissionnent selon une stratégie d’enchère optimale dont l’objectif est de maximiser leurs profits. Les coefficients de la stratégie d’enchères optimale qui représente la concurrence oligopolistique des GENCO sont calculés en utilisant une distribution normale conjointe estimée et dérivés de [256].

**1. Système sans contrainte (sans congestion) :**

Le flux de puissance optimal sans contrainte est ensuite vérifié pour sa performance de transport de l’énergie en utilisant la simulation DCOPF, et il est observé qu’aucune congestion ne se produit, de sorte que le LMP est identique dans tous les nœuds de système avec 23.191 \$/MWh. Les résultats sont présentés et comparés dans les tableaux (6.4) et (6.5) respectivement. Le tableau (6.4) montre que le marché de l’électricité a été équilibré au niveau du système complet en utilisant DCOPF dans le système sans contrainte sous la concurrence oligopolistique, ce qui a rendu le prix du marché de l’électricité unique pour le système complet avec 23.19 \$/MWh. On peut voir que le développement d’une stratégie d’enchères optimale pour les GENCOs a permis de maximiser considérablement leur profit, en notant que GENCO 2 et GENCO 5 ont obtenu le profit maximum par rapport aux autres GENCOs avec 468.44 \$/MWh et 430.98 \$/MWh respectivement, malgré ils ont offert presque la même quantité d’énergie par rapport à la concurrence parfaite, mais avec un revenu obtenu plus élevé.

**Tableau 6.4** Résultats de DCOPF sous la concurrence oligopolistique (sans congestion).

Types de concurrence du marché	LMP (\$/MWh)	Résultats	Participants du marché				
			G1	G2	G3	G4	G5
Concurrence oligopolistique (stratégie d’enchère optimale)	23.191	Puissance répartie (MW)	35.36	65.18	51.23	52.26	54.96
		$\alpha$	6.4002	8.7998	6.6424	8.1817	7.5056
		$\beta$	0.2374	0.1104	0.1615	0.1436	0.1427
		Coût de production (\$/h)	490.24	1094.86	812.84	742.35	856.57
		Revenu (\$/h)	786.63	1563.30	1236.08	1132.88	1287.56
		Profit (\$/h)	296.40	468.44	423.23	390.52	430.98

**Tableau 6.5** Comparaison des résultats.

Approche	Coût total de production (\$/h)	Revenu total (\$/h)	Profit total (\$/h)
PWS (LP)	4014.90	5837.86	1822.96
MP (IP)	3993.43	6006.46	2013.04

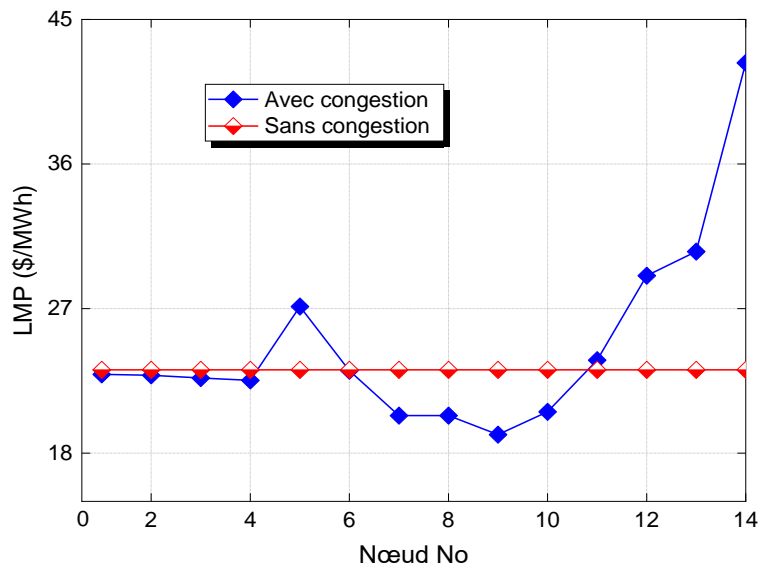
**2. Système avec contrainte (avec congestion) :**

Dans cette partie, l'impact de la congestion de la ligne de transport est étudié sur le processus d'équilibrage du marché, ainsi la limite de capacité de transport de la ligne 17 est supposée être réduite de 0.20 à 0.05 (p.u), tandis que les autres paramètres du système restent les mêmes. Les résultats sont présentés dans le tableau (6.6), la figure (6.2), et la figure (6.3).

**Tableau 6.6** Résultats de DCOPF sous la concurrence oligopolistique (avec congestion).

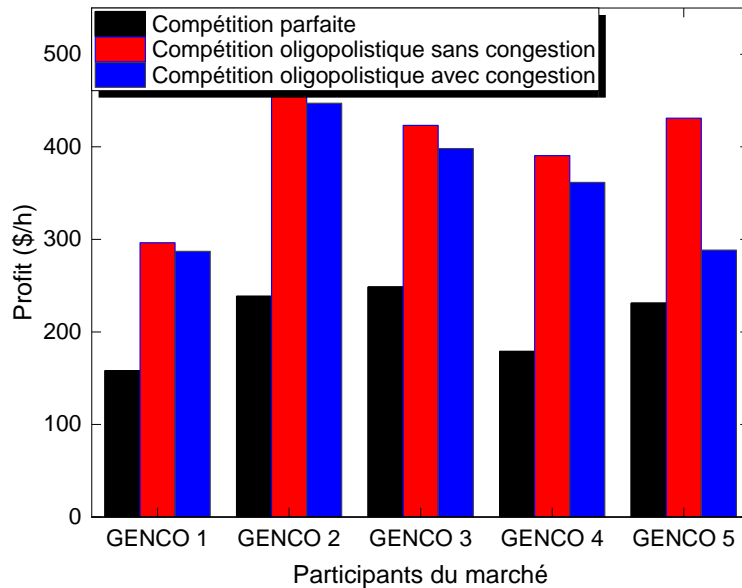
Participants du marché	P (MW)	LMP (\$/MWh)	Revenu (\$/h)	Coût de production (\$/h)	Profit (\$/h)
G1	34.77	22.911	796.61	509.54	287.06
G2	63.64	22.851	1454.23	1007.14	447.09
G3	49.65	22.680	1126.06	727.91	398.15
G4	65.97	23.173	1526.34	1164.69	361.65
G5	44.96	20.338	914.40	625.90	288.50

Le tableau (6.6) présente le coût total de la production, le revenu et le profit des GENCOs qui est calculé à partir du LMP de chaque nœud, car le marché est équilibré à des prix différents. La figure (6.2) montre que dans un système de sans congestion, le LMP de chaque nœud est constant et dans le cas d'un système sous congestion, le LMP est différent dans chaque nœud.



**Figure 6.2** Comparaison des prix LMP (système avec et sans congestion).





**Figure 6.3** Profit des participants en concurrence parfaite et en concurrence oligopolistique sans et avec congestion.

Les résultats obtenus montrent la comparaison du profit dans différentes situations de marché. Il est observé que le profit total des GENCOs dans un marché oligopolistique sans congestion est augmenté de 1055.58 \$/h à 2013.04 \$/h par rapport à la concurrence parfaite, lorsque les GENCOs incorporent une stratégie d'enchère optimale avant de soumettre les offres à l'ISO. Ceci est dû aux revenus supplémentaires obtenus par les GENCOs par une augmentation du LMP de 12.328 \$/MWh à 23.191 \$/MWh. Le prix de compensation du marché est plus élevé que dans un cas de concurrence parfaite, ce qui signifie que les GENCOs ont utilisé avec succès leur pouvoir de marché et que toutes les GENCOs maximisent leurs profits. Le profit est diminué lorsque la congestion se présente sur le système à 1782.45 \$/h parce que le marché est équilibré à des prix différents. Le coût total du système dans des conditions normales d'exploitation est de 3996.86 \$/h et dans un système sous congestion est de 4035.18 \$/h, la différence de coût entre le système sous congestions et le système normal est de 38.32 \$/h, ce qui signifie que les consommateurs paient un supplément de 38.32 \$/h pour un système sous congestion, où DCOPF réduit le coût total du système en minimisant la congestion du réseau et assure que le LMP est maintenu constant sur chaque nœud et que le système est sécurisé. Cette étude principalement démontré la faisabilité de DCOPF via le calcul du prix LMP lors de l'équilibrage des offres et des demandes dans différent type de marché, ce qui est l'objectif de l'opérateur de système indépendant (ISO).

### 3. Comparaison des résultats de DCOPF avec ACOPF

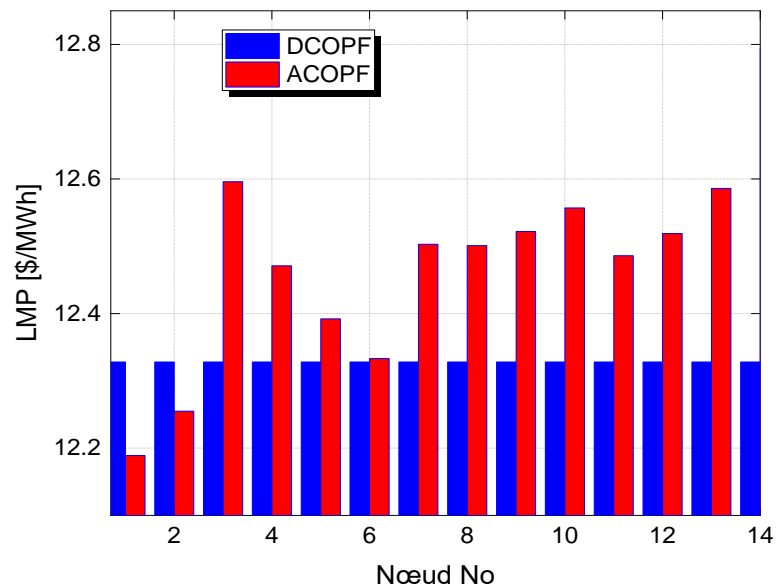
Dans cette section, la comparaison du DCOPF sans perte et du ACOPF est effectuée en utilisant le même système test IEEE 14-nœuds simulés dans MIPS présenté dans le tableau (6.7). Les résultats pour le LMP calculé à partir des deux modèles donnés sont présentés dans cette section.



**Tableau 6.7** Comparaison des résultats de DCOPF et ACOPF.

Résultats	DCOPF		ACOPF		
	Méthodes	Concurrence parfaite	Concurrence oligopolistique	Concurrence parfaite	Concurrence oligopolistique
G1		33.92	35.36	33.42	34.80
G2		67.41	65.18	66.71	64.59
G3		53.30	51.23	54.83	52.88
G4		48.85	52.26	48.89	52.19
G5		55.52	54.96	56.68	56.12
LMP 1 (\$/MWh)		12.328	23.191	12.189	22.925
LMP 2 (\$/MWh)		12.328	23.191	12.255	23.061
LMP 3 (\$/MWh)		12.328	23.191	12.496	23.323
LMP 4 (\$/MWh)		12.328	23.191	12.333	23.169
LMP 5 (\$/MWh)		12.328	23.191	12.401	23.323
Pertes (MW)		-----	-----	1.526	1.582
Coût de production total (\$/h)		2137.40	3993.43	2156.58	4030.85
Profit total (\$/h)		1055.58	2013.04	1040.74	1969.22
Temps de convergence (sec)		0.14	0.20	2.92	2.86

Le tableau (6.7) montre que le modèle DCOPF, sans prendre en compte les pertes de transport, a obtenu de meilleurs résultats que le modèle ACOPF, avec un processus d'équilibrage du marché plus rapide et plus efficace, qui a permis de calculer correctement les prix LMP et de minimiser le coût de production considérablement que le modèle ACOPF, ce qui a conduit à un profit maximal. La figure (6.4) présente une comparaison des résultats LMP obtenus à partir de deux modèles.



**Figure 6.4** Prix LMP pour différents modèles d'OPF de système IEEE 14-nœuds.

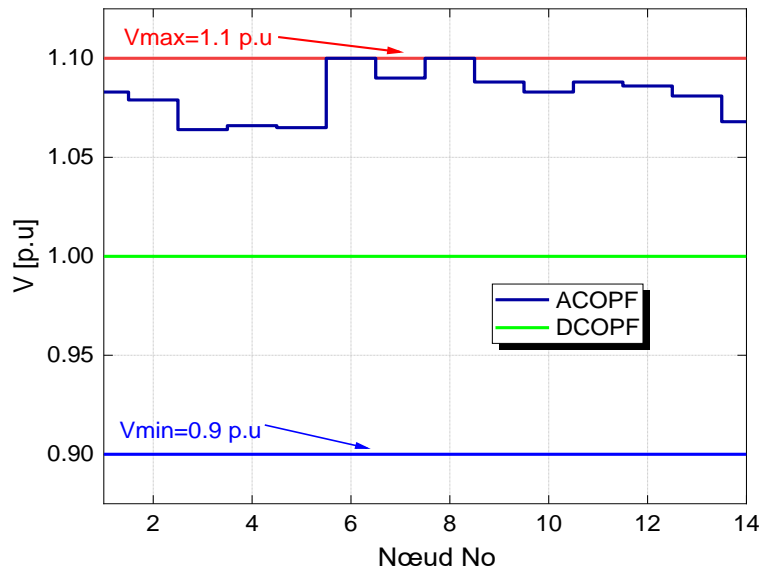
Comme le montrent les résultats, il est clair que les LMP de l'ACOPF ne sont pas identiques sur chaque nœud, même pour les deux cas de concurrence. Ce changement dans les LMP est dû à la congestion présente dans le système et aux pertes qui sont présentes dans le système. Ces pertes sont ignorées dans DCOPF.

Le Tableau (6.8) montre les tensions et les puissances réactives optimales des générateurs du réseau test IEEE 14-nœuds de modèle ACOPF.

**Tableau 6.8** Tension et puissances réactives des générateurs du réseau test IEEE 14-nœuds.

Variables	Concurrence parfaite						Concurrence oligopolistique	
	V <sub>Gmin</sub>	V <sub>Gmax</sub>	V <sub>Gs</sub>	Q <sub>Gmin</sub>	Q <sub>Gmax</sub>	Q <sub>Gs</sub>	V <sub>Gs</sub>	Q <sub>Gs</sub>
Gen. 1	1.00	1.1	1.083	-20	150	0.03	1.03	-5.726
Gen. 2	0.9	1.1	1.079	-20	60	9.79	1.045	29.492
Gen. 3	0.9	1.1	1.064	-15	62.5	18.68	1.027	27.889
Gen. 4	0.9	1.1	1.100	-15	48.7	0.04	1.040	48.7
Gen. 5	0.9	1.1	1.100	-10	40	8.38	1.059	40

La figure (6.5) montre le profil de tension des nœuds pour les solutions obtenues par les différents modèles de l'OPF.



**Figure 6.5** Profil de tension des modèles d'OPF pour le réseau électrique de test IEEE 14-nœuds

Il est observé que les amplitudes de tension soient précisément dans la plage définie et sont constantes pour le modèle DCOPF et varient pour le modèle ACOPF en raison de la variation de la puissance réactive dans ce modèle, qui est négligé dans le modèle DCOPF, ce qui confirme la faisabilité de l'algorithme de la méthode des points intérieurs dans MIPS lors de la résolution du problème de l'écoulement de puissance optimal dans le réseau de test IEEE 14-nœuds.

### 6.1.2 RÉSEAU TEST IEEE À 30-NŒUDS

Le modèle DCOPF a montré de meilleurs résultats dans le système précédent. Dans ce système, le DCOPF est appliqué pour la concurrence parfaite et oligopolistique dans une période d'échange avec 283.4 MW de demande de charge puis est appliqué dans des périodes d'échange de 24 heures. Ce système est composé de 6 générateurs, 21 charges et 41 lignes de transport comme le montre la figure (6.6), où les paramètres des nœuds et des lignes sont pris de [257]. La limite MVA de base est fixée à 100 MVA, le nœud 1 est utilisé comme nœud bilan. Les limites d'amplitude de tension minimale et maximale des bus PV et PQ sont respectivement de 0.9 p.u et 1.1 p.u, sauf que le nœud bilan est maintenu avec 1.00 p.u de tension minimale. Chaque générateur représente une GENCO et chaque charge représente une DISCO ou un grand consommateur. L'enchère est supposée être unilatérale uniquement pour la partie production et pour la partie consommation, les coefficients d'offre de la demande sont supposés égaux à zéro. Les paramètres et les limites de données des offres de production des GENCOs sont donnés dans le tableau (6.9). Les coefficients de l'offre des GENCOs pour représenter la concurrence oligopolistique sont pris de [258].

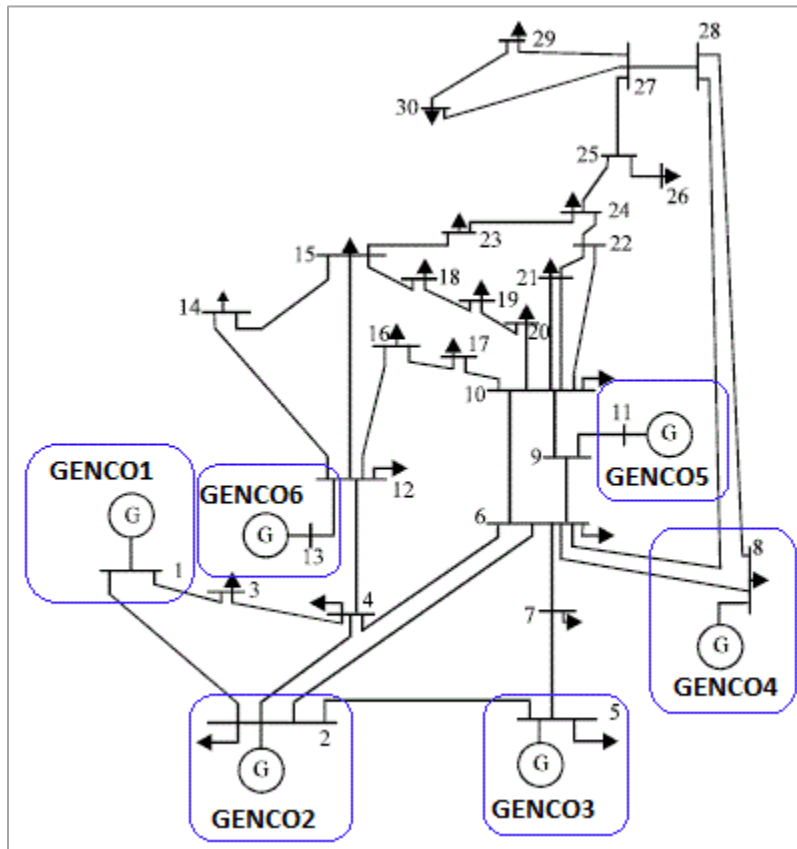


Figure 6.6 Schéma unifilaire du système test IEEE 30-nœuds.

**Tableau 6.9** Paramètres des générateurs pour le système test IEEE 30-nœuds.

Gen nœud No.	Paramètres de prix d'offre de production			Limite des générateurs	
	$a_{gi}$ (\$/MWh <sup>2</sup> )	$b_{gi}$ (\$/MWh)	$c_{gi}$ (\$)	$P_{min}$ (MW)	$P_{max}$ (MW)
1	0.00375	2	0	20	160
2	0.0175	1.75	0	15	150
5	0.0625	1	0	10	120
8	0.00834	3.25	0	10	100
11	0.025	3	0	10	130
13	0.025	3	0	10	130

Dans cette étude, ce problème est considéré avec deux cas :

**6.1.2.1 Cas-A : La comparaison entre la concurrence parfaite et oligopolistique en fonction de DCOPF et ACOPF**

Dans cette section, la comparaison de DCOPF sans perte et d'ACOPF est effectuée en utilisant le système de test IEEE à 30-nœuds simulés dans MIPS. Les résultats des LMP, du coût total de production des GENCO, du revenu total et du profit total calculés à partir des deux modèles d'OPF en concurrence parfaite et oligopolistique sont présentés dans le tableau (6.10).

**Tableau 6.10** Comparaison des résultats de DCOPF et ACOPF.

Méthodes	DCOPF		ACOPF	
	Concurrence parfaite	Concurrence oligopolistique	Concurrence parfaite	Concurrence oligopolistique
G1 (MW)	160.00	120.40	160.00	117.53
G2 (MW)	53.85	42.73	52.46	43.39
G3 (MW)	21.08	18.34	22.47	19.86
G4 (MW)	23.07	51.97	28.47	55.44
G5 (MW)	12.70	24.98	14.47	26.70
G6 (MW)	12.70	24.98	13.67	26.13
LMP 1 (\$/MWh)	3.635	5.80	3.464	5.714
LMP 2 (\$/MWh)	3.635	5.80	3.586	5.867
LMP 3 (\$/MWh)	3.635	5.80	3.809	6.00
LMP 4 (\$/MWh)	3.635	5.80	3.725	5.875
LMP 5 (\$/MWh)	3.635	5.80	3.723	5.398
LMP 6 (\$/MWh)	3.635	5.80	3.684	5.834
Pertes (MW)	-----	-----	8.140	5.641
Coût de production total (\$/h)	773.52	1148.89	803.60	1182.62
Revenu total (\$/h)	1030.15	1643.72	1038.23	1667.57
Profit total (\$/h)	256.63	494.83	234.63	484.95
Temps de convergence (sec)	0.13	0.65	2.51	4.98

Le tableau (6.10) montre que le modèle DCOPF, sans pertes de transport, a donné de meilleurs résultats que le modèle ACOPF, avec un processus d'équilibrage du marché plus rapide et plus efficace, qui a correctement calculé les prix LMP et minimisé le coût de production considérablement que le modèle ACOPF, ce qui a conduit à un profit maximum. La figure (6.7) montre une comparaison des résultats LMP obtenus à partir des deux modèles pour la concurrence oligopolistique.

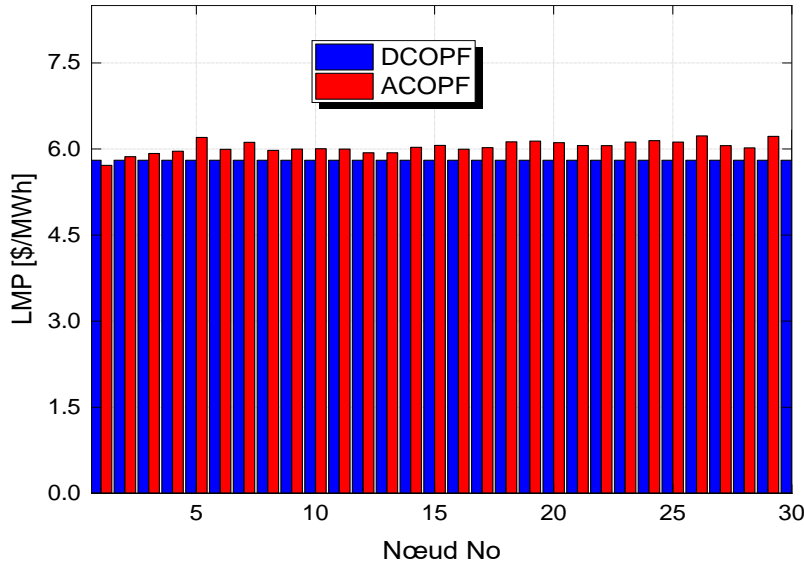


Figure 6.7 Prix LMP pour différents modèles d'OPF de système IEEE 30-nœuds.

Les résultats montrent clairement que le LMP d'ACOPF n'est pas identique sur chaque nœud, même pour les deux cas de concurrence. Ce changement dans les LMP est dû à la congestion présente dans le système à cause des pertes qui sont présentes dans le système. Ces pertes sont ignorées dans DCOPF. Le tableau (6.11) montre les tensions et les puissances réactives optimales des générateurs dans le réseau de test IEEE 30-nœuds du modèle ACOPF.

Tableau 6.11 Tension et puissances réactives des générateurs du réseau test IEEE 30-nœuds.

Variables	Concurrence parfaite						Concurrence oligopolistique	
	V <sub>Gmin</sub>	V <sub>Gmax</sub>	V <sub>Gs</sub>	Q <sub>Gmin</sub>	Q <sub>Gmax</sub>	Q <sub>Gs</sub>	V <sub>Gs</sub>	Q <sub>Gs</sub>
G1	1.00	1.1	1.1	-20	150	-11.60	1.100	-9.10
G2	0.9	1.1	1.089	-20	60	30.79	1.091	24.25
G3	0.9	1.1	1.062	-15	62.5	30.62	1.065	29.87
G4	0.9	1.1	1.072	-15	48.7	48.70	1.084	48.70
G5	0.9	1.1	1.100	-10	40	19.33	1.100	17.08
G6	0.9	1.1	1.094	-15	44.7	23.59	1.095	21.11

La figure (6.8) montre le profil de tension des nœuds pour les solutions obtenues par les différents modèles de l'OPF. Il est observé que les amplitudes de tension soient précisément dans la plage définie et sont constantes pour le modèle DCOPF et varient pour le modèle ACOPF en

raison de la variation de la puissance réactive dans ce modèle et qui est négligée dans le modèle DCOPF.

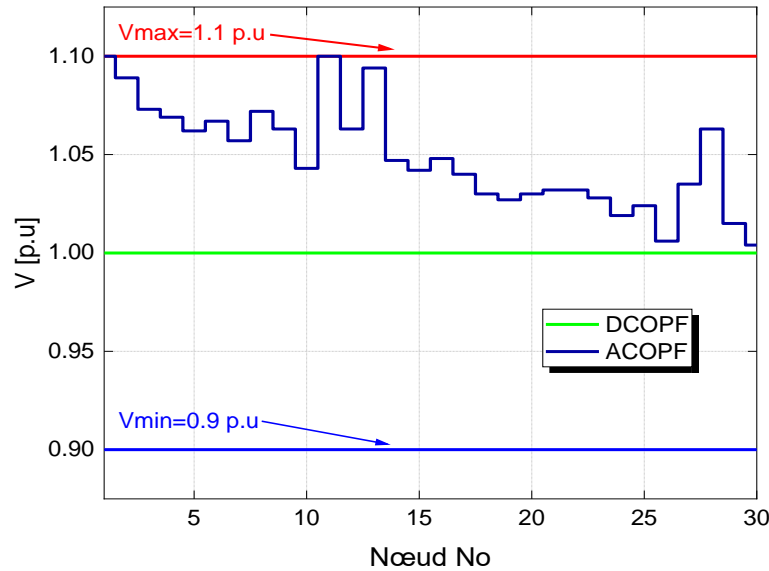


Figure 6.8 Profil de tension des modèles d'OPF pour le réseau électrique de test IEEE 30-nœuds.

### 6.1.2.2 Cas-B : La comparaison entre la concurrence parfaite et oligopolistique en utilisant le modèle DCOPF pour 24h d'échange

Cette étude montre également l'objectif des GENCOs pour un certain niveau typique de courbe de charge 24h avec une stratégie d'enchère optimale sous la concurrence oligopolistique. Les simulations du modèle DCOPF sont faites avec la prévision de la charge quotidienne en incluant les pertes. Les résultats sont présentés ci-dessous. Dans la figure (6.9), le prix du marché LMP est déterminé pour 24 heures avec une variation de la demande de charge.

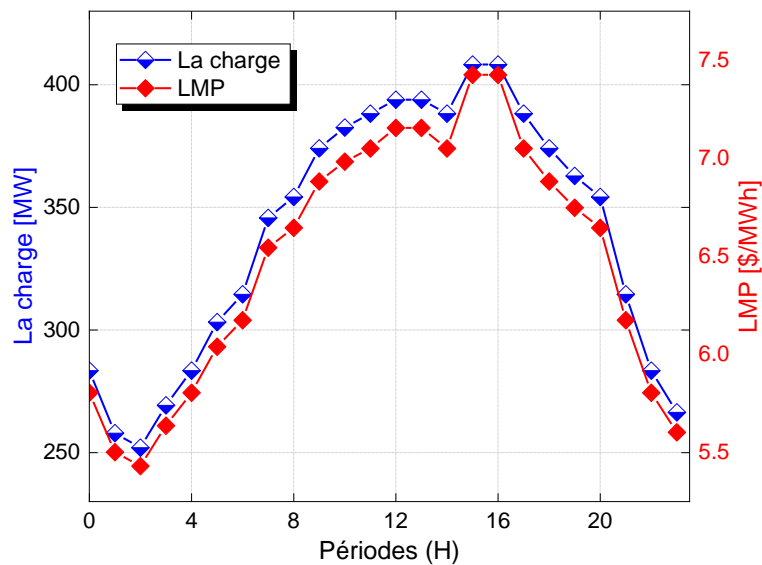


Figure 6.9 Prix LMP avec variation de la charge pendant 24 heures.

La figure (6.10) montre les résultats globaux de DCOPF, le coût total de production, le revenu total et le profit social des GENCOs pendant les périodes d'échanges de 24 heures avec une stratégie d'enchères optimale sous la concurrence oligopolistique.

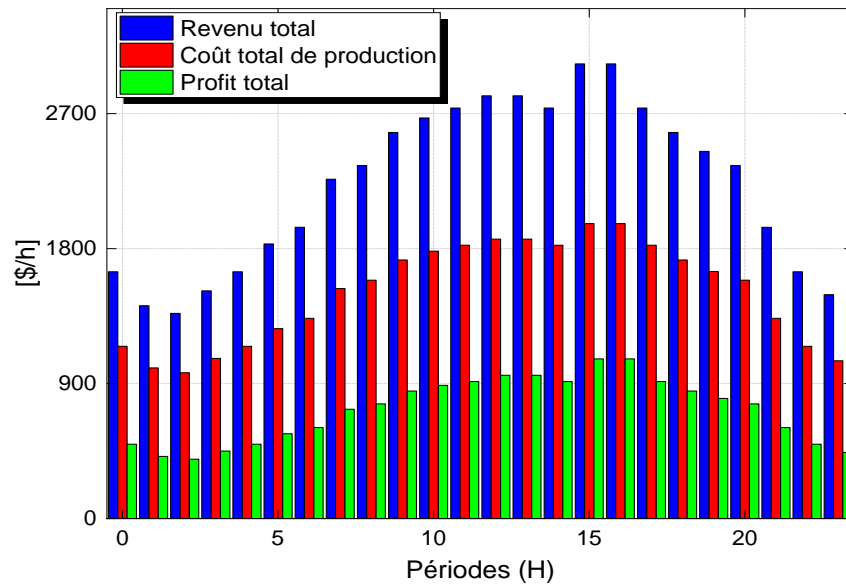


Figure 6.10 Résultats globaux sous la concurrence oligopolistique.

La figure (6.11) montre la comparaison du profit en cas de concurrence parfaite et d'oligopole (stratégie d'offre optimale) pour 24h, le profit social total des GENCOs est maximisé dans le marché oligopolistique.

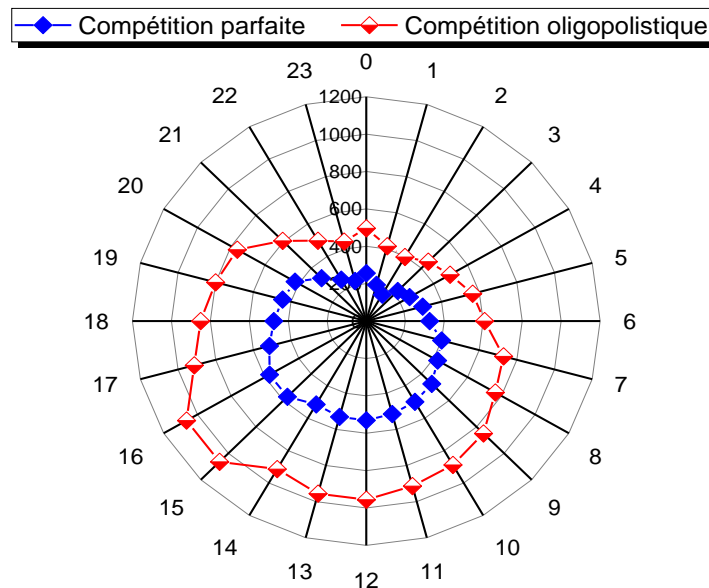


Figure 6.11 Comparaison du profit pour 24h d'échange.

### 6.1.3 RÉSEAU ÉLECTRIQUE ALGÉRIEN 114-NŒUDS

Dans cette partie une étude de comportement d'un marché de l'électricité virtuel planifié en Algérie dans un réseau réel en utilisant les deux modèles de l'OPF est effectuée. Le troisième système considéré est le système algérien de 114-nœuds. La figure (6.12) montre la carte réelle du réseau électrique algérien de transport en 2011 avec des lignes de transport (HT et THT) 220 kV, 90 kV et 60 kV. Sur la base des données techniques statistiques fournies par la société Sonelgaz en 2007, ce système électrique réel se compose de 15 générateurs, 175 lignes, 99 nœuds de charge et 16 transformateurs changeurs de prises situées sur les lignes 160 à 175. Les demandes totales de puissance à satisfaire programmée sont de 3.79261 GW pour la puissance réelle et 2.070 GVAR pour la puissance réactive en 2007. Les limites des puissances actives et réactives ainsi que les coefficients de la fonction de coût des générateurs [259-260] qui représente les paramètres de prix d'offre de production sont présentés dans le tableau (6.12). Les paramètres de la tension et la puissance réactive des 15 nœuds générateurs et les paramètres de 99 nœuds charge et des lignes de transport du réseau sont présentées dans l'annexe (B.5). Pour le système test, la limite MVA de base est fixée à 100 MVA avec une fréquence de 50 Hz, où le nœud 1 (Mersat el Hadjadj 1) est utilisé comme un nœud bilan. Les limites minimales et maximales des amplitudes de tension des bus PV et PQ sont respectivement comprises entre 0.9 p.u et 1.1 p.u. sauf le nœud bilan est maintenu avec 1.00 p.u de tension minimale.

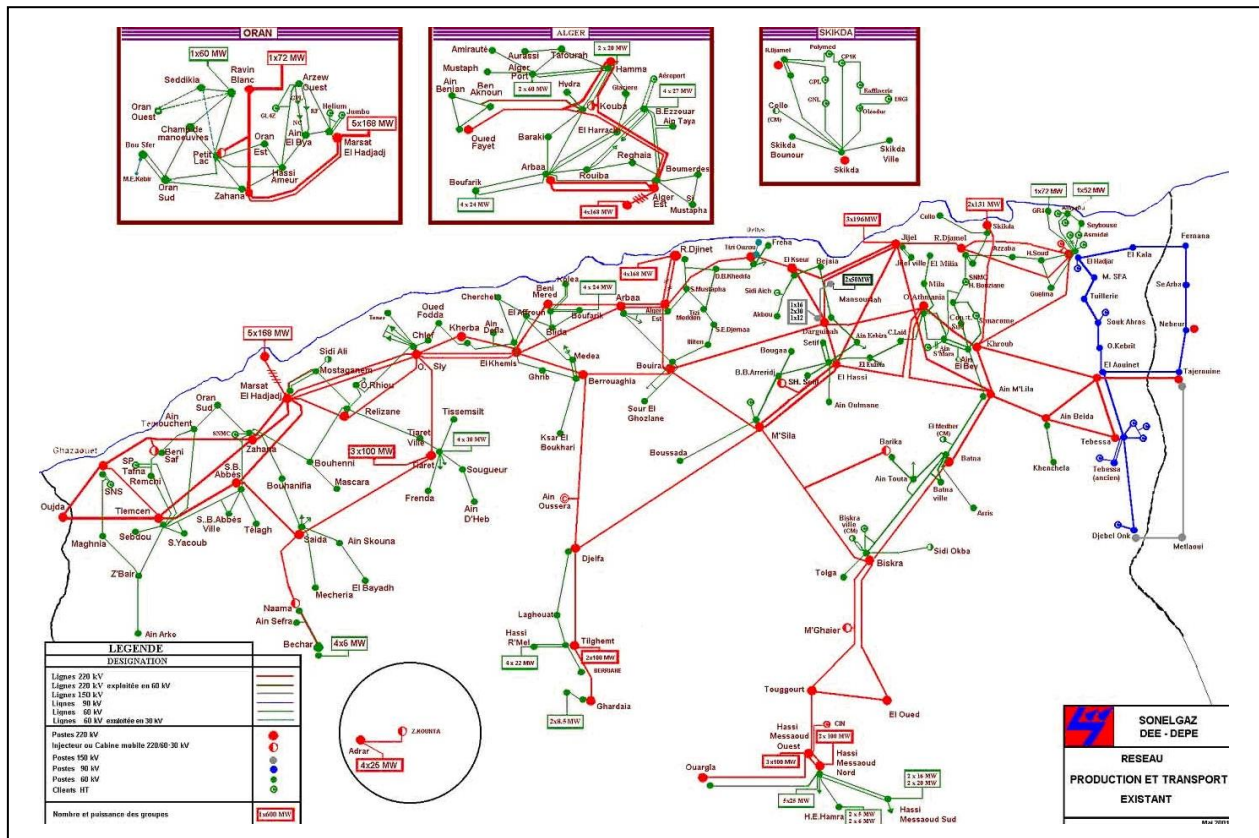


Figure 6.12 Réseau électrique algérien de 114-nœuds basés sur les données de la société Sonelgaz (carte 2011). [261]



**Tableau 6.12** Paramètres des générateurs pour le réseau algérien 114-nœuds.

Sociétés de production	Gen nœud No.	Paramètres de prix d'offre de production			Limite des générateurs			
		$a_{gi}$ (\$/MWh <sup>2</sup> )	$b_{gi}$ (\$/MWh)	$c_{gi}$ (\$)	$P_{min}$ (MW)	$P_{max}$ (MW)	$Q_{min}$ (Mvar)	$Q_{max}$ (Mvar)
SONELGAZ GENCO	Gen1	0.0085	1.5000	0	135	1350	20	400
	Gen5	0.0085	1.5000	0	135	1350	20	200
	Gen11	0.0170	2.5000	0	10	100	-50	100
	Gen15	0.0170	2.5000	0	30	300	0	100
	Gen17	0.0085	1.5000	0	135	1350	0	400
	Gen52	0.0170	2.5000	0	34.5	3450	0	50
	Gen80	0.0170	2.5000	0	34.5	3450	0	60
	Gen83	0.0170	2.5000	0	30	300	-50	200
	Gen98	0.0170	2.5000	0	30	300	0	50
SONATRACH GENCO	Gen19	0.0170	2.5000	0	34.5	3450	0	60
	Gen22	0.0170	2.5000	0	34.5	3450	0	50
GENERAL ELECTRIC GENCO	Gen100	0.0030	2.0000	0	60	600	0	270
	Gen101	0.0030	2.0000	0	20	200	-50	200
	Gen109	0.0170	2.5000	0	10	100	-50	100
	Gen111	0.0170	2.5000	0	10	100	-50	155

Avec la forte croissance de la demande d'électricité ces dernières années et les grandes distances entre les systèmes électriques, de 200 à 1000 km, l'approvisionnement en électricité des régions isolées du sud pose de sérieux problèmes techniques et économiques. Une nouvelle construction de centrales électriques conventionnelle et à énergie renouvelable est effectuée pour assurer la satisfaction de toutes les demandes de charge avec 24h et pendant toute l'année. Pour cela, nous avons utilisé les nouvelles données mises à jour de la consommation d'électricité pour simuler le marché virtuel de l'électricité en Algérie où nous avons supposé que trois entreprises aillent participer au marché de l'électricité après la dérégulation du secteur de l'électricité, deux sont des entreprises nationales et la troisième est une entreprise privée américaine. La principale compagnie Sonelgaz qui possède 9 générateurs dont [Gen1, Gen5, Gen11, Gen15, Gen17, Gen52, Gen80, Gen83, et Gen98] avec 60.2% de la production d'électricité pour la satisfaction totale de la charge, ensuite la compagnie Sonatrach qui participe avec 34.76% de la production d'électricité avec 2 grands générateurs [Gen19 et Gen22], enfin la société General Electric qui participe avec 5.04% de la production d'électricité avec 4 petits générateurs [Gen100, Gen101, Gen109, et Gen111]. Dans cette étude, nous avons supposé que le marché de l'électricité soit parfaitement concurrentiel sous un modèle pool centralisé où le prix de l'électricité est déterminé après la soumission des offres de production et de consommation. La commission algérienne de régulation de l'électricité et du gaz est responsable de la détermination des prix et de la gestion en tant qu'opérateur de marché indépendant, chaque centrale de la société de production soumissionnant en fonction de son coefficient de coût de production et de son coût marginal. Chaque charge représente une DISCO ou un grand consommateur. L'enchère est supposée être unilatérale uniquement pour la partie production et pour la partie consommation, les coefficients d'offre de la demande sont supposés égaux à zéro.

**6.1.3.1 Cas-A : L'OPF sur le marché de l'électricité sans énergies renouvelables (consommation de l'année 2007)**

Dans cette étude, la consommation de l'année 2007 de l'Algérie est utilisée pour modéliser la demande sur le marché de l'électricité, en tenant compte que les offres soumises sur le marché ne sont que les offres des 3 GENCOs participants, Sonelgaz, Sonatrach, et General Electric. Le DCOPF sans perte et l'ACOPF sont effectués en utilisant le réseau algérien à 114-nœuds simulé dans MIPS. Les résultats des LMP, du coût total de production des GENCO, du revenu total et du profit total calculés à partir des deux modèles d'OPF en concurrence parfaite et oligopolistique sont présentés dans le tableau (6.13) et (6.14) et la figure (6.13).

**Tableau 6.13** Résultats de L'OPF du marché d'électricité dans le réseau algérien.

SONELGAZ GENCO	DCOPF	ACOPF	SONATRACH GENCO	DCOPF	ACOPF
Gen1	459.99	475.88	Gen19	182.11	191.04
Gen5	459.99	475.15	Gen22	182.08	188.33
Gen11	100.00	100.00	LMP19	8.692	8.995
Gen15	200.58	206.75	LMP22	8.691	8.903
Gen17	428.70	446.19	Coût de production (\$/h)	2037.86	2171.82
Gen52	134.06	115.76	Revenu (\$/h)	3165.35	3395.10
Gen80	193.21	197.70	Profit (\$/h)	1127.49	1223.28
Gen83	193.21	195.68	<b>GENERAL ELECTRIC GENCO</b>	<b>DCOPF</b>	<b>ACOPF</b>
Gen98	193.06	196.91	Gen100	600.00	600.00
LMP1	9.320	9.590	Gen101	200.00	200.00
LMP5	9.320	9.578	Gen109	100.00	100.00
LMP11	9.320	10.026	Gen111	100.00	100.00
LMP15	9.320	9.529	LMP100	9.063	9.081
LMP17	8.788	9.085	LMP101	9.141	9.594
LMP52	7.058	6.436	LMP109	9.357	9.793
LMP80	9.069	9.222	LMP111	9.110	9.524
LMP83	9.069	9.153	Coût de production (\$/h)	3640	3640
LMP98	9.064	9.195	Revenu (\$/h)	9112.7	9299.1
Coût de production (\$/h)	12779.95	13262.92	Profit (\$/h)	5472.7	5659.1
Revenu (\$/h)	21343.56	22310.88			
Profit (\$/h)	8563.61	9047.963			

**Tableau 6.14.** Comparaison de résultat total de L'OPF du marché d'électricité dans le réseau algérien.

Modèle de l'OPF	DCOPF	ACOPF
Pertes (MW)	-----	62.378
Coût de production total (\$/h)	18457.81	19074.74
Revenu total (\$/h)	33621.61	35005.08
Profit total (\$/h)	15163.8	15930.34
Temps de convergence (sec)	0.62	7.64

Après l'exécution des modèles OPF pour équilibrer le marché virtuel de l'électricité, on peut voir que le modèle ACOPF a atteint un profit maximum par rapport au modèle DCOPF ; cependant, le modèle DCOPF a optimisé le coût de production plus que le modèle ACOPF, mais en raison de la congestion élevée dans les lignes de transport, le modèle ACOPF a obtenu un

revenu plus élevé que le modèle DCOPF, en notant que les prix LMP du modèle DCOPF n'étaient pas uniformes sur le marché. Le tableau (6.13) montre que la société Sonelgaz a obtenu le profit maximum avec 9047.963 \$/h (1220164.86 DA/h) en minimisant son coût de production à 13262.92 \$/h (1788573.73 DA/h) et en recevant un revenu de 22310.88 \$/h (3008738.18 DA/h) par rapport aux sociétés Sonatrach et General Electric. Il est observé que les résultats obtenus par General Electric étaient meilleurs avec un profit mixte de 5659.1 \$/h (763159.06 DA/h) en soumettant sa capacité maximale par rapport aux 1223.28 \$/h de la compagnie Sonatrach, cependant que la compagnie Sonatrach a 34.76% de la capacité maximale de production par rapport à la compagnie General Electric avec 5.04%. La figure (6.13) montre une comparaison des prix de l'électricité LMP obtenus à partir des deux modèles de l'OPF pour le marché électrique virtuel implémenté sur le réseau algérien.

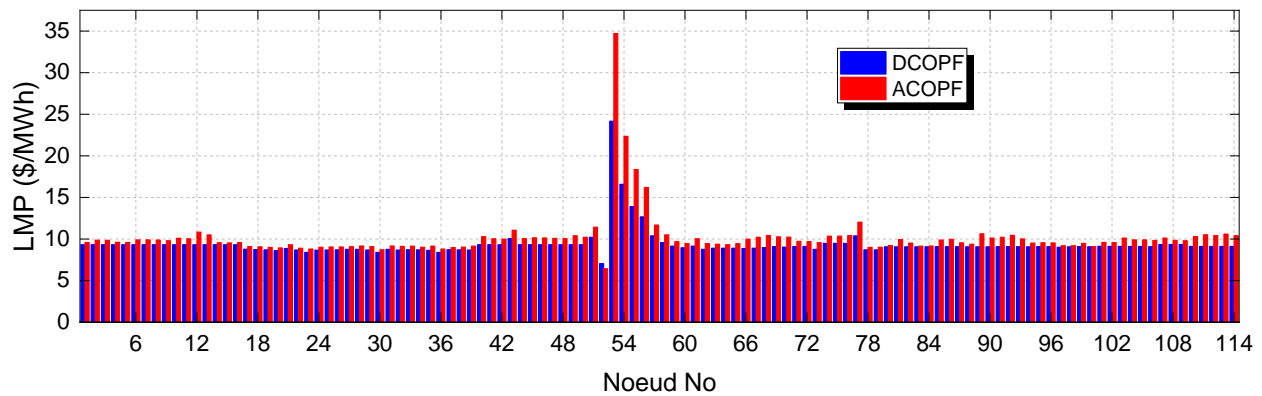


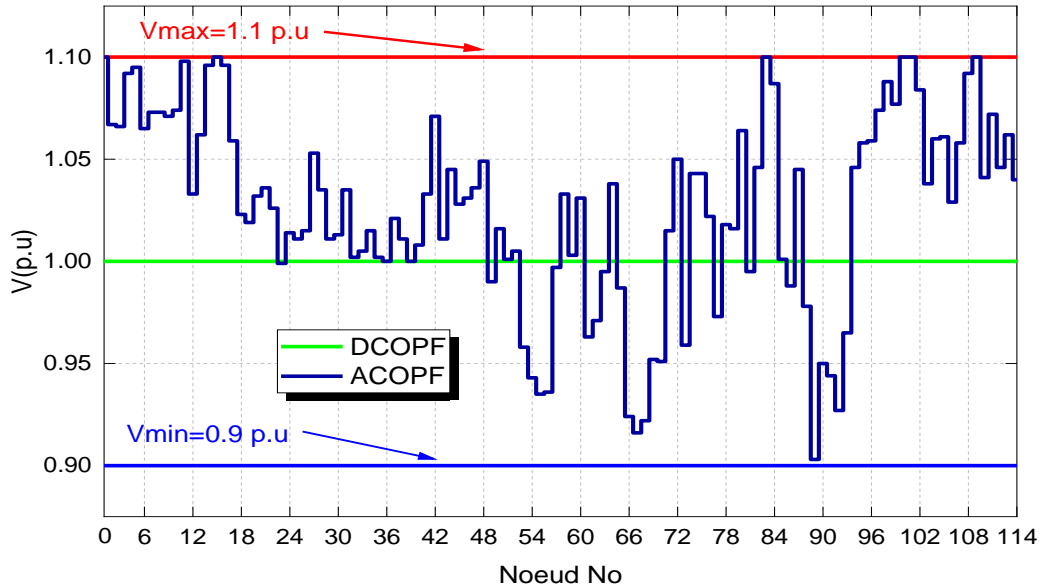
Figure 6.13 Prix LMP pour différents modèles d'OPF de réseau algérien 114-nœuds.

Les résultats montrent clairement que les prix LMP de deux modèles OPF ne sont pas identiques sur chaque nœud du système électrique algérien. Cette variation du LMP est due à la forte congestion présente dans le système. Le tableau (6.15) montre les tensions et les puissances réactives optimales des générateurs du réseau algérien 114-nœuds obtenus dans le modèle ACOPF.

Tableau 6.15 Tension et puissances réactives des générateurs du réseau algérien 114-nœuds.

Variables	V <sub>Gmin</sub>	V <sub>Gmax</sub>	V <sub>Gs</sub>	Q <sub>Gmin</sub>	Q <sub>Gmax</sub>	Q <sub>Gs</sub>
Gen1	1.00	1.1	1.10	20	400	286.22
Gen5	0.9	1.1	1.095	20	200	200.00
Gen11	0.9	1.1	1.098	-50	100	100.00
Gen15	0.9	1.1	1.10	0	100	75.04
Gen17	0.9	1.1	1.059	0	400	311.65
Gen19	0.9	1.1	1.019	0	60	52.76
Gen22	0.9	1.1	1.026	0	50	49.99
Gen52	0.9	1.1	1.005	0	50	0.00
Gen80	0.9	1.1	1.064	0	60	60.00
Gen83	0.9	1.1	1.10	-50	200	183.55
Gen98	0.9	1.1	1.088	0	50	50.00
Gen100	0.9	1.1	1.10	0	270	125.47
Gen101	0.9	1.1	1.10	-50	200	174.25
Gen109	0.9	1.1	1.10	-50	100	32.26
Gen111	0.9	1.1	1.072	-50	155	77.75

La figure (6.14) montre le profil de tension des nœuds pour les solutions obtenues par les différents modèles de l'OPF. Il est observé que les amplitudes de tension soient précisément dans la plage définie et sont constantes pour le modèle DCOPF et varient pour le modèle ACOPF en raison de la variation de la puissance réactive dans ce modèle et qui est négligée dans le modèle DCOPF.



**Figure 6.14** Profil de tension des modèles d'OPF pour le réseau électrique algérien 114-nœuds.

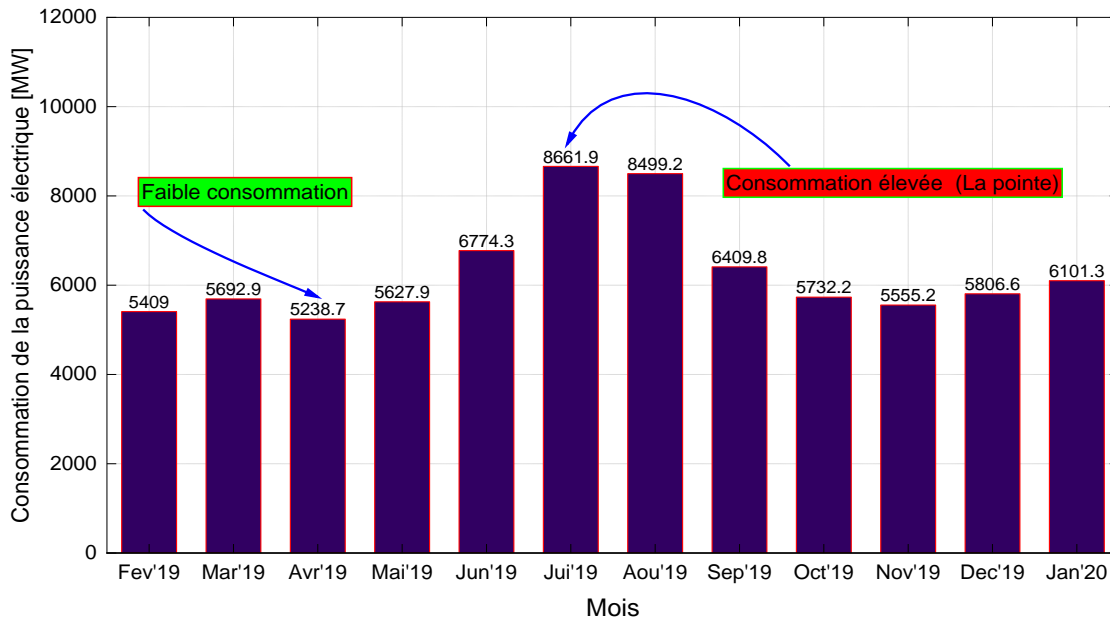
### 6.1.3.2 Cas-B : L'OPF sur le marché de l'électricité avec participation des énergies renouvelables (consommation de l'année 2019/2020)

En Algérie, les données de consommation de l'énergie électrique ont été rapportées à 6211.800 MW en juin 2020. Cela représente une augmentation par rapport au chiffre précédent de 5395.400 MW pour mai 2020. Les données sur la consommation d'électricité sont mises à jour mensuellement, avec une moyenne de 3.665400 MW de juillet 1999 à juin 2020, avec 245 observations. Les données ont atteint un maximum historique de 8661.900 MW en juillet 2019 et un minimum record de 1874.00 MW en octobre 1999. En 2007, une consommation de 3792.61 MW a été enregistrée comme une pointe de consommation en mois de juillet qu'elle a utilisée comme demande totale des consommateurs sur le marché dans le cas précédent. Les données sur la consommation d'électricité restent actives dans le centre de recensement et d'information économique (CEIC) [262] et sont déclarées par Sonelgaz. Les données sont classées dans la base de données globale de l'Algérie. La figure (6.15) présente la consommation d'électricité de l'Algérie pour l'année 2019/2020, de février 2019 à janvier 2020. En 2011, l'Algérie a adopté le plan algérien de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. L'objectif principal de ce plan national était de développer l'utilisation des ER et de diversifier les sources d'énergie dans le pays. L'objectif principal du programme est d'atteindre une participation d'environ 27% des énergies renouvelables dans la production totale d'électricité d'ici 2030. Les objectifs en matière de production d'énergie renouvelable doivent être atteints en deux périodes (2015-20 et 2021-30), en encourageant de manière significative les investissements dans toutes les

sources d'énergie renouvelable (photovoltaïque, énergie solaire concentrée (CSP), géothermique, éolienne, biomasse et cogénération). Le tableau (6.16) présente les principaux objectifs en matière d'énergies renouvelables pour la production d'électricité au cours de ces deux périodes. D'ici 2030, un total de 22000 MW devrait être produit à partir des ER, dont 12000 MW pour le marché intérieur et 10000 MW pour l'exportation [22,24]. La production de cette quantité d'ER implique une économie de plus de 300 milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel (cette quantité représente huit fois la consommation nationale de 2014) [263]. En plus, cela implique que 348 Mt d'équivalents CO<sup>2</sup> pourraient être réduits [264].

**Tableau 6.16** Programme national de développement des énergies renouvelables sur 2015-2030.

Source d'énergie	1ère période (2015-2020)		2ème période (2021-2030)		Total des périodes	
	MW	%	MW	%	Total (MW)	%
<b>Photovoltaïque</b>	3000	66.3	10.575	60.52	13.575	61.70
<b>L'énergie éolienne</b>	1010	22.32	4000	22.89	5010	22.77
<b>L'énergie solaire concentrée</b>			2000	11.44	2000	9.09
<b>Biomasse</b>	360	7.95	640	3.66	1000	4.55
<b>Cogénération</b>	150	3.31	250	1.43	400	1.82
<b>Géothermie</b>	5	0.11	10	0.06	15	0.07
<b>Total</b>	4525		17.475		22.000	



**Figure 6.15** Consommation d'électricité de l'Algérie pour l'année 2019/2020 [262]

Dans ce cas d'étude, la consommation de l'année 2019/2020 de l'Algérie pour le mois d'avril où la consommation enregistrée est la plus faible avec 5238.7 MW et le mois de juillet où la consommation enregistrée est la plus élevée (le pic) avec 8661.9 MW durant cette année est utilisée pour modéliser la demande sur le marché de l'électricité, en tenant compte que les offres soumises sur le marché ne sont que les offres des 3 GENCOs participants, Sonelgaz, Sonatrach, et General

Electric. Dans ce cas chaque GENCOs possède ces propres centrales renouvelables. Les détails des centrales électriques connectées au réseau (24 centrales PV, 01 parc éolien) basé sur les énergies renouvelables sont gérés par la société d'électricité et d'énergies renouvelables (SKTM), qui concernent la puissance installée et l'énergie produite depuis la date de mise en service jusqu'à l'année 2017/2018 sont fournies dans le tableau (6.17). [265]

**Tableau 6.17** Puissance installée et l'énergie produite de la date de mise en service à juin 2017.

Localisation de la centrale	Province	Surface (Hectare)	Capacité installée (MW)	Production en 2017 (GWh)	Date de mise en service
<b>PIAT (Pôle in salah–adrar–timimoun)</b>					
Kabertene (Éolienne)	Adrar	33	10.2	51.579	2014
Ville d'Adrar (PV)	Adrar	40	20	59.585	2015
Kabertene (PV)	Adrar	06	03	9.584	2015
In Salah (PV)	Tamanrasset	10	05	12.328	2016
Timimoune (PV)	Adrar	18	09	23.8222	2016
Reggan (PV)	Adrar	10	05	12.221	2016
Zaouiat Kounta (PV)	Adrar	12	06	15.213	2016
Aoulef (PV)	Adrar	10	05	12.557	2016
<b>RIS (Réseaux isolés du sud)</b>					
Tamnasset (PV)	Tamnasset	26	13	36.410	2015
Djanet (PV)	Illizi	06	03	10.729	2015
Tindouf (PV)	Tindouf	18	09	6.376	2015
<b>RIN (Réseau interconnecte nord)</b>					
Oued Nechou (PV)	Ghardaia	05	1.1	4.593	2014
Serdret Leghzel (PV)	Naama	32	20	40.715	2016
Oued El Kebrit (PV)	Souk Ahras	20	15	28.900	2016
Ain Leghzel (PV)	Saida	60	30	14.213	2016
Oued El Kebrit (PV)	Souk Ahras	20	15	28.900	2016
Ain Skhouana (PV)	Saida	60	30	14.213	2016
Ain El Bel 1 and 2 (PV)	Djelfa	120	53	25.134	2016 et 2017
Telagh (PV)	Sidi Bel Abbes	30	12	7.417	2016
Lekhneg 1 and 2 (PV)	Laghouat	120	60	53,576	2016 et 2017
Labioh Sidi chikh (PV)	El Bayadh	40	23	19.146	2016
El Hadjira (PV)	Ouargla	60	30	9.738	2017
Ain El Melh (PV)	M'Sila	40	20	16.473	2017
Oued El Ma (PV)	Batna	-	02	-	2017
Production totale de 2017	-	-	354.3	470.318	-
Bir Rebaa (PV)	Ouargla	-	10	-	2018
Production totale de 2018	-	-	364.3	-	-

Les données des centrales électriques basées sur les énergies renouvelables dans le réseau électrique algérien sont prises dans le problème de l'écoulement de puissance optimale ACOPT comme suit :

- 1. Limite des générateurs :** La puissance active installée de chaque centrale solaire photovoltaïque et éolienne présentée dans le tableau (6.17) est prise comme puissance maximale  $P_{max}$  et la puissance minimale  $P_{min}$  est considérée égale à 0.
- 2. Les paramètres de prix d'offre de production :** Dans cette étude, la fonction de coût des générateurs renouvelables est considérée comme linéaire, le coefficient de coût direct des générateurs renouvelables étant supposé être le coefficient des coûts d'exploitation et de maintenance (O&M), notant que le cout de carburant est égal à 0. Pour les générateurs

solaires photovoltaïques, le coefficient est de 1.655 \$/MWh et pour le générateur éolien, le coefficient est de 2.250 \$/MWh. [266-267-268].

Pour l'intégration des 25 générateurs d'énergie renouvelable, y compris les générateurs éoliens et photovoltaïques, afin qu'ils participent au marché de l'électricité avec les générateurs conventionnels, le meilleur emplacement des générateurs d'énergie renouvelable est choisi pour être aux nœuds de charge avec la plus grande consommation qui sont loin de la fourniture des générateurs conventionnels après plusieurs simulations de l'ACOPF pour obtenir le coût de production le plus minimisé et la réduction des pertes et de la congestion dans les lignes de transport du réseau, en notant que dans le dimensionnement des centrales d'énergie renouvelable, le site et les conditions climatiques sont les principaux facteurs lors de l'intégration des générateurs d'énergie renouvelable. Le tableau (6.18) présente les paramètres de données des générateurs renouvelables et leur emplacement au niveau des nœuds du réseau. [265]

**Tableau 6.18** Données des générateurs à énergie renouvelable et leur emplacement.

Nœud N°	Nom du nœud	V (p.u)	Qmin (Mvar)	Qmax (Mvar)
4	Kabertene (Éolienne)	1.05	-10	15
6	Ville d'Adrar (PV)	1.06	0	18
7	Kabertene (PV)	1.00	0	2
8	In Salah (PV)	1.02	-5	5
21	Ain Leghzel (PV)	1.09	-30	30
24	Oued El Kebrit (PV)	1.05	0	15
26	Zaouiat Kounta (PV)	1.07	-5	20
41	Aoulef (PV)	1.07	0	20
63	Tamnasset (PV)	1.08	0	25
82	Djanet (PV)	1.05	0	15
94	Tindouf (PV)	1.07	0	20
99	Lekhneg 1 and 2 (PV)	1.1	-25	40
103	Serdret Leghzel (PV)	1.07	-5	20
106	Oued El Kebrit (PV)	1.05	-5	15
107	Labioh Sidi chikh (PV)	1.08	-10	25
9	Reggan (PV)	1.04	-10	10
10	Ain Skhoua (PV)	1.07	0	20
32	Ain El Bel 1 and 2 (PV)	1.08	-10	25
84	Telagh (PV)	1.08	-10	24
85	Oued Nechou (PV)	1.02	-10	5
88	Timimoune (PV)	1.06	-7	18
91	El Hadjira (PV)	1.08	-5	25
97	Ain El Melh (PV)	1.09	-10	30
29	Oued El Ma (PV)	1.02	-5	4
73	Bir Rebaa (PV)	1.07	-10	20

Le modèle ACOPF est effectué en utilisant le réseau algérien avec 114-nœuds simulés dans MIPS avec l'intégration de générateurs à énergie renouvelable avec la même charge que le premier cas avec 3792.61 MW et 2070 MVAR pour une première comparaison. Les résultats des LMP, du coût total de production des GENCO, du revenu total et du profit total calculés à partir des deux modèles d'OPF en concurrence parfaite sont présentés dans le tableau (6.19) et (6.20) et la figure (6.16).

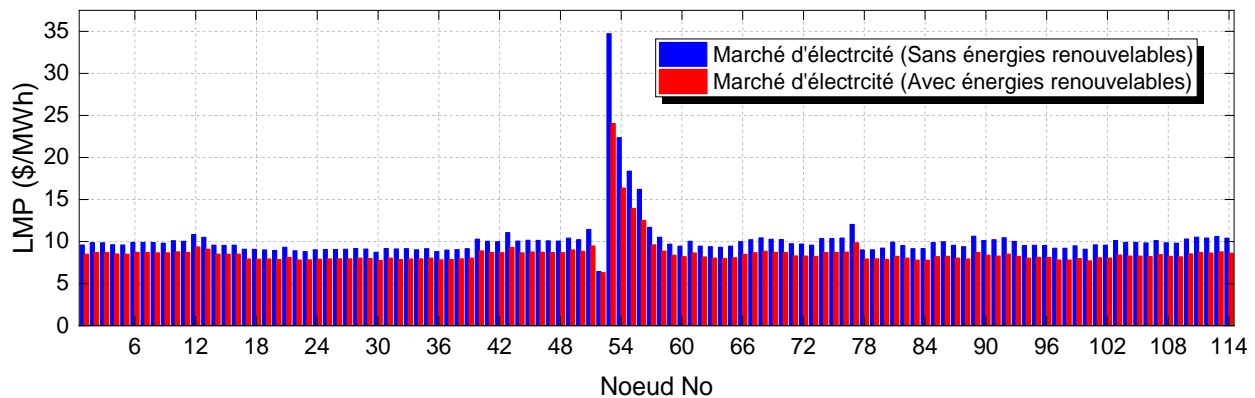


**Tableau 6.19** Résultats de L'OPF dans le marché d'électricité avec intégration des énergies renouvelables.

SONELGAZ GENCO	ACOPF	SONATRACH GENCO	ACOPF
Gen1	410.15	Gen19	158.60
Gen5	410.19	Gen22	155.16
Gen11	100.00	LMP19	7.892
Gen15	175.29	LMP22	7.776
Gen17	376.86	Coût de production (\$/h)	1621.28
Gen52	111.32	Revenue (\$/h)	3395.10
Gen80	156.71	Profit (\$/h)	1773.82
Gen83	154.99	<b>GENERAL ELECTRIC GENCO</b>	<b>ACOPF</b>
Gen98	155.35	Gen100	600.00
LMP1	8.472	Gen101	200.00
LMP5	8.473	Gen109	100.00
LMP11	8.685	Gen111	100.00
LMP15	8.460	LMP100	7.678
LMP17	7.907	LMP101	8.045
LMP52	6.285	LMP109	8.172
LMP80	7.828	LMP111	8.685
LMP83	7.770	Coût de production (\$/h)	3640
LMP98	7.782	Revenue (\$/h)	9299.1
Coût de production (\$/h)	10136.36	Profit (\$/h)	5659.1
Revenue (\$/h)	22310.88		
Profit (\$/h)	12174.52		

**Tableau 6.20** Comparaison de résultat total de L'OPF du marché d'électricité dans le réseau algérien.

Résultats	Marché d'électricité (sans énergies renouvelables)	Marché d'électricité (avec énergies renouvelables)
Pertes (MW)	62.378	46.903
Coût de production total (\$/h)	19074.74	16080.98
Revenue total (\$/h)	35005.08	35005.08
Profit total (\$/h)	15930.34	18924.1
Temps de convergence (sec)	7.64	9.30



**Figure 6.16** Comparaison de prix LMP dans le marché d'électricité avec et sans énergie renouvelable sur le réseau algérien 114-nœuds.

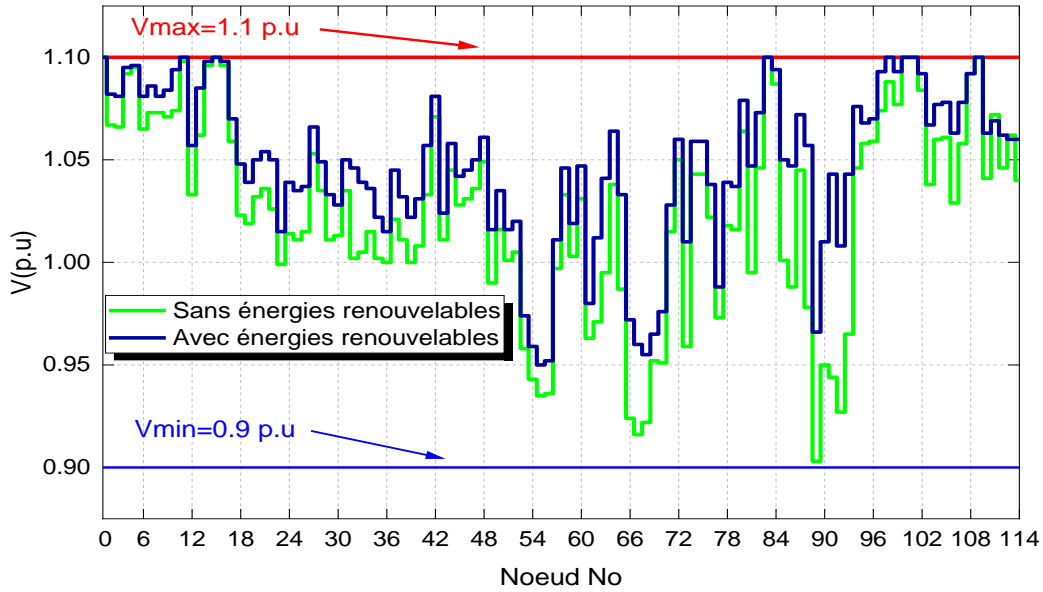


L'intégration des générateurs à énergies renouvelables dans le réseau algérien a réduit la production active et réactive optimale des générateurs conventionnels qui a minimisé le coût de production et maximisé le profit des GENCOs sauf pour General Electric, dont le revenu est resté fixe et n'a pas été affecté par la répartition de l'énergie pendant la période des échanges, pour Sonelgaz GENCO, le coût de production a été minimisé de 13262.92 \$/h à 10136.36 \$/h ce qui a conduit à la maximisation du profit de 9047.963 \$/h à 12174.52 \$/h, et pour Sonatrach GENCO, le coût de production a été minimisé de 2171.82 \$/h à 1621.28 \$/h ce qui a conduit à la maximisation du profit de 1223.28 \$/h à 1773.82 \$/h, et pour General Electric, le coût de production est resté constant par rapport au premier cas (sans énergie renouvelable) avec 3640 \$/h puisque ses générateurs fonctionnent dans leurs limites maximales, et cela a rendu le profit également constant avec 5659.1 \$/h. Les pertes de réseau algérien sont diminuées de 62.378 MW à 46.903 MW après l'intégration des générateurs à énergies renouvelables. La figure (6.16) montre clairement que l'intégration des générateurs d'énergie renouvelable a réduit les prix LMP de tous les nœuds du réseau algérien, notamment les nœuds localisés pour l'intégration des générateurs renouvelables. Cette diminution est due à la réduction des pertes de transport d'énergie et en même temps des congestions dans les lignes de transport, ce qui a amélioré les prix de tout le réseau. Le tableau (6.21) montre les tensions et les puissances réactives optimales des générateurs du réseau algérien 114-nœuds obtenus dans le modèle ACOPF.

**Tableau 6.21** Tension et puissances réactives des générateurs du réseau algérien 114-nœuds (avec énergies renouvelables).

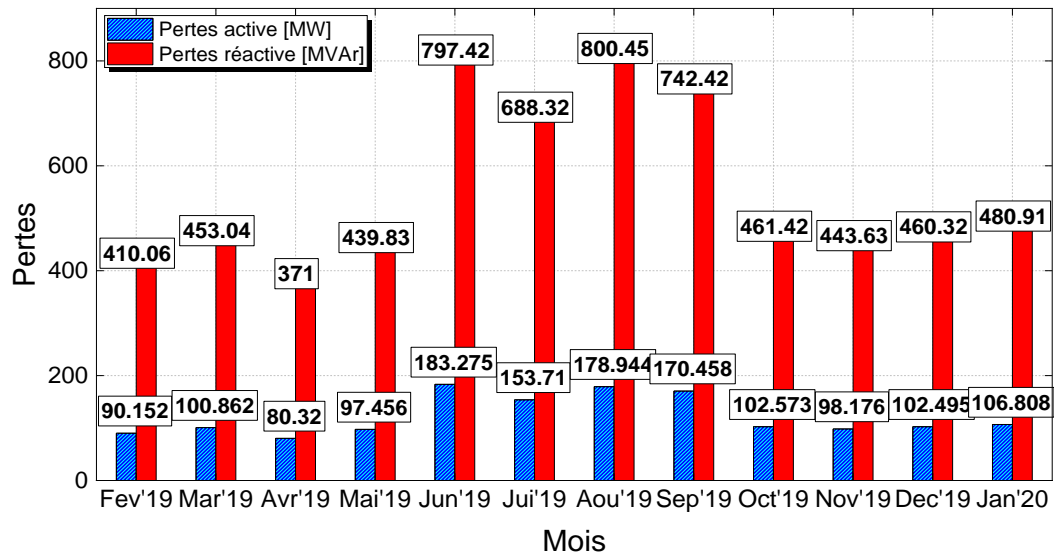
Variables	V <sub>Gmin</sub>	V <sub>Gmax</sub>	V <sub>Gs</sub>	Q <sub>Gmin</sub>	Q <sub>Gmax</sub>	Q <sub>Gs</sub>
Gen1	1.0	1.1	1.10	20	400	217.68
Gen5	0.9	1.1	1.096	20	200	200.00
Gen11	0.9	1.1	1.10	-50	100	71.39
Gen15	0.9	1.1	1.10	0	100	70.42
Gen17	0.9	1.1	1.070	0	400	211.58
Gen19	0.9	1.1	1.039	0	60	44.91
Gen22	0.9	1.1	1.050	0	50	32.27
Gen52	0.9	1.1	1.020	0	50	0.00
Gen80	0.9	1.1	1.079	0	60	60.00
Gen83	0.9	1.1	1.10	-50	200	109.49
Gen98	0.9	1.1	1.10	0	50	41.34
Gen100	0.9	1.1	1.10	0	270	0.00
Gen101	0.9	1.1	1.10	-50	200	84.33
Gen109	0.9	1.1	1.10	-50	100	20.26
Gen111	0.9	1.1	1.069	-50	155	63.44

La figure (6.17) montre le profil de tension des nœuds pour les solutions obtenues par le modèle ACOPF avec l'intégration de générateurs d'énergie renouvelable. On observe que les amplitudes de tension sont précisément dans la plage définie et que l'énergie réactive générée par le parc éolien et les générateurs solaires photovoltaïques intégrés au réseau algérien améliore significativement le profil de tension des nœuds faibles notamment les nœuds localisés pour l'intégration des générateurs à énergie renouvelable.



**Figure 6.17** Profil de tension des modèles d'OPF pour le réseau électrique algérien 114-nœuds.

En plus de cette étude, le problème de l'écoulement de puissance optimal est résolu pour 12 mois de demande de charge pendant l'année 2019/2020 de février 2019 à janvier 2020 pour montrer l'impact du niveau de charge élevé (pic) et du niveau de charge faible sur le comportement du marché de l'électricité en Algérie, y compris l'impact sur : (1) les pertes de transport (2) les prix nodaux LMP (3) le coût de production, (4) les revenus, et (5) le profit total des GENCOs. Les détails des résultats sont présentés dans l'annexe (B.5). La Figure (6.18) présente les pertes de transport actives et réactive du réseau algérien à 114-nœuds pendant l'échange de puissance entre les GENCOs et les consommateurs sur 12 périodes.

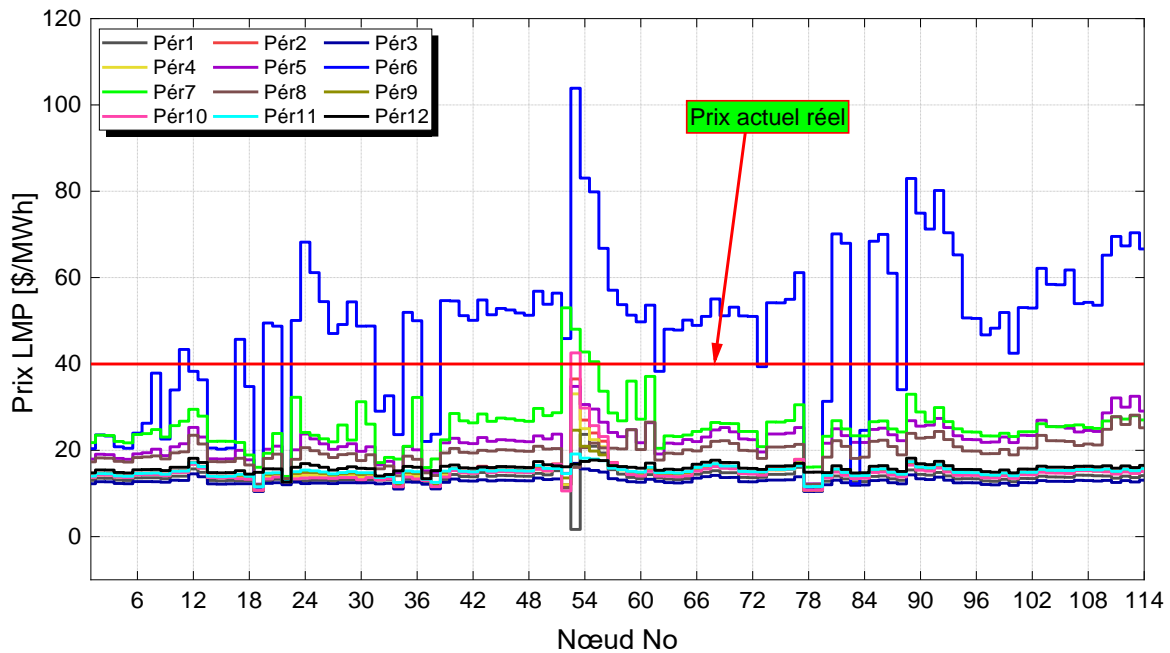


**Figure 6.18** Pertes de transport actives et réactives du réseau algérien 114-nœuds.

On peut voir que le niveau élevé des pertes de transport de puissance active et réactive a été obtenu pendant les mois d'été.

- ❖ Pour le mois de juin avec 183.275 MW et 797.42 MVar.
- ❖ Pour le mois de juillet avec 153.71 MW et 688.32 MVar.
- ❖ Pour le mois d'août 178.94 MW et 800.45 MVar.
- ❖ Pour le mois de septembre avec 170.485 MW et 742.42 MVar.

Ceci est dû à la forte consommation d'énergie enregistrée pour ces mois dans le réseau algérien en notant que le mois de pic de consommation (juin) a enregistré la grande valeur des pertes. La figure (6.19) présente les prix LMP du réseau électrique algérien avec la variation de la demande de charge pendant 12 périodes d'échange d'électricité après l'équilibre du marché avec le modèle ACOPF dans le marché virtuel en comparaison avec le prix réel de l'électricité en Algérie équivalent à 5.4796 DA/kWh qui est en dollar égal à 0.04 \$/kWh (40 \$/MWh). [269]



**Figure 6.19.** Prix LMP du système électrique algérien avec la variation de la demande de charge pendant 12 périodes de marché.

Le prix de l'électricité en Algérie pour plus de 1 MWh consommé est fixé à 40 \$/MWh pour 2019/2020 par Sonelgaz et la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz pour tous les sites et zones du réseau algérien qui représente le prix LMP dans notre étude. La figure (6.19) montre que lorsque le marché virtuel de l'électricité est considéré dans le réseau électrique algérien où chaque GENCOs soumet son offre pendant les 12 périodes d'échange de puissance, les prix LMP sont variables et non constants dans le réseau électrique algérien et ceci est dû à la variation de la demande de charge, la congestion dans les lignes de transport, et les pertes de puissance, où ces composants ne sont pas introduits dans la tarification réelle utilisée par Sonelgaz et CREG qui sont les responsables de ce processus. Il est observé après la résolution du modèle ACOPF basé sur la technique de tarification LMP en utilisant MIPS que : Les prix LMP de l'électricité sont très

élevés dans la période 6 qui représente le mois de pic (juin) pour tous les nœuds et localisations du réseau, en particulier au nœud 53 qui a obtenu le prix LMP le plus élevé de 103 \$/MWh dans le mois de pic et le prix LMP le plus bas au mois de février avec 1,65 \$/MWh. Les prix LMP sont très bas pour tous les nœuds et localisations du réseau dans la période 3 qui représente le mois d'avril avec le plus bas niveau de consommation de puissance électrique. Les résultats globaux du marché de l'électricité en utilisant le modèle ACOPF appliqué au réseau algérien pour 12 périodes d'échange d'électricité entre les GENCO et les consommateurs, y compris le coût total de production, le revenu total et le profit total, sont présentés dans la figure (6.20), la figure (6.21) et la figure (6.22) respectivement.

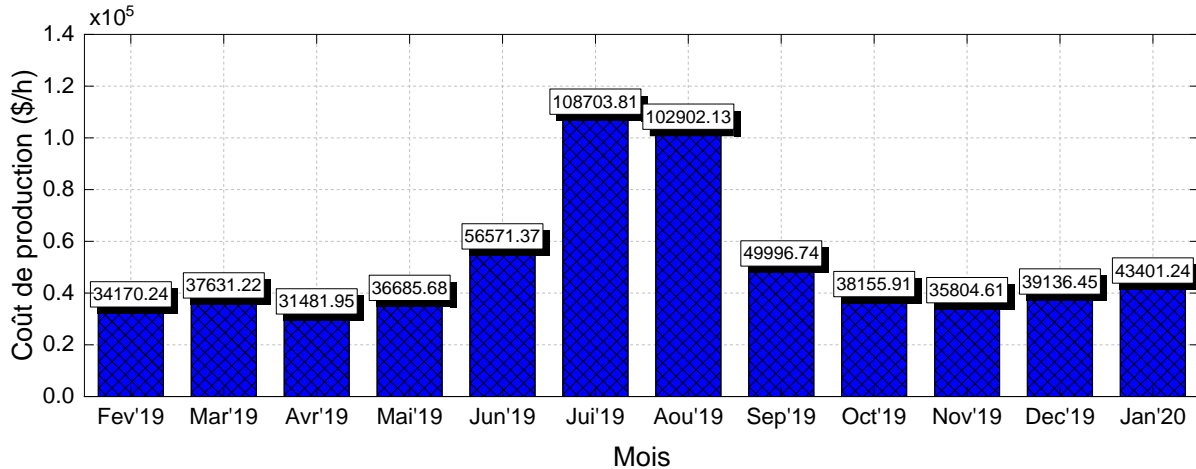


Figure 6.20. Cout total après l'ACOPF dans le réseau algérien pendant 12 périodes de marché.

D'après la figure (6.20), il est observé après la résolution de l'ACOPF que le coût de production le plus élevé a été obtenu au mois de charge maximale (juillet) qui est une période d'été en Algérie avec 108703.81 \$/h (14659274.04 DA/h) en raison du niveau élevé de consommation d'énergie électrique des consommateurs. Le coût de production le plus bas a été obtenu au mois d'avril qui représente le mois avec le plus bas niveau de consommation d'électricité avec 31481.95 \$/h (4245504.66 DA/h).

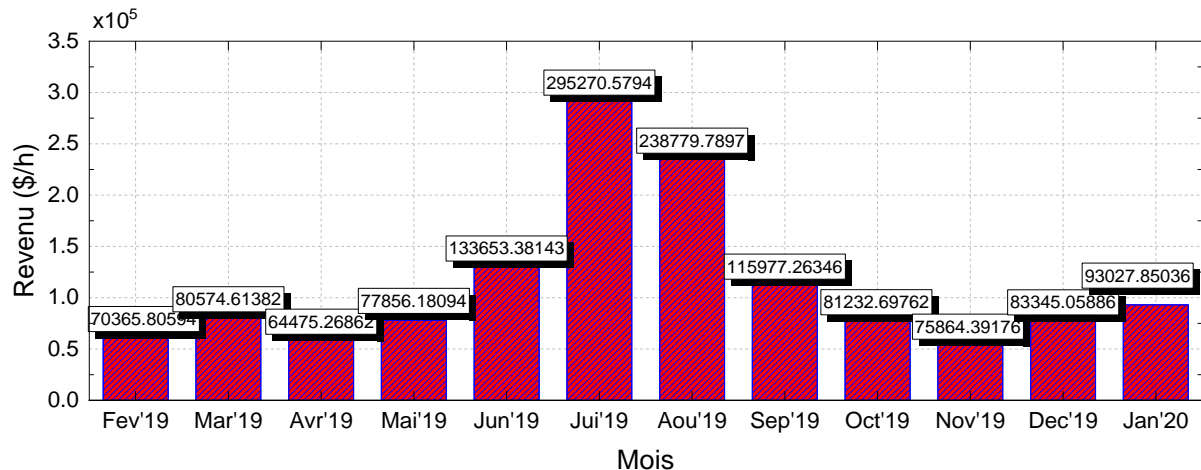
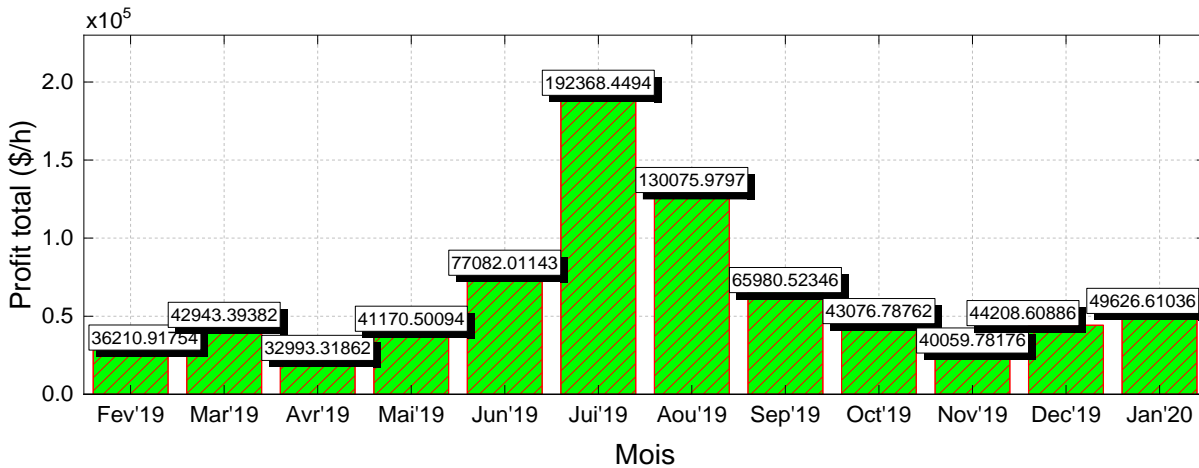


Figure 6.21. Revenu total après l'ACOPF dans le réseau algérien pendant 12 périodes de marché

D'après la figure (6.21), pour les revenus des participants au marché, on constate après la résolution de l'ACOPF que le revenu total le plus élevé pour les GENCOs est obtenu au mois de juillet avec 295270.5794 \$/h (39818773.04 DA/h) suivi du mois d'août avec 238779.7897 \$/h (32200696.30 DA/h), ceci est dû aux prix LMP de l'électricité les plus élevés obtenus à ce mois et fixés par l'opérateur du marché CREG.

Le revenu total le plus bas pour les GENCOs est obtenu au mois d'avril avec 64475.2686 \$/h (8694825.24 DA/h) en raison des prix LMP les plus optimisés de ce mois.



**Figure 6.22.** Profit total après l'ACOPF dans le réseau algérien pendant 12 périodes de marché.

La Figure (6.22) montre le profit total des trois GENCOs, Sonelgaz, Sonatrach, et General Electric pendant les 12 périodes du marché de l'électricité, il est clair que simultanément au revenu total obtenu, le profit total le plus élevé pour les GENCOs est obtenu au mois de pic (juillet) avec 192368. 4494 \$/h (25941885.72 DA/h). Ceci est dû à l'augmentation de la demande des consommateurs qui a conduit les GENCOs à soumettre leurs offres maximales de puissance pour satisfaire la charge du pic avec des prix de l'électricité LMP élevés dans cette période, ce qui a conduit à la maximisation du profit des producteurs.

Contrairement au mois de juillet, le mois d'avril a atteint le profit total minimal avec 32993.31861 \$/h (4449320.58 DA/h).

## 6.2 CONCLUSION

Dans ce chapitre, le problème de l'OPF est résolu avec ses deux modèles, DCOPF et ACOPF, dans le marché de l'électricité dérégulé avec enchère unilatérale, afin de maximiser le profit total de GENCO, les deux modèles DCOPF/ACOPF sont résolus en utilisant MIPS qui est employé pour déterminer les prix d'électricité LMP dans différentes situations de marché. Premièrement, le système de test IEEE 14-nœuds et le système de test IEEE 30-nœuds sont utilisés sur le marché de l'électricité en concurrence parfaite et oligopolistique (stratégie d'enchères optimales). À partir des résultats de la simulation, nous avons obtenu les points suivants :

- ❖ Le profit total est plus élevé sur le marché de l'électricité en situation de concurrence oligopolistique par rapport à la concurrence parfaite lorsque les GENCO suivent une stratégie d'offre optimale.
- ❖ Les contraintes de congestion dans les lignes de transport sont considérées dans le premier système (système de test IEEE 14-nœuds) et il est montré que la congestion peut affecter le coût et le profit des GENCOs.
- ❖ Le modèle DCOPF a obtenu de meilleurs résultats que l'ACOPF en minimisant le coût de production du système et en réduisant les congestions dans les lignes de transport, ce qui a conduit à un profit maximal.
- ❖ Il est clairement démontré que l'algorithme MIPS a obtenu une bonne estimation de calcul des prix LMP calculé à partir de l'algorithme DCOPF et mieux que l'algorithme ACOPF, en fournissant des prix LMP optimisés et uniformes.

Dans la deuxième étude, le réseau électrique algérien 114-nœuds est implémenté dans MIPS, pour résoudre le problème de l'OPF dans un marché d'électricité virtuel pendant une période réelle de consommation d'énergie dans le pays d'Algérie. À partir des résultats de la simulation, nous avons obtenu les points suivants :

- ❖ Le modèle ACOPF proposé utilisant MIPS, peut donner une estimation réelle et bonne des prix de l'électricité en considérant toutes les composantes y compris le prix de l'énergie, le prix de la congestion de transport, et le prix des pertes tout en considérant le niveau de consommation d'énergie et l'emplacement des consommateurs par rapport au prix de Sonelgaz et de CREG, où le même prix est fixé pour tous les consommateurs dans chaque emplacement sur le territoire Algérien.
- ❖ Il est prouvé que la participation des générateurs d'énergie renouvelable dans le marché de l'électricité peut réduire les congestions des lignes de transport et les pertes et optimiser le coût de production qui conduit à la maximisation du profit pour les GENCOs surtout dans les mois avec la forte consommation de l'énergie électrique.

# CONCLUSION GÉNÉRALE

# CONCLUSION GÉNÉRALE

## I. RÉSUMÉ, NOTES ET CONCLUSION

Cette thèse traite la maximisation du profit des sociétés de production d'électricité dans le marché concurrentiel de l'électricité. Dans ce contexte, cette thèse a couvert deux des problèmes d'optimisation connus dans le marché de l'électricité dérégulé qui ont pour objectif la maximisation du profit des sociétés de production. Premièrement, la solution de dispatching économique dynamique basé sur les offres qui a pour objectif la minimisation des coûts de production et la maximisation du profit des compagnies de production et la solution de l'écoulement de puissance optimal basé sur la tarification nodale qui a pour objectif la réduction de la congestion des lignes de transport, la réduction des pertes de puissance, la minimisation des prix de l'électricité LMP, la minimisation des coûts de production et la maximisation du profit. L'application de techniques d'optimisation non conventionnelles pour résoudre ces problèmes tels que l'algorithme de recuit simulé implémenté dans l'environnement MATLAB pour résoudre le problème BBDED et l'utilisation de l'algorithme de la méthode du point intérieur qui est implémenté dans PSAT et MIPS pour résoudre l'OPF basé sur LMP sont présentés et adoptés. De plus, l'étude de l'impact technique et économique de l'intégration de l'énergie éolienne sur les deux problèmes d'optimisation a été effectuée. Par la suite, les principales contributions de cette thèse sont décrites, suivies des grandes lignes de la thèse.

Dans le premier chapitre, un état de l'art sur le marché de l'électricité a été présenté, y compris l'histoire de la dérégulation du secteur de l'électricité, d'un système virtuellement intégré sous monopole à un système électrique entièrement dérégulé, l'ouverture du marché de l'électricité dans les pays du monde, les caractéristiques du marché de l'électricité et les mécanismes de commercialisation de l'électricité depuis la production et le transport jusqu'à la distribution de l'énergie électrique au consommateur final.

Le deuxième chapitre présente les opérations techniques et économiques du marché de l'électricité, depuis la description du fonctionnement des systèmes énergétiques jusqu'à la formulation des différents problèmes d'opération économique du système électrique traditionnel (régulé) en utilisant les méthodes traditionnelles de résolution des problèmes de dispatching économique, de dispatching économique dynamique et l'écoulement de puissance optimal, et du système électrique non traditionnel (dérégulé) comme le dispatching économique dynamique basé sur les offres et l'écoulement de puissance optimal basé sur la tarification nodale en tenant compte de l'inclusion des éoliennes dans le problème d'optimisation.

Dans le troisième chapitre, les méthodes d'optimisation telles que les algorithmes conventionnels, heuristiques et métaheuristiques utilisés pour résoudre les problèmes d'optimisation sur le marché de l'électricité sont présentés avec l'historique de leur première implémentation. En plus, l'algorithme métaheuristique de recuit simulé utilisé pour résoudre le problème BBDED dans cette thèse est présenté plus en détail avec un exemple de simulation générale pour valider son utilisation pour résoudre d'autres problèmes d'optimisation. De plus, la



méthode des points intérieurs implémentée dans les solveurs MIPS et PSAT est présentée et expliquée avec un exemple.

Dans le quatrième chapitre, le dispatching économique dynamique basé sur les offres a été résolu premièrement sans intégration de l'énergie éolienne, où l'impact de la variation de la demande des clients pendant les périodes d'échange et les stratégies d'offre des participants au marché de l'électricité sont étudiés. Les résultats obtenus ont prouvé l'efficacité et la validité de la méthode d'optimisation RS proposée pour déterminer de meilleures solutions au problème BBDED par rapport aux techniques d'optimisation existantes dans la littérature. Deuxièmement, l'impact de l'intégration de l'énergie éolienne est étudié dans le modèle de dispatching, en particulier sur le coût de production et le profit total ou le dispatching avec l'énergie éolienne a obtenu de meilleurs résultats en minimisant le coût de production, ce qui a maximisé le profit total des participants et minimisé les pertes du système après l'équilibrage du marché.

Dans le cinquième chapitre, un marché de l'électricité dérégulé basé sur un modèle de tarification nodale optimale, où le profit total pour tous les participants au marché est maximisé par la résolution du problème de l'écoulement de puissance optimal basé sur la tarification LMP en utilisant la méthode des points intérieurs implémentée dans PSAT/MATLAB. Ce chapitre a exploré le modèle d'équilibrage du marché basé sur l'OPF-LMP pour améliorer l'efficacité des solutions de marché tout en tenant compte de la marge de sécurité de la tension et en contrôlant les limites de capacité des lignes de transport liées à la sécurité du système. Dans ce chapitre, nous avons conclu que l'intégration de l'énergie éolienne dans le problème OPF-LMP maximise le profit total des participants en optimisant le coût de production, où l'injection d'énergie éolienne dans le système électrique peut réduire les pertes de transmission lors de l'alimentation des charges proches de l'éolienne, réduisant ainsi la congestion des lignes de transmission. Le LMP et le NCP obtenus par le modèle d'équilibrage de marché proposé sont quelque peu non fluctuants par rapport à ceux obtenus par d'autres modèles d'équilibrage de marché, ce qui prouve que le modèle d'équilibrage de marché proposé aide certainement à faire de meilleures solutions de marché et des politiques de tarification beaucoup plus équitables. L'intégration de l'énergie éolienne contribue à réduire et à améliorer les prix LMP et NCP sur le marché.

Dans le sixième chapitre, le problème OPF est résolu avec ses deux modèles, DCOPF et ACOPF, dans le marché de l'électricité déréglementé avec une enchère unilatérale, afin de maximiser le profit total de GENCO, ou le réseau électrique algérien de 114 nœuds est implémenté dans MIPS, pour résoudre le problème OPF dans un marché électrique virtuel pendant une période réelle de consommation d'énergie dans le pays d'Algérie. À la fin, cette étude sur le marché virtuel algérien de l'électricité reste théorique et préliminaire pouvant aider les sociétés de production qui participeront au marché algérien de l'électricité dans le futur et la société Sonelgaz et la commission CREG en tant qu'opérateurs du marché à dispatcher l'énergie électrique aux consommateurs, à fixer et déterminer les prix réels de l'électricité, à optimiser le coût de production et à maximiser le profit des participants dans le marché algérien de l'électricité.

## II. TRAVAUX FUTURS ET PERSPECTIVES

Malgré tous les efforts déployés dans ce modeste travail de recherche pour améliorer le fonctionnement du marché de l'électricité, il reste encore quelques points à aborder. Dans la perspective d'un travail futur, un certain nombre de questions qui peuvent être traitées sont résumées dans les points suivants :

1. Nous visons de résoudre le problème de dispatching économique dynamique basé sur les offres dans le marché de l'électricité en utilisant un algorithme RS-PSO hybride amélioré avec plus d'efficacité en termes de convergence et de performance que l'algorithme utilisé.
2. Nous visons à résoudre le problème CEBBDED (combined emission bid based dynamic economic dispatch) dans le marché de l'électricité en utilisant une technique méta-heuristique proposée qui a pour objectif de minimiser le coût de production, de maximiser le profit et en plus de minimiser l'émission des générateurs.
3. En plus des solutions de l'OPF basé sur LMP, nous proposons une extension de l'intégration des sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie solaire avec la variation du rayonnement solaire et le dispositif FACTS et l'inclusion de la stabilité de la tension comme objectif.
4. Nous proposons l'intégration de dispositifs de stockage tels que des batteries (véhicules électriques) et l'hydroélectricité pompée dans l'étude de l'OPF en considérant les systèmes électriques à grande échelle dans le marché d'électricité. L'analyse de la stabilité transitoire de l'ensemble du système peut également être incorporée pour une étude détaillée.
5. Nous proposons la modélisation d'un smartgrid pour un marché électrique intelligent et la résolution du problème de l'OPF en utilisant un algorithme proposé pour la gestion d'énergie incluant un système de tarification intelligent LMP permettant l'intégration de sources de production d'énergie de tout type et/ou échelle au réseau électrique qui vise à offrir une énergie électrique plus sécurisée, fiable, de haute qualité et de prix compétitifs aux consommateurs, avec un faible coût d'exploitation et un profit maximum pour le producteur

# ANNEXE

# ANNEXES

## ANNEXE (A)

### I. LA MÉTHODE DU POINT INTÉRIEUR PRIMAL-DUAL (PD)

#### IA OBTENIR LES CONDITIONS D'OPTIMALITÉ

La formulation de l'OPF (2.124 et 2.125) peut être exprimée de manière compacte comme un problème général de programmation non linéaire :

$$\min f(x) \tag{A.1}$$

Sous contraintes :

$$g(x) = 0 \tag{A.2}$$

$$h_{\min} \leq h(x) \leq h_{\max} \tag{A.3}$$

$$x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \tag{A.4}$$

Où les dimensions du vecteur inconnu ( $x$ ) et des fonctions  $g(x)$  et  $h(x)$  sont respectivement ( $n$ ), ( $m$ ) et ( $p$ ). Afin de simplifier la présentation, nous englobons les contraintes de liaison simples (A.4) dans les contraintes d'inégalité fonctionnelle (A.3). L'IPM comprend quatre étapes. Premièrement, on transforme les contraintes d'inégalité en contraintes d'égalité en ajoutant des variables slacks aux contraintes d'inégalité. Deuxièmement, les conditions de non-négativité sont implicitement traitées en les ajoutant à la fonction objective sous forme de termes de barrière logarithmique. Troisièmement, on transforme le problème d'optimisation avec contraintes d'égalité en un problème d'optimisation sans contraintes. Quatrièmement, on résout les conditions d'optimalité de premier ordre de KKT perturbées par la méthode de méthode de Newton. Il convient de noter que l'IPM combine trois concepts : la fonction de barrière logarithmique pour traiter les contraintes d'inégalité et la fonction de barrière de l'équation logarithmique pour gérer les contraintes d'inégalité, la théorie de Lagrange de l'optimisation soumise à des contraintes d'égalité et la méthode de Newton. En suivant ce que nous avons dit ci-dessus, on transforme les contraintes d'inégalité en contraintes d'égalité en ajoutant des variables slacks aux contraintes d'inégalité. [270-271]

$$\min f(x) \tag{A.5}$$

Sous contraintes :

$$g(x) = 0 \tag{A.6}$$

$$h(x) - h_{\min} - s_{\min} \tag{A.7}$$

$$-h(x) + h_{\max} - s_{\max} = 0 \tag{A.8}$$

$$s_{\min}, s_{\max} \geq 0 \tag{A.9}$$

Maintenant, les conditions de non-négativité (A.9) sont ajoutées à la fonction objective en tant que termes de barrière logarithmique, ce qui donne le problème d'optimisation avec contrainte d'égalité suivant :

$$\min f(x) - \mu(\ln s_{\min} + \ln s_{\max}) \quad (\text{A.10})$$

Sous contraintes :

$$g(x) = 0 \quad (\text{A.11})$$

$$h(x) - h_{\min} - s_{\min} \quad (\text{A.12})$$

$$-h(x) + h_{\max} - s_{\max} = 0 \quad (\text{A.13})$$

Où  $(\mu)$  est un scalaire positif appelé paramètre de barrière qui est progressivement réduit à zéro au fur et à mesure de l'itération. Au cœur de l'IPM se trouve le théorème de Fiacco et McCormick [271], qui prouve que lorsque  $(\mu)$  tend vers zéro, la solution  $x(\mu)$  s'approche de  $(x^*)$ , la solution du problème. Le Lagrangien du problème d'optimisation sous contrainte d'égalité ci-dessus est :

$$L_{\mu} = f(x) - \mu(\ln s_{\min} + \ln s_{\max}) - \lambda^T g(x) - \pi_{\min}^T (h(x) - h_{\min} - s_{\min}) - \pi_{\max}^T (-h(x) - h_{\max} - s_{\max}) \quad (\text{A.14})$$

Où les vecteurs des multiplicateurs de Lagrange  $(\lambda)$ ,  $(\pi_{\min})$  et  $(\pi_{\max})$  sont appelés variables duales.

Les conditions d'optimalité nécessaires de premier ordre de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) perturbées du problème sont les suivantes :

$$\begin{cases} \nabla_{s_{\min}} L_{\mu} = & -\mu S_{\min}^{-1} e + \pi_{\min} = 0 \\ \nabla_{s_{\max}} L_{\mu} = & -\mu S_{\max}^{-1} e + \pi_{\max} = 0 \\ \nabla_{\pi_{\min}} L_{\mu} = & -h(x) + h_{\min} + s_{\min} = 0 \\ \nabla_{\pi_{\max}} L_{\mu} = & h(x) - h_{\max} + s_{\max} = 0 \\ \nabla_{\lambda} L_{\mu} = & -g(x) = 0 \\ \nabla_x L_{\mu} = & \nabla f(x) - \nabla g(x) \lambda^T - \nabla h(x) (\pi_{\min}^T - \pi_{\max}^T) \end{cases} \quad (\text{A.14})$$

Où,  $e = [1, \dots, 1]^T$ ,  $S_{\min} = \text{diag}(s_{\min 1}, \dots, s_{\min p})$  et  $S_{\max} = \text{diag}(s_{\max 1}, \dots, s_{\max p})$ .

## II. RÉOLUTION DE LA DIRECTION DE NEWTON

Les conditions d'optimalité KKT perturbées sont résolues par la méthode de Newton. Comme l'objectif n'est pas de résoudre complètement ce système non linéaire pour une valeur donnée de  $(\mu)$ , on effectue une seule itération en le résolvant approximativement puis en diminuant la valeur de  $(\mu)$ . Le système symétrique linéaire à résoudre est le suivant :

$$\begin{bmatrix} \mu S_{\min}^{-2} & 0 & I & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \mu S_{\max}^{-2} & 0 & I & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & 0 & 0 & -\nabla h(x) \\ 0 & I & 0 & 0 & 0 & \nabla h(x) \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\nabla g(x) \\ 0 & 0 & -\nabla h(x)^T & \nabla h(x)^T & -\nabla g(x)^T & -\nabla_x^2 L_{\mu} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \nabla_{s_{\min}} \\ \nabla_{s_{\max}} \\ \nabla_{\pi_{\min}} \\ \nabla_{\pi_{\max}} \\ \nabla_{\lambda} \\ \nabla_x \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_{s_{\min}} L_{\mu} \\ \nabla_{s_{\max}} L_{\mu} \\ \nabla_{\pi_{\min}} L_{\mu} \\ \nabla_{\pi_{\max}} L_{\mu} \\ \nabla_{\lambda} L_{\mu} \\ \nabla_x L_{\mu} \end{bmatrix} \quad (\text{A.15})$$

Où,

$$\nabla_x^2 L_\mu = \nabla_x^2 f(x) - \nabla_x^2 g(x) \lambda^T - \nabla_x^2 h(x) (\pi_{\min}^T - \pi_{\max}^T) \quad (\text{A.16})$$

Afin de réduire la dimensionnalité du problème et par conséquent d'accélérer les calculs, on peut alternativement résoudre d'abord le système réduit (A.17) pour  $(\Delta x)$  et  $(\Delta \lambda)$  :

$$\begin{bmatrix} 0 & -\nabla g(x) \\ -\nabla g(x)^T & H_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \nabla \lambda \\ \nabla x \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla \lambda L_\mu \\ \zeta \end{bmatrix} \quad (\text{A.17})$$

Où,

$$H_d = \nabla_x^2 L_\mu + \mu \nabla_x h(x)^T (S_{\min}^{-2} + S_{\max}^{-2}) \nabla_x h(x) \quad (\text{A.18})$$

Et,

$$\zeta = \nabla_x L_\mu + \nabla_x h(x)^T \left[ \mu (S_{\max}^{-2} \nabla \pi_{\max} L_\mu - S_{\min}^{-2} \nabla \pi_{\min} L_\mu) + \nabla_{S_{\min}} L_\mu - \nabla_{S_{\max}} L_\mu \right] \quad (\text{A.19})$$

Et ensuite calculer :

$$\Delta s_{\min} = +\nabla h(x) \Delta x - \nabla \pi_{\min} L_\mu \quad \Delta \pi_{\min} = -\mu S_{\min}^{-2} \Delta s_{\min} - \nabla_{S_{\min}} L_\mu \quad (\text{A.20})$$

$$\Delta s_{\max} = -\nabla h(x) \Delta x - \nabla \pi_{\max} L_\mu \quad \Delta \pi_{\max} = -\mu S_{\max}^{-2} \Delta s_{\max} - \nabla_{S_{\max}} L_\mu \quad (\text{A.21})$$

### III. MISE A JOUR DES VARIABLES

A la k-ième itération, les variables primaires et duales sont mises à jour comme suit :

$$s_{\min}^{k+1} = s_{\min}^k + \alpha_p^k \Delta s_{\min}^k \quad \pi_{\min}^{k+1} = \pi_{\min}^k + \alpha_d^k \Delta \pi_{\min}^k \quad (\text{A.22})$$

$$s_{\max}^{k+1} = s_{\max}^k + \alpha_p^k \Delta s_{\max}^k \quad \pi_{\max}^{k+1} = \pi_{\max}^k + \alpha_d^k \Delta \pi_{\max}^k \quad (\text{A.23})$$

$$x^{k+1} = x^k + \alpha_p^k \Delta x^k \quad \lambda^{k+1} = \lambda^k + \alpha_d^k \Delta \lambda^k \quad (\text{A.24})$$

Où  $\alpha_p \in (0, 1]$  et  $\alpha_d \in (0, 1]$  sont la longueur de pas primale et duale. La longueur de pas maximale qui peut être prise dans la direction de Newton est établie de telle sorte que la positivité des variables slack et de leurs variables duales correspondantes soit préservée, c'est-à-dire :

$$\alpha_p^k \left\{ 1, \gamma \min_{\Delta s_i^k < 0} \frac{-s_i^k}{\Delta s_i^k} \right\} \quad \alpha_d^k \left\{ 1, \gamma \min_{\Delta \pi_i^k < 0} \frac{-\pi_i^k}{\Delta \pi_i^k} \right\} \quad (\text{A.25})$$

Où  $\gamma \in (0, 1)$  est un facteur de sécurité visant à assurer la positivité stricte des variables slack et de leurs variables duales correspondantes et  $s_i^k$  (resp.  $\pi_i^k$ ) représente soit  $s_{\min}^k$  soit  $s_{\max}^k$ . (resp.  $\pi_{\min}^k$  ou  $\pi_{\max}^k$ ). Comme le but est de faire le plus grand pas possible dans la direction de Newton, la tendance est de choisir une valeur élevée pour ce paramètre, une valeur habituelle étant  $\gamma = 0,99995$ . Le couplage des variables primaires et duales dans les conditions de faisabilité duales du système (A.14) nécessite l'utilisation d'une longueur de pas commune :

$$\alpha_p^k = \alpha_d^k = \min \{ \alpha_p^k, \alpha_d^k \} \quad (\text{A.26})$$

Notez cependant que des situations d'itération très mal centrée peuvent se produire (lorsque certains produits de complémentarité sont trop petits alors que d'autres sont trop grands) et par conséquent, la longueur de pas de la primale ou de la duale est (très) proche de zéro alors que l'autre peut avoir une valeur significative. Dans ce cas, ce serait une perte de temps de ne pas mettre à jour les variables primales et duales séparément. De plus, cela pourrait aider l'algorithme à se remettre plus rapidement de cette situation épineuse. Dans notre implémentation, nous prenons une longueur de pas commune tant que  $\alpha_p^k, \alpha_d^k \geq \alpha_{\min}$  (typiquement  $\alpha_{\min} = 0,1$ ), et des longueurs de pas séparées sinon. Notons enfin que la littérature rapporte de très bons résultats avec des longueurs de pas communes [272-273] et séparées [274-275] pour la programmation non linéaire, tandis que pour la programmation linéaire l'utilisation de longueurs de pas séparées s'est avérée légèrement plus efficace qu'un pas commun. D'une manière générale, dans les algorithmes IP, tous les choix de paramètres nécessitent un certain réglage pour un réseau, un objectif et des contraintes donnés.

#### IV. RÉDUIRE LE PARAMÈTRE DE BARRIÈRE

L'écart de complémentarité est défini comme le résidu des contraintes de complémentarité :

$$\rho^k = s_{\min}^T \pi_{\min} + s_{\max}^T \pi_{\max} \quad (\text{A.27})$$

Une heuristique inspirée de la LP et du QP convexe consiste à réduire le paramètre de barrière proportionnellement à l'écart de complémentarité proportionnellement à l'écart de complémentarité [276] :

$$\mu^{k+1} = \sigma^k \frac{\rho^k}{2(m+p)} \quad (\text{A.28})$$

Où,  $\sigma \in [0, 1]$  est un paramètre de centrage exprimant l'attendu, mais pas nécessairement réalisé, réduction de l'écart de complémentarité. Ce paramètre est un compromis entre la faisabilité et l'optimalité. La valeur extrême  $\sigma = 0$  (resp.  $\sigma = 1$ ) correspond à mettre l'accent sur la satisfaction de l'optimalité (resp. La faisabilité) uniquement. Une valeur initiale typique est  $\sigma = 0,2$ , alors qu'au cours du processus itératif, les meilleurs IPM sont obtenus sont rapportées lorsque  $\sigma \in [0,1, 0,2]$ . Puisque généralement la faisabilité peut être atteinte en quelques itérations, il est logique de se concentrer de plus en plus sur l'atteinte de la faisabilité dans les itérations suivantes de l'optimalité du point réalisable, c'est-à-dire de réduire progressivement ( $\sigma$ ) vers  $(0,1)$  [277]. Le choix de  $(\mu_0)$  est critique pour la performance de l'algorithme. Il n'y a pas de panacée universelle pour ce choix, il dépend du problème spécifique que l'on traite. Son choix doit éviter que les contraintes deviennent actives trop tôt au cours du processus itératif, ce qui peut nuire à la convergence ou même bloquer. Il est vrai que le PDIPA est plus sensible à ce choix que le PCIPA. De manière générale,  $(\mu_0)$  peut être choisi dans l'intervalle  $[0.01, 1000]$ , plus de commentaires sur cette initialisation seront fournis dans la section 4.

#### V. CRITÈRES DE CONVERGENCE

La convergence est atteinte et le processus itératif se termine dès que la faisabilité primale (A.29), la faisabilité duale mise à l'échelle (A.30), l'écart de complémentarité mis à l'échelle (A.31) et la variation de la fonction d'une itération à l'autre (A.31) sont inférieures à certaines tolérances :

$$\max \left\{ \max \{h_{\min} - h(x)\}, \{h(x) - h_{\max}\}, \|\mathbf{g}(x)\|_{\infty} \right\} < \varepsilon_1 \quad (\text{A.29})$$

$$\frac{\|\nabla f(x) - \nabla g(x)\lambda^T - \nabla h(x)(\lambda_{\min}^T - \lambda_{\max}^T)\|_{\infty}}{1 + \|x\|_2 + \|\lambda\|_2 + \|\pi_{\min}\|_2 + \|\pi_{\max}\|_2} \leq \varepsilon_1 \quad (\text{A.30})$$

$$\frac{\rho}{1 + \|x\|_2} \leq \varepsilon_1 \quad (\text{A.31})$$

$$\frac{|f(x^k) - f(x^{k-1})|}{1 + |f(x^k)|} \leq \varepsilon_2 \quad (\text{A.32})$$

En plus on peut aussi exiger que le paramètre de barrière soit plus petit qu'une tolérance spécifiée.  $\mu \leq \varepsilon_{\mu}$ . Les tolérances typiques sont  $\varepsilon_1 = 10^{-4}$ ,  $\varepsilon_2 = 10^{-6}$  et  $\varepsilon_{\mu} = 10^{-6}$ . Un point qui satisfait les inégalités (A.29 – A.31) est appelé un point KKT de précision  $\varepsilon_1$ .

## VI. SÉLECTION D'UN POINT INITIAL

Un grand avantage des algorithmes basés sur IP est qu'un point initial strictement faisable n'est pas requis, seules les conditions de non-négativité  $s_{\min}$ ,  $s_{\max}$ ,  $\pi_{\min}$ ,  $\pi_{\max} > 0$  doivent être satisfaites à chaque itération. En outre, la performance de convergence des algorithmes IP peut être améliorée si certaines heuristiques sont utilisées comme expliqué dans la suite. Nous recommandons d'initialiser  $(x_0)$  comme la solution d'un calcul de flux de charge. Si cette solution n'est pas disponible au préalable, nous fixons d'abord les variables de contrôle bornées (voir Eq. A.4) au point médian de leur intervalle de variation, tandis que le vecteur de tensions est ensuite obtenu en exécutant un programme de flux de charge standard. Inversement, le choix d'un début plat pour le vecteur des tensions peut détériorer les performances de convergence des algorithmes. Les variables Slack sont initialisées comme suggéré dans [277] :

$$s_{\min}^0 = \min \left\{ \max \{ \delta h^{\Delta}, h(x^0) - h_{\min} \}, (1 - \delta) h^{\Delta} \right\} \quad (\text{A.33})$$

$$s_{\max}^0 = \min \left\{ \max \{ \delta h^{\Delta}, h_{\max} - h(x^0) \}, (1 - \delta) h^{\Delta} \right\} \quad (\text{A.34})$$

Où,  $h^{\Delta} = h_{\max} - h_{\min}$  et le choix de  $\delta \in [0.1, 0.3]$  offre des résultats presque aussi bons. Les variables duales correspondantes sont calculées comme :

$$\pi_{\min}^0 = \mu^0 (S_{\min}^0)^{-1} e \quad \pi_{\max}^0 = \mu^0 (S_{\max}^0)^{-1} e \quad (\text{A.35})$$

Enfin, les multiplicateurs de Lagrange relatifs aux contraintes d'égalité (2.6-2.9) sont fixés  $\lambda = 0$ .

## VII. RÉSUMÉ DU PDIPA

Le PDIPA peut être décrit comme suit :



1. Initialiser les variables primaires et doubles du problème (voir section 6), en veillant à ce que les conditions de non-négativité (A.9) soient satisfaites. Choisir la valeur des paramètres de sécurité, de centrage et de barrière.
2. Calculer la direction de Newton par la résolution du système d'équations (A.15).
3. Déterminer la longueur du pas (A.26) et mettre à jour la solution (A.22).
4. Calculer le paramètre de barrière  $\mu$  par (A.28).
5. Si les critères de convergence (A.29-A.32) sont satisfaits, alors la solution optimale est trouvée, sinon, retournez à l'étape 2.

## VIII. ALGORITHME DU PREDICTEUR-CORRECTEUR

Nous décrivons maintenant la PCIPA qui appartient à la famille des méthodes IP d'ordre supérieur [278-279-280]. Ces dernières sont motivées par l'observation que la charge de calcul pour factoriser la matrice hessienne étendue est généralement beaucoup plus coûteuse que la solution du système déjà factorisé. L'objectif de ces méthodes est d'obtenir une meilleure direction de recherche en incorporant des informations d'ordre supérieur dans (A.14), et ce avec un faible effort de calcul supplémentaire. Maintenant, au lieu de mettre à jour itérativement le vecteur inconnu, disons-y comme dans la méthode de Newton, nous introduisons simplement le nouveau point  $y^{k+1} = y^k + \Delta y$  directement dans le système de Newton (A.15), obtenant ainsi :

$$H \begin{bmatrix} \Delta s_{\min} \\ \Delta s_{\max} \\ \Delta \pi_{\min} \\ \Delta \pi_{\max} \\ \Delta \lambda \\ \Delta x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mu S_{\min}^{-1} e - \pi_{\min} - S_{\min}^{-1} \Delta S_{\min} \Delta \pi_{\min} \\ \mu S_{\max}^{-1} e - \pi_{\max} - S_{\max}^{-1} \Delta S_{\max} \Delta \pi_{\max} \\ h(x) + h(\Delta x) - h_{\min} - s_{\min} \\ -h(x) - h(\Delta x) + h_{\max} - s_{\max} \\ g(x) + g(\Delta x) \\ -\nabla f(x) + \nabla g(x) \lambda^T + \nabla h(x) (\pi_{\min}^T - \pi_{\max}^T) \end{bmatrix} \quad (\text{A.36})$$

Où,

$$\begin{bmatrix} \mu S_{\min}^{-1} \Pi_{\min} & 0 & \mathbf{I} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \mu S_{\max}^{-1} \Pi_{\max} & 0 & \mathbf{I} & 0 & 0 \\ \mathbf{I} & 0 & 0 & 0 & 0 & -\nabla h(x) \\ 0 & \mathbf{I} & 0 & 0 & 0 & \nabla h(x) \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\nabla g(x) \\ 0 & 0 & -\nabla h(x)^T & \nabla h(x)^T & -\nabla g(x)^T & \nabla_x^2 L_{\mu} \end{bmatrix} \quad (\text{A.37})$$

### A. L'ÉTAPE DU PRÉDICTEUR

L'objectif de l'étape du prédicteur est double : approximer les termes d'ordre supérieur dans (A.36) et estimer dynamiquement le paramètre de barrière ( $\mu$ ). À cette fin, le système (A.36) est résolu pour la direction de mise à l'échelle affine, obtenue en négligeant dans son côté droit les termes d'ordre supérieur et ( $\mu$ ), à savoir :

$$H \begin{bmatrix} \Delta \tilde{s}_{\min} \\ \Delta \tilde{s}_{\max} \\ \Delta \tilde{\pi}_{\min} \\ \Delta \tilde{\pi}_{\max} \\ \Delta \tilde{\lambda} \\ \Delta \tilde{x} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\pi_{\min} \\ -\pi_{\max} \\ h(x) - h_{\min} - s_{\min} \\ -h(x) + h_{\max} - s_{\max} \\ g(x) \\ -\nabla f(x) + \nabla g(x)\lambda^T + \nabla h(x)(\pi_{\min}^T - \pi_{\max}^T) \end{bmatrix} \quad (\text{A.38})$$

Ensuite, la longueur de pas qui serait prise le long de la direction de mise à l'échelle affine si cette dernière était utilisée est déterminée comme pour le PDIPA (A.26). L'écart de complémentarité affine ( $\tilde{\rho}$ ) est alors estimé :

$$\tilde{\rho}^k = (s_{\min}^k + \tilde{\alpha}_p \Delta \tilde{s}_{\min})^T (\pi_{\min}^k + \tilde{\alpha}_d \Delta \tilde{\pi}_{\min}) + (s_{\max}^k + \tilde{\alpha}_p \Delta \tilde{s}_{\max})^T (\pi_{\max}^k + \tilde{\alpha}_d \Delta \tilde{\pi}_{\max}) \quad (\text{A.39})$$

Enfin, une estimation ( $\tilde{\mu}^k$ ) pour ( $\mu^{k+1}$ ) est obtenue à partir de :

$$\tilde{\mu}^k = \min \left\{ \left( \frac{\tilde{\rho}^k}{\rho^k} \right)^2, 0.2 \right\} \frac{\tilde{\rho}^k}{2(m+p)} \quad (\text{A.40})$$

L'objectif de ce schéma adaptatif repose sur le principe suivant : plus la diminution de l'écart de complémentarité par rapport à la direction affine,  $\tilde{\rho}^k \ll \rho^k$ , est importante, plus la diminution du paramètre de barrière affine ( $\tilde{\mu}^k$ ) est importante, et vice-versa.

## B. L'ÉTAPE DU PRÉDICTEUR

Le pas réel de Newton est calculé à partir de :

$$H \begin{bmatrix} \Delta s_{\min} \\ \Delta s_{\max} \\ \Delta \pi_{\min} \\ \Delta \pi_{\max} \\ \Delta \lambda \\ \Delta x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} + \tilde{\mu} S_{\min}^{-1} e - \pi_{\min} - S_{\min}^{-1} \Delta \tilde{S}_{\min} \Delta \tilde{\pi}_{\min} \\ + \tilde{\mu} S_{\max}^{-1} e - \pi_{\max} - S_{\max}^{-1} \Delta \tilde{S}_{\max} \Delta \tilde{\pi}_{\max} \\ h(x) + h(\tilde{\alpha} \Delta \tilde{x}) - h_{\min} - s_{\min} \\ -h(x) - h(\tilde{\alpha} \Delta \tilde{x}) + h_{\max} - s_{\max} \\ g(x) + g(\tilde{\alpha} \Delta \tilde{x}) \\ -\nabla f(x) + \nabla g(x)\lambda^T + \nabla h(x)(\pi_{\min}^T - \pi_{\max}^T) \end{bmatrix} \quad (\text{A.41})$$

Il est utile de remarquer que la procédure prédicteur-correcteur implique à chaque itération la résolution de deux systèmes d'équations linéaires avec des côtés droits différents tout en s'appuyant sur la même factorisation matricielle (effectuée à l'étape du prédicteur). La charge de calcul supplémentaire par rapport au PDIPA est une seule solution du système d'équations du correcteur avec la matrice déjà factorisée et le test supplémentaire pour calculer ( $\tilde{\mu}^k$ ). Généralement, cette augmentation du temps écoulé par itération est largement compensée par une réduction du temps de calcul global, grâce à une diminution du nombre d'itérations, comme il sera montré dans la section 4. Notons enfin que, comme suggéré dans la Réf [273], les termes d'ordre supérieur (

$h(\tilde{\alpha}\Delta\tilde{x})$ ) et  $(g(\tilde{\alpha}\Delta\tilde{x}))$  ne sont calculés que si ces fonctions sont quadratiques, sinon le gain habituel en temps de calcul par rapport à PDIPA pourrait disparaître.

## ANNEXE (B)

### Annexe B.1. Données du réseau IEEE 6-nœuds

**Tableau B.1.** Paramètres des nœuds de réseau IEEE 6-nœuds

Nœud N°	Type	Module (p.u.)	Angle (Deg)	Base (kV)	Charge (MW)	Charge (MVar)
1	PV	1.0	0.0	230	0.0	0.0
2	Bilan	1.06	0.0	230	0.0	0.0
3	PV	1.0	0.0	230	0.0	0.0
4	PQ	1.0	0.0	230	90.0	60.0
5	PQ	1.0	0.0	230	100.0	70.0
6	PQ	1.0	0.0	230	90.0	60.0

**Tableau B.2.** Paramètres des lignes de transport de réseau IEEE 6-nœuds

Ligne	R <sub>ij</sub> [p.u]	X <sub>ij</sub> [p.u]	B <sub>i/2</sub> [p.u]	I <sub>max</sub> [A]
1-2	0.1	0.2	0.02	37
1-4	0.05	0.2	0.02	133
1-5	0.08	0.3	0.03	122
2-3	0.05	0.25	0.03	46
2-4	0.05	0.1	0.01	200
2-5	0.1	0.3	0.02	103
2-6	0.07	0.2	0.025	132
3-5	0.12	0.26	0.025	95
3-6	0.02	0.1	0.01	200
4-5	0.2	0.4	0.04	26
5-6	0.1	0.3	0.03	29

### Annexe B.2. Données du réseau IEEE 14-nœuds

**Tableau B.3.** Paramètres des nœuds de réseau IEEE 14-nœuds

Nœud N°	Type	Module (p.u.)	Angle (Deg)	Charge (MW)	Charge (Mvar)	Gen (MW)	Gen (Mvar)	Gen (Qmin)	Gen (Qmax)
1	1	1.06	0	0	0	0	0	0	0
2	2	1.045	0	21.7	12.7	40	0	-40	50
3	2	1.01	0	94.2	19	0	0	0	40
4	0	1	0	47.8	-3.9	0	0	0	0

ANNEXE

5	0	1	0	7.6	1.6	0	0	0	0
6	2	1.07	0	11.2	7.5	0	0	-6	24
7	0	1	0	0	0	0	0	0	0
8	2	1.09	0	0	0	0	0	-6	24
9	0	1	0	29.5	16.6	0	0	0	0
10	0	1	0	9	5.8	0	0	0	0
11	0	1	0	3.5	1.8	0	0	0	0
12	0	1	0	6.1	1.6	0	0	0	0
13	0	1	0	13.5	5.8	0	0	0	0
14	0	1	0	14.9	5	0	0	0	0

**Tableau B.4.** Paramètres des lignes de transport de réseau IEEE 14-nœuds

Ligne N°	Du nœud	Au nœud	R (p.u)	X (p.u)	1/2 B (p.u)	Rapport de transformations	limites de la ligne
1	1	2	0.01938	0.05917	0.0264	0	200
2	1	5	0.05403	0.22304	0.0246	0	100
3	2	3	0.04699	0.19797	0.0219	0	100
4	2	4	0.05811	0.17632	0.017	0	100
5	2	5	0.05695	0.17388	0.0173	0	100
6	3	4	0.06701	0.17103	0.0064	0	50
7	4	5	0.01335	0.04211	0	0	100
8	4	7	0	0.20912	0	0.978	50
9	4	9	0	0.55618	0	0.969	50
10	5	6	0	0.25202	0	0.932	100
11	6	11	0.09498	0.1989	0	0	50
12	6	12	0.12291	0.25581	0	0	20
13	6	13	0.06615	0.13027	0	0	50
14	7	8	0	0.17615	0	1	50
15	7	9	0	0.11001	0	1	50
16	9	10	0.03181	0.0845	0	0	20
17	9	14	0.12711	0.27038	0	0	20
18	10	11	0.08205	0.19207	0	0	20
19	12	13	0.22092	0.19988	0	0	20
20	13	14	0.17093	0.34802	0	0	20

**Annexe B.3. Données du réseau IEEE 30-nœuds**

**Tableau B.5.** Paramètres des nœuds de réseau IEEE 30-nœuds

Nœud N°	Type	Module (p.u.)	Angle (Deg)	Base (kV)	Charge (MW)	Charge (MVar)	Nœud N°	Type	Module (p.u.)	Angle (Deg)	Base (kV)	Charge (MW)	Charge (MVar)
1	Bilan	1.06	0.0	135	0.0	0.0	16	PQ	1	0	135	3.5	1.8
2	PV	1.0	0.0	135	21.70	12.7	17	PQ	1	0	135	9.0	5.8
3	PQ	1.0	0.0	135	2.4	1.2	18	PQ	1	0	135	3.2	0.9

ANNEXE

4	PQ	1.0	0.0	135	7.6	1.6	19	PQ	1	0	135	9.5	3.4
5	PV	1.0	0.0	135	94.2	19.0	20	PQ	1	0	135	2.2	0.7
6	PQ	1.0	0.0	135	0.0	0.0	21	PQ	1	0	135	17.5	11.2
7	PQ	1.0	0.0	135	22.8	10.9	22	PQ	1	0	135	0	0.0
8	PV	1.0	0.0	135	30.0	30.0	23	PQ	1	0	135	3.2	1.6
9	PQ	1.0	0.0	135	0.0	0.0	24	PQ	1	0	135	8.7	6.7
10	PQ	1.0	0.0	135	5.8	2.0	25	PQ	1	0	135	0	0.0
11	PV	1.0	0.0	135	0.0	0.0	26	PQ	1	0	135	3.5	2.3
12	PQ	1.0	0	135	11.2	7.5	27	PQ	1	0	135	0	0.0
13	PV	1.0	0	135	0	0.0	28	PQ	1	0	135	0	0.0
14	PQ	1.0	0	135	6.2	1.6	29	PQ	1	0	135	2.4	0.9
15	PQ	1.0	0	135	8.2	2.5	30	PQ	1	0	135	10.6	1.9

**Tableau B.6.** Paramètres des lignes de transport de réseau IEEE 30-nœuds

Du nœud N°	Au nœud N°	Résistance (p.u.)	Réactance (p.u.)	Susceptance (p.u.)	Limite rate (A)	Limite rate (B)	Limite rate (C)
1	2	0.02	0.06	0.03	130	130	130
1	3	0.05	0.19	0.02	130	130	130
2	4	0.06	0.17	0.02	65	65	65
3	4	0.01	0.04	0	130	130	130
2	5	0.05	0.2	0.02	130	130	130
2	6	0.06	0.18	0.02	65	65	65
4	6	0.01	0.04	0	90	90	90
5	7	0.05	0.12	0.01	70	70	70
6	7	0.03	0.08	0.01	130	130	130
6	8	0.01	0.04	0	32	32	32
6	9	0	0.21	0	65	65	65
6	10	0	0.56	0	32	32	32
9	11	0	0.21	0	65	65	65
9	10	0	0.11	0	65	65	65
4	12	0	0.26	0	65	65	65
12	13	0	0.14	0	65	65	65
12	14	0.12	0.26	0	32	32	32
12	15	0.07	0.13	0	32	32	32
12	16	0.09	0.2	0	32	32	32
14	15	0.22	0.2	0	16	16	16
16	17	0.0524	0.19	0	16	16	16
15	18	0.11	0.22	0	16	16	16
18	19	0.06	0.13	0	16	16	16
19	20	0.03	0.07	0	32	32	32
10	20	0.09	0.21	0	32	32	32
10	17	0.03	0.08	0	32	32	32
10	21	0.03	0.07	0	32	32	32
10	22	0.07	0.15	0	32	32	32

21	22	0.01	0.02	0	32	32	32
15	23	0.1	0.2	0	16	16	16
22	24	0.12	0.18	0	16	16	16
23	24	0.13	0.27	0	16	16	16
24	25	0.19	0.33	0	16	16	16
25	26	0.25	0.38	0	16	16	16
25	27	0.11	0.21	0	16	16	16
28	27	0	0.4	0	65	65	65
27	29	0.22	0.42	0	16	16	16
27	30	0.32	0.6	0	16	16	16
29	30	0.24	0.45	0	16	16	16
8	28	0.06	0.2	0.02	32	32	32
6	28	0.02	0.06	0.01	32	32	32

## Annexe B.4. Données du réseau 40-unités

Tableau B.7. Paramètres des générateurs pour le système de 40-unités

Gen	Limite des générateurs		Paramètres de prix d'offre de production		
	$P_{\min}$ (MW)	$P_{\max}$ (MW)	$a_{gi}$ (\$/MWh <sup>2</sup> )	$b_{gi}$ (\$/MWh)	$c_{gi}$ (\$)
1	36	114	94.705	6.73	0.0069
2	36	114	94.705	6.73	0.0069
3	60	120	309.54	7.07	0.02028
4	80	190	369.03	8.18	0.00942
5	47	97	148.89	5.35	0.0114
6	68	140	222.33	8.05	0.01142
7	110	300	287.71	8.03	0.00357
8	135	300	391.98	6.99	0.00492
9	135	300	455.76	6.6	0.00573
10	130	300	722.82	12.9	0.00605
11	94	375	635.2	12.9	0.00515
12	94	375	654.69	12.8	0.00569
13	125	500	913.4	12.5	0.00421
14	125	500	1760.4	8.84	0.00752
15	125	500	1728.3	9.15	0.00708
16	125	500	1728.3	9.15	0.00708
17	220	500	647.85	7.97	0.00313
18	220	500	649.69	7.95	0.00313
19	242	550	647.83	7.97	0.00313
20	242	550	647.81	7.97	0.00313
21	254	550	785.96	6.63	0.00298
22	254	550	785.96	6.63	0.00298
23	254	550	794.53	6.66	0.00284
24	254	550	794.53	6.66	0.00284
25	254	550	801.32	7.1	0.00277
26	254	550	801.32	7.1	0.00277
27	10	150	1055.1	3.33	0.52124
28	10	150	1055.1	3.33	0.52124
29	10	150	1055.1	3.33	0.52124
30	47	97	148.89	5.35	0.0114
31	60	190	222.92	6.43	0.0016

## ANNEXE

32	60	190	222.92	6.43	0.0016
33	60	190	222.92	6.43	0.0016
34	90	200	107.87	8.95	0.0001
35	90	200	116.58	8.62	0.0001
36	90	200	116.58	8.62	0.0001
37	25	110	307.45	5.88	0.0161
38	25	110	307.45	5.88	0.0161
39	25	110	307.45	5.88	0.0161
40	242	550	647.83	7.97	0.00313

## Annexe B.5. Données du réseau 40-unités

Tableau B.8. Paramètres des nœuds de réseau Algérien 114-nœuds

Numéro du nœud	Nom de nœud	Tension (kV)	Module (p.u.)	Angle (Deg)	Gen (MW)	Gen (MVar)	Charge (MW)	Charge (MVar)
1(Bilan)	<u>MERSAT EL HADJADJ 1</u>	220	1.07	0	750	400	125	94
2	<u>OUJDA</u>	220	1.0	0	0	0	0	0
3	<u>GHAZAOUET</u>	220	1.0	0	0	0	36	17
4	<u>ZAHANA</u>	220	1.0	0	0	0	64	31
5	<u>MERSAT EL HADJADJ 2</u>	220	1.0	0	300	160	335	250
6	<u>TLEMCEN</u>	220	1.0	0	0	0	78	37
7	<u>SIDI BELABES</u>	220	1.0	0	0	0	55	26
8	<u>RELIZANE</u>	220	1.0	0	0	0	50	24
9	<u>BENISAF</u>	220	1.0	0	0	0	40	19
10	<u>SAIDA</u>	220	1.0	0	0	0	42	21
11	<u>TIARET</u>	220	1.0	0	160	30	96	47
12	<u>BECHAR</u>	220	1.0	0	0	0	31	15
13	<u>AIN-SEFRA</u>	220	1.0	0	0	0	13	6
14	<u>PETIT LAC 1</u>	220	1.0	0	0	0	0	0
15	<u>RAVIN BLANC</u>	220	1.0	0	60	30	136	65
16	<u>PETIT LAC 2</u>	220	1.0	0	0	0	0	0
17	<u>ALGER EST 1</u>	220	1.0	0	640	400	0	0
18	<u>ALGER EST 2</u>	60	1.0	0	0	0	0	0
19	<u>ALGER PORT</u>	60	1.0	0	100	60	11	5
20	<u>LARBAA 1</u>	60	1.0	0	0	0	14	9
21	<u>LARBAA 2</u>	220	1.0	0	0	0	70	52
22	<u>BAB EZZOUAR</u>	60	1.0	0	60	40	42	25
23	<u>BEN AKNOUN</u>	60	1.0	0	0	0	23	11
24	<u>EL HARRACH</u>	60	1.0	0	0	0	60	36
25	<u>GLACIERE</u>	60	1.0	0	0	0	17	8
26	<u>EL HAMMA 1</u>	60	1.0	0	0	0	55	26
27	<u>EL HAMMA 2</u>	220	1.0	0	0	0	0	0
28	<u>EL HAMMA 3</u>	220	1.0	0	0	0	0	0
29	<u>EL KOUBA</u>	60	1.0	0	0	0	37	18
30	<u>OULED FAYET</u> 1	60	1.0	0	0	0	30	15

## ANNEXE

31	<u>OULED FAYET</u> <u>2</u>	220	1.0	0	0	0	0	0
32	<u>ROUIBA 1</u>	60	1.0	0	0	0	40	24
33	<u>ROUIBA 2</u>	60	1.0	0	0	0	29	14
34	<u>TAFOURA</u>	60	1.0	0	0	0	29	14
35	<u>BARAKI</u>	60	1.0	0	0	0	33	16
36	<u>AIN BENIANE</u>	60	1.0	0	0	0	17	8
37	<u>AIN TAYA</u>	60	1.0	0	0	0	11	5
38	<u>AURASSI</u>	60	1.0	0	0	0	20	10
39	<u>EL GOLF</u>	60	1.0	0	0	0	20	10
40	<u>CHLEF</u>	60	1.0	0	0	0	21	10
41	<u>OUED SLY 1</u>	60	1.0	0	0	0	53	32
42	<u>OUED SLY 2</u>	220	1.0	0	0	0	0	0
43	<u>EL KHEMIS 1</u>	60	1.0	0	0	0	31	18
44	<u>EL KHEMIS 2</u>	220	1.0	0	0	0	0	0
45	<u>AIN DEFLA 1</u>	60	1.0	0	0	0	12	6
46	<u>AIN DEFLA 2</u>	60	1.0	0	0	0	0	0
47	<u>KHERBA 1</u>	60	1.0	0	0	0	21	10
48	<u>KHERBA 2</u>	220	1.0	0	0	0	0	0
49	<u>TENES</u>	60	1.0	0	0	0	13	6
50	<u>OUED ELFODA</u>	60	1.0	0	0	0	4	2
51	<u>GHRIB</u>	60	1.0	0	0	0	1	1
52	<u>BOUFARIK</u>	60	1.0	0	80	50	56	27
53	<u>BLIDA</u>	60	1.0	0	0	0	16	8
54	<u>EL AFFROUN</u>	60	1.0	0	0	0	21	10
55	<u>CHERCHEL</u>	60	1.0	0	0	0	18	9
56	<u>MEDEA</u>	60	1.0	0	0	0	33	20
57	<u>BERROUAGH 1</u>	60	1.0	0	0	0	35	21
58	<u>BERROUAGH 2</u>	220	1.0	0	0	0	0	0
59	<u>BENI MERAD 1</u>	60	1.0	0	0	0	36	17
60	<u>BENI MERAD 2</u>	220	1.0	0	0	0	0	0
61	<u>EL KOLEA</u>	60	1.0	0	0	0	27	13
62	<u>BOUMERDES</u>	60	1.0	0	0	0	22	11
63	<u>TIZI OUZOU 1</u>	60	1.0	0	0	0	49	29
64	<u>TIZI OUZOU 2</u>	220	1.0	0	0	0	0	0
65	<u>FREHA</u>	60	1.0	0	0	0	11	5
66	<u>DRÄA BEN</u> <u>KHEDDA</u>	60	1.0	0	0	0	35	21
67	<u>TIZI MEDDEN</u>	60	1.0	0	0	0	10	5
68	<u>S. E. DJEMÄÄ</u>	60	1.0	0	0	0	11	5
69	<u>SOR</u> <u>ELGHOZLANE</u>	60	1.0	0	0	0	20	10
70	<u>ILLITEN</u>	60	1.0	0	0	0	7	3
71	<u>BOUIRA 1</u>	60	1.0	0	0	0	36	22
72	<u>BOUIRA 2</u>	220	1.0	0	0	0	0	0
73	<u>SI MUSTAPHA</u>	60	1.0	0	0	0	36	22
74	<u>AIN OUSSARA 1</u>	220	1.0	0	0	0	0	0



## ANNEXE

75	<u>AIN OUSSARA 2</u>	220	1.0	0	0	0	0	0
76	<u>AIN OUSSARA 3</u>	30	1.0	0	0	0	12	6
77	<u>BOUFARIK</u>	60	1.0	0	0	0	7	3
78	<u>MUSTAPHA BACHA</u>	60	1.0	0	0	0	13	7
79	<u>EL AMIRALIA</u>	60	1.0	0	0	0	14	7
80	<u>EL HADJAR 1</u>	220	1.0	0	100	56	157	107
81	<u>EL AOUNET 1</u>	220	1.0	0	0	0	0	0
82	<u>EL KHROUB</u>	220	1.0	0	0	0	75	36
83	<u>SKIKDA</u>	220	1.0	0	230	120	70	51
84	<u>R. DJAMEL</u>	220	1.0	0	0	0	46	34
85	<u>AIN BEIDA</u>	220	1.0	0	0	0	45	22
86	<u>TEBESSA 1</u>	220	1.0	0	0	0	0	0
87	<u>AIN MLILA</u>	220	1.0	0	0	0	32	15
88	<u>EL HADJAR 2</u>	90	1.0	0	0	0	46	22
89	<u>SOUK AHRAS</u>	90	1.0	0	0	0	34	17
90	<u>EL AOUNET 2</u>	90	1.0	0	0	0	18	9
91	<u>TEBESSA 2</u>	90	1.0	0	0	0	44	21
92	<u>DJEBEL ONK</u>	90	1.0	0	0	0	10	5
93	<u>TEBESSA 3</u>	90	1.0	0	0	0	0	0
94	<u>OUED ATHMANIA</u>	220	1.0	0	0	0	48	23
95	<u>AKBOU 1</u>	220	1.0	0	0	0	35	17
96	<u>AKBOU 2</u>	220	1.0	0	0	0	0	0
97	<u>EL KSEUR</u>	220	1.0	0	0	0	42	20
98	<u>DARGUINA</u>	220	1.0	0	100	30	13	6
99	<u>ELHASSI</u>	220	1.0	0	0	0	105	50
100	<u>IJEL</u>	220	1.0	0	550	50	33	16
101	<u>M'SILA</u>	220	1.0	0	360	50	50	24
102	<u>BORDJ BOU- ARRERIDJ</u>	220	1.0	0	0	0	34	16
103	<u>BISKRA</u>	220	1.0	0	0	0	66	32
104	<u>BARIKA 1</u>	220	1.0	0	0	0	18	9
105	<u>BARIKA 2</u>	220	1.0	0	0	0	0	0
106	<u>BATNA</u>	220	1.0	0	0	0	64	31
107	<u>DJELFA</u>	220	1.0	0	0	0	65	37
108	<u>GHARDAIA</u>	220	1.0	0	0	0	22	11
109	<u>TILGHEMT</u>	220	1.0	0	180	85	37	18
110	<u>M'GHAIER</u>	220	1.0	0	0	0	13	6
111	<u>H. MESSAOUD NORD</u>	220	1.0	0	200	85	94	56
112	<u>TOUGGOURT</u>	220	1.0	0	0	0	24	12
113	<u>OUARGLA</u>	220	1.0	0	0	0	23	11
114	<u>EL OUED</u>	220	1.0	0	0	0	24	12

Tableau B.10. Paramètres des lignes de transport de réseau Algérien 114-nœuds

ANNEXE

<b>Ligne (Entre nœuds)</b>	<b>Résistance (p.u.)</b>	<b>Réactance (p.u.)</b>	<b>Susceptance (p.u.)</b>
3-2	0.0085	0.0403	0.0303
6-2	0.0122	0.0578	0.0436
3-6	0.0140	0.0498	0.0355
1-42	0.0274	0.1295	0.0976
1-42	0.0139	0.0121	0.1474
1-4	0.0033	0.0158	0.0482
5-4	0.0028	0.0189	0.0294
5-1	0.0018	0.0126	0.0197
1-7	0.0144	0.0678	0.0512
15-16	0.0038	0.0135	0.0097
16-4	0.0041	0.0144	0.0103
16-14	0.0013	0.0045	0.0032
8-42	0.0171	0.0629	0.0454
8-1	0.0184	0.0870	0.0657
10-7	0.0150	0.0709	0.0535
10-11	0.0228	0.1076	0.0811
7-6	0.0157	0.0740	0.0558
11-42	0.0170	0.0806	0.0608
6-4	0.0288	0.1012	0.0730
9-3	0.0042	0.0284	0.0442
9-4	0.0088	0.0600	0.0933
13-12	0.0501	0.2365	0.1784
10-13	0.0464	0.2190	0.1652
17-20	0.0065	0.0244	0.0176
17-21	0.0073	0.0278	0.0202
17-72	0.0197	0.0732	0.0530
17-27	0.0046	0.0237	0.1003
17-31	0.0061	0.0311	0.0617
31-28	0.0017	0.0088	0.0746
17-64	0.0198	0.0727	0.0525
21-44	0.0240	0.0861	0.0615
60-31	0.0037	0.0253	0.0393
21-60	0.0056	0.0263	0.0198
60-44	0.0122	0.0578	0.0436
58-44	0.0121	0.0569	0.0429
72-101	0.0213	0.1007	0.0760
72-58	0.0183	0.0863	0.0651
58-75	0.0148	0.0701	0.0528
75-107	0.0185	0.0876	0.0660
75-74	0.0006	0.0026	0.0026

ANNEXE

44-42	0.0248	0.0903	0.0649
44-42	0.0183	0.0864	0.0651
42-48	0.0074	0.0506	0.0786
48-44	0.0025	0.0158	0.0245
107-101	0.0334	0.1577	0.1189
64-97	0.0178	0.0654	0.0470
72-96	0.0152	0.0540	0.0386
96-98	0.0203	0.0720	0.0515
96-95	0.0015	0.0070	0.0053
18-22	0.0290	0.1397	0.0017
18-37	0.0256	0.1233	0.0015
37-22	0.0171	0.0822	0.0010
19-26	0.0058	0.0077	0.0017
19-26	0.0058	0.0077	0.0017
19-34	0.0019	0.0126	0.0001
20-18	0.1348	0.2944	0.0013
20-24	0.0376	0.1390	0.0006
20-24	0.0368	0.1361	0.0006
20-29	0.0319	0.1178	0.0005
20-35	0.0428	0.1528	0.0006
35-29	0.0458	0.1639	0.0007
20-32	0.0708	0.2365	0.0010
22-32	0.0342	0.1142	0.0005
22-24	0.0239	0.0799	0.0003
22-24	0.0239	0.0799	0.0003
23-30	0.0239	0.0799	0.0003
23-36	0.0136	0.0457	0.0002
36-30	0.0273	0.0913	0.0004
33-18	0.0205	0.0685	0.0003
32-33	0.0239	0.0799	0.0003
26-25	0.0139	0.0517	0.0002
24-25	0.0164	0.0608	0.0003
26-34	0.0049	0.0318	0.0002
29-26	0.0119	0.0158	0.0034
29-39	0.0126	0.0820	0.0004
38-34	0.0047	0.0307	0.0002
18-73	0.1557	0.3427	0.0015
18-73	0.0854	0.3028	0.0012
62-18	0.0508	0.1941	0.0008
20-52	0.0873	0.2162	0.0011
20-52	0.0875	0.2167	0.0011

ANNEXE

54-59	0.1188	0.3063	0.0015
52-59	0.0360	0.1014	0.0005
57-51	0.1227	0.4098	0.0018
57-77	0.1366	0.4566	0.0020
52-53	0.0937	0.1788	0.0007
53-54	0.0937	0.1788	0.0007
52-30	0.0722	0.1789	0.0009
71-70	0.1599	0.3148	0.0013
40-41	0.0586	0.1623	0.0008
40-50	0.1343	0.3645	0.0016
71-69	0.1093	0.3653	0.0016
70-68	0.1204	0.2180	0.0009
44-45	0.1025	0.3425	0.0015
51-43	0.2067	0.3556	0.0015
54-55	0.1196	0.3996	0.0018
55-43	0.1708	0.5708	0.0025
73-62	0.0410	0.1370	0.0006
73-67	0.3347	0.7007	0.0031
68-67	0.1648	0.3569	0.0015
29-26	0.0119	0.0158	0.0034
73-66	0.1623	0.5752	0.0023
63-66	0.0683	0.2283	0.0010
63-65	0.0557	0.1861	0.0008
63-65	0.0557	0.1861	0.0008
56-54	0.1025	0.3425	0.0015
57-56	0.1196	0.3996	0.0018
57-56	0.1196	0.3996	0.0018
47-50	0.1196	0.3996	0.0018
47-46	0.0342	0.1142	0.0005
67-66	0.1128	0.2794	0.0014
49-41	0.1265	0.4225	0.0019
19-78	0.0042	0.0055	0.0012
19-79	0.0105	0.0139	0.0030
59-61	0.0513	0.1816	0.0007
45-46	0.0171	0.0605	0.0002
85-87	0.0158	0.0745	0.0562
85-86	0.0139	0.0657	0.0495
85-81	0.0099	0.0467	0.0352
87-106	0.0105	0.0495	0.0373
87-82	0.0056	0.0266	0.0200
87-99	0.0322	0.1249	0.0909

ANNEXE

103-105	0.0130	0.0613	0.0462
105-101	0.0171	0.0806	0.0608
105-104	0.0015	0.0070	0.0053
103-106	0.0208	0.0983	0.0741
81-82	0.0303	0.1075	0.0768
80-82	0.0319	0.1129	0.0807
80-84	0.0191	0.0676	0.0483
84-83	0.0051	0.0180	0.0129
82-83	0.0191	0.0676	0.0483
100-98	0.0102	0.0598	0.0754
100-97	0.0111	0.0759	0.1179
98-97	0.0121	0.0448	0.0325
99-100	0.0231	0.1089	0.0821
87-100	0.0102	0.0694	0.0105
100-84	0.0065	0.0442	0.0687
84-80	0.0074	0.0506	0.0786
86-81	0.0055	0.0379	0.0589
98-99	0.0163	0.0580	0.0414
101-102	0.0116	0.0547	0.0413
99-102	0.0116	0.0547	0.0413
99-101	0.0111	0.0759	0.1179
98-94	0.0357	0.1275	0.0918
94-82	0.0056	0.0263	0.0198
92-93	0.1624	0.4088	0.0099
93-91	0.0304	0.1074	0.0021
93-91	0.0379	0.1342	0.0027
90-89	0.0776	0.2400	0.0052
90-89	0.1354	0.4100	0.0089
90-93	0.1852	0.3189	0.0068
103-110	0.0185	0.0876	0.0660
110-112	0.0185	0.0876	0.0660
103-114	0.0419	0.1979	0.1493
109-108	0.0148	0.0701	0.0528
109-107	0.0388	0.1833	0.1382
112-114	0.0190	0.0896	0.0675
112-111	0.0297	0.1402	0.1057
113-111	0.0167	0.0787	0.0608
80-88	0.0123	0.3140	0.0
81-90	0.0062	0.1452	0.0
86-93	0.0012	0.0742	0.0
42-41	0.0012	0.0742	0.0

ANNEXE

58-57	0.0012	0.0742	0.0
44-43	0.0029	0.1053	0.0
60-59	0.0014	0.0516	0.0
64-63	0.0019	0.0700	0.0
72-71	0.0012	0.0742	0.0
18-17	0.0014	0.0516	0.0
21-20	0.0016	0.0525	0.0
27-26	0.0024	0.1484	0.0
28-26	0.0024	0.1484	0.0
31-30	0.0007	0.0495	0.0
48-47	0.0012	0.0742	0.0
74-76	0,1197	4,4904	0.0

**Tableau B.11.** Résultats de l'OPF de MIPS sur le réseau Algérien 114-nœuds

Nœud N°	Tension (p.u.)	Angle (Deg)	Gen (MW)	Gen (MVA <sub>r</sub> )	Charge (MW)	Charge (MVA <sub>r</sub> )	LMP (\$/MWh)
1	1.1	0.379	475.88	286.22	125	94	9.59
2	1.067	-3.018	-	-	-	-	9.871
3	1.066	-2.961	-	-	36	17	9.855
4	1.092	0	-	-	64	31	9.622
5	1.095	0.758	475.15	200	335	250	9.578
6	1.065	-3.075	-	-	78	37	9.894
7	1.073	-2.936	-	-	55	26	9.901
8	1.073	-0.906	-	-	50	24	9.887
9	1.071	-2.363	-	-	40	19	9.798
10	1.074	-4.54	-	-	42	21	10.097
11	1.098	-2.375	100	100	96	47	10.026
12	1.033	-13.257	-	-	31	15	10.837
13	1.062	-9.569	-	-	13	6	10.505
14	1.096	0.463	-	-	-	-	9.573
15	1.1	0.898	206.75	75.04	136	65	9.529
16	1.096	0.464	-	-	-	-	9.573
17	1.059	1.97	446.19	311.65	-	-	9.085
18	1.023	0.399	-	-	-	-	9.072
19	1.019	0.867	191.04	52.76	11	5	8.995
20	1.032	0.953	-	-	14	9	8.935
21	1.036	0.489	-	-	70	52	9.312
22	1.026	2.21	188.33	49.99	42	25	8.903
23	0.999	-1.88	-	-	23	11	8.802
24	1.014	0.903	-	-	60	36	9.011
25	1.011	0.536	-	-	17	8	9.053
26	1.015	0.653	-	-	55	26	9.046
27	1.053	1.834	-	-	-	-	9.089
28	1.035	0.557	-	-	-	-	9.159

ANNEXE

29	1.011	0.454	-	-	37	18	9.095
30	1.013	-1.039	-	-	30	15	8.722
31	1.035	0.544	-	-	-	-	9.167
32	1.002	0.074	-	-	40	24	9.113
33	1.005	-0.265	-	-	29	14	9.15
34	1.015	0.579	-	-	29	14	9.022
35	1.002	-0.549	-	-	33	16	9.142
36	1	-1.851	-	-	17	8	8.799
37	1.021	1.217	-	-	11	5	8.99
38	1.011	0.263	-	-	20	10	9.038
39	1	-0.404	-	-	20	10	9.142
40	1.008	-4.741	-	-	21	10	10.277
41	1.033	-3.559	-	-	53	32	10.035
42	1.071	-0.394	-	-	-	-	9.981
43	1.011	-3.41	-	-	31	18	11.072
44	1.045	-0.876	-	-	-	-	10.052
45	1.028	-2.398	-	-	12	6	10.157
46	1.031	-2.334	-	-	-	-	10.13
47	1.036	-2.218	-	-	21	10	10.077
48	1.049	-0.954	-	-	-	-	10.049
49	0.99	-6.217	-	-	13	6	10.408
50	1.016	-3.888	-	-	4	2	10.221
51	1.001	-3.784	-	-	1	1	11.432
52	1.005	0.459	115.76	0	56	27	6.436
53	0.958	-2.591	-	-	16	8	34.715
54	0.943	-4.496	-	-	21	10	22.342
55	0.935	-6.311	-	-	18	9	18.365
56	0.936	-6.408	-	-	33	20	16.207
57	0.997	-4.138	-	-	35	21	11.687
58	1.033	-1.452	-	-	-	-	10.504
59	1.003	-1.489	-	-	36	17	9.679
60	1.031	0.013	-	-	-	-	9.448
61	0.963	-4.003	-	-	27	13	10.026
62	0.971	-2.436	-	-	22	11	9.446
63	0.995	-1.686	-	-	49	29	9.382
64	1.038	1.826	-	-	-	-	9.309
65	0.987	-2.203	-	-	11	5	9.446
66	0.924	-5.28	-	-	35	21	9.977
67	0.916	-5.77	-	-	10	5	10.221
68	0.922	-5.997	-	-	11	5	10.441
69	0.952	-6.225	-	-	20	10	10.26
70	0.951	-4.97	-	-	7	3	10.228
71	1.015	-2.532	-	-	36	22	9.729
72	1.05	0.446	-	-	-	-	9.708
73	0.959	-2.934	-	-	36	22	9.569
74	1.043	-1.611	-	-	-	-	10.355
75	1.043	-1.596	-	-	-	-	10.354

ANNEXE

76	1.022	-3.738	-	-	12	6	10.415
77	0.973	-5.793	-	-	7	3	12.037
78	1.018	0.844	-	-	13	7	9.005
79	1.016	0.799	-	-	14	7	9.021
80	1.064	4.657	197.7	60	157	107	9.222
81	0.995	-2.114	-	-	-	-	9.934
82	1.046	1.615	-	-	75	36	9.522
83	1.1	5.15	195.68	183.55	70	51	9.153
84	1.087	5.304	-	-	46	34	9.164
85	1.001	-1.878	-	-	45	22	9.88
86	0.988	-2.796	-	-	-	-	9.973
87	1.045	1.171	-	-	32	15	9.548
88	0.978	-3.166	-	-	46	22	9.381
89	0.903	-9.135	-	-	34	17	10.628
90	0.95	-6.239	-	-	18	9	10.12
91	0.944	-6.865	-	-	44	21	10.213
92	0.927	-7.578	-	-	10	5	10.454
93	0.965	-5.434	-	-	-	-	10.013
94	1.046	1.706	-	-	48	23	9.52
95	1.058	1.785	-	-	35	17	9.545
96	1.059	1.897	-	-	-	-	9.535
97	1.074	4.257	-	-	42	20	9.197
98	1.088	4.903	196.91	50	13	6	9.195
99	1.077	2.338	-	-	105	50	9.477
100	1.1	7.4	600	125.47	33	16	9.081
101	1.1	1.259	200	174.25	50	24	9.594
102	1.084	1.372	-	-	34	16	9.569
103	1.038	-5.386	-	-	66	32	10.114
104	1.06	-2.788	-	-	18	9	9.906
105	1.061	-2.73	-	-	-	-	9.901
106	1.029	-2.048	-	-	64	31	9.829
107	1.058	-1.224	-	-	65	37	10.119
108	1.092	1.455	-	-	22	11	9.847
109	1.1	2.135	100	32.26	37	18	9.793
110	1.041	-7.7	-	-	13	6	10.296
111	1.072	-10.963	100	77.75	94	56	10.524
112	1.046	-9.385	-	-	24	12	10.424
113	1.062	-11.811	-	-	23	11	10.596
114	1.04	-8.926	-	-	24	12	10.394

**Tableau B.12.** Résultats de l'écoulement de puissance et des pertes dans les lignes sur le réseau Algérien 114-nœuds

Nombre de ligne	De nœud N°	Au nœud N°	P (transmise) (MW)	Q (transmise) (MVar)	P (perte) (MW)	Q (perte) (MVar)
1	3	2	2.58	-2.88	0.001	0
2	6	2	-2.58	-5.51	0.002	0.01



## ANNEXE

3	3	6	5.16	0.2	0.004	0.01
4	1	42	16.83	15.59	0.169	0.8
5	1	42	188.58	42.17	4.385	3.85
6	1	4	59.22	39.54	0.145	0.69
7	5	4	84.35	2.64	0.167	1.12
8	5	1	55.8	-52.64	0.086	0.61
9	1	7	105.82	21.08	1.402	6.6
10	15	16	70.75	10.04	0.161	0.57
11	16	4	70.59	11.02	0.175	0.61
12	16	14	0	-0.38	0	0
13	8	42	-14.17	5.26	0.039	0.14
14	8	1	-35.83	-29.26	0.309	1.46
15	10	7	-43.08	8.32	0.258	1.22
16	10	11	-44.21	-17.99	0.421	1.99
17	7	6	6.07	7.79	0.022	0.1
18	11	42	-40.63	42.59	0.535	2.54
19	6	4	-64.21	-13.22	1.069	3.76
20	9	3	43.82	9.79	0.076	0.51
21	9	4	-83.82	-28.79	0.581	3.96
22	13	12	31.47	-2.38	0.466	2.2
23	10	13	45.29	-11.33	0.826	3.9
24	17	20	103.15	87.94	1.076	4.04
25	17	21	116.58	54.45	1.087	4.14
26	17	72	40.93	-0.96	0.295	1.1
27	17	27	15.31	15.72	0.028	0.15
28	17	31	99.66	57.58	0.743	3.79
29	31	28	-0.96	5.37	0.001	0.01
30	17	64	11.05	23.71	0.147	0.54
31	21	44	25.31	-19.97	0.205	0.74
32	60	31	-40.62	-12.28	0.061	0.42
33	21	60	36.41	11.29	0.077	0.36
34	60	44	22.91	-30.74	0.153	0.72
35	58	44	-22.6	-18.85	0.089	0.42
36	72	101	-26.11	-50.65	0.549	2.59
37	72	58	44.22	8.65	0.349	1.65
38	58	75	0.64	-18.09	0.032	0.15
39	75	107	-11.41	-18.85	0.062	0.29
40	75	74	12.02	6.3	0.001	0
41	44	42	-17.33	-28.75	0.213	0.77
42	44	42	-16.76	-31.33	0.176	0.83
43	42	48	27.82	37.42	0.163	1.12
44	48	44	-4.93	27.71	0.02	0.12
45	107	101	-36.18	-26.49	0.508	2.4
46	64	97	-81.26	-35.4	1.269	4.66
47	72	96	-52.9	-4.71	0.387	1.37
48	96	98	-88.31	-18.29	1.454	5.16
49	96	95	35.02	16.5	0.02	0.09
50	18	22	-23.23	2.37	0.151	0.73
51	18	37	-11.36	3.49	0.035	0.17
52	37	22	-22.39	-1.52	0.083	0.4
53	19	26	54.08	5.07	0.165	0.22
54	19	26	54.08	5.07	0.165	0.22
55	19	34	44.84	24.02	0.047	0.31
56	20	18	4.12	1.36	0.024	0.05
57	20	24	4.04	12.45	0.061	0.22
58	20	24	4.12	12.72	0.062	0.23

## ANNEXE

59	20	29	11.87	15.34	0.113	0.42
60	20	35	21.82	14.58	0.277	0.99
61	35	29	-11.46	-2.35	0.062	0.22
62	20	32	9.72	9.99	0.13	0.43
63	22	32	36.88	11	0.481	1.61
64	22	24	31.8	7	0.241	0.8
65	22	24	31.8	7	0.241	0.8
66	23	30	-21.68	-10.3	0.138	0.46
67	23	36	-1.32	-0.7	0	0
68	36	30	-18.32	-8.69	0.112	0.37
69	33	18	-23.03	-18.91	0.18	0.6
70	32	33	5.99	-4.9	0.014	0.05
71	26	25	5.88	6.77	0.011	0.04
72	24	25	11.15	1.29	0.02	0.07
73	26	34	4.23	0.4	0.001	0.01
74	29	26	-28.41	-7.95	0.101	0.13
75	29	39	20.06	10.37	0.063	0.41
76	38	34	-20	-10	0.023	0.15
77	18	73	21.16	9.89	0.814	1.79
78	18	73	23.22	15.55	0.639	2.27
79	62	18	-29.85	-17.42	0.643	2.46
80	20	52	8.09	9.72	0.132	0.33
81	20	52	8.07	9.7	0.132	0.33
82	54	59	-20.17	-10.3	0.683	1.76
83	52	59	30.74	-8.55	0.363	1.02
84	57	51	-1.67	-0.65	0.004	0.01
85	57	77	7.08	3.08	0.083	0.28
86	52	53	33.66	9.58	1.138	2.17
87	53	54	16.53	-0.53	0.279	0.53
88	52	30	11.24	-9.03	0.148	0.37
89	71	70	18.74	11.14	0.74	1.46
90	40	41	-16.6	-9.34	0.209	0.58
91	40	50	-4.4	-0.66	0.026	0.07
92	71	69	20.6	11.86	0.602	2.01
93	70	68	11	6.81	0.223	0.4
94	44	45	9.04	2.26	0.082	0.27
95	51	43	-2.68	-1.49	0.019	0.03
96	54	55	6.97	-0.11	0.065	0.22
97	55	43	-11.09	-9.17	0.401	1.34
98	73	62	-7.8	-6.33	0.045	0.15
99	73	67	7.35	2.27	0.218	0.46
100	68	67	-0.23	1.48	0.005	0.01
101	29	26	-28.41	-7.95	0.101	0.13
102	73	66	7.38	3.69	0.122	0.43
103	63	66	31.9	22.16	1.042	3.48
104	63	65	5.52	2.49	0.021	0.07
105	63	65	5.52	2.49	0.021	0.07
106	56	54	-8.36	0.73	0.082	0.28
107	57	56	12.67	11.37	0.352	1.18
108	57	56	12.67	11.37	0.352	1.18
109	47	50	8.51	2.68	0.089	0.3
110	47	46	3.06	3.82	0.008	0.03
111	67	66	-3.1	-1.32	0.015	0.04
112	49	41	-13	-6	0.263	0.88
113	19	78	13.01	6.89	0.009	0.01
114	19	79	14.02	6.72	0.025	0.03

## ANNEXE

115	59	61	27.5	14.69	0.496	1.76
116	45	46	-3.04	-3.85	0.004	0.01
117	85	87	-83.08	-42.23	1.333	6.28
118	85	86	27.07	11.51	0.129	0.61
119	85	81	11	8.73	0.023	0.11
120	87	106	124.47	9.94	1.503	7.09
121	87	82	-30.94	3.42	0.05	0.24
122	87	99	-23.53	-25.04	0.282	1.09
123	103	105	-87.18	-21.08	0.959	4.52
124	105	101	-106.14	-28.94	1.811	8.54
125	105	104	18.01	8.43	0.005	0.02
126	103	106	-58.21	19.84	0.764	3.61
127	81	82	-70	-28.72	1.689	5.99
128	80	82	53.44	-0.59	0.808	2.86
129	80	84	-27.09	-30.22	0.251	0.89
130	84	83	-4.3	-78.76	0.263	0.93
131	82	83	-118.28	-49.93	2.834	10.03
132	100	98	88.61	3.85	0.668	3.92
133	100	97	89.28	19.98	0.799	5.46
134	98	97	36.24	23.31	0.199	0.74
135	99	100	-95.64	-3.31	1.823	8.6
136	87	100	-186.41	-45.94	3.437	23.38
137	100	84	101.79	15.35	0.577	3.92
138	84	80	32.18	38.88	0.183	1.25
139	86	81	-32.75	-15.77	0.07	0.48
140	98	99	90	-3.98	1.115	3.97
141	101	102	2.57	29.91	0.101	0.48
142	99	102	31.67	-22.51	0.141	0.66
143	99	101	24.05	-43.19	0.182	1.24
144	98	94	55.85	16.12	1.08	3.86
145	94	82	6.77	-0.28	0.002	0.01
146	92	93	-10	-5	0.229	0.58
147	93	91	24.69	12.32	0.249	0.88
148	93	91	19.76	9.83	0.199	0.71
149	90	89	21.98	11.85	0.541	1.67
150	90	89	12.88	6.58	0.322	0.97
151	90	93	-4.91	-1.8	0.054	0.09
152	103	110	47.16	-15.91	0.408	1.93
153	110	112	33.76	-16.72	0.224	1.06
154	103	114	32.22	-14.84	0.422	1.99
155	109	108	22.07	4.98	0.068	0.32
156	109	107	40.93	9.28	0.637	3.01
157	112	114	-7.77	5.5	0.025	0.12
158	112	111	17.3	-28.09	0.216	1.02
159	113	111	-23	-11	0.087	0.41
160	80	88	46.33	30.53	0.334	8.53
161	81	90	48.16	30.39	0.203	4.75
162	86	93	59.69	31.57	0.056	3.46
163	42	41	83.18	54.95	0.104	6.43
164	58	57	65.83	51	0.078	4.82
165	44	43	45.27	32.64	0.083	3.01
166	60	59	54.04	56.07	0.08	2.94
167	64	63	92.16	64.34	0.223	8.2
168	72	71	75.43	50.54	0.09	5.55
169	18	17	-59.39	-69.12	0.111	4.1
170	21	20	-16.22	9.2	0.005	0.17

ANNEXE

---

171	27	26	15.29	26.75	0.021	1.27
172	28	26	-0.97	13.36	0.004	0.25
173	31	30	59.19	46.68	0.037	2.62
174	48	47	32.59	17.41	0.015	0.92
175	74	76	12.02	6.58	0.015	0.58

RÉFÉRENCES  
BIBLIOGRAPHIQUES

## RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Morales, Juan M., Antonio J. Conejo, Henrik Madsen, Pierre Pinson, Et Marco Zugno. "Integrating Renewables In Electricity Markets: Operational Problems." Springer Science & Business Media, Vol. 205, 2013.
- [2] Kirschen, Daniel S., And Goran Strbac. "Fundamentals Of Power System Economics." John Wiley & Sons, 2018.
- [3] Abhyankar, A. R., And S. A. Khaparde. "Introduction To Deregulation In Power Industry." Report By Indian Institute Of Technology, Mumbai, 2013.
- [4] Arunachalam, S. "Fair And Transparent Loss Allocation And Pricing In Primary Electricity Market Using The Concept Of Market Center." These De Doctorat, Faculty Of Electrical Engineering, Anna University, Chennai, 2014.
- [5] Oriola, Olamide Anne. "Optimal Participation Of Power Generating Companies In A Deregulated Electricity Market." These De Doctorat. University Of Saskatchewan, 2018.
- [6] Pappachen, Abhijith, Et A. Peer Fathima. "Critical Research Areas On Load Frequency Control Issues In A Deregulated Power System: A State-Of-The-Art-Of-Review." Renewable And Sustainable Energy Reviews, Vol. 72 (2017): 163-177.  
Doi: [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/J.Rser.2017.01.053](http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.053)
- [7] Zhong, Jin. "Power System Economic And Market Operations." Crc Press, 2018.  
Doi: [Http://Dx.Doi.Org/10.1201/9781351180078](http://dx.doi.org/10.1201/9781351180078)
- [8] Konstantin, Panos, Et Margarete Konstantin. "Power And Energy Systems Engineering Economics: Best Practice Manual." Springer, 2018.  
Doi: [Http://Dx.Doi.Org/10.1007/978-3319-72383-9](http://dx.doi.org/10.1007/978-3319-72383-9)
- [9] Singh, A. K., Et S. K. Parida. "A Review On Distributed Generation Allocation And Planning In Deregulated Electricity Market." Renewable And Sustainable Energy Reviews, Vol. 82 (2018): 4132-4141.  
Doi: [Https://Doi.Org/10.1016/J.Rser.2017.10.060](https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.060)
- [10] Shahidehpour, Mohammad, Hatim Yamin, And Zuyi Li. "Market Operations In Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, And Risk Management." John Wiley & Sons, 2003.
- [11] Teresa, D., And M. S. Krishnarayalu. "On Deregulated Power System Agc With Solar Power." International Journal Of Computer Applications, Vol. 975, 2019.
- [12] Guo, Hongye, Chen, Qixin, Fang, Xichen, Et Al. Efficiency Loss For Variable Renewable Energy Incurred By Competition In Electricity Markets. IEEE Transactions On Sustainable Energy, Vol 11 (2019): 1951-1964.  
Doi: [Https://Doi.Org/10.1109/Tste.2019.2946930](https://doi.org/10.1109/Tste.2019.2946930)

- [13] Guo, Hongye, Chen, Qixin, Zhang, Yan, Et Al. Constraining The Oligopoly Manipulation In Electricity Market: A Vertical Integration Perspective. *Energy*, Vol 194 (2020): 116877. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116877>
- [14] Kirschen, Daniel S., And Goran Strbac. *Fundamentals Of Power System Economics*. John Wiley & Sons, 2018. Doi: <https://doi.org/10.1002/0470020598>
- [15] Guo, Hongye, Michael R. Davidson, Qixin Chen, Da Zhang, Nan Jiang, Qing Xia, Chongqing Kang, And Xiliang Zhang. "Power Market Reform In China: Motivations, Progress, And Recommendations." *Energy Policy*, Vol. 145 (2020): 111717. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111717>
- [16] Gabriel, S. A., Conejo, A. J., Fuller, J. D., Hobbs, B. F., And Ruiz, C. "Complementarity Modeling In Energy Markets." Springer Science & Business Media, Vol. 180, 2012.
- [17] Lin, Jeremy, And Fernando H. Magnago. "Electricity Markets: Theories And Applications." John Wiley & Sons, 2017.
- [18] Shah, Devnath, And Saibal Chatterjee. "A Comprehensive Review On Day - Ahead Electricity Market And Important Features Of World's Major Electric Power Exchanges." *International Transactions On Electrical Energy Systems* Vol 30 (2020): E12360. Doi: <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12360>
- [19] Wang, Qi, Zhang, Chunyu, Et Ding, Yi. "Review Of Real-Time Electricity Markets For Integrating Distributed Energy Resources And Demand Response." *Applied Energy*, Vol 138 (2015): 695-706. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.10.048>
- [20] Linnerud, Kristin, And Morten Simonsen. "Swedish-Norwegian Tradable Green Certificates: Scheme Design Flaws And Perceived Investment Barriers." *Energy Policy*, Vol 106 (2017): 560-578. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.04.012>
- [21] Mayer, Klaus, And Stefan Trück. "Electricity Markets Around The World." *Journal Of Commodity Markets*, Vol 9 (2018): 77-100. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.jcomm.2018.02.001>
- [22] Ding, Wen-Jiao, Bang-Can Wang, Qing-Gui Chen, Yu-Hui Xing, Feng Zhang, And Fang Liu. "Chile's Electricity Market Construction And Its Enlightenment." *Destech Transactions On Engineering And Technology Research Ameer*, 2019. Doi: <https://doi.org/10.12783/dtetr/amee2019/33502>
- [23] Galetovic, Alexander, And Cristián M. Muñoz. "Regulated Electricity Retailing In Chile." *Energy Policy*, Vol. 39 (2011).
- [24] Profiles, Country Nuclear Power. "Edition, Iaea.", 2018.

- [25] Haselip, James, Isaac Dyner, And Judith Cherni. "Electricity Market Reform In Argentina: Assessing The Impact For The Poor In Buenos Aires." *Utilities Policy*, Vol. 13 (2005): 1-14.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2004.03.001>
- [26] Haselip, James, And Clive Potter. "Post-Neoliberal Electricity Market 'Re-Reforms' In Argentina: Diverging From Market Prescriptions?." *Energy Policy* 38.2 (2010): 1168-1176.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.11.007>
- [27] Anderson, Kent P., And Amy Mccarthy. "Transmission Pricing And Expansion Methodology: Lessons From Argentina." *Utilities Policy* 8.4 (1999): 199-211.  
Doi: [https://doi.org/10.1016/S0957-1787\(99\)00020-X](https://doi.org/10.1016/S0957-1787(99)00020-X)
- [28] Campos, Adriana Fiorotti, Et Al. "Deregulation, Flexibilization And Privatization: Historical And Critical Perspective Of The Brazilian Electric Sector." *The Electricity Journal* 33.7 (2020): 106796.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2020.106796>
- [29] Grivoyannis, Elias C. "Introduction: International Integration Of The Brazilian Economy From Local Perspectives." *International Integration Of The Brazilian Economy*. Palgrave Macmillan, New York, 2019. 1-23.  
Doi: [https://doi.org/10.1057/978-1-137-46260-2\\_1](https://doi.org/10.1057/978-1-137-46260-2_1)
- [30] Bradshaw, Amanda L. *Electricity Market Reforms And Renewable Energy: The Case Of Wind And Solar In Brazil*. Columbia University, 2018.  
Doi: <https://doi.org/10.7916/D8gb3mqt>
- [31] Bradshaw, Amanda, And Gilberto De Martino Jannuzzi. "Governing Energy Transitions And Regional Economic Development: Evidence From Three Brazilian States." *Energy Policy* 126 (2019): 1-11.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.05.025>
- [32] Alpizar–Castro, Israel, And Carlos Rodríguez–Monroy. "Review Of Mexico' S Energy Reform In 2013: Background, Analysis Of The Reform And Reactions." *Renewable And Sustainable Energy Reviews* 58 (2016): 725-736.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.291>
- [33] Alemán-Nava, Gibrán S., Victor H. Casiano-Flores, Diana L. Cárdenas-Chávez, Rocío Díaz-Chavez, Nicolae Scarlat, Jürgen Mahlknecht, Jean-Francois Dallemand, And Roberto Parra. "Renewable Energy Research Progress In Mexico: A Review." *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, Vol. 32 (2014): 140-153.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.004>
- [34] Ardigo, Inaki Albisu. "Overview Of Corruption And Anti-Corruption Efforts In Mexico." (2019).



- [35] Ruiz-Mendoza, Belizza Janet, And Claudia Sheinbaum-Pardo. "Electricity Sector Reforms In Four Latin-American Countries And Their Impact On Carbon Dioxide Emissions And Renewable Energy." *Energy Policy*, Vol 38 (2010): 6755-6766.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.06.046>
- [36] Ibarra-Yunez, Alejandro. "Energy Reform In Mexico: Imperfect Unbundling In The Electricity Sector." *Utilities Policy*, Vol 35 (2015): 19-27.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2015.06.009>
- [37] Vietor, Richard Hk, And Haviland Sheldahl-Thomason. "Mexico's Energy Reform." *Harvard Business School*, Vol. 717 (2017).
- [38] Meletiou, Alexis, Carlo Cambini, And Marcelo Masera. "Regulatory And Ownership Determinants Of Unbundling Regime Choice For European Electricity Transmission Utilities." *Utilities Policy* 50 (2018): 13-25.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2018.01.006>
- [39] Streimikiene, Dalia, And Indre Siksnyte. "Electricity Market Opening Impact On Investments In Electricity Sector." *Renewable And Sustainable Energy Reviews* 29 (2014): 891-904.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.093>
- [40] Hassan, M., And D. Majumder-Russell. "Electricity Regulation In The Uk: Overview." *Practical Law*, May 2014 (2014).
- [41] Stern, Jon. "Past And Potential Roles Of Electricity System Operators: From Liberalisation To Climate Change Management In Britain." (2015).
- [42] Palamarchuk, Sergei, And Marcel Lamoureux. "Status Of Electric Sector Reform In Russia And The United Kingdom: A Comparative Analysis Of Liberalization Policy Implementation." *International Journal Of Energy Optimization And Engineering (Ijeoe)* 9.3 (2020): 1-23.  
Doi: <https://doi.org/10.4018/Ijeoe.2020070101>
- [43] Efficiency, Energy. "Energy Policies Of Iea Countries International Energy Agency.", 2013.
- [44] Desu, Jwalith. "Optimization Of Virtual Power Plant In Nordic Electricity Market.", 2019.
- [45] Spodniak, Petr, And Mikael Collan. "Forward Risk Premia In Long-Term Transmission Rights: The Case Of Electricity Price Area Differentials (Epad) In The Nordic Electricity Market." *Utilities Policy* 50 (2018): 194-206.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2018.01.004>
- [46] Rautiainen, A., Et Al. "Attractiveness Of Demand Response In The Nordic Electricity Market—Present State And Future Prospects." 2017 14th International Conference On The European Energy Market (Eem). IEEE, 2017.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Eem.2017.7981925>

- [47] Baumgartner, Petteri. "Demand Response Ecosystems In The Nordic Electricity Markets.", Ms Thesis. 2014.
- [48] Site: <https://Energyramblings.Com/Tag/Aecom/>
- [49] Nepal, Rabindra, And John Foster. "Electricity Networks Privatization In Australia: An Overview Of The Debate." *Economic Analysis And Policy*, Vol. 48 (2015): 12-24.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.eap.2015.10.001>
- [50] Philpott, Andy, Grant Read, Stephen Batstone, Allan Miller. "The New Zealand Electricity Market: Challenges Of A Renewable Energy System." *IEEE Power And Energy Magazine*, Vol. 17 (2019): 43-52.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/mpe.2018.2871705>
- [51] Pham, Thao. "Market Power In Power Markets In Europe: The Cases In French And German Wholesale Electricity Markets." Phd Diss., 2015.
- [52] Site: <https://www.kelwatt.fr/guide/difference-edf-erdf>
- [53] Litvinov, Eugene, Feng Zhao, And Tongxin Zheng. "Electricity Markets In The United States: Power Industry Restructuring Processes For The Present And Future." *IEEE Power And Energy Magazine*, Vol. 17 (2019): 32-42.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/mpe.2018.2872300>
- [54] Flores-Espino, Francisco, Et Al. *Competitive Electricity Market Regulation In The United States: A Primer*. No. Nrel/Tp-6a20-67106. National Renewable Energy Lab.(Nrel), Golden, Co (United States), 2016.  
Doi: <https://doi.org/10.2172/1336561>
- [55] Greer, M. "Us Electric Markets Structure And Regulations." *Electricity Marginal Cost Pricing*. Butterworth-Heinemann, 2012.
- [56] Analyses, Ea Energy, And Hagman Energy. "The Nordic Electricity Market And How It Can Be Improved." Copenhagen: Ea Energy Analyses And Hagman Energy, 2012.
- [57] Lei, Ni, Lanyun Chen, Chuanwang Sun, And Yuan Tao. "Electricity Market Creation In China: Policy Options From Political Economics Perspective." *Sustainability*, Vol. 10 (2018): 1481.  
Doi: <https://doi.org/10.3390/su10051481>
- [58] Groupe Sonelgaz, "Programme Des Energies Renouvelables Et De L'efficacité Energétique" Rapport, 2011.
- [59] Creg, "Programme Indicatif Des Besoins En Moyens De Production D'électricité", Rapport, 2008–2017.
- [60] Zoubir, H. "Les Reformes Dans Le Secteur De L'électricite En Algerie." Séminaire Sur L'harmonisation Des Législations Et Réglementations Des 3 Pays Du Maghreb, Casablanca, 2008.

- [61] Le Texier, Yves, And Abdelkader Gliz. "Intégration Progressive Des Marchés De L'électricité De L'algerie, Du Maroc Et De La Tunisie Dans Le Marché Intérieur De L'électricité De L'union Européenne.", 2009.
- [62] Sanchez, Luis Gerardo Guerra. "Analysis Of Power Distribution Systems Using A Multicore Environment." Thèse De Doctorat., Université Polytechnique De Catalogne, Espagne, 2016.
- [63] Theubou Tameghe, Tommy Andy. "Contribution A La Mise En Oeuvre Et A La Commande D'un Microréseau De Cogénération Modulaire (Injection De Puissance Et Stabilisation De Fréquence)." Thèse De Doctorat., Université Du Québec A Chicoutimi, Canada, 2019.
- [64] Boutaud, Aurelien, And Natacha Gondran. "V. Le Calcul De L'empreinte Ecologique." Reperes, 2009.
- [65] El Makrini Aboubakr. "Amélioration De L'intégration De L'énergie Eolienne Au Réseau Electrique De Transport Marocain." Thèse De Doctorat., Université Sidi Mohamed Ben Abdellah De Fes, Maroc, 2018.
- [66] Trillat-Berdal, Valentin, Bernard Souyri, Et Gilbert Achard. "Intégration Energétique Dans Les Bâtiments Par L'utilisation Combinée De L'énergie Solaire Et De La Géothermie Basse Température." These De Doctorat, Université De Savoie, 2006.
- [67] Tounsi, Bayram. "Etude Comparative De Groupes Electrogènes Embarqués A Large Gamme De Vitesse Variable Associant Machines A Aimants Permanents Et Conversion Statique." These De Doctorat., Institut National Polytechnique De Toulouse, 2007.
- [68] Henriot, Arthur, And Jean-Michel Glachant. "Design Des Marchés D'électricité Pour L'intégration Des Renouvelables." Revue D'économie Industrielle, Vol. 148 (2014): 31-53.  
Doi: <https://doi.org/10.4000/rei.5919>
- [69] Gómez-Expósito, Antonio, Conejo, Antonio J., Et Cañizares, Claudio. "Electric Energy Systems: Analysis And Operation." Crc Press, 2018.
- [70] Center, Bipartisan Policy. "Annual Energy Outlook 2020." Energy Information Administration, Washington, Dc, 2020.
- [71] Site: <https://www.cigre.org/>
- [72] China Electric Power Research Institute. "UHV Transmission Technology", Academic Press, 2017.
- [73] McDonald, John D., Bartosz Wojszczyk, Byron Flynn, Et Ilia Voloh. "Distribution Systems, Substations, And Integration Of Distributed Generation." In : Electrical Transmission Systems And Smart Grids. Springer, New York, Ny, 2013. P. 7-68.  
Doi: <https://doi.org/10.1007/978-1-4419-0851->

- [74] Kovijanic, Sanja, Ratko Rogan, Et Ivan Lukic. "The Power Transformer Stations In The Novi Sad Distribution District–Potential Hazard." International Scientific Conference Safety And Crisis Management, Belgrade, Serbia, 2020.
- [75] Elatrech Kratima, Fayçal. "Contribution A L'application De La Théorie Des Jeux Coopératifs A L'écoulement Des Puissances Optimales Dans Un Environnement De L'électricité Dérégulé." Thèse De Doctorat, Univestité De Sidi Bel-Abbes, 2018.
- [76] Saadat, Hadi. "Power System Analysis", Second Edition, Mcgraw-Hill International Editions, 2004.
- [77] Glover, J. Duncan, Sarma, Mulukutla S., Et Overbye, Thomas J. "Power System. Analysis And Design." Stamford: Cengage Learning, 2012.
- [78] Alcheikh Hamoud, Khaled. "Modélisation Des Grands Systèmes Electriques Interconnectés: Application A L'analyse De Sécurité Dans Un Environnement Compétitif." Thèse De Doctorat. Grenoble Inpg, 2010.
- [79] Machowski, Jan, Lubosny, Zbigniew, Bialek, Et Janusz W. "Power System Dynamics: Stability And Control", 2 Nd Edition, John Wiley & Sons, Ltd, 2008.
- [80] Anderson, Paul M. Et Fouad, Aziz A. "Power System Control And Stability." John Wiley & Sons, 2008.
- [81] Gómez-Expósito, Antonio, Antonio J. Conejo, Et Claudio Cañizares, Eds." Electric Energy Systems: Analysis And Operation." Crc Press, 2018.
- [82] Kirchmayer, Leon K. "Economic Operation Of Power Systems." New York : Wiley, 1958.
- [83] Wood, Allen J., Wollenberg, Bruce F., Et Sheblé, Gerald B. "Power Generation, Operation, And Control." John Wiley & Sons, 2013.
- [84] Zhu, Jizhong. "Optimization Of Power System Operation. " John Wiley & Sons, 2009.
- [85] Agnihotri, Sanam. "Optimal Power Flow Using Pso And Study Of Intermittent Nature Of Wind Energy.", 2015.
- [86] Orike, Sunny. "Investigating Evolutionary Computation With Smart Mutation For Three Types Of Economic Load Dispatch Optimisation Problem." These De Doctorat., Heriot-Watt University, 2015.
- [87] Zhu, J. Z. "Power System Optimal Operation." Tutorial Of Chongqing University, 1990.
- [88] Zhu, Jizhong. "Optimization Of Power System Operation." John Wiley & Sons, 2015.
- [89] Qu, Bo-Yang, Y. S. Zhu, Y. C. Jiao, M. Y. Wu, Ponnuthurai N. Suganthan, And J. J. Liang. "A Survey On Multi-Objective Evolutionary Algorithms For The Solution Of The Environmental/Economic Dispatch Problems." Swarm And Evolutionary Computation, Vol. 38 (2018): 1-11.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.swevo.2017.06.002>
- [90] Cortes, Omar Andres Carmona, Daniel Lima Gomes Junior, And Osvaldo Ronald Saavedra. "On Evolutionary And Swarm Computation For Solving The Dynamic

- Economic Dispatch: A Rapid Review." Congresso Brasileiro De Automática-Cba, Vol. 2 (2020).  
Doi: <https://doi.org/10.48011/Asba.V2i1.1513>
- [91] Nabab Alam, Mahamad. "State-Of-The-Art Economic Load Dispatch Of Power Systems Using Particle Swarm Optimization." Arxiv E-Prints, 2018.  
Doi: <https://doi.org/Arxiv:1812.11610>
- [92] Wood, Allen J., Et Bruce F. "Wollenberg, And Gerald B. Sheblé. Power Generation, Operation, And Control." John Wiley & Sons, 2013.
- [93] Benhamida, Farid. "A New Solution Method To Economic Dispatch Using The Matlab Function (Fmincon)." In Conference International Amse Ms, Vol. 5. (2016).
- [94] Salhi, Ahmed. "Contribution A L'optimisation De L'écoulement De Puissance En Utilisant La Logique Floue Associee Aux Reseaux De Neurones ( Neuro-Flou)." Thèse De Doctorat, Université De Biskra, 2015.
- [95] Bazaraa, Mokhtar S., Sherali, Hanif D., Et Shetty, Chitharanjan M. "Nonlinear Programming: Theory And Algorithms." John Wiley & Sons, 2013.
- [96] Morales, Juan M., Conejo, Antonio J., Madsen, Henrik. "Integrating Renewables In Electricity Markets: Operational Problems." Springer Science & Business Media, 2013.
- [97] Belhachem, R., Benhamida, F., Bendaoued, A., & Ramdani, Y. "Résolution De Dispatching Optimal En Combinant L'écoulement De Puissance Pour Le Calcul Des Pertes." Media Mira Science Publisher, 2012.
- [98] Slimani, Linda. "Contribution A L'application De L'optimisation Par Des Méthodes Métaheuristiques A L'écoulement De Puissance Optimal Dans Un Environnement De L'électricité Dérégulé." Thèse De Doctorat, Université De Batna 2, 2009.
- [99] Saadat, Hadi. "Power System Analysis." Mcgraw-Hill, 1999.
- [100] Mahmoud, Karar, Abdel-Nasser, Mohamed, Et Mustafa, Eman. "Improved Salp-Swarm Optimizer And Accurate Forecasting Model For Dynamic Economic Dispatch In Sustainable Power Systems." Sustainability, Vol. 12 (2020): 576.  
Doi: <https://doi.org/10.3390/Su12020576>
- [101] Bouddou, Riyadh, Benhamida, Farid, Et Zeggai, Amine. "The Dynamic Economic Dispatch In An Integrated Wind-Thermal Electricity Market Using Simulated Annealing Algorithm." Przegląd Elektrotechniczny, Vol. 96 (2020): 55-60.  
Doi: <https://doi.org/10.15199/48.2020.11.12>
- [102] Bouddou, Riyadh., Benhamida, Farid., Ziane, Ismail.,Et Zeggai, Amine., Et Belgacem, Moussa. "Solving Bid-Based Dynamic Economic Dispatch In Competitive Electricity Market Using Improved Simulated Annealing Algorithm." Mathematical Modelling Of Engineering Problems, Vol. 7 (2021): 2369-0747.  
Doi: <https://doi.org/10.18280/Mmep.070415>

- [103] Lakshmi, K. Et Vasantharathna, S. "Improved Genetic Algorithm For Constrained Generation Scheduling In Restructured Electricity Markets." *Journal Of Engineering Research And Studies*, Vol. 1 (2010): 71-82.
- [104] Jayanthan, G. Vaidya, Balamurugan, S., Et Lekshmi, R. R. Jayanthan, G. Vaidya, S. Balamurugan, And R. R. Lekshmi. "Load Frequency Control For Transmission Congestion Management Using Price Area Concept." *2020 IEEE International Conference On Power Electronics, Smart Grid And Renewable Energy (Pegre2020)*. IEEE, 2020.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Pegre45664.2020.9070583>
- [105] Orike, Sunny, And David W. Corne. "Evolutionary Algorithms For Bid-Based Dynamic Economic Load Dispatch: A Large-Scale Test Case." *2014 IEEE Symposium On Computational Intelligence In Dynamic And Uncertain Environments (Cidue)*. IEEE, 2014.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Cidue.2014.7007869>
- [106] Richter, Charles W. Et Sheblé, Gerald B. "Genetic Algorithm Evolution Of Utility Bidding Strategies For The Competitive Marketplace." *IEEE Transactions On Power Systems* 13.1 (1998): 256-261.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/59.651644>
- [107] Zhang, Daoyuan, Wang, Yajun, Et Luh, Peter B. "Optimization Based Bidding Strategies In The Deregulated Market." *Proceedings Of The 21st International Conference On Power Industry Computer Applications. Connecting Utilities. Pica 99. To The Millennium And Beyond (Cat. No. 99ch36351)*. IEEE, 1999.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Pica.1999.779386>
- [108] Azadeh, Ali, Ghaderi, Seyed Farid, Nokhandan, B. Et Pourvalikhan. "A New Genetic Algorithm Approach For Optimizing Bidding Strategy Viewpoint Of Profit Maximization Of A Generation Company." *Expert Systems With Applications*, Vol. 39 (2012): 1565-1574.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2011.05.015>
- [109] Botterud, Audun, Thimmapuram, P., Et Yamakado, Malo. "Simulating Genco Bidding Strategies In Electricity Markets With An Agent-Based Model." In *Proceedings Of The 7th Annual Iae European Energy Conference*, 2005.
- [110] Okawa, Yoshihiro Et Namerikawa, Toru. "Distributed Optimal Power Management Via Negawatt Trading In Real-Time Electricity Market." *IEEE Transactions On Smart Grid* 8.6 (2017): 3009-3019.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Tsg.2017.2705291>
- [111] Moreno, Ricardo, Obando, Johan, Et Gonzalez, Gabriel. "An Integrated Opf Dispatching Model With Wind Power And Demand Response For Day-Ahead Markets." *International Journal Of Electrical And Computer Engineering* 9.4 (2019): 2794.  
Doi: <https://doi.org/10.11591/Ijece.V9i4.Pp2794-2802>



- [112] Renewables. Global Status Report. "Ren21 Renewable Energy Policy Network For The 21st Century.", 2020. Site: <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>
- [113] El-Shimy, M. "Optimal Site Matching Of Wind Turbine Generator: Case Study Of The Gulf Of Suez Region In Egypt." *Renewable Energy*, Vol. 35 (2010): 1870-1878.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.12.013>
- [114] Benlahbib, Boualam. "Wind Farm Active And Reactive Power Management." *International Journal Of Ambient Energy* (2020): 1-11.  
Doi: <https://doi.org/10.1080/01430750.2020.1861093>
- [115] Roy, Sanjoy. "Inclusion Of Short Duration Wind Variations In Economic Load Dispatch." *IEEE Transactions On Sustainable Energy*, Vol. 3 (2012): 265-273.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Tste.2011.2179954>
- [116] Wagner, Rozenn, Courtney, Michael, Larsen, Et Torben J. "Simulation Of Shear And Turbulence Impact On Wind Turbine Performance." Danmarks Tekniske Universitet, Risø National Laboratory For Sustainable Energy, 2010.  
Doi: <http://130.226.56.153/Rispubl/Reports/Ris-R-1722.Pdf>
- [117] Tester, Jefferson W., Drake, Elisabeth M., Driscoll, Et Michael J. "Sustainable Energy: Choosing Among Options", Cambridge: Mit Press, 2005
- [118] Zhang, Jianzhong, Cheng, Ming, Et Chen, Zhe. "Pitch Angle Control For Variable Speed Wind Turbines." *The 3th Inter. Conf. On Deregulation And Restructuring And Power Technologies*, Nanjing China, Pp. 1-6, 2008.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Drpt.2008.4523867>
- [119] Zhang, Yang, Yao, Fang, Iu, Et Herbert Ho-Ching. "Sequential Quadratic Programming Particle Swarm Optimization For Wind Power System Operations Considering Emissions." *Journal Of Modern Power Systems And Clean Energy*, Vol. 1 (2013): 227-236.  
Doi: <https://doi.org/10.1007/S40565-013-0030-2>
- [120] Liu, Xian Et Xu, Wilsun. "Economic Load Dispatch Constrained By Wind Power Availability: A Here-And-Now Approach." *IEEE Transactions On Sustainable Energy*, Vol. 1 (2010): 2-9.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Tste.2010.2044817>
- [121] Li, Zuyi Et Daneshi, Hossein. "Some Observations On Market Clearing Price And Locational Marginal Price." *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2005. IEEE, 2005.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Pes.2005.1489682>
- [122] Venkatesan, S. Et Ramya, M. S. "Assessment Of Locational Marginal Pricing For Reliable Wheeling Transaction In Deregulated Power Market." *Assessment*, Vol. 2, 2016.

- [123] Singh, Rahul, Singh, Amit Kumar, Et Tyagi, Tushar. "Locational Marginal Pricing Calculation Using Ptdf Through Load Flow And Conventional Gsf: A Comparative Study." In : 2018 Ieema Engineer Infinite Conference (Etechnxt). IEEE, P. 1-6, 2018.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Etechnxt.2018.8385366>
- [124] Bouddou, Riyadh, Benhamida, Farid, Et Belgacem, Moussa. "Profit Analysis And Optimization In A Deregulated Electricity Market Using Dcopf Based Lmp." In : 2019 International Conference On Applied Automation And Industrial Diagnostics (Icaaid). IEEE, Vol. 1, Pp. 1-6, 2019.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Icaaid.2019.8934977>
- [125] Litvinov, Eugene. "Design And Operation Of The Locational Marginal Prices-Based Electricity Markets." Iet Generation, Transmission & Distribution, Vol. 4 (2010): 315-323.  
Doi: <https://doi.org/10.1049/Iet-Gtd.2009.0046>
- [126] Norouzi, Hadi, Abedi, Sajjad, Et Jamalzadeh, Reza. Norouzi, Hadi. "Modeling And Investigation Of Harmonic Losses In Optimal Power Flow And Power System Locational Marginal Pricing." Energy, Vol. 68 (2014): 140-147.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.010>
- [127] Gautam, Durga Et Mithulananthan, Nadarajah. "Optimal Dg Placement In Deregulated Electricity Market." Electric Power Systems Research, Vol. 77 (2007): 1627-1636.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.11.014>
- [128] Dawn, Subhojit, Tiwari, Prashant Kumar, Et Goswami, Arup Kumar. "An Approach For Efficient Assessment Of The Performance Of Double Auction Competitive Power Market Under Variable Imbalance Cost Due To High Uncertain Wind Penetration." Renewable Energy, Vol. 108 (2017): 230-243.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.02.061>
- [129] Bouddou, Riyadh, Benhamida, Farid, Et Zeggai, Amine. "Integration Of Wind Power Generation Into A Double-Sided Competitive Electricity Market For Profit And Social Welfare Maximization." In : 2020 International Conference On Electrical And Information Technologies (Iceit). IEEE, Pp. 1-6, 2020.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Iceit48248.2020.9113173>
- [130] Attia, Abdel-Fattah, Ragab A. El Sehiemy, And Hany M. Hasanien. "Optimal Power Flow Solution In Power Systems Using A Novel Sine-Cosine Algorithm." International Journal Of Electrical Power & Energy Systems 99 (2018): 331-343.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.01.024>
- [131] Dashtdar, Masoud, Najafi, Mojtaba, Et Esmailbeig, Mostafa. "Reducing Lmp And Resolving The Congestion Of The Lines Based On Placement And Optimal Size Of Dg In The Power Network Using The Ga-Gsf Algorithm." Electrical Engineering, Vol. 103 (2021): 1279-1306.  
Doi: <https://doi.org/10.1007/S00202-020-01142-Z>



- [132] Dréo, Johann, Pétrowski, Alain, Et Siarry, Patrick. "Métaheuristiques Pour L'optimisation Difficile." Eyrolles, 2003.  
Doi: <https://Hal.Archives-Ouvertes.Fr/Hal-00843020>
- [133] Lee, Kwang Y. Et Vale, Zita A. "Applications Of Modern Heuristic Optimization Methods In Power And Energy Systems." John Wiley & Sons, 2020.
- [134] Banos, Raul, Manzano-Agugliaro, Francisco, Montoya, F. G. "Optimization Methods Applied To Renewable And Sustainable Energy: A Review." Renewable And Sustainable Energy Reviews, Vol. 15 (2011): 1753-1766.  
Doi: <https://Doi.Org/10.1016/J.Rser.2010.12.008>
- [135] Kanchev, Hristiyan. "Gestion Des Flux Energétiques Dans Un Système Hybride De Sources D'énergie Renouvelable: Optimisation De La Planification Opérationnelle Et Ajustement D'un Micro Réseau Electrique Urbain." Thèse De Doctorat. Ecole Centrale De Lille, 2014.
- [136] De León-Aldaco, Susana Estefany, Calleja, Hugo, Et Alquicira. "Metaheuristic Optimization Methods Applied To Power Converters: A Review." IEEE Transactions On Power Electronics, Vol. 30 (2015): 6791-6803.  
Doi: <https://Doi.Org/10.1109/Tpel.2015.2397311>
- [137] Arsham, Hossein. "Deterministic Modeling: Linear Optimization With Applications. Site (University Of Baltimore): <http://Home.Ubalt.Edu/Ntsbarsh/Opre640a/Partiii.Htm>, 2011.
- [138] Bozorg-Haddad, Omid, Solgi, Mohammad, Et Loáiciga, Hugo A. "Meta-Heuristic And Evolutionary Algorithms For Engineering Optimization." John Wiley & Sons, 2017.
- [139] Chiandussi, Giorgio, Codegone, Marco, Ferrero, Simone. "Comparison Of Multi-Objective Optimization Methodologies For Engineering Applications." Computers & Mathematics With Applications, Vol. 63 (2012): 912-942.  
Doi: <https://Doi.Org/10.1016/J.Camwa.2011.11.057>
- [140] Vasant, Pandian. "Handbook Of Research On Artificial Intelligence Techniques And Algorithms." Igi Global, 2014.
- [141] Sherwani, F., Ibrahim, B. S. K. K., Et Asad. "Hybridized Classification Algorithms For Data Classification Applications: A Review." Egyptian Informatics Journal 22.2 (2021): 185-192.  
Doi: <https://Doi.Org/10.1016/J.Eij.2020.07.004>
- [142] Amari, Khedidja. "Elaboration D'un Algorithme Génétique Hybride Pour L'optimisation Des Puissances Actives Dans Un Réseau D'énergie Electrique." Mémoire De Magistere. Université Mohamed Boudiaf Des Sciences Et De La Technologie-Mohamed Boudiaf D'oran, 2012.
- [143] Sareni, Bruno. "Méthodes D'optimisation Multimodales Associées A La Modélisation Numérique En Electromagnétisme." Thèse De Doctorat. Ecole Centrale De Lyon, 1999.
- [144] Berkani, Abdelhakim. "Métaheuristique Hybride Réseaux De Neurones Artificiels-Pso Du Recuit Simulé Pour La Commande D'un Procédé Industriel Non-Linéaire." Thèse De Doctorat. Université De Batna 2, 2013.

- [145] Hajji, Omessaad. "Contribution Au Developpement De Methodes D'optimisation Stochastiques. Application A La Conception Des Dispositifs Electrotechniques." Thèse De Doctorat, Université Des Sciences Et Technologies De Lille, 2003.
- [146] Sörensen, Kenneth. "Metaheuristics—The Metaphor Exposed." *International Transactions In Operational Research*, Vol. 22 (2015): 3-18.  
Doi: <https://doi.org/10.1111/itor.12001>
- [147] Abou El Ela, A. A., Abido, M. A., Et Spea, S. R. "Optimal Power Flow Using Differential Evolution Algorithm." *Electric Power Systems Research*, Vol. 80 (2010): 878-885.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2009.12.018>
- [148] Toutouh, Jamal. "Natural Computing For Vehicular Networks." Thèse De Doctorat, Université De Málaga, Espagne, 2016.
- [149] Ameer, Toufik. "Optimisation Du Processus D'usinage En Utilisant La Méthode Des Essaims De Particules." Thèse De Doctorat, Université Mohamed Khider-Biskra, 2016.
- [150] Hannah, Lauren A. "Stochastic Optimization." *International Encyclopedia Of The Social & Behavioral Sciences*, 2015.
- [151] Blum, Christian Et Roli, Andrea. "Hybrid Metaheuristics: An Introduction." *Hybrid Metaheuristics*. Springer, Berlin, Heidelberg, (2008): 1-30.  
Doi: [https://doi.org/10.1007/978-3-540-78295-7\\_1](https://doi.org/10.1007/978-3-540-78295-7_1)
- [152] Nanda, Satyasai Jagannath Et Panda, Ganapati. "A Survey On Nature Inspired Metaheuristic Algorithms For Partitional Clustering." *Swarm And Evolutionary Computation*, Vol. 16 (2014): 1-18.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.swevo.2013.11.003>
- [153] Boussaïd, Ilhem, Lepagnot, Julien, Et Siarry, Patrick. "A Survey On Optimization Metaheuristics." *Information Sciences*, Vol. 237 (2013): 82-117.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.ins.2013.02.041>
- [154] Holland John, H. "Adaptation In Natural And Artificial Systems." Ann Arbor: University Of Michigan Press, 1975.
- [155] Goldberg, David E. Et Holland, John Henry. "Genetic Algorithms And Machine Learning." *Machine Learning*, Springer, 1988.
- [156] Eshelman, Larry J., Caruana, Richard A., Et Schaffer, J. David. "Biases In The Crossover Landscape. " In : *Proceedings Of The Third International Conference On Genetic Algorithms*, 1989.
- [157] Jia, Weikuan, Zhao, Dean, Zheng, Yuanjie. "A Novel Optimized Ga–Elman Neural Network Algorithm." *Neural Computing And Applications*, Vol. 31(2019): 449-459.  
Doi: <https://doi.org/10.1007/S00521-017-3076-7>
- [158] Abdulhamed, Ahmed A., Tawfeek, Medhat A., Et Keshk, Arabi E. "A Genetic Algorithm For Service Flow Management With Budget Constraint In Heterogeneous Computing." *Future Computing And Informatics Journal*, Vol. 3 (2018): 341-347.

- Doi: <https://doi.org/10.1016/j.fcij.2018.10.004>
- [159] Kennedy, James Et Eberhart, Russell. "Particle Swarm Optimization." Proceedings Of Icn95-International Conference On Neural Networks. Vol. 4. IEEE, 1995.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/icnn.1995.488968>
- [160] Ocampo, Erica, Liu, Chien-Hsun, Et Kuo, Cheng-Chien. "Performance Analysis Of Partitioned Step Particle Swarm Optimization In Function Evaluation." Applied Sciences, Vol. 11 (2021): 2670.  
Doi: <https://doi.org/10.3390/app11062670>
- [161] Zemmal, Nawel, Azizi, Nabih, Sellami, Mokhtar. "Particle Swarm Optimization Based Swarm Intelligence For Active Learning Improvement: Application On Medical Data Classification." Cognitive Computation 12.5 (2020): 991-1010.  
Doi: <https://doi.org/10.1007/s12559-020-09739-z>
- [162] Kalatehjari, Roohollah, A Rashid, Ahmad Safuan, Ali. "The Contribution Of Particle Swarm Optimization To Three-Dimensional Slope Stability Analysis." The Scientific World Journal, Vol. 2014 (2014).  
Doi: <https://doi.org/10.1155/2014/973093>
- [163] Dorigo, Marco Et Di Caro, Gianni. "Ant Colony Optimization: A New Meta-Heuristic." Proceedings Of The 1999 Congress On Evolutionary Computation-Cec99 (Cat. No. 99th8406). Vol. 2. IEEE, 1999.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/cec.1999.782657>
- [164] Dorigo, Marco Et Stützle. "Ant Colony Optimization: Overview And Recent Advances." Handbook Of Metaheuristics (2019): 311-351.  
Doi: [https://doi.org/10.1007/978-3-319-91086-4\\_10](https://doi.org/10.1007/978-3-319-91086-4_10)
- [165] Dorigo, Marco, Birattari, Mauro, Et Stutzle, Thomas. "Ant Colony Optimization." IEEE Computational Intelligence Magazine, Vol. 1 (2006): 28-39.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/mci.2006.329691>
- [166] Ab Wahab, Mohd Nadhir, Nefti-Meziani, Samia, Et Atyabi, Adham. "A Comprehensive Review Of Swarm Optimization Algorithms." Plos One, 2015.
- [167] Kumar, Rajeev, Singh, Rajveer, Et Ashfaq, Haroon. "Stability Enhancement Of Multi-Machine Power Systems Using Ant Colony Optimization-Based Static Synchronous Compensator." Computers & Electrical Engineering, Vol. 83 (2020): 106589.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2020.106589>
- [168] Storn, Rainer Et Price, Kenneth. "Differential Evolution—A Simple And Efficient Heuristic For Global Optimization Over Continuous Spaces." Journal Of Global Optimization, Vol. 11 (1997): 341-359.  
Doi: <https://doi.org/10.1023/A:1008202821328>

- [169] Mohamed, Ali Wagdy. "An Efficient Modified Differential Evolution Algorithm For Solving Constrained Non-Linear Integer And Mixed-Integer Global Optimization Problems." *International Journal Of Machine Learning And Cybernetics*, Vol. 8 (2017): 989-1007.  
Doi: <https://doi.org/10.1007/S13042-015-0479-6>
- [170] Nanda, Satyasai Jagannath Et Panda, Ganapati. "A Survey On Nature Inspired Metaheuristic Algorithms For Partitional Clustering." *Swarm And Evolutionary Computation*, Vol. 16 (2014): 1-18.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/J.Swevo.2013.11.003>
- [171] Yang, Lina, Sun, Xu, Et Li, Zhenlong. "An Efficient Framework For Remote Sensing Parallel Processing: Integrating The Artificial Bee Colony Algorithm And Multiagent Technology." *Remote Sensing*, Vol. 11(2019): 152.  
Doi: <https://doi.org/10.3390/Rs11020152>
- [172] Karaboga, Dervis, Gorkemli, Beyza, Ozturk, Celal. "A Comprehensive Survey: Artificial Bee Colony (Abc) Algorithm And Applications." *Artificial Intelligence Review*, Vol. 42 (2014): 21-57.  
Doi: <https://doi.org/10.1007/S10462-012-9328-0>
- [173] Russell, Stuart Et Norvig, Peter. "Artificial Intelligence: A Modern Approach." 2002.
- [174] Wong, K. P. Et Fung, C. C. "Simulated Annealing Based Economic Dispatch Algorithm." *Iee Proceedings C-Generation, Transmission And Distribution*. Vol. 140. No. 6. Iet, 1993.  
Doi: <https://doi.org/10.1049/Ip-C.1993.0074>
- [175] Roa-Sepulveda, C. A., And B. J. Pavez-Lazo. "A Solution To The Optimal Power Flow Using Simulated Annealing." *International Journal Of Electrical Power & Energy Systems* 25.1 (2003): 47-57.  
Doi: [https://doi.org/10.1016/S0142-0615\(02\)00020-0](https://doi.org/10.1016/S0142-0615(02)00020-0)
- [176] Zhuang, F., And F. D. Galiana. "Unit Commitment By Simulated Annealing." *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 5 (1990): 311-318.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/59.49122>
- [177] Deeb, N. "Simulated Annealing In Power Systems." In *IEEE International Conference On Systems, Man, And Cybernetics*, 1992.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Icsmc.1992.271645>
- [178] Han, Seok-Man, Koo-Hyung Chung, And Balho-H. Kim. "Iso Coordination Of Generator Maintenance Scheduling In Competitive Electricity Markets Using Simulated Annealing." *Journal Of Electrical Engineering And Technology*, Vol. 6 (2011): 431-438.  
Doi: <https://doi.org/10.5370/Jeet.2011.6.4.431>

- [179] Soleymani, S., Ranjbar, A. M., Shirani, A. R. "Computing Optimum Bidding Strategy Of Gencos Using Simulated Annealing Method." In IEEE International Conference On Industrial Technology. IEEE, 2006.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Icit.2006.372604>
- [180] Soleymani, S., Ranjbar, A. M., Bagheri, Shouraki S. "A New Approach For Bidding Strategy Of Gencos Using Particle Swarm Optimization Combined With Simulated Annealing Method." (2007): 303-315.
- [181] Saraiva, J. T., N. D. Hatziargyrou, And K. A. Papadogiannis. "Bid-Based Coupled Active/Reactive Dispatch Using Simulated Annealing." International Journal Of Engineering Intelligent Systems For Electrical Engineering And Communications, Vol. 12 (2004): 175-184.  
Doi: <https://hdl.handle.net/10216/94796>
- [182] Venkatesan, K. Et Rajan, C. Christofer Asir. "A Simulated Annealing Method For Solving Multi-Area Unit Commitment Problem In Deregulated Environment." In : Isgt2011-India. IEEE, 2011.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Iset-India.2011.6145407>
- [183] Kirkpatrick, S. "Optimization By Simulated Annealing." Science 220.4598 (1983): 671-680.  
Doi: <https://doi.org/10.1126/Science.220.4598.671>
- [184] Delahaye, Daniel, Supatcha Chaimatanan, And Marcel Mongeau. "Simulated Annealing: From Basics To Applications." Handbook Of Metaheuristics. Springer, Cham, 2019. 1-35.  
Doi: [https://doi.org/10.1007/978-3-319-91086-4\\_1](https://doi.org/10.1007/978-3-319-91086-4_1)
- [185] Ahuja, Ravindra K., Ergun, Özlem, Orlin, James B. "A Survey Of Very Large-Scale Neighborhood Search Techniques." Discrete Applied Mathematics, Vol. 123 (2002): 75-102.  
Doi: [https://doi.org/10.1016/S0166-218x\(01\)00338-9](https://doi.org/10.1016/S0166-218x(01)00338-9)
- [186] Russell, Stuart Et Norvig, Peter. "Artificial Intelligence: A Modern Approach." 2010.
- [187] Vassilis. Christopoulos, Petros, And Vassilis Zissimopoulos. "An Overview Of What We Can And Cannot Do With Local Search." Annales Du Lamsade N 2 Juin 2004 (2004): 155.
- [188] Metropolis, Nicholas, Rosenbluth, Arianna W., Rosenbluth, Marshall N. "Equation Of State Calculations By Fast Computing Machines." The Journal Of Chemical Physics, Vol. 21 (1953): 1087-1092.  
Doi: <https://doi.org/10.1063/1.1699114>
- [189] Park, Moon-Won, And Yeong-Dae Kim. "A Systematic Procedure For Setting Parameters In Simulated Annealing Algorithms." Computers & Operations Research, Vol. 25 (1998): 207-217.  
Doi: [https://doi.org/10.1016/S0305-0548\(97\)00054-3](https://doi.org/10.1016/S0305-0548(97)00054-3)
- [190] Schuur, Peter C. "Classification Of Acceptance Criteria For The Simulated Annealing Algorithm." Mathematics Of Operations Research, Vol. 22 (1997): 266-275.

- Doi: <https://doi.org/10.1287/Moor.22.2.266>
- [191] Aarts, E. H. L. Et Van Laarhoven, P. J. M. "A New Polynomial-Time Cooling Schedule." In : Proc. Of The IEEE Int. Conf. On Cad-85. 1985.
- [192] Aarts, Emile Hl, And Peter Jm Van Laarhoven. "Statistical Cooling: A General Approach To Combinatorial Optimization Problems." Philips Journal Of Research, Vol. 40 (1985): 193-226.  
Doi: <https://research.tue.nl/publications/1dc4225a-D457-4b47-9>
- [193] Wong, Suzannah Yin Wa. "An Enhanced Simulated Annealing Approach To Unit Commitment." International Journal Of Electrical Power & Energy Systems 20.5 (1998): 359-368.  
Doi: [https://doi.org/10.1016/S0142-0615\(97\)00062-8](https://doi.org/10.1016/S0142-0615(97)00062-8)
- [194] Odziemczyk, Waldemar. "Application Of Simulated Annealing Algorithm For 3d Coordinate Transformation Problem Solution." Open Geosciences, Vol. 12 (2020): 491-502.  
Doi: <https://doi.org/10.1515/Geo-2020-0038>
- [195] De Moura Oliveira, Paulo B., Pires, Eduardo J. Solteiro, Et Novais, Paulo. "Revisiting The Simulated Annealing Algorithm From A Teaching Perspective." In : International Joint Conference Soco'16-Cisis'16-Iceute'16. Springer, Cham, 2016.  
Doi: [https://doi.org/10.1007/978-3-319-47364-2\\_70](https://doi.org/10.1007/978-3-319-47364-2_70)
- [196] Busetti, Franco. "Simulated Annealing Overview." Site: Www. Geocities. Com/Francobusetti/Saweb. Pdf, 2003.
- [197] Ingber, Lester. "Simulated Annealing: Practice Versus Theory." Mathematical And Computer Modelling, Vol. 18 (1993): 29-57.  
Doi: [https://doi.org/10.1016/0895-7177\(93\)90204-C](https://doi.org/10.1016/0895-7177(93)90204-C)
- [198] Frisch, K. R. "The Logarithmic Potential Method Of Convex Programming." Memorandum, University Institute Of Economics, Oslo, 1955.
- [199] Fiacco, A. V., McCormick, G. P. "Nonlinear Programming: Sequential Unconstrained Minimization Techniques", John Wiley & Sons, 1968.
- [200] Karmarkar, Narendra. "A New Polynomial-Time Algorithm For Linear Programming." Proceedings Of The Sixteenth Annual Acm Symposium On Theory Of Computing. 1984.  
Doi: <https://doi.org/10.1145/800057.808695>
- [201] Quintana V.H, Torres G.L. "Introduction To Interior-Point Methods." IEEE Pica, Santa Clara, Ca, 1999.
- [202] Rider, M. J., Castro, C. A., Bedrinana, M. F. "Towards A Fast And Robust Interior Point Method For Power System Applications." Iee Proceedings-Generation, Transmission And Distribution, Vol. 151 (2004): 575-581.  
Doi: <https://doi.org/10.1049/Ip-Gtd:20041065>



- [203] Glavic, Mevludin. "Interior Point Methods: A Survey, Short Survey Of Applications To Power Systems, And Research Opportunities." University Of Liege, 2004.
- [204] Milano, Federico. "Pricing System Security In Electricity Market Models With Inclusion Of Voltage Stability Constraints." Thèse De Doctorat. Université De Génova, Italia, 2003.
- [205] Manoharan, P. S., Kannan, P. S., Et Baskar, S. "Covariance Matrix Adapted Evolution Strategy Algorithm-Based Solution To Dynamic Economic Dispatch Problems." *Engineering Optimization* 41.7 (2009): 635-657.  
Doi: <https://doi.org/10.1080/03052150902738768>
- [206] Azadeh, Ali, Ghaderi, Seyed Farid, Nokhandan, Et B. Pourvalikhan. "A New Genetic Algorithm Approach For Optimizing Bidding Strategy Viewpoint Of Profit Maximization Of A Generation Company." *Expert Systems With Applications*, Vol. 39 (2012): 1565-1574.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2011.05.015>
- [207] Shoults, R. R., Venkatesh, S. V., Et Helmick, S. D. "A Dynamic Programming Based Method For Developing Dispatch Curves When Incremental Heat Rate Curves Are Non-Monotonically Increasing." *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol 1 (1986): 10-16.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.1986.4334837>
- [208] Liang, Z-X., And J. Duncan Glover. "A Zoom Feature For A Dynamic Programming Solution To Economic Dispatch Including Transmission Losses." *IEEE Transactions On Power Systems* 7.2 (1992): 544-550.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/59.141757>
- [209] Lin, Whei-Min, And Shi-Jaw Chen. "Bid-Based Dynamic Economic Dispatch With An Efficient Interior Point Algorithm." *International Journal Of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 24 (2002): 51-57.  
Doi: [https://doi.org/10.1016/S0142-0615\(01\)00007-2](https://doi.org/10.1016/S0142-0615(01)00007-2)
- [210] Zhao, Bo, Guo, Chuangxin, And Cao, Yijia. "Dynamic Economic Dispatch In Electricity Market Using Particle Swarm Optimization Algorithm." In : *Fifth World Congress On Intelligent Control And Automation* (IEEE Cat. No. 04ex788). IEEE, 2004.  
Doi: <https://doi.org/https://doi.org/10.1109/Wcica.2004.1343679>
- [211] Liao, Gwo-Ching. "Integrated Isolation Niche And Immune Genetic Algorithm For Solving Bid-Based Dynamic Economic Dispatch." *International Journal Of Electrical Power & Energy Systems* 42.1 (2012): 264-275.  
Doi: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.03.005>
- [212] Rampriya, B., K. Mahadevan, And S. Kannan. "Application Of Differential Evolution To Dynamic Economic Dispatch Problem With Transmission Losses Under Various Bidding Strategies In Electricity Markets." *Journal Of Electrical Engineering And Technology*, Vol. 7 (2012): 681-688.  
Doi: <https://doi.org/10.5370/Jeet.2012.7.5.681>

- [213] Orike, Sunny Et Corne, David. "An Evolutionary Algorithm For Bid-Based Dynamic Economic Load Dispatch In A Deregulated Electricity Market." In : 2013 13th Uk Workshop On Computational Intelligence (Ukci). IEEE, 2013.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Ukci.2013.6651322>
- [214] Nwulu, Nnamdi. "Emission Constrained Bid Based Dynamic Economic Dispatch Using Quadratic Programming." In : 2017 International Conference On Energy, Communication, Data Analytics And Soft Computing (Icecds). IEEE, 2017.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Icecds.2017.8389806>
- [215] Tiwari, Archana, And Manjaree Pandit. "Bid Based Economic Load Dispatch Using Symbiotic Organisms Search Algorithm." 2016 IEEE International Conference On Engineering And Technology (Icetek). IEEE, 2016.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Icetek.2016.7569414>
- [216] Santosa, Budi, And Ahmad Rusdiansyah. "Cost Analysis Of An Electricity Supply Chain Using Modification Of Price Based Dynamic Economic Dispatch In Wheeling Transaction Scheme." Iop Conference Series: Materials Science And Engineering. Vol. 337 (2018).  
Doi: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/337/1/012009>
- [217] Sahoo, Manoranjan, Nibha Rani, And Tanmoy Malakar. "A Solution Of Bid-Based Dynamic Economic Load Dispatch Using Competitive Swarm Optimizer Approach." 2020 Ieee Students Conference On Engineering & Systems (Sces). IEEE, 2020.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Sces50439.2020.9236697>
- [218] Frigura-Iliasa, M., Frigura-Iliasa, F. M., Et Balcu, F. I. "Algorithm For Solving Economical And Environmental Dispatch Problems Of Thermal Power Plants." Iop Conference Series: Earth And Environmental Science. Vol. 219 (2019).  
Doi: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/219/1/012010>
- [219] Dhillon, Javed, Prakash Kumar, And Sanjay K. Jain. "Optimal Power Dispatch Solution Through Multi Objective Formulation." 2018 International Conference On Intelligent Circuits And Systems (Icics). IEEE, 2018.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Icics.2018.00083>
- [220] Salhi, Yacine, Benhamida, Farid, Et Ziane, Ismail. "The Dynamic Economic Load Dispatch In Electricity Market Using Genetic Algorithm." Electrotehnica, Electronica, Automatica, Vol. 65 (2017): 54.
- [221] Hagh, Mehrdad Tarafdar, Seyed Mohammad Sajjadi Kalajahi, And Naser Ghorbani. "Solution To Economic Emission Dispatch Problem Including Wind Farms Using Exchange Market Algorithm Method." Applied Soft Computing, Vol. 88 (2020): 106044.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2019.106044>
- [222] Zhang, Daoyuan, Yajun Wang, And Peter B. Luh. "Optimization Based Bidding Strategies In The Deregulated Market." Proceedings Of The 21st International Conference On Power



- Industry Computer Applications. Connecting Utilities. Pica 99. To The Millennium And Beyond (Cat. No. 99ch36351). IEEE, 1999.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Pica.1999.779386>
- [223] Souag Slimane, And Benhamida, Farid. "A Dynamic Power System Economic Dispatch Enhancement By Wind Integration Considering Ramping Constraint-Application To Algerian Power System." International Journal Of Renewable Energy Research (Ijrer), Vol. 5 (2015): 794-805.
- [224] Wiki Eolienne, Site : <https://Eolienne.F4jr.Org/Parcs/Adrar>
- [225] Roy, Sanjoy. "Inclusion Of Short Duration Wind Variations In Economic Load Dispatch." IEEE Transactions On Sustainable Energy, Vol. 3 (2012): 265-273.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Tste.2011.2179954>
- [226] Global Wind Atlas, Site : <https://Globalwindatlas.info/> Consulté Le 21 Janvier 2020.
- [227] Dawn, Subhojit, Prashant Kumar Tiwari, And Arup Kumar Goswami. "An Approach For Efficient Assessment Of The Performance Of Double Auction Competitive Power Market Under Variable Imbalance Cost Due To High Uncertain Wind Penetration." Renewable Energy, Vol. 108 (2017): 230-243.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.02.061>
- [228] Base De Données : World Temperatures-Weather Around The Wold. Site : <https://www.timeanddate.com/weather/>, Consulté Le 21/02/2020.
- [229] Younes, Mimoun Et Kherfane, Riad Lakhdar. "A New Hybrid Method For Multi-Objective Economic Power/Emission Dispatch In Wind Energy Based Power System." International Journal Of System Assurance Engineering And Management, Vol. 5 (2014): 577-590.  
Doi: <https://doi.org/10.1007/S13198-013-0208-Z>
- [230] Bouddou, Riyadh, Benhamida, Farid, Haba, Mekki, Et Meziane Amine. "Simulated Annealing Algorithm For Dynamic Economic Dispatch Problem In The Electricity Market Incorporating Wind Energy." Ingénierie Des Systèmes D'information, Vol. 25 (2020).  
Doi: <https://doi.org/10.18280/Isi.250602>
- [231] Neiso., "Iso New England's Internal Market Monitor Winter 2016 Quarterly Markets Report." Rapport Publié, 2016. Site : <https://www.iso-ne.com/markets-operations/market-monitoring-mitigation/internal-monitor/>
- [232] Monitor Independent Market. "2010 State Of The Market Report For The Miso Electricity Markets." 2011.
- [233] Exizidis, Lazaros, Kazempour, Jalal, Papakonstantinou, Athanasios. "Incentive-Compatibility In A Two-Stage Stochastic Electricity Market With High Wind Power Penetration." IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 34 (2019): 2846-2858.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/TPwrs.2019.2901249>
- [234] Dashtdar, Masoud, Najafi, Mojtaba, Et Esmaeilbeig, Mostafa. Dashtdar, Masoud, Mojtaba Najafi, And Mostafa Esmaeilbeig. "Calculating The Locational Marginal Price And Solving

- Optimal Power Flow Problem Based On Congestion Management Using Ga-Gsf Algorithm." *Electrical Engineering*, Vol. 102 (2020)  
 Doi: <https://doi.org/10.1007/S00202-020-00974-Z>
- [235] Dawn, Subhojit, Prashant Kumar Tiwari, And Arup Kumar Goswami. "An Approach For Efficient Assessment Of The Performance Of Double Auction Competitive Power Market Under Variable Imbalance Cost Due To High Uncertain Wind Penetration." *Renewable Energy*, Vol. 108 (2017): 230-243.  
 Doi: <https://doi.org/10.1016/J.Renene.2017.02.061>
- [236] Najafi, Mojtaba, And Mostafa Esmailbeig. "Calculating The Locational Marginal Price And Solving Of Optimal Power Flow Problem Based On Congestion Management Using Wpso-Gsf Algorithm." *Journal Of Nonlinear Systems In Electrical Engineering*, Vol. 7 (2020): 81-107.
- [237] Guguloth, Ramesh, And Tk Sunil Kumar. "Lmp Calculation And Opf Based Congestion Management In Deregulated Power Systems." 2016 *Elektro*. IEEE, 2016.  
 Doi: <https://doi.org/10.1109/Elektro.2016.7512085>
- [238] Davari, M., Toorani, F., Et Nafisi, H. "Determination Of Mean And Variance Of Lmp Using Probabilistic Dcopf And T-Pem." 2008 *IEEE 2nd International Power And Energy Conference*. IEEE, 2008.  
 Doi: <https://doi.org/10.1109/Pecon.2008.4762673>
- [239] Jain, Ritu, And Vasundhara Mahajan. "Computation Of Locational Marginal Price In Power Market In Different Load And System Conditions." 2017 14th *Ieee India Council International Conference (Indicon)*. IEEE, 2017.  
 Doi: <https://doi.org/10.1109/Indicon.2017.8487527>
- [240] Veeramsetty, Venkataramana, Chintham Venkaiah, And Dm Vinod Kumar. "Hybrid Genetic Dragonfly Algorithm Based Optimal Power Flow For Computing Lmp At Dg Buses For Reliability Improvement." *Energy Systems*, Vol. 9 (2018): 709-757.  
 Doi: <https://doi.org/10.1007/S12667-017-0268-2>
- [241] Milano, Federico, Claudio A. Cañizares, And Antonio J. Conejo. "Sensitivity-Based Security-Constrained Opf Market Clearing Model." *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 20 (2005): 2051-2060.  
 Doi: <https://doi.org/10.1109/TPwrs.2005.856985>
- [242] Benhamida, F., Salhi, Y., Souag, S., Graa, A., Ramdani, Y., Et Bendaoud, A. "A Pso Algorithm For Economic Scheduling Of Power System Incorporating Wind Based Generation. " 5th *International Conference On Modeling, Simulation And Applied Optimization (Icmsao)*. Iee, 2013.  
 Doi: <https://doi.org/10.1109/Icmsao.2013.6552630>
- [243] Zimmerman, R. D., Murillo-Sanchez, C. E., Et Gan, D. "Matpower: A Matlab Power System Simulation Package 2006." Site: <http://pserc.cornell.edu/matpower>, 2009.
- [244] Makhloufi, Saida, Mekhaldi, Abdelouahab, Et Tegar, Madjid Makhloufi, Saida, Abdelouahab Mekhaldi, And Madjid Tegar. "Three Powerful Nature-Inspired Algorithms To Optimize Power Flow In Algeria's Adrar Power System." *Energy*, Vol. 116 (2016): 1117-1130.  
 Doi: <https://doi.org/10.1016/J.Energy.2016.10.064>

- [245] Shahidehpour, Mohammad, Hatim Yamin, And Zuyi Li. "Market Overview In Electric Power Systems." (2002): 1-20.  
Doi: <https://doi.org/10.1002/047122412x.Ch1>
- [246] Li, Zuyi Et Daneshi, Hossein. "Some Observations On Market Clearing Price And Locational Marginal Price." In : IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Pes.2005.1489682>
- [247] Sharma, Deepesh, Yadav, Naresh Kumar, Et Bhargava. "Comparative Analysis Of Acopf And Dcopf Based Lmp Simulation With Distributed Loss Model." 2016 International Conference On Control, Computing, Communication And Materials (Iccccm). IEEE, 2016.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Iccccm.2016.7918260>
- [248] Wen, Fushuan, And A. Kumar David. "Optimal Bidding Strategies And Modeling Of Imperfect Information Among Competitive Generators." IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 16 (2001): 15-21.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/59.910776>
- [249] Prabavathi, M., And R. Gnanadass. "Energy Bidding Strategies For Restructured Electricity Market." International Journal Of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 64 (2015): 956-966.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/J.Ijeps.2014.08.018>
- [250] M. Maiorano, A., Y. H. Song, And M. Trovato. "Imperfect Competition: Modeling And Analysis Of Oligopoly Electricity Markets." IEEE Power Engineering Review, Vol. 19 (1999): 56-58.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/39.761820>
- [251] Rampriya, B. "Profit Maximization And Optimal Bidding Strategies Of Gencos In Electricity Markets Using Self Adaptive Differential Evolution." International Journal On Electrical Engineering And Informatics, Vol. 8 (2016): 753-761.  
Doi: <https://doi.org/10.15676/Ijeei.2016.8.4.4>
- [252] Rampriya, B. "Optimal Bidding And Generation Scheduling Of Utilities Participating In Single Side Auction Markets Including Ancillary Services." International Journal Of Advances In Applied Sciences, Vol. 7(2018):46.  
Doi: <https://doi.org/10.11591/Ijaas.V7.I1.Pp46-53>
- [253] Rourke, Shane, O'malley, Mark, Et Miyakawa, Kado. "Strategic Bidding In An Optimal Power Flow Electricity Market." In : IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings, 2003.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Ptc.2003.1304606>
- [254] Gautam, Durga, And Nadarajah Mithulananthan. "Optimal Dg Placement In Deregulated Electricity Market." Electric Power Systems Research, Vol. 77 (2007): 1627-1636.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/J.Epsr.2006.11.014>
- [255] Souag, Slimane, And Farid Benhamida. "Secured Economic Dispatch Algorithm Using Gsdf Matrix." Leonardo Journal Of Sciences, Vol. 24 (2014): 1-14.
- [256] Wen, F., Ni, Yixin, Et Wu, F. F. "Optimal Bidding Strategies For Generation Companies In Electricity Markets With Transmission Capacity Constraints Taken Into Account." In : Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No. 03ch37491). IEEE, 2003.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/Pes.2003.1271056>

- [257] Adjoudj, Labiba. "Contribution A L'étude De L'opf Du Réseau Algérien Basée Sur Les Energies Renouvelables Et Les Facts. " Thèse De Doctorat, Université De Djilali Liabess Sis Bel-Abbes, 2018.
- [258] Wen, Fushuan, And A. Kumar David. "Optimal Bidding Strategies And Modeling Of Imperfect Information Among Competitive Generators." IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 16 (2001): 15-21.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/59.910776>
- [259] Slimani, Linda, And Tarek Bouktir. "Optimal Power Flow Solution Of The Algerian Electrical Network Using Differential Evolution Algorithm." Telkomnika, Vol. 10 (2012): 199.
- [260] Arif, Salem. "Différentes Techniques De Planification De L'énergie Réactive Dans Les Réseaux Electriques. "Thèse De Doctorat, Ecole Nationale Polytechnique, Alger 2008.
- [261] Salhi, Ahmed, Djemai Naimi, And Tarek Bouktir. "Fuzzy Multi-Objective Optimal Power Flow Using Genetic Algorithms Applied To Algerian Electrical Network." Advances In Electrical And Electronic Engineering, Vol. 11 (2013): 443-454.  
Doi: <https://doi.org/10.15598/Aeee.V11i6.832>
- [262] Rapport Ceic, "Algeria Electricity Consumption", Site : <https://www.ceicdata.com/en/algeria/electricity-consumption>
- [263] Boulakhras, C. "Rapport Sur Les Projets Réalisés Dans Le Cadre Du Programme Nationale Des Energies Renouvelables", Sktm, Filiale Du Groupe Sonelgaz: Ghardaïa, Algeria, 2018. Disponible En Ligne: <http://www.interieur.gov.dz/images/Projets-Raliss-Dans-Le-Cadre-Du-Programme-National-Des-Nergies-Renouvelables-.Pdf> (Consulté Le 12 Décembre 2019).
- [264] Bouznit, Mohammed, María Del P. Pablo-Romero, And Antonio Sánchez-Braza. "Measures To Promote Renewable Energy For Electricity Generation In Algeria." Sustainability, Vol. 12 (2020): 1468.  
Doi: <https://doi.org/10.3390/Su12041468>
- [265] Bouraiou, Ahmed, Necaibia, Ammar, Et Boutasseta. "Status Of Renewable Energy Potential And Utilization In Algeria." Journal Of Cleaner Production, Vol. 246 (2020): 119011.  
Doi: <https://doi.org/10.1016/J.Jclepro.2019.119011>
- [266] Doyle, Chris, Loomans, Len, Et Truitt, Andrew. "Solar Access To Public Capital (Sapc) Working Group: Best Practices In Commercial And Industrial (C&I) Solar Photovoltaic System Installation; Period Of Performance: November 28, 2014-September 1, 2015." National Renewable Energy Lab.(Nrel), Golden, Co (United States), 2015.  
Doi: <https://doi.org/10.2172/1215054>
- [267] Masebinu, S., Akinlabi, E., Et Muzenda, E. "Renewable Energy: Deployment And The Roles Of Energy Storage." Proceedings Of The World Congress On Engineering, London, Uk. Vol. 29 (2016).
- [268] Khaled, Usama, Eltamaly, Ali M., Et Beroual, Abderrahmane. "Optimal Power Flow Using Particle Swarm Optimization Of Renewable Hybrid Distributed Generation." Energies, Vol. 10 (2017): 1013.  
Doi: <https://doi.org/10.3390/En10071013>

- [269] Creg, Commission De Régulation De L'électricité Et Du Gaz. "Comment Lire Votre Facture." Site : <https://www.creg.dz/index.php/consommateurs/comment-lire-votre-facture>, (Dernière Visite : 10/07/2021).
- [270] Frisch, K. R. "The Logarithmic Potential Method Of Convex Programming." Memorandum, University Institute Of Economics, Oslo 5.6 (1955).
- [271] A.V. Fiacco, G.P. McCormick "Nonlinear Programming: Sequential Unconstrained Minimization Techniques", John Willey & Sons, 1968.  
Doi: <https://doi.org/10.1002/zamm.19720520716>
- [272] Wu, Yu-Chi, Atif S. Debs, And Roy E. Marsten. "A Direct Nonlinear Predictor-Corrector Primal-Dual Interior Point Algorithm For Optimal Power Flows." IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 9 (1994): 876-883.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/59.317660>
- [273] Torres, Geraldo Leite, And Victor Hugo Quintana. "An Interior-Point Method For Nonlinear Optimal Power Flow Using Voltage Rectangular Coordinates." IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 13 (1998): 1211-1218.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/59.736231>
- [274] Granville, Sergio. "Optimal Reactive Dispatch Through Interior Point Methods." IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 9 (1994): 136-146.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/59.317548>
- [275] Irisarri, G. D., Wang, X., Tong, J., & Mokhtari, S. "Maximum Loadability Of Power Systems Using Interior Point Nonlinear Optimization Method." IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 12 (1997): 162-172.  
Doi: <https://doi.org/10.1109/59.574936>
- [276] Wright, Stephen J. "Primal-Dual Interior-Point Methods." Society For Industrial And Applied Mathematics, 1997.
- [277] V.H. Quintana, G.L. Torres "Introduction To Interior-Point Method Applications To Power Systems ", IEEE Pes, Enligne, 1997.
- [278] Mehrotra, Sanjay. "On The Implementation Of A Primal-Dual Interior Point Method." Siam Journal On Optimization, Vol. 2 (1992): 575-601.  
Doi: <https://doi.org/10.1137/0802028>
- [279] Carpenter, T. J., Lusting, I. J., Mulvey, J. M., & Shanno, D. F. "Higher-Order Predictor-Corrector Interior Point Methods With Application To Quadratic Objectives." Siam Journal On Optimization, Vol. 3 (1993): 696-725.  
Doi: <https://doi.org/10.1137/0803036>
- [280] Gondzio, Jacek. "Multiple Centrality Corrections In A Primal-Dual Method For Linear Programming." Computational Optimization And Applications, Vol. 6 (1996): 137-156.  
Doi: <https://doi.org/10.1007/Bf00249643>