

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 :

SALHI Yacine

Pour l'obtention du diplôme de :

Doctorat en Electrotechnique
Option : Réseaux électriques

Intitulé de la thèse :

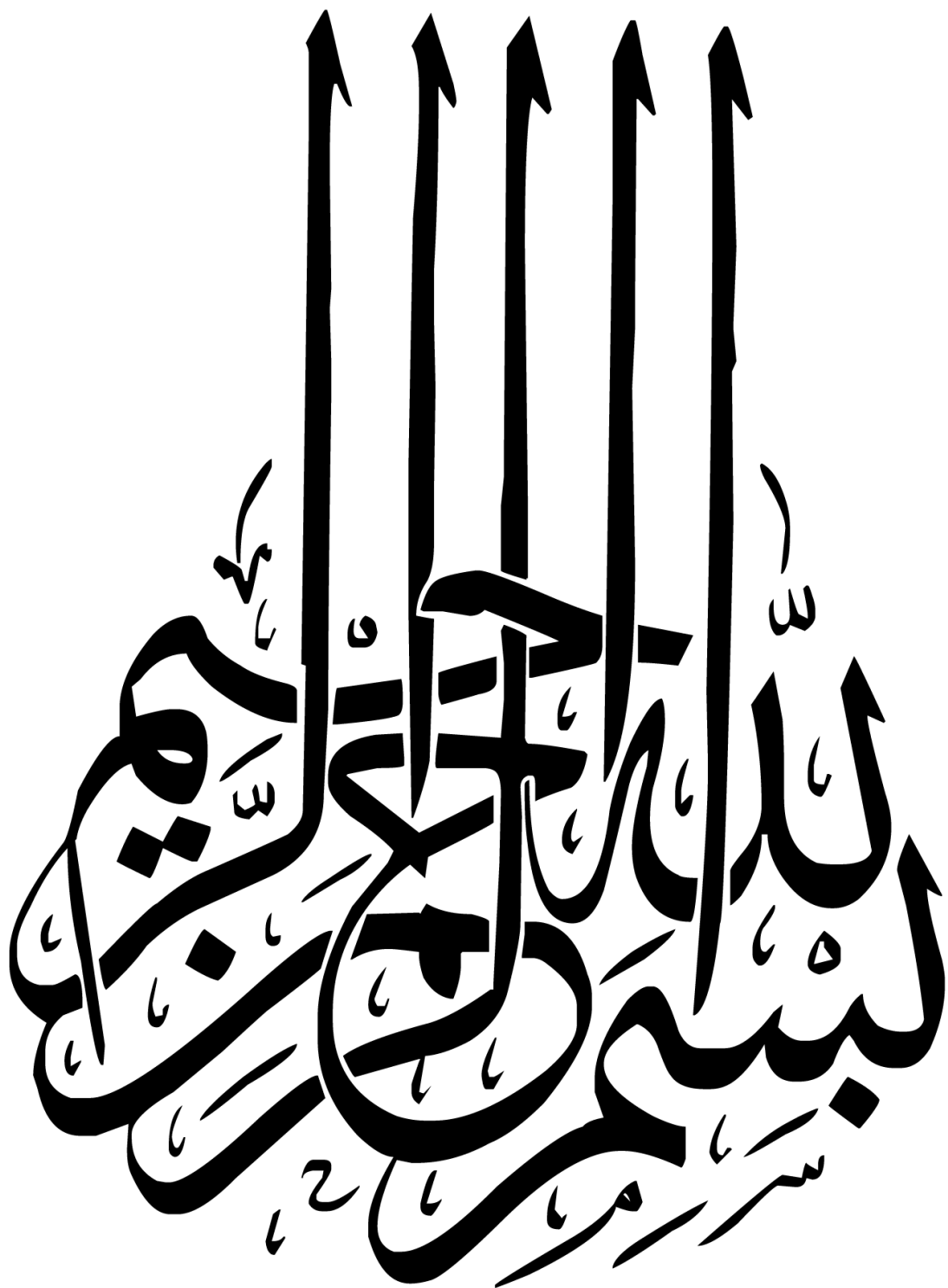
**Contribution à l'étude de dispatching dynamique d'un système
énergétique dans un marché libre de l'électricité**

Présentée devant le jury composé de :

Président	Pr. Gherbi Fatima Zohra	Professeur	UDL-Sidi Bel Abbès
Directeur de thèse	Pr. Benhamida Farid	Professeur	UDL-Sidi Bel Abbès
Examineur 1	Pr. Bouzeboudja Hamid	Professeur	USTO – ORAN
Examineur 2	Dr. Lakdja Fatiha	MCA	Université de Saida

Soutenue le :

06 / 12 / 2018



REMERCIEMENTS

Tout d'abord, nous remercions le bon dieu tout puissant de nous avoir donné le courage et la volonté pour pouvoir réaliser ce modeste travail.

Je remercie spécialement mon directeur de thèse, M^r Benhamida Farid, Professeur à l'université Djilali Liabès Sidi Bel Abbès, pour ses conseils et le partage de ses compétences scientifiques. J'ai également apprécié la grande liberté qu'il m'a accordée dans la gestion de ma thèse ainsi sa passion pour la recherche et sa bonne humeur toujours présente.

Je tiens également à remercier les membres du jury :

M^{me} Gherbi Fatima Zohra: Professeur à l'Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès.

M^r Bouzeboudja Hamid: Professeur à l'Université des Sciences et de la Technologie d'Oran.

M^{me} Lakdja Fatiha: Maître de conférences à l'université de Saïda Dr. Moulay Tahar.

Qui nous ont fait l'honneur d'examiner ce travail.

Je tiens à remercier les membres de ma famille pour tout ce qu'ils ont fait pour moi durant toute mon existence, qu'ils trouvent ici toute ma reconnaissance et mon intime respect.

Je remercie aussi toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

SALHI Yacine

Abstract

Energy is a very important and indispensable tool for socio-economic growth and national development of any country. Electrical energy is the most widely used form of energy in the world, and its demand is on a daily increase.

Traditionally, the electricity sector is controlled by a single operator that manages at the same time the generation, transmission and distribution of energy. Many reforms have been introduced for the introduction of competition in this sector, which has always been organized by a monopoly system.

Dynamic economic load dispatch (DELD) of production units is one of the most important problems in power systems operation. Usually so called equal marginal cost criterion is adopted to this calculation. Recently global trend of utilizing more and more renewable energy such as wind power makes this problem more important than ever. With the continuing search for alternatives to conventional energy sources, it is necessary to include wind energy generators (WEG) in the DELD problem.

In electricity market the production companies efficiently organize their operations with the aim of minimizing the cost of production and maximizing their profit.

The subject of this thesis concerns, in particular, a contribution to the dynamic economic load dispatch in electricity market, it is the reason why many problems were defined as the study of the electricity market, how to maximize the profit of the Generating companies by using one of metaheuristic methods (Genetic Algorithm) to solve the DED problem.

Keywords— Electricity Market, Dynamic Economic Load Dispatch (DELD), Wind Energy Generators (WEG), Genetic Algorithm (GA).

Résumé

L'énergie est un outil très important et indispensable pour la croissance socio-économique et le développement national de tout pays. L'énergie électrique est la forme d'énergie la plus utilisée au monde et sa demande augmente chaque jour.

Traditionnellement, le secteur de l'électricité est contrôlé par un seul opérateur historique qui gère à la fois la production, le transport et la distribution de l'énergie. Des réformes ont été introduites tout pour l'introduction de la concurrence dans ce secteur organisé depuis toujours par un système monopole.

Le dispatching économique dynamique (DED) des unités de production est l'un des problèmes les plus importants dans le fonctionnement des systèmes énergétiques. Habituellement le critère de coût marginal est choisi pour ces calculs. Récemment la tendance globale d'utiliser de plus en plus les énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne rend ce problème plus important que jamais. Avec le développement rapide des technologies de l'énergie alternative, il est nécessaire d'inclure des générateurs d'énergie éolienne (GE) dans le problème (DED).

Dans un marché libre d'électricité les compagnies de production organise efficacement leurs opérations dans le but de minimiser le coût de fonctionnement et de maximiser leurs profits.

Le sujet de cette thèse concerne, en particulier, une contribution à l'étude de dispatching dynamique d'un système énergétique dans un marché libre de l'électricité, c'est la raison pour laquelle beaucoup de problèmes ont été définis comme l'étude d'un marché libre de l'électricité, détermination du profit maximal des compagnies d'électricité en utilisant des l'une des techniques métaheuristiques (algorithme génétique) pour résoudre le problème de DED.

Mots clés: Marché Libre d'électricité, Dispatching Economique Dynamique (DED), Générateurs d'énergie Éolienne (GE), Algorithme Génétique (AG).

الملخص

الطاقة هي أساس التنمية الاجتماعية و الاقتصادية التي يحتاجها أي بلد،فاكثر أنواع الطاقة استخدامًا في العالم هي الطاقة الكهربائية بحيث يتزايد الطلب عليها يوميا.

تعتبر مشكلة التحميل الاقتصادي من أهم المشاكل في أداء الأنظمة الكهربائية، عادة يتم اختيار معيار التكلفة الحدية في حساب الحلول لمشكلة التحميل الاقتصادي.في الآونة الأخيرة اتجه العالم لاستخدام الطاقات المتجددة أكثر فأكثر مثل طاقة الرياح بجعلها حلا مهما أكثر من أي وقت مضى، ومع التطور السريع لتكنولوجيات الطاقة البديلة فمن الضروري أن تشمل محطات توليد الطاقة مولدات طاقة الرياح وإدماجها في مشكلة التحميل الاقتصادي (DE).

في سوق الطاقة الكهربائية الحرة تنظم شركات الإنتاج عملياتها بفعالية بهدف تقليل تكلفة التشغيل ورفع أرباحها.

يتعلق موضوع هذه الأطروحة على وجه الخصوص بالمساهمة في دراسة مشكلة التحميل الاقتصادي الديناميكي لنظام الطاقة في السوق الحرة للكهرباء، ولهذا السبب تم تعريف العديد من النقاط كدراسة سوق الطاقة الكهربائية الحرة ، وتحديد الحد الأقصى لربح الشركات المنتجة للطاقة الكهربائية و ذلك باستخدام تقنية الخوارزمية الجينية لحل مشكلة التحميل الاقتصادي الديناميكي.

الكلمات الاستدلالية: سوق الطاقة الكهربائية الحرة،مشكلة التحميل الاقتصادي الديناميكي، مولدات الرياح، الخوارزمية الجينية.

Publications Et Communications

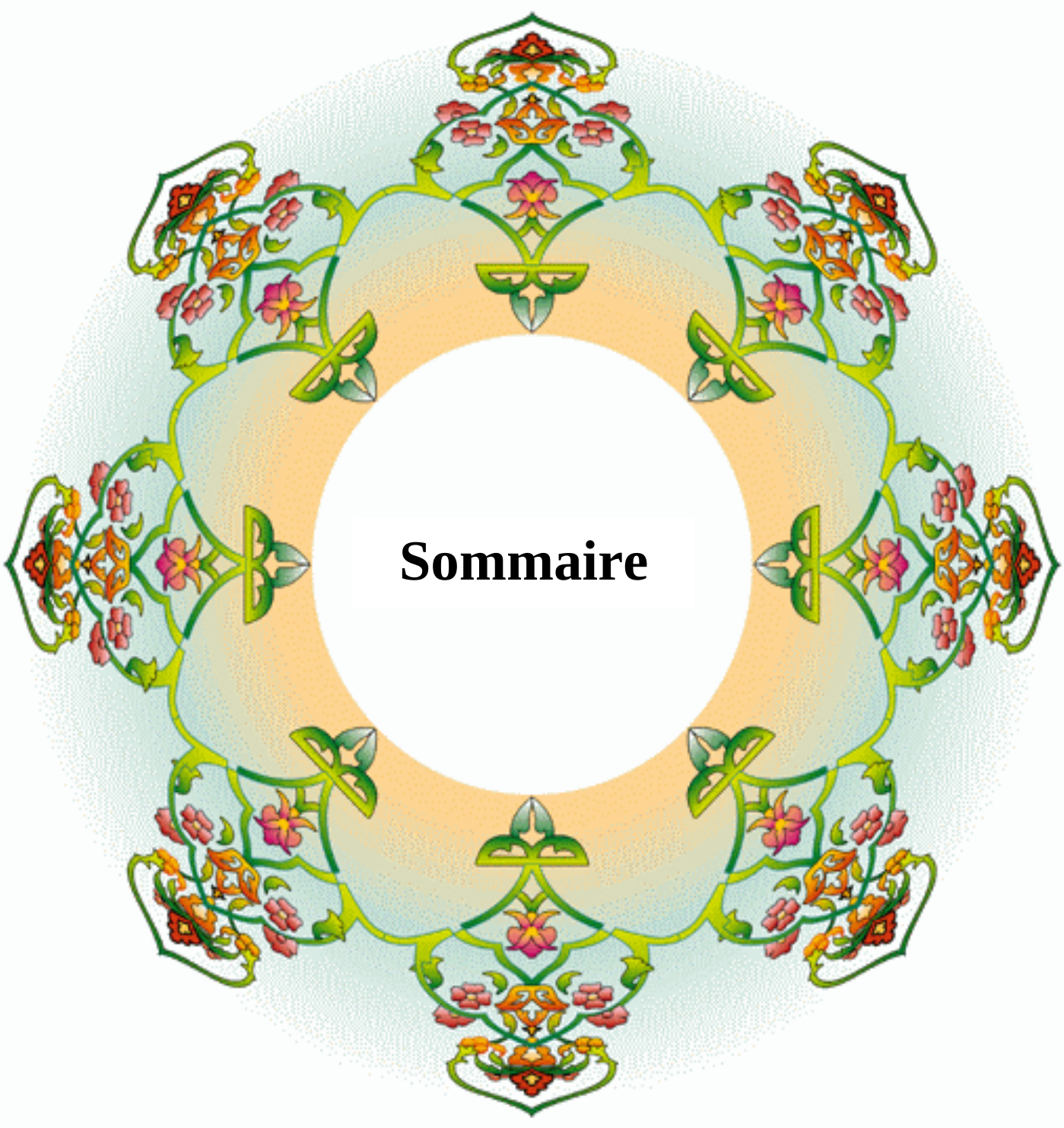
La liste des publications et des communications issue des travaux de cette thèse

Publications :

1. F. Benhamida, A. Graa, I. Ziane, S. Souag, Y. Salhi, “An effective GAMS optimization for Dynamic Economic Load Dispatch with Ramp Rate Limit», The Electronic International Journal Advanced Modeling and Optimization (AMO), vol. 15, n°2-2013, pp. 477-485, 2013, ISSN: 1841-4311.
2. SALHI Y., BENHAMIDA F., ZIANE I., GRAA A., “The Dynamic Economic Load Dispatch in Electricity Market using Genetic Algorithm”, in Electrotehnica, Electronica, Automatica (EEA), 2017, vol. 65, no. 2, pp. 54-59, ISSN 1582-5175.

Communications :

1. F. Benhamida, **Y. Salhi**, I. Ziane, S. Souag, R. Belhachem, A. Bendaoud, “A PSO Algorithm for the Economic Load Dispatch Including a Renewable Wind Energy”, 3th International Conference on Systems and Control (ICSC’13), 29-31 October **2013**, Alger, Algeria.
2. **Y. Salhi**, F. Benhamida, B. Bouchiba, I. Ziane, S. Souag, “Economic Dispatch Problem Solution Including Wind Energy Using PSO”, International Conference on Electrical Engineering (CIGE’2013), 17-19 Novembre **2013**, Béchar. Algeria.
3. **Y. Salhi**, F. Benhamida, B. Bouchiba, I. Ziane, “Particle Swarm Optimization for Solving the Economic Load Dispatch Including Wind Energy”, International Conference on Electrical Engineering and Automatic Control, Setif, 24-26 November 2013 (ICEEAC’13), November 24-26, **2013**, Setif, Algeria.
4. **Y. Salhi**, F. Benhamida, I. Ziane, A. Graa, “Generation Scheduling Problem Using Particle Swarm Optimization Algorithm and GAMS”, The 2nd International Conference on Power Electronics and their Applications (ICPEA **2015**), 29-30 March 2015, Djelfa, Algeria.
5. **Yacine Salhi**, Ismail Ziane, Amel Graa and Farid Benhamida, “The Effect of Wind Energy Generation Inclusion on Electricity Market Problem”, 1st Algerian Multi Conference on Computer, Electrical and Electronic Engineering **2017**, 23 – 27 April, 2017, USTHB, Algiers, Algeria.
6. **Yacine Salhi**, Farid Benhamida , IbrahimYaichi, Ismail Ziane, Amel Graa, “Electricity Market Problem Solution Including Wind Energy Using GA”, 2nd International Conference on Automatic Control, Telecommunications and Signals **2017**, Dec 11-12,2017, Annaba, Algeria.



Sommaire

Sommaire.....	I
Liste des figures.....	V
Liste des tableaux.....	IX
Liste des symboles et abréviation.....	X
Introduction générale.....	1

Chapitre 1: Marché d'électricité

1.1. Introduction	4
1.2. L'organisation du secteur énergétique en Algérie	5
1.3. Commercialisation de l'électricité en Algérie	7
1.4. Marché de l'électricité	8
1.4. 1. Modèle pool	9
1.4. 1. Modèle bilatéral	10
1.5. Architectures du marché électrique	11
1.5. 1. Investir dans la production	12
1.5.1.1 La capacité de production du point de vue investisseur.....	12
1/ La construction de nouvelles centrales de production.....	12
*Exemple 1.....	13
*Exemple 2.....	15
*Exemple 3.....	18
2/ L'arrêt d'une centrale de production.....	19
*Exemple 4.....	19
1.5.1.2 Les capacités de production d'après la perspective des clients.....	21
1/ Le développement de marché de l'énergie électrique.....	21
2/ Paiements de capacité.....	25
3/ Marché de capacité.....	27
4/ Les contrats de fiabilité.....	28
1.6 La participation à des marchés de l'énergie électrique	29
1.6.1 Perspective du consommateur.....	30
1.6.2 Marché de gros et bourses d'électricité.....	32
1.6.2.1 Comment se déterminent les prix dans les marchés d'électricités?.....	33

1.6.3 Les détaillants de l'énergie électrique.....	34
*Exemple 5.....	36
1.7 L'organisation des marchés.....	39
1.8 Avantages du Marché libéralisé de l'électricité.....	40
1.9 Conclusion.....	40

Chapitre 2: Le dispatching économique dans un marché libre de l'électricité

2.1. Introduction	42
2.2 La production d'énergie électrique.....	42
2.2.1 La production d'énergie non renouvelable.....	43
1/ les centrales thermiques	43
2/ La production d'électricité décentralisée.....	44
2.2.2 La production d'énergie renouvelable.....	44
1/ Le solaire thermique et photovoltaïque.....	45
2/ La géothermie.....	45
3/ La biomasse.....	46
4/ L'hydraulique.....	46
5/ L'éolien.....	47
5.1/ Notions théoriques sur l'aérogénérateur.....	48
5.1.1/ Loi de Betz – notions théoriques	48
5.1.2/ Distributions de Weibull.....	50
2.3 Le dispatching économique	51
2.3.1 Le modèle mathématique de dispatching économique.....	52
2.3.1.1 Contraintes d'égalités.....	52
2.3.1.2 Contraintes d'inégalités.....	53
2.3.2 Formulation du Problème.....	53
2.3.3 Méthodes de résolution de dispatching économique.....	54
2.4 Le dispatching économique dynamique.....	67
2.4.1 Formulation du problème	67
1/ Contrainte d'équilibre ou balance de puissance.....	68
2/ Limites de « ramp-rate ».....	68
2.5 Inclusion des éoliennes dans le dispatching économique.....	69

2.5.1. Formulation de problème.....	69
2.5.2 Inclusion des éoliennes dans le dispatching économique (avec une turbulence τ).....	73
2.6 Le dispatching économique dans un marché libre de l'électricité.....	75
2.6.1. Formulation de problème.....	75
2.7 Conclusion.....	77

Chapitre 3: L'optimisation par l'algorithme génétique (AG)

3.1. Introduction	78
3.2 Les problèmes d'optimisation.....	79
3.3 Classification des problèmes.....	79
3.4 Démarche systématique en optimisation	79
3.4.1 Définition précise du cahier des charges.....	80
3.4.2 Mise en équation	80
3.4.3 Résolution du problème	80
3.4.4 Exploitation de la solution	80
3.5 Formulation mathématique d'un problème d'optimisation.....	81
3.5.1 Définitions Générales.....	81
3.6 Techniques d'optimisation.....	82
3.7 Méthodes déterministes.....	83
3.8 Les heuristiques.....	83
3.9 Les méta-heuristiques.....	84
3.9.1 Liste de méta-heuristiques.....	85
3.9.2 Le recuit simulé	86
3.9.3 L'algorithme de Harmony Search.....	87
3.9.4 Les Algorithmes de colonie de fourmis.....	88
3.9.5 Optimisation par essaim de particules.....	89
3.9.5. 1 Présentation de la méthode.....	90
3.9.5. 2 Description informelle.....	92
3.9.5. 3 Les étapes de la méthode d'Optimisation par Essaim de Particules.....	92
3.9.6 Algorithme Génétique.....	94
3.9.6.1 Les Eléments Des Algorithmes Génétiques.....	94
3.9.6.2 Principe des Algorithmes Génétiques.....	96

3.9.6.2.1 Le codage des individus	98
3.9.6.2.2 La sélection	100
3.9.6.2.3 Le croisement.....	102
3.9.6.2.4. La mutation.....	103
3.9.6.2.5. Le remplacement.....	104
3.9.6.2.6. Critères d'arrêt.....	104
3.9.7 Avantages et inconvénients des algorithmes génétiques.....	105
3.10 Conclusion.....	105

Chapitre 4: Application numérique et résultats

4.1. Introduction	106
4.2 Répartition optimale des puissances sur un marché dérégulé	107
4.3 Résultats et interprétations.....	108
4.3.1 Système de 3 générateurs avec 2 clients.....	108
4.3.1.1 1er cas sans éoliennes.....	109
4.3.1.2 2 ^{ème} cas avec éoliennes	110
4.3.1.3 Cas avec éoliennes (turbulence τ négligeable).....	112
4.3.1.4 Cas avec éoliennes (turbulence τ non négligeable).....	113
4.3.2 Système de 6 générateurs avec 2 clients	114
4.3.2.1 1er cas sans éoliennes.....	116
4.3.2.1.1 Comparaison des résultats de GA avec d'autres approches.....	117
4.3.2.2 2 ^{ème} cas avec éoliennes.....	118
4.3.2.3 La stratégie d'offre faible.....	118
4.3.2.4 La stratégie d'offre moyenne.....	122
4.3.2.5 La stratégie d'offre élevée.....	126
4.3.3 Système de 10 générateurs avec 6 clients	131
4.3.3.1 1er cas sans éoliennes.....	133
4.3.3.2 2 ^{ème} cas avec éoliennes.....	134
4.4 Conclusion.....	138
Conclusion générale.....	139
Annexe.....	141
Bibliographie.....	148

Liste Des Figures

Figure 1.1	Ancienne structure verticalement intégrée du secteur de l'électricité.....	4
Figure 1.2	Séparation des activités de production, transport et distribution.....	5
Figure 1.3	Organisation du secteur énergétique en Algérie.....	6
Figure 1.4	Organisation du modèle pool dans un marché d'électricité.....	9
Figure 1.5	Principe de fonctionnement d'un marché pool.....	10
Figure 1.6	Organisation du modèle bilatéral dans un marché d'électricité.....	11
Figure 1.7	Taux de rendement interne de l'unité de charbon d'exemple 1.....	15
Figure 1.8	Taux de rendement interne d'une aux TGCC d'exemple 2.....	17
Figure 1.9	Taux de rendement interne supplémentaire	18
Figure 1.10	Illustration du mécanisme conduisant à des hausses de prix sur les marchés de l'énergie électrique.....	23
Figure 1.11	Les prévisions et les valeurs réelles de la demande pour l'exemple 5.....	38
Figure 1.12	Coûts et prix pour l'exemple 5.....	38
Figure 1.13	Les profits et les pertes pour l'exemple 5.....	38
Figure 2.1	fonctionnement d'une turbine à gaz.....	43
Figure 2.2	Centrale thermique à vapeur.....	44
Figure 2.3	Schéma en coupe d'un barrage hydroélectrique.....	45
Figure 2.4	Conversion de l'énergie cinétique de vent.....	47
Figure 2.5	Tube de courant autour d'une éolienne.....	48
Figure 2.6	Exemple de la distribution de Weibull.....	51
Figure 2.7	Le modèle de problème de dispatching économique.....	54
Figure 2.8	Limites de « ramp-rate » d'une unité de production.....	68
Figure 2.9	Courbe de puissance de sortie (pu) d'après les Eq. (2.90) et Eq. (2.91) pour un générateur éolienne (GE) typique pour différents niveaux de turbulence (τ).....	74
Figure 3.1	Démarche systématique en optimisation.....	80
Figure 3.2	Les différents optimums.....	82
Figure 3.3	Classification des méthodes d'optimisation.....	83
Figure 3.4	Comparaison entre les harmonies de musique et la technique d'optimisation..	88
Figure 3.5	Comportement naturel des fourmis.....	89
Figure 3.6	Principe de déplacement d'un point de recherche par PSO.....	90
Figure 3.7	Schéma de principe du déplacement d'une particule.....	92
Figure 3.8	Organigramme de la méthode PSO.....	93
Figure 3.9	Les quatre niveaux d'organisation des AG.....	95

Figure 3.10 Les opérations successives utilisées dans les algorithmes génétiques.....	96
Figure 3.11 Codage binaire d'un chromosome.....	99
Figure 3.12 Codage réel d'un chromosome.....	99
Figure 3.13 Codage entier d'un chromosome.....	99
Figure 3.14 Codage à caractère d'un chromosome.....	99
Figure 3.15 Codage arborescent d'un chromosome.....	100
Figure 3.16 Principe de la sélection par roulette.....	101
Figure 3.17 Principe de la sélection par rang.....	101
Figure 3.18 Croisement en 1-point.....	103
Figure 3.19 Croisement en 2-point.....	103
Figure 3.20 Croisement en uniforme.....	103
Figure 4.1 Système de 3 générateurs avec 2 clients.....	108
Figure 4.2 Comparaison des résultats de système à 3 unités (GA/LP [99]).....	109
Figure 4.3 Solution de dispatching économique dans un marché libre comprenant 3générateurs pour différentes valeurs de GE (0-200MW) dans la période 1.....	110
Figure 4.4 Solution de dispatching économique dans un marché libre comprenant 3générateurs pour différentes valeurs de GE (0-200MW) dans la période 2.....	111
Figure 4.5 Variation du coût total pour un système de 3 unités (sans turbulence) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	112
Figure 4.6 Variation du revenu total des GENCO pour un système de 3 unités (sans turbulence) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	112
Figure 4.7 Variation du profit total pour un système de 3 unités (sans turbulence) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	113
Figure 4.8 Variation du coût total pour un système de 3 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$,20%,40%») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	113
Figure 4.9 Variation du revenu total des GENCO pour un système de 3 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$,20%,40%») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	114
Figure 4.10 Variation du profit total pour un système de 3 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$,20%,40%») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	114
Figure 4.11 Système de 6 générateurs avec 2 clients.....	115
Figure 4.12 comparaison des résultats (GA/PSO [102]).....	117
Figure 4.13 comparaison des résultats (GA/PSO [102]) sous la stratégie d'offre faible..	117
Figure 4.13 comparaison des résultats (GA/PSO[102]) sous la stratégie d'offre moyenne	117

Figure 4.15 comparaison des résultats (GA/PSO [102]) sous la stratégie d'offre élevée.	118
Figure 4.16 Solution de dispatching économique dans un marché libre comprenant 6 générateurs pour différentes valeurs de GE (0-80MW) dans la période 1.....	119
Figure 4.17 Solution de dispatching économique dans un marché libre comprenant 6 générateurs pour différentes valeurs de GE (0-80MW) dans la période 2.....	119
Figure 4.18 Variation du coût total pour un système de 6 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	120
Figure 4.19 Variation du revenu total des GENCO pour un système de 6 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	120
Figure 4.20 Variation du profit total pour un système de 6 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	121
Figure 4.21 Variation du coût total pour un système de 6 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$,20%,40%») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	121
Figure 4.22 Variation du revenu total des GENCO pour un système de 6 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$,20%,40%») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	122
Figure 4.23 Variation du profit total pour un système de 6 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$,20%,40%») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	122
Figure 4.24 Solution de dispatching économique dans un marché libre comprenant 6 générateurs pour différentes valeurs de GE (0-80MW) da la période 1.....	123
Figure 4.25 Solution de dispatching économique dans un marché libre comprenant 6 générateurs pour différentes valeurs de GE (0-80MW) da la période 2.....	123
Figure 4.26 Variation du coût total pour un système de 6 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	124
Figure 4.27 Variation du revenu total des GENCO pour un système de 6 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	124
Figure 4.28 Variation du profit total pour un système de 6 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	125
Figure 4.29 Variation du coût total pour un système de 6 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$,20%,40%») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	125
Figure 4.30 Variation du revenu total des GENCO pour un système de 6 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$,20%,40%») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	126
Figure 4.31 Variation du profit total pour un système de 6 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$,20%,40%») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	126

Figure 4.32 Solution de dispatching économique dans un marché libre comprenant 6 générateurs pour différentes valeurs de GE (0-80MW) da la période 1.....	127
Figure 4.33 Solution de dispatching économique dans un marché libre comprenant 6 générateurs pour différentes valeurs de GE (0-80MW) da la période 2.....	127
Figure 4.34 Variation du coût total pour un système de 6 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	128
Figure 4.35 Variation du revenu total des GENCO pour un système de 6 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	128
Figure 4.36 Variation du profit total pour un système de 6 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	129
Figure 4.37 Variation du coût total pour un système de 6 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$,20%,40%») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	129
Figure 4.38 Variation du revenu total des GENCO pour un système de 6 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$,20%,40%») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	130
Figure 4.39 Variation du profit total pour un système de 6 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$,20%,40%») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	130
Figure 4.40 Système de 10 générateurs avec 6 clients.....	131
Figure 4.41 Solution de dispatching économique dans un marché libre comprenant 10 générateurs pour les 12 périodes.....	134
Figure 4.42 Solution de dispatching économique dans un marché libre comprenant 10 générateurs pour différentes valeurs de GE (0-160MW).....	135
Figure 4.43 Variation du coût total pour un système de 10 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	135
Figure 4.44 Variation du revenu total des GENCO pour un système de 10 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	136
Figure 4.45 Variation du profit total pour un système de 10 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	136
Figure 4.46 Variation du coût total pour un système de 10 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$,20%,40%») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	137
Figure 4.47 Variation du revenu total des GENCO pour un système de 10 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$,20%,40%») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	137
Figure 4.48 Variation du profit total pour un système de 10 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$,20%,40%») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.....	137

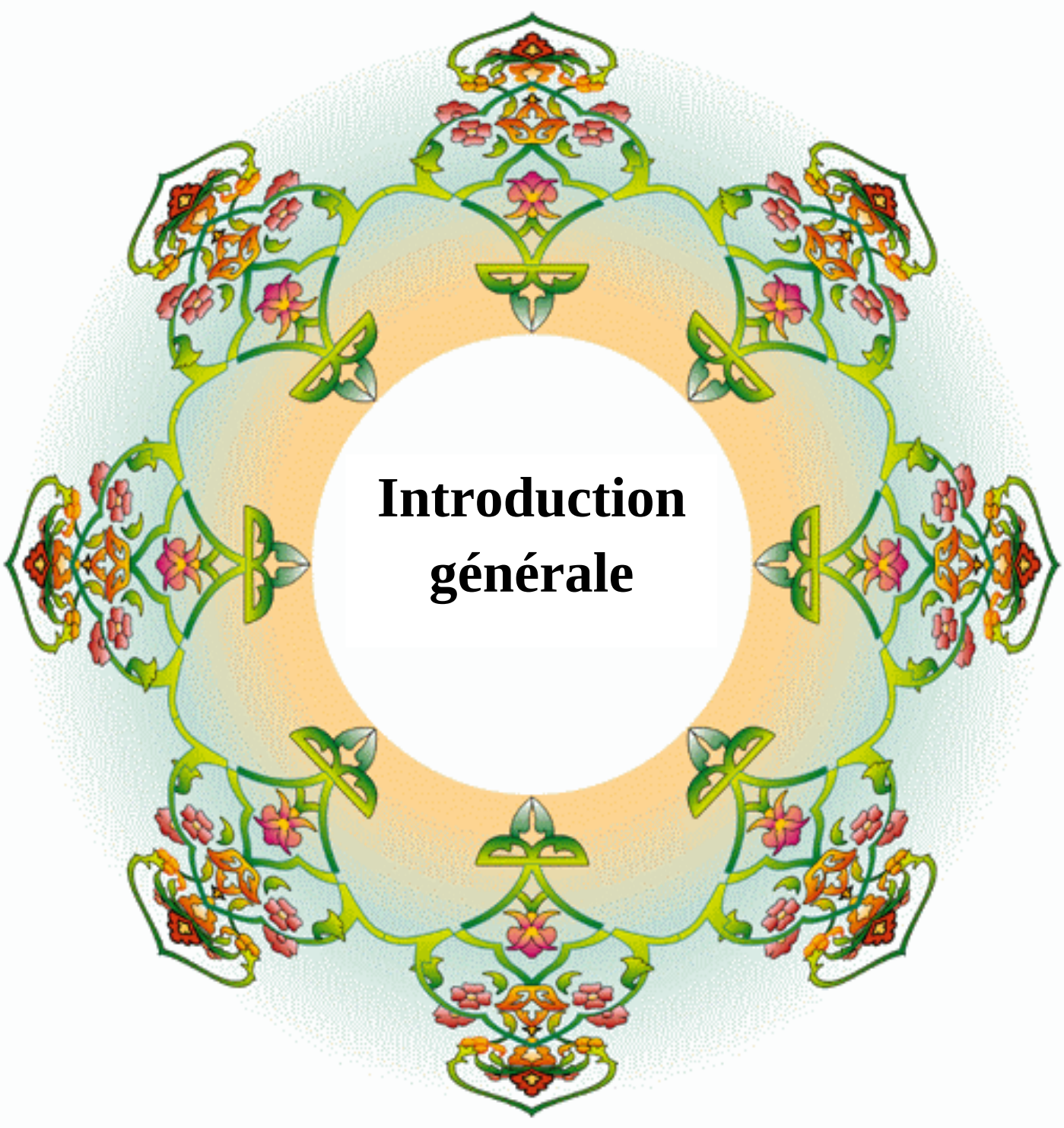
Liste Des Tableaux

Tableau 1.1 : Prix de vente de Pool d'électricité de l'Angleterre et du Pays de Galles.....	31
Tableau 1.2 : Données pour l'exemple 5.....	37
Tableau 2.1 : Paramètre de rugosité en fonction de l'environnement.....	50
Tableau 4-1 : Paramètres des générateurs pour un système de 3-unité.....	109
Tableau 4-2 : Paramètres des clients pour les 2 périodes.....	109
Tableau 4-3 : Résultats de système à 3 unités.....	109
Tableau 4-4 : Paramètres des générateurs pour un système de 6-unité.....	115
Tableau 4-5 : Paramètres des clients pour les 2 périodes.....	115
Tableau 4-6 : Données des B-coefficients du système à 3 générateurs.....	115
Tableau 4-7 : Résultat du système à 6 générateurs pour les 3 différentes stratégies.....	116
Tableau 4-8 : Paramètres des générateurs pour un système de 10-unité.....	132
Tableau 4-9 : Paramètres des clients pour les 12 périodes.....	132
Tableau 4-10 : Résultat du système à 10 générateurs pour les 12 périodes de dispatching.	133

Liste Des Symboles Et Abréviation

OM	Opérateur marché
OS	Opérateur Système électrique
CREG	La Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
GENCO	Generation companies (sociétés de production)
TRANSCO	Transmission Companies (sociétés de transport)
DISCO	Distribution companies (sociétés de distribution)
PJM	Pennsylvania-New Jersey-Maryland (opérateur au nord-est des Etats-Unis)
TRMA	Taux de Rendement Minimal Acceptable
TGCC	turbine à gaz à cycle combiné
VPC	la valeur de perte de charge
PPC_t	la probabilité des pertes de charge au cours de la période « t »
C_p	coefficient de puissance
V_v	Vitesse de vent
P_v	la masse d'air
F	représente le coût total de production
P_{ch}	représente la puissance active totale consommée
P_L	sont les pertes actives dans le réseau
P_{Gi}	représente la puissance active générée
λ	le coefficient de Lagrange
L	Lagrangien
ε	précision définie
c_{0,n}, c_{1,n}, c_{2,n}	les coefficients de la fonction coût propres à chaque générateur
B_{ij}	sont les coefficients de la formule des pertes ou les B-coefficients
μ	multiplicateur de Lagrange
B_{ij}, B_{0i}, B₀₀	les B-coefficients de la formule des pertes
DED	dispatching économique dynamique
UR_i	La contrainte de «ramp-up»
DR_i	La contrainte de «ramp-down»
SDV	Short Duration Variations of wind speed (La variation de la vitesse du vent de courte durée)
N	unités conventionnelles

W	unités éoliennes
C_w	fonction de coût linéaire pour les centrales éoliennes
$c_{1,\omega}$	le coefficient direct de cout pour le générateur éolien
$\mu_{\omega}^{eq}(u_{\omega}^m, \tau)$	le coefficient de sortie sous turbulence dans une éolienne
τ	l'intensité de turbulence
$k(\tau)$	le facteur de forme sans dimension
$v(\tau)$	le facteur d'échelle en m/s
PBDELD	Profit-Based Dynamic Economic Load Dispatch
PF	Le profit total du GENCO
RV	Le revenu total du GENCO
$D_{j,t}$	la puissance demandée à l'instant t par les clients
D_t^{min}	La demande minimale de client
D_t^{max}	La demande maximale de client
PSO	Particle Swarm Optimization
x	Position de la particule
k	Numéro d'itération
v	Vitesse de la particule
p_{best}	Meilleure position de la particule
p_{gbest}	Meilleure position dans le voisinage (essaim)
w	Coefficient d'inertie
C1, C2	Coefficients d'attraction
r1, r2	Nombres aléatoires, de distribution uniforme sur [0; 1]
GA	Genetic Algorithm (algorithme génétique)



Introduction générale

I. Introduction générale

L'énergie électrique est un outil très important et indispensable pour la croissance socioéconomique et le développement national de tout pays ce qui provoque une augmentation considérable de sa demande chaque jour. Les ingénieurs en énergie électrique sont donc constamment engagés dans toutes les étapes du processus de production, de transport et de distribution de cette énergie. Pour cela la plus haute préoccupation de tous les pays (développés et en développement) est d'établir et de maintenir un secteur d'électricité efficace. Les recherches à base des problèmes d'optimisation (ou autres) qui agissent dans ce contexte deviennent donc nécessaires.

La plupart des problèmes d'optimisation dans les applications du monde réel sont affectés par des conditions qui changent avec le temps, cela rend la résolution des problèmes dans ces environnements dynamiques à la fois importante et difficile. C'est le cas des problèmes rencontrés dans le contexte des systèmes d'alimentation électrique, où des changements constants affectent les variables des puissances, les scénarios des problèmes et les contraintes opérationnelles, ce qui conduit à des solutions optimales qui évolue dans le temps. Au cours des dernières décennies, la production, le transport et la distribution d'électricité ont connu une croissance considérable et un intérêt accru. Les intervenants du secteur essayent en permanence de trouver un équilibre entre la demande et l'offre d'électricité. La réalisation d'une répartition efficace, fiable et économique de la demande énergétique des consommateurs crée entre les unités de production un dynamisme dans le secteur.

Traditionnellement, l'industrie de l'électricité était gouvernée et monopolisée par un seul opérateur intégré qui avait le monopole sur les fonctions de production, de transport, et de distribution de l'énergie électrique. Cependant dans les dernières années, le secteur électrique dans beaucoup de pays avait subi des changements considérables et restructuré pour un marché libre. Cette restructuration a entraîné la séparation des activités de production, de transport et de distribution de l'électricité pour introduire la concurrence entre les fournisseurs d'énergie électrique et de multiplier le nombre d'acteurs sur un marché compétitif, dont lequel les clients sont capables de choisir leur provision de l'électricité dans plusieurs compagnies de production et détaillants. Cette concurrence n'est jamais totale d'où les infrastructures de transport nécessitant des investissements très lourds qui ne peuvent pas être mis en concurrence. Celles-ci constituent de ce fait un monopole naturel ayant vocation

d'être régulé par des autorités indépendantes. Dans ce marché libéré, l'essentiel pour ces compagnies est d'organiser efficacement leurs opérations en minimisant le coût de fonctionnement et en maximisant leurs profits.

Le problème du dispatching économique est posé pour déterminer les niveaux de production des centrales éclectiques pour assurer l'équilibre entre la production et la consommation avec la considération du coût de production. La complexité de problème d'optimisation de dispatching économique dans un réseau électrique surtout avec la dérégulation du marché d'électricité et le développement de la production décentralisée fait en sorte qu'il soit souvent difficile d'utiliser des méthodes exactes d'optimisation à cause du manque de flexibilité des méthodes classiques pour l'intégration des diverses contraintes spécifiques. Le développement rapide de l'art de l'informatique numérique a maîtrisé ce problème en développant plusieurs algorithmes pour déterminer la quantité d'énergie qui peut être générée et transportée pour répondre aux exigences des consommateurs aussi économiquement que possible.

II. Contribution

Le sujet de cette thèse concerne, en particulier, Contribution à l'étude de dispatching dynamique d'un système énergétique dans un marché libre de l'électricité.

L'étude de ce sujet en tenant compte de tous ces critères est très complexe du point de vue modélisation et calcul. C'est la raison pour laquelle beaucoup de problèmes ont été définis selon l'objectif voulu.

Les contributions de cette thèse sont citées comme suit :

- ✚ Etat de l'art d'un marché libre de l'électricité.
- ✚ Minimisation de coût de production de l'énergie électrique (prendre en considération l'inclusion des éoliennes dans le dispatching économique).
- ✚ L'utilisation de la méthode des algorithmes génétiques pour résoudre le problème du dispatching économique dynamique (avec et sans éoliennes).
- ✚ Détermination du profit maximal des différentes compagnies d'électricité dans un marché d'électricité libéré.

III. Organisation de la thèse

Pour atteindre les objectifs de recherche, cette thèse est organisée en quatre chapitres:

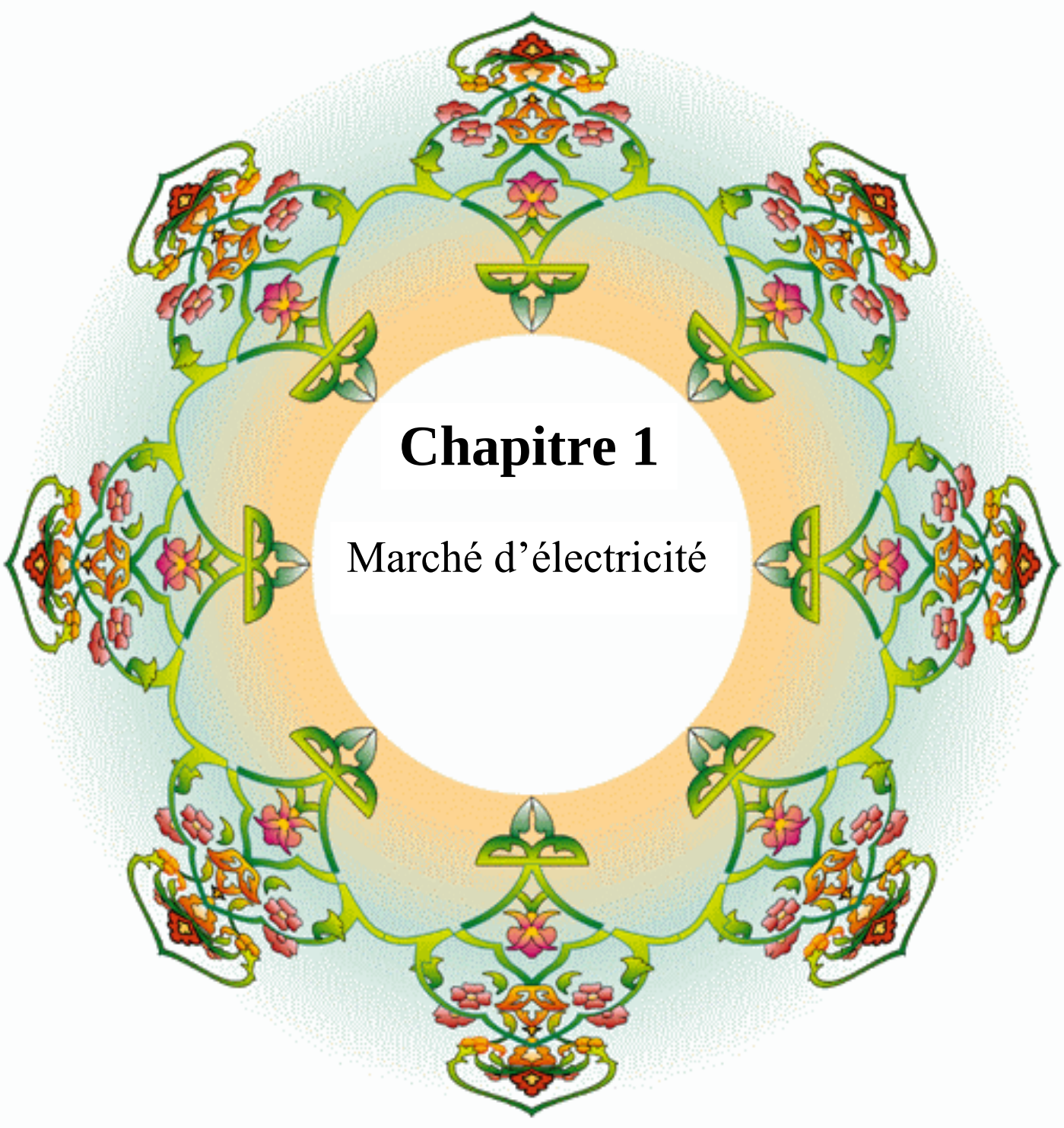
Dans le premier chapitre, nous décrivons d'une façon générale l'état de l'art des systèmes énergétiques dans un marché libre d'électricité.

Le second chapitre a été consacré à décrire l'ensemble des systèmes énergétiques et les différentes méthodes pour la résolution d'un dispatching économique en tenant compte l'inclusion des éoliennes dans ce dernier.

Le troisième chapitre, dans une première étape, nous présentons des généralités sur les méthodes d'optimisation. Puis dans une deuxième étape, nous allons présenter la méthode d'optimisation par les algorithmes génétiques qui sera utilisée dans le dernier chapitre comme une méthode de résolution.

Le quatrième chapitre est consacré à l'étude des cas et résultats qui se base sur l'application de la méthode GA pour résoudre le problème du dispatching économique (avec et sans éoliennes) dans un environnement dérégulé.

Enfin, nous clôturerons cette thèse par une conclusion générale concernant l'apport général délivré par nos travaux. Nous présenterons aussi les perspectives qui pourront faire suite à ces travaux.

A decorative circular border with a repeating floral and vine pattern in green, pink, and orange, surrounding a central white circle.

Chapitre 1

Marché d'électricité

1.1 Introduction

Traditionnellement, le secteur d'électricité est détenu par un seul opérateur historique, qui gère à la fois la production de l'énergie, son transport et sa distribution vers ses clients.

C'était une situation dite « monopole », où les clients, à l'exception de quelques gros consommateurs industriels raccordés à de rares distributeurs indépendants n'ont pas le choix de leur fournisseur.

Une première expérience significative de libéralisation du secteur d'électricité a été effectuée en Amérique du Sud dans les années 80, suivi par le Royaume-Uni au début des années 90. À partir de là, ce mouvement de libéralisation et de restructuration du secteur a progressivement mis fin à son ancienne structure et a progressivement propagé aux États-Unis, en Nouvelle-Zélande, en Scandinavie et finalement dans le reste de l'Europe. Cette libéralisation se traduit pour les consommateurs par la possibilité de choisir un fournisseur autre que le fournisseur historique duquel ils étaient « captifs » [1].

La restructuration du secteur a entraîné la séparation des activités de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique (Figure 1.1 et Figure 1.2). Les activités de production et de distribution (partie commerciale et services consommateurs) sont devenues dans la majeure partie des cas privés, avec l'éclatement de l'ancien opérateur intégré en plusieurs compagnies électriques de production et de distribution en concurrence la restructuration du secteur sera organisée comme suivant :

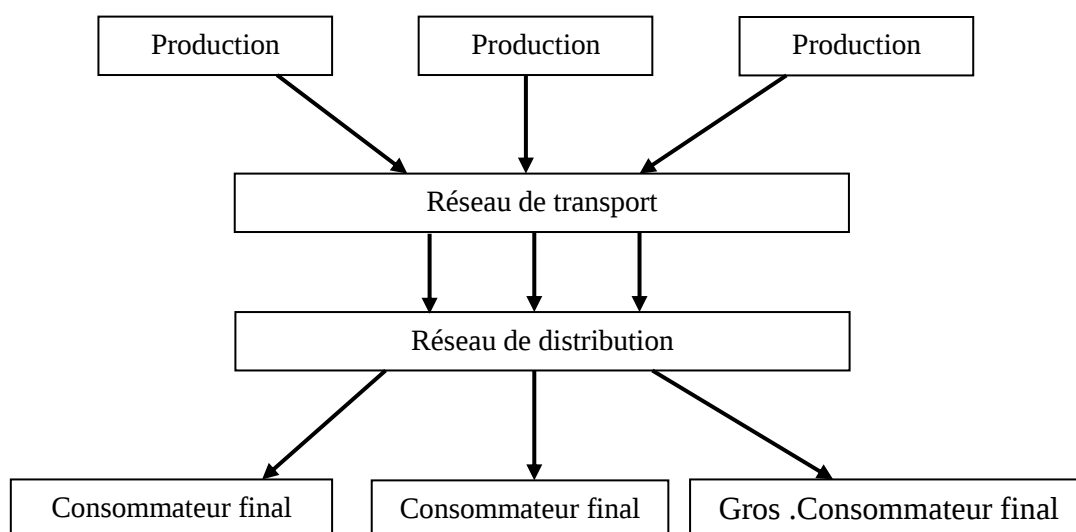


Figure 1.1 Ancienne structure verticalement intégrée du secteur de l'électricité.

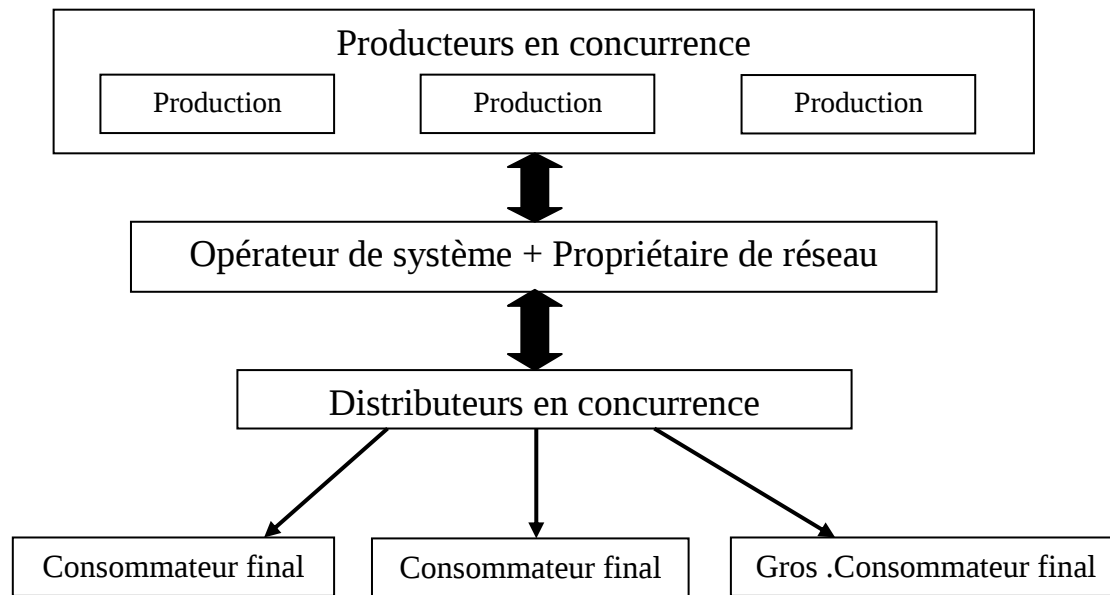


Figure 1.2 Séparation des activités de production, de transport et de distribution.

1.2 L'organisation du secteur énergétique en Algérie

SONELGAZ vit depuis quelques années, une phase particulièrement importante de son histoire. Désormais, la restructuration de SONELGAZ suite à l'avènement de la loi N° 01.02 du 05 février 2002 [2] s'est achevée avec la création de l'ensemble des filiales.

La nouvelle organisation validée en février 2017 a érigé SONELGAZ en groupe industriel composé de 16 filiales. Ainsi, ses filiales de base assurent la production, le transport et la distribution de l'électricité ainsi que le transport et la distribution du gaz par canalisations.

On compte:

1. La Société de Production de l'Electricité (SPE).
2. Sharikat Kahraba wa takat moutadjadida (SKTM).
3. La Société de l'Engineering de l'électricité et du Gaz (CEEG) chargée de la maîtrise d'œuvre (études, conduite, contrôle des travaux, réception et mise en service) des projets de réalisation d'infrastructures énergétiques (moyens de production d'électricité et de gaz, réseaux de transport gaz et haute tension), etc..., aux meilleures conditions techniques, de coût, de qualité et de délais de réalisation.
4. La Société de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE).
5. La Société de Gestion du Réseau de Transport Gaz (GRTG).
6. L'Opérateur Système électrique (OS) chargée de la conduite du système Production / Transport de l'électricité.
7. L'opérateur marché (OM) chargée de la gestion des offres de vente d'énergie des producteurs et des offres d'achat par les clients.

8. La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz (SDC)
9. Société de Distribution de l'Électricité et du Gaz d'Alger (SDA) comme filiale.

Les sociétés travaux du groupe SONELGAZ comme : Kahrif, Kahrakib, Etterkib, Inerga et Kanaghaz sont spécialisées dans le domaine de la réalisation des infrastructures énergétiques (engineering, montage industriel, réalisation de réseaux...) et c'est grâce à ces sociétés que l'Algérie dispose aujourd'hui des infrastructures électriques et gazières répondant aux besoins du développement économique et social du pays.

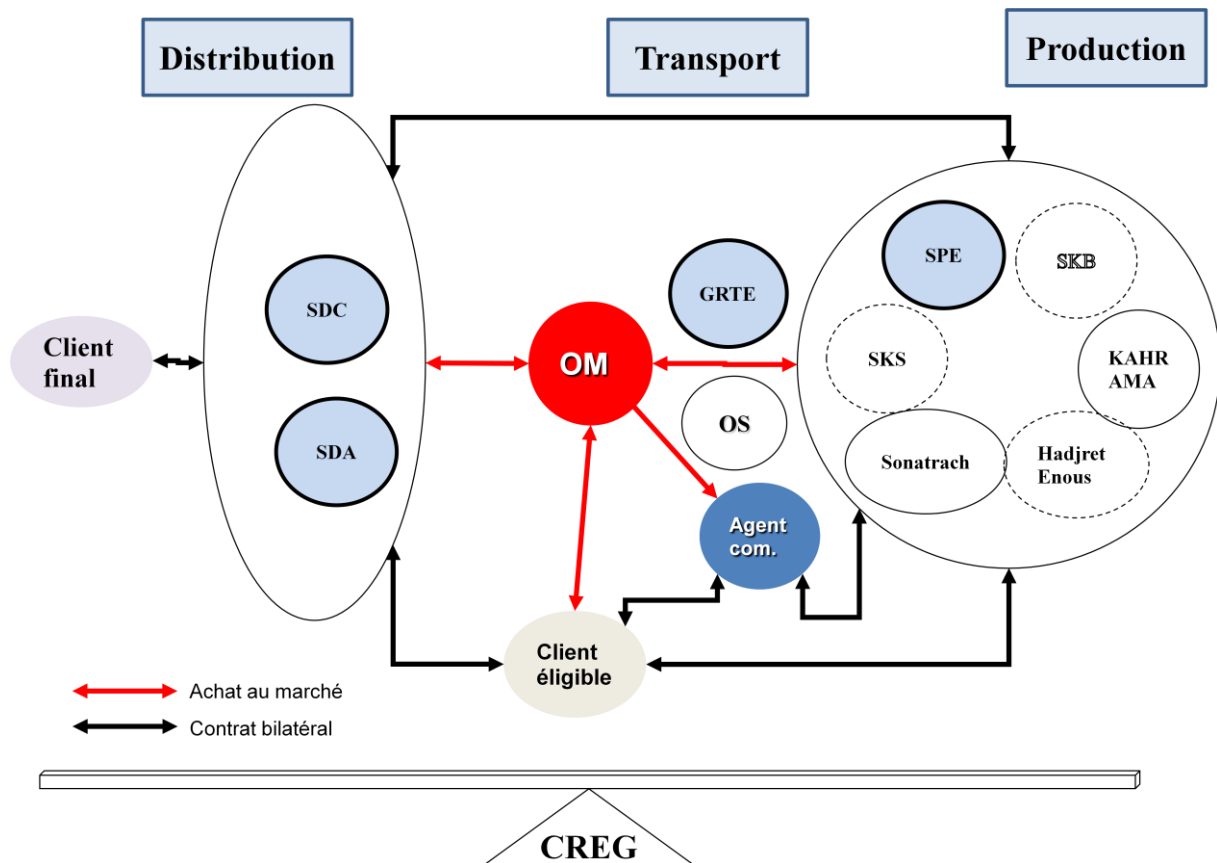


Figure 1.3 Organisation du secteur énergétique en Algérie.

CREG : La Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz a été créée par la loi N° 02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations. C'est un organisme indépendant et autonome doté de la personnalité juridique.

La CREG a trois missions principales :

- ✚ Réalisation et contrôle du service public.
- ✚ Conseil auprès des pouvoirs publics en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché de l'électricité et du marché intérieur du gaz.

- ✚ Surveillance et contrôle du respect des lois et règlements relatifs au marché de l'électricité et au marché intérieur du gaz.

1.3 Commercialisation de l'électricité en Algérie

Selon la loi N°01.02 du 05 février 2002 la commercialisation de L'électricité et du Gaz en Algérie se déroule comme suit :

- ✚ Liberté pour les gros consommateurs (clients éligibles) de choisir leurs fournisseurs
- ✚ Ces fournisseurs peuvent être des producteurs, des distributeurs ou des agents commerciaux (personnes physiques ou morales qui achètent de l'énergie pour la revente).
- ✚ Les producteurs, distributeurs et les agents commerciaux peuvent conclure librement leurs transactions.
- ✚ Pour les clients captifs la tarification est fixée par la Commission de régulation (CREG).
- ✚ Création d'une caisse sous l'autorité de la Commission qui prend en charge la péréquation des tarifs ainsi que les coûts liés à la période de transition au régime concurrentiel.

Dans la chaine de l'industrie électrique en Algérie (production, transport, distribution et vente/consommation) l'introduction de la concurrence n'est possible que dans certains maillons. Elle est introduite dans la plupart des cas, au niveau de la production (marché de gros) et de la vente d'électricité (marché de détail) cité ci-dessous :

➤ Production de l'électricité

Autorisations de construire et d'exploiter des centrales électriques dont l'énergie produite est destinée à la commercialisation ainsi que pour celles destinées à l'autoconsommation dont la puissance est supérieure à 25 MW (selon la CREG).

➤ Transport de l'électricité

Le transport de l'électricité reste un secteur monopole, est organisé en trois (3) fonctions :

- ✓ Exploitation et maintenance du réseau
- ✓ Mouvements d'énergie (Le dispatching)
- ✓ Le marché de l'électricité (la bourse)

Imposition d'une séparation nette entre ces trois (3) fonctions pour assurer le non discrimination entre les opérateurs.

➤ Distribution de l'électricité

- ✚ La concession pour la distribution de l'électricité et du gaz par canalisations (Ministre chargé de l'énergie).
- ✚ Procédure d'attribution des concessions par voie d'appels d'offres.

- ✚ Les tarifs d'utilisation des réseaux sont fixés par la Commission de régulation, ils sont transparents et non discriminatoires.
- ✚ Exploitation, entretien et développement des réseaux par le titulaire de la concession.
- ✚ En cas de changement de concessionnaire, la rémunération des investissements réalisés par le concessionnaire précédent.

1.4 Marché de l'électricité

Aux Etats-Unis, plusieurs formes d'organisation ont vu le jour [3]. Parmi celles-ci, on peut citer les :

- GENCOs (Generation companies) : ce sont des sociétés qui assurent la production de l'énergie électrique pour satisfaire la demande des différents clients (consommateurs).
- TRANSCO (Transmission Company) : ce sont des sociétés qui conjuguent les fonctions de propriétés du réseau et de sa gestion opérationnelle, et qui peuvent être à but lucratif.
- ISO (Independent System Operator) : On le trouve notamment en Californie ou dans l'état de New York. Cet opérateur du système ne possède pas le réseau de transport, et a uniquement pour mission de gérer le réseau et d'assurer sa sécurité.
- ISO mixte : l'opérateur du système cumule le rôle de gestion et de supervision du réseau et celui de gestion d'un marché de l'énergie, mais ne possède pas nécessairement le réseau. C'est la situation de l'opérateur de PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland) au nord-est des Etats-Unis.
- DISCOs (Distribution companies) : ce sont des sociétés qui assurent la distribution de l'énergie électrique vers les consommateurs.

La libéralisation du secteur a aussi entraîné l'émergence de nouvelles structures de marché de l'électricité, dont les 2 plus répandus sont le modèle pool, qui a la forme d'une bourse centralisée, et le modèle bilatéral, où un producteur et un consommateur concluent un contrat pour une certaine fourniture en énergie à un prix négocié librement entre eux. Ces deux modes de fourniture peuvent d'ailleurs très bien coexister au sein d'une même région. Dorénavant, nous désignerons les gros consommateurs industriels raccordés au réseau de transport ainsi que les distributeurs indépendants par le terme général de « consommateurs ».

1.4.1 Modèle pool

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

Dans le modèle pool, la concurrence est initiée dans les entreprises de production en créant plus d'un GENCO et progressivement on passe du côté distribution où les détaillants peuvent être séparés des DISCO et les consommateurs peuvent être autorisés à mettre en place un choix de fourniture au détail telle que le montre la Figure 1.4 [4].

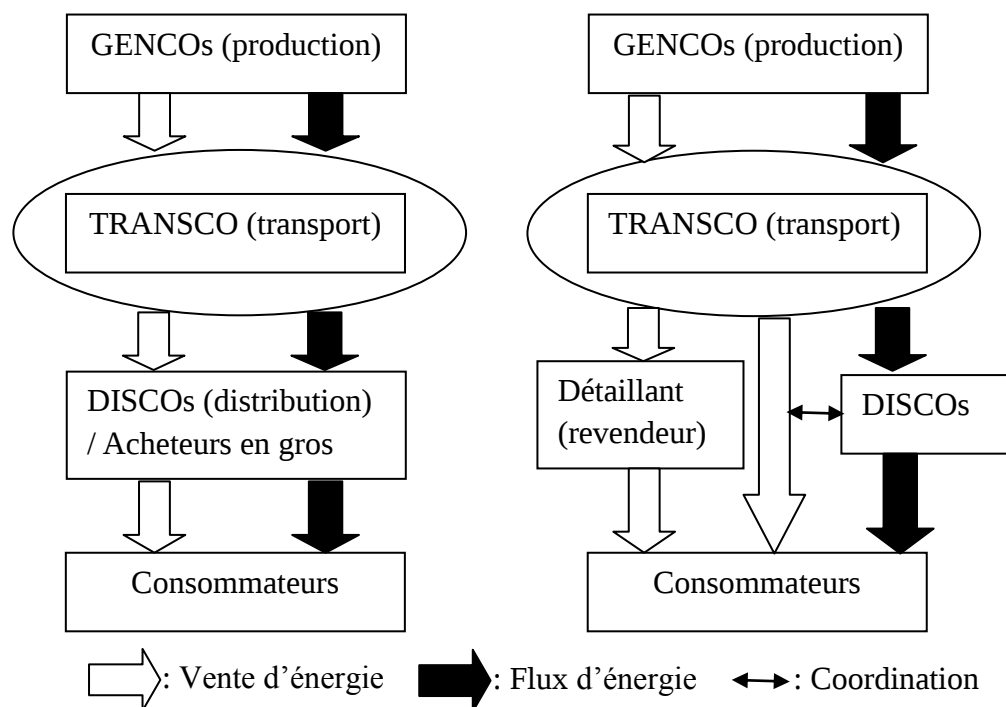


Figure 1.4 Organisation du modèle pool dans un marché d'électricité.

La négociation d'énergie est gérée de façon centralisée par un opérateur de bourse qui collecte les offres des producteurs et les demandes des consommateurs jusqu'à obtenir l'équilibre production-consommation. Les producteurs spécifient, pour chaque tranche de puissance

proposée un prix de vente laissé à leur choix. Les consommateurs précisent des commandes fermes d'achat, et éventuellement un prix au-delà duquel ils préfèrent retirer leur demande de la bourse. Il peut cependant exister des modèles de bourse dans lesquels les consommateurs peuvent varier leur demande en fonction du prix auquel ils auront à payer leur fourniture ; on parle dans ces cas de là d'élasticité de la demande. L'opérateur de la bourse classe alors les offres des producteurs de la moins chère vers la plus chère, et les demandes des consommateurs du plus offrant vers le moins offrant [1]. Ce processus d'agrégation peut être mis sous forme de courbes d'offres de production et de demande telle que le montre la Figure 1.5. L'intersection des deux courbes nous donne le point d'équilibre production-consommation (donc le volume total d'énergie contracté à la bourse pour la tranche horaire donnée), ainsi que le prix auquel a été fixée l'énergie contractée. Ce prix correspond au prix de la dernière tranche (dite tranche marginale) prise en compte (Market Clearing Price-MCP).

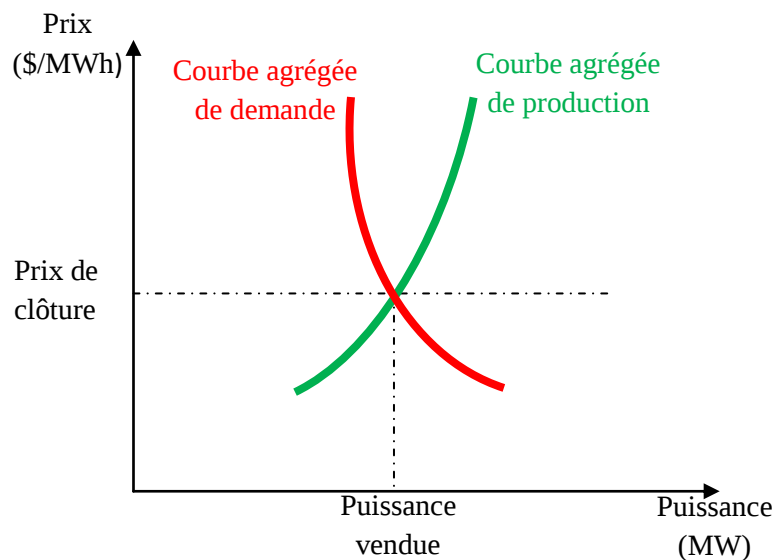


Figure 1.5 Principe de fonctionnement d'un marché pool.

1.4.2 Modèle bilatéral

Dans le modèle bilatéral, le consommateur contracte directement avec un fournisseur de son choix pour assurer sa fourniture en énergie. Ils se mettent aussi d'accord sur le prix de vente de l'énergie contractée. On parle alors ici de transaction bilatérale. Dans certaines régions du globe, ce mode peut être le principal moyen de fourniture en électricité, comme c'est le cas en Scandinavie. D'autres marchés, comme PJM possède un marché spot centralisé qui laisse la possibilité à un certain nombre d'acteurs de se fournir par contrats bilatéraux. Le modèle bilatéral peut être étendu à plus d'un producteur ou d'un consommateur ; On peut alors parler

dans ces-cas là d'une transaction multilatérale. Des acteurs de marché spécifiques appelés traders (courtier) peuvent mettre en relation plusieurs fournisseurs et plusieurs consommateurs.

En Californie, des opérateurs du marché spécifique appelé Scheduling Coordinators (SCs) (telle que le montre la Figure 1.6) gèrent des groupes de participants au marché de l'énergie dont le bilan électrique est équilibré (somme des puissances vendues égale somme des puissances achetées).

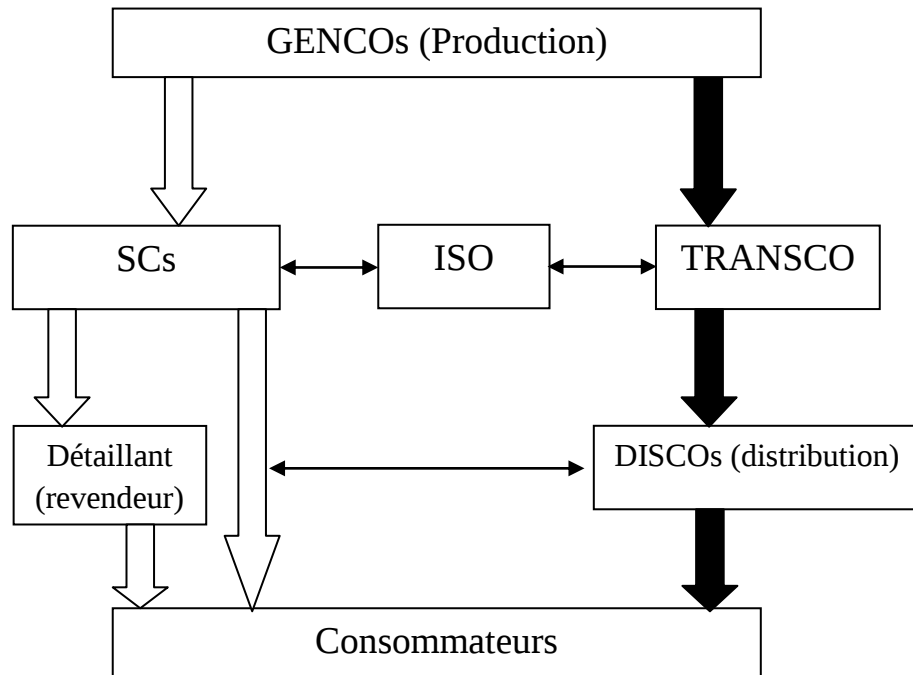


Figure 1.6 Organisation du modèle bilatéral dans un marché d'électricité.

1.5 Architectures du marché électrique

Dans la chaîne de l'industrie électrique (production, transport, distribution) l'introduction de la concurrence n'est possible que dans certains maillons.

Elle est introduite, dans la plupart des cas, au niveau de la production (marché de gros) et de la vente d'électricité (marché de détail).

Dans les activités en concurrence - marché du gros et marché du détail – les participants sont: les producteurs (des entreprises qui possèdent les moyens de production pour vendre de l'électricité sur le marché de gros à des revendeurs ou à des gros consommateurs); les revendeurs (entreprises qui achètent de l'électricité sur le marché de gros et la revendent sur le marché de détail); les traders (ne possèdent pas des moyens de production, ils achètent et revendent de l'électricité sur le marché de gros), et les consommateurs (qui achètent sur le marché de gros ou sur le marché du détail l'électricité qu'ils consomment).

1.5.1 Investir dans la production

On traite premièrement chaque unité de production indépendamment. En tenant compte de perspective d'un investisseur potentiel d'où on examine les facteurs qui influent sur la décision de construire une nouvelle centrale. On considère aussi le retrait (la fermeture) des centrales existantes lorsque leur rentabilité devient insuffisante. Pour des raisons de simplicité, on suppose que toutes les recettes produites par ces centrales proviennent de la vente d'énergie électrique et on néglige les recettes additionnelles qu'une centrale pourrait obtenir de la vente des services auxiliaires. On suppose également que les centrales de production d'électricité ne sont pas rémunérées pour fournir l'énergie, c'est-à-dire, simplement pour être disponible au cas où leur production est nécessaire.

1.5.1.1 La capacité de production du point de vue investisseur

1/ La construction de nouvelles centrales de production

Un investisseur financera une installation de production s'il croit que l'installation va gagner un bon bénéfice au cours de sa durée de vie. Plus spécifiquement, la recette produite par la centrale devrait dépasser le coût de sa construction et de son exploitation. En outre, ce bénéfice devrait être plus important par rapport au bénéfice que cet investisseur pouvait réaliser par tout autre projet avec le même niveau de risque.

Pour prendre une telle décision d'investissement, cet investisseur doit calculer le coût marginal de la centrale à long terme (y compris le taux des revenus) et prévoir le prix auquel la production de cette centrale pourrait être vendue. La construction d'une centrale est une décision rationnelle tant que le prix prévu dépasse le coût marginal à long terme de l'installation. Dans un marché de l'électricité libéralisé, ce raisonnement est applicable aux investissements dans la capacité de production. Ce type de décision d'investissement a conduit à ce qu'on appelle "*merchant generation expansion*" ou développement de la production marchande [5].

En réalité, la décision d'investir dans une nouvelle centrale de production est considérablement plus compliquée que cette théorie simplifiée proposée. Les deux côtés de l'équation sont en effet affectés par une quantité considérable d'incertitude. Les retards de construction et les variations dans le prix du carburant peuvent affecter le coût marginal à long terme. D'autre part, l'évolution des prix de gros de l'électricité sur une longue période est manifestement difficile à prévoir car :

- (1) la demande pourrait changer,

- (2) des concurrents pourraient entrer sur le marché,
- (3) une nouvelle technologie de production plus efficace peut être élaborées.

Le développement des centrales est souvent possible uniquement lorsqu'ils sont soutenus par des contrats en amont et en aval. Les contrats en amont garantissant l'approvisionnement en carburant à un prix fixe. Les contrats en aval assurent que l'énergie électrique produite par la centrale est vendue à un prix qui est également fixe. Ces arrangements éliminent les risques de prix sur lesquels le propriétaire de la centrale a généralement très peu de contrôle [6]. Ce propriétaire porte uniquement le risque associé à l'exploitation de la centrale, c'est-à-dire le risque qu'une panne pourrait empêcher la centrale de produire de l'énergie électrique et d'honorer ses contrats.

Une centrale d'énergie, comme tout autre système de production, est conçue pour fonctionner de façon satisfaisante pendant un certain nombre d'années. Les investisseurs qui décident de construire une centrale de production appuient leurs décisions sur cette durée de vie estimée. Pour les centrales de production d'électricité, cette durée de vie varie habituellement de 20 à 40 ans. Certaines centrales hydrauliques ont considérablement la plus longue durée de vie.

À titre d'illustration des contraintes imposées aux participants et aux responsables du marché, on donne ici l'exemple sur l'opportunité de construire une nouvelle centrale [7].

❖ Exemple 1 [7]

Bruce, un jeune ingénieur conseillé, a été chargé par l'entreprise Borduria Power pour les aider à parvenir à une décision préliminaire sur l'opportunité de construire une nouvelle centrale de 500 MW à base de charbon. Bruce commence par la collecte de quelques valeurs typiques pour les paramètres essentiels d'une centrale de ce genre. Le tableau ci-dessous montre les valeurs qu'il a recueillies.

Coût d'investissement	1021 \$/kW
Durée de vie prévue	30 ans
Taux de chaleur à la puissance nominale	9419 Btu/kWh
Coût de carburant prévu	1.25 \$/MBtu

Adapté des données DOE (Department of Energy) citées par S. Stoft (2002) [7].

Puisqu'on lui demande seulement une estimation approximative, Bruce néglige les coûts associés au démarrage et à la maintenance de l'installation. L'entreprise Borduria a demandé à Bruce d'utiliser la méthode du taux de rendement interne (TRI) pour estimer les profits de la centrale. Cette méthode est également appelé flux de trésorerie actualisé « discounted cash flows (DCF) » qui évalue les revenus d'un investissement. Pour appliquer

cette méthode, Bruce doit déterminer l'encaissement net pour chaque année de cette centrale durant sa durée de vie prévu. Bruce commence par calculer le coût de la construction de la centrale :

Coût d'investissement :

$$1021\$/kW \times 500MW = \$510\,500\,000 \quad (1.1)$$

Ensuite, Bruce doit estimer la production annuelle de cette centrale. Dans l'idéal, la centrale doit fonctionner au plein régime tout le temps. En réalité, ce n'est pas possible car la centrale doit être éteinte périodiquement pour l'entretien et parce qu'il y aura inévitablement des pannes imprévues. Bruce suppose un facteur d'utilisation de 80 %. Dans ces conditions, nous avons :

La production annuelle prévue :

$$0.8 \times 500MW \times 8760h / \text{année} = 3\,504\,000MWh \quad (1.2)$$

Bruce peut ensuite calculer le coût annuel de production de cette énergie :

Coût de production annuel :

$$3\,504\,000MWh \times 9419Btu / kWh \times 1.25\$ / MBtu = \$41\,255\,220 \quad (1.3)$$

Enfin, pour estimer les recettes, Bruce suppose que cette centrale vend l'énergie produite pour 32 \$/MWh. Le revenu annuel est calculé comme suit :

Revenu annuel:

$$3\,504\,000MWh \times 32\$ / MWh = \$112\,128\,000 \quad (1.4)$$

À cet effet, la feuille de Bruce est remplie comme suit:

Année	Investissement	Production	Coût de production	Revenu	Encaissement nette (le profit)
0	\$510500000	0	0	0	-\$510500000
1	0	3504000	\$41255220	\$112128000	\$70872780
2	0	3504000	\$41255220	\$112128000	\$70872780
3	0	3504000	\$41255220	\$112128000	\$70872780
...	0	...	...	...	...
30	0	3504000	\$41255220	\$112128000	\$70872780

Bruce a donc supposé que tous les coûts d'investissement sont engagées au cours de la première année avant que la centrale soit mise en marche et que la production, revenus, coût de la production et le flux de trésorerie net (le profit) garde les mêmes valeurs au cours des 30 ans (la vie prévue de la centrale). Pour calculer le taux de rendement interne de flux de

trésorerie net Bruce utilise l'une des fonctions fournies par le logiciel des tableaux (Voir Sullivan et al. (2003) [7] un livre explique en détaille le calcul du taux de rendement interne). La plupart des tableaux fournissent une fonction de calcul du taux de rendement interne, d'où il obtient généralement une valeur de 13,58 %. L'entreprise Borduria doit ensuite comparer cette valeur avec leur Taux de Rendement Minimal Acceptable (TRMA) avant de prendre leur décision.

Avant de s'engager, l'entreprise Borduria voulait examiner les risques associés avec ce projet. Deux questions sont particulièrement préoccupantes dans ce cas : Que se passe-t-il si le prix de l'énergie électrique ne répond pas aux attentes ou si la centrale ne peut pas atteindre le facteur d'utilisation ciblée? À l'aide de sa feuille de calcul, Bruce peut facilement recalculer le taux de rendement interne pour une gamme déférente des prix et des facteurs d'utilisation pour tracer le graphe présenté dans la figure 1.7. En supposant que la centrale permet d'atteindre un coefficient d'utilisation de 80%, si la centrale atteignait un TRMA de 12 %. Le prix moyen de l'électricité vendue ne peut tomber au-dessous de 30 \$/MWh. D'autre part, le prix moyen des ventes devrait augmenter considérablement si le coefficient d'utilisation descend bien au-dessous de 80 %.

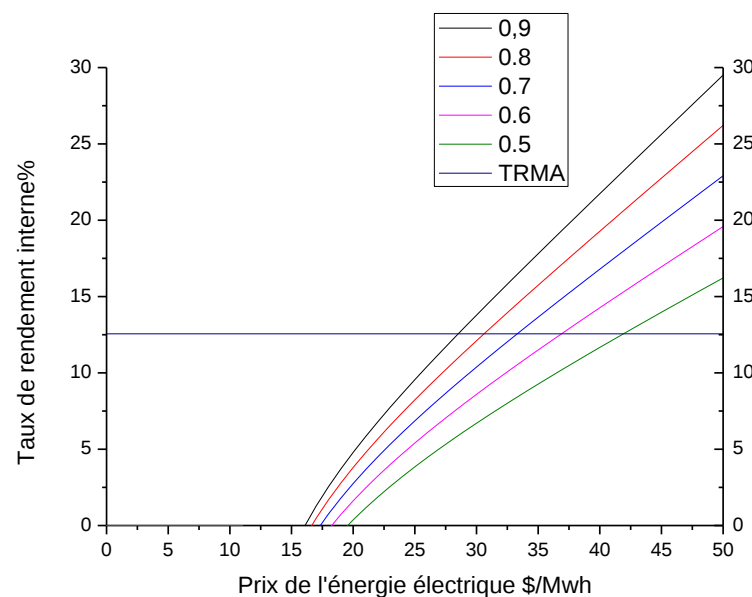


Figure 1.7 Taux de rendement interne de l'unité de charbon de l'exemple 1 en fonction des prévisions de prix de l'énergie électrique pour différentes valeurs du coefficient d'utilisation.

❖ Exemple 2 [7]

Après avoir examiné les résultats indiqués ci-dessus, le conseiller de l'entreprise est préoccupé par la taille de l'investissement initial et le risque associé à ce projet.

Bruce demande d'effectuer une analyse similaire pour une turbine à gaz à cycle combiné (TGCC). Comme le montre le tableau ci-dessous, l'économie de cette technique est très différente de celles d'une centrale à charbon. L'investissement initial est beaucoup plus petit et l'efficacité de la conversion de l'énergie est beaucoup plus élevée (parce que la chaleur est plus faible). D'autre part, une TGCC brûle un gaz combustible qui est beaucoup plus cher que le charbon.

Coût d'investissement	533 \$/kW
Durée de vie prévue	30 ans
Taux de chaleur à la puissance nominale	6927 Btu/kWh
Coût de carburant prévu	3.00 \$/MBtu

Adapté des données DOE (Department of Energy) citées par S. Stoft (2002).

En suppose qu'on a le même facteur d'utilisation (80%) et le même prix de l'électricité (32 \$/MWh) d'où la production annuelle et les revenus annuels d'une centrale TGCC de la même capacité seraient manifestement le même que pour une centrale à charbon :

La production annuelle :

$$0.8 \times 500 \text{ MW} \times 8760 \text{ h} / \text{année} = 3504\,000 \text{ MWh} \quad (1.5)$$

Revenu annuel:

$$3504000 \text{ MWh} \times 32 \$ / \text{MWh} = \$112\,128\,000 \quad (1.6)$$

D'autre part, le coût d'investissement et le coût de production annuel serait différent :

Coût d'investissement :

$$533 \$ / \text{kW} \times 500 \text{ MW} = \$266\,500\,000 \quad (1.7)$$

Coût de production annuel :

$$3504000 \text{ MWh} \times 6927 \text{ Btu} / \text{kWh} \times 3.00 \$ / \text{MBtu} = \$728\,166\,24 \quad (1.8)$$

À l'aide de sa feuille de calcul, Bruce examine à nouveau la façon comment le taux de rendement interne varie par rapport aux prix prévu de l'énergie électrique et le coefficient d'utilisation. Les résultats de cette analyse sont indiqués dans la figure 1.8. On suggère qu'une centrale TGCC peut donner un taux de rendement plus élevé qu'une centrale à charbon. Une décision mutuellement exclusive entre les alternatives d'investissement. Toutefois, cette décision devrait ne pas être fondée simplement sur une comparaison de leurs taux de rendement respectifs. Si l'investissement le plus petit (dans ce cas-la TGCC) entraîne un taux de rendement acceptable, l'investissement le plus important (centrale à charbon) devrait être considéré comme un investissement supplémentaire. Bruce donc calcule le flux de trésorerie net supplémentaire de cet investissement. Cette partie de sa feuille de calcul ressemble à ceci :

Année	Investissement d'une central TGCC (A)	Investissements d'une central a charbon (B)	Coût de production d'une TGCC (C)	Coût de production d'une central a charbon (D)	Encaissement nette supplémentaire (A)–(B)+(C)–(D)
0	\$266500000	\$510500000	0	0	–\$244000000
1	0	0	\$72816624	\$41255220	\$31561404
2	0	0	\$72816624	\$41255220	\$31561404
3	0	0	\$72816624	\$41255220	\$31561404
...	...	...	...	...	...
30	0	0	\$72816624	\$41255220	\$31561404

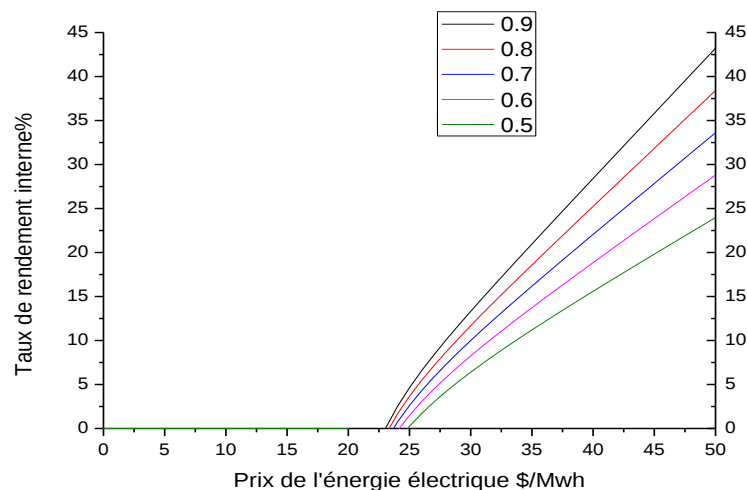


Figure 1.8 Taux de rendement interne d'une central TGCC de l'exemple 2 en fonction des prévisions de prix de l'énergie électrique pour différentes valeurs du coefficient d'utilisation.

Les colonnes de la production annuelle et le revenu annuel ne sont pas indiqués parce qu'ils sont identiques pour les deux technologies. Puis Bruce calcule le taux de rendement interne qui correspond au flux de trésorerie indiqué dans la dernière colonne de tableau et reçoit une valeur de 12,56 %. Si le TRMA du central Borduria est fixé à 12 %, la construction d'une centrale à charbon plutôt qu'une central TGCC serait justifiée, au moins pour cette valeur du coefficient d'utilisation. Dans son rapport, Bruce inclut le graphe illustré à la figure 1.9 et fait un rappelle au conseil d'administration de l'entreprise Borduria que ce taux de rendement internes supplémentaires tombe en dessous de 12 % si la central ne permet pas d'atteindre un coefficient d'utilisation de 80 %.

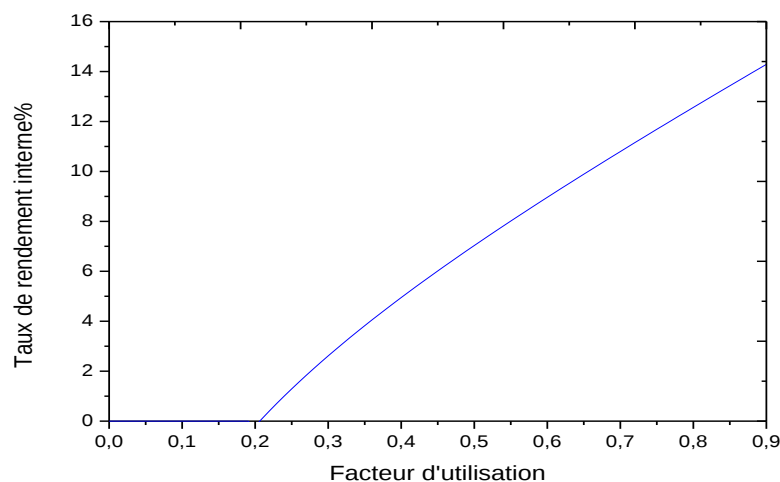


Figure 1.9 Taux de rendement interne supplémentaire que la central de Borduria permettrait de réaliser en investissant dans une centrale à charbon plutôt qu'une TGCC

❖ Exemple 3 [7]

Alors que l'entreprise Borduria envisage la construction d'une centrale qui brûle des combustibles fossiles, Nick, le directeur général de l'énergie éolienne Syldavian Ltd., a identifié un site prometteur pour le développement d'une ferme éolienne de 100 MW. Le tableau ci-dessous montre les paramètres du central que Nick estime dans son calcul de rentabilité préliminaire de ce projet.

Coût d'investissement	919 \$/kW
Durée de vie prévue	30 ans
Taux de chaleur à la puissance nominale	0 Btu/kWh
Coût de carburant prévu	0 \$/MBtu

Adapté des données DOE (Department of Energy) citées par S. Stoft (2002).

Le coût d'investissement initial est donc :

$$919 \text{ $/kW} \times 100 \text{ MW} = \$91\,900\,000 \quad (1.9)$$

Puisque le vent est gratuit, les coûts d'exploitation et d'entretien sont négligées dans cette première approximation, Nick n'a pas besoin d'examiner chaque année le coût de production. 32 \$/MWh est le meilleur prix moyen estimé au cours de la durée de vie de la centrale qui peut être identique à celui utilisé par la central Borduria. Même si le site que Nick envisagé dispose d'un excellent régime de vent, le coefficient d'utilisation d'un parc d'éoliennes ne devrait pas dépasser 35 %.

La production annuelle:

$$0.35 \times 100 \text{ MW} \times 8760 \text{ h/année} = 306\,600 \text{ MWh} \quad (1.10)$$

Revenu annuel:

$$306\,600\text{MWh} \times 32\$/\text{MWh} = \$9811200 \quad (1.11)$$

La feuille de Nick ressemble à ceci:

Année	Investissement	Production	Coût de production	Revenu	Encaissement nette (le profit)
0	\$91 900 000	0	0	0	-\$91 900 000
1	0	306 600	0	\$9 811 200	\$9 811 200
2	0	306 600	0	\$9 811 200	\$9 811 200
3	0	306 600	0	\$9 811 200	\$9 811 200
...	0	...	...	...	...
30	0	306 600	0	\$9 811 200	\$9 811 200

Sur les 30 ans de la durée de vie prévue du parc d'éoliennes, l'encaissement net figurant dans la dernière colonne donne un taux de rentabilité interne de 10,08 %. Ce taux est inférieur au 12 % que la central Borduria estime acceptable, mais il répond à l'exigence de 10 % de TRMA utilisé par la centrale éolien Syldavian Ltd.

2/ L'arrêt d'une centrale de production

Une fois qu'une centrale de production est mise en service, sa durée de vie devient un point de référence théorique autour duquel la durée de vie réelle peut varier de manière significative. Les conditions de marché peuvent en effet changer au point que les revenus générés par la centrale ne couvrent plus ses coûts d'exploitation. À moins qu'il y ait des raisons de croire que les conditions du marché vont s'améliorer, sinon la centrale doit être mise en arrêt. Il est intéressant de souligner que dans un environnement concurrentiel, une telle décision est fondée uniquement sur les perspectives de revenus et de coûts de la centrale et ne tient pas au compte l'aptitude technique des coûts irrécupérables de l'usine [8]. D'autre part, les frais récupérables (tels que la valeur du terrain sur lequel est construit la centrale) sont pris en considération dans une telle décision parce qu'ils représentent des revenus qui deviennent disponibles.

❖ Exemple 4 [7]

Selon Bruce, le rapport de la commission de Borduria a décidé de construire la centrale à charbon examiné dans l'exemple 1. Malheureusement après seulement 15 ans de fonctionnement, cette centrale a des ennuis. En raison d'une forte demande, le prix du soufre de charbon brûlé par la centrale a grimpé à 2,35 \$/MBtu. En outre, le gouvernement de Borduria a imposé une taxe environnementale de 1.00 \$/MWh sur les centrales à

combustibles fossiles. Dans ces conditions, le coût marginal de la production de l'usine a augmenté comme suit :

Coût marginal de production :

$$2.35 \text{ \$/MBtu} \times 9419 \text{ Btu / kWh} + 1 \text{ \$/MWh} = 23.135 \text{ \$/MWh} \quad (1.12)$$

Au même temps, les concurrents ont mis en service des TGCC plus efficace d'où le prix moyen de l'énergie électrique démunie à 23.00 \$/MWh. En supposant un facteur d'utilisation de 80 %, la centrale réalise des pertes annuelles calculées comme suit :

Perte annuelle :

$$(23.13465 - 23.00) \text{ \$/MWh} \times 0.8 \times 500 \text{ MW} \times 8760 \text{ h/année} = \$473040 \quad (1.13)$$

Une étude de marché commandée par Borduria suggère qu'il est peu probable que cette situation change avec l'implantation des autres centrales plus efficace au cours des prochaines années, ce qui conduirait à une baisse du prix de l'énergie électrique à 22.00 \$/MWh. En outre, une nouvelle augmentation du prix du soufre de charbon est prévue. Sur cette base, la centrale doit être mise en arrêt immédiatement afin de récupérer la valeur de la terre, qui est estimée à 10 000 000 \$.

Avant de prendre une décision finale concernant la fermeture de la centrale, Borduria étudié une autre possibilité. Au lieu de brûler le charbon à bas-soufre, il pourrait brûler le charbon à haut-soufre qui ne coûte que 1,67 \$/MBtu. Ce changement nécessiterait un investissement de 50 000 000 \$ pour l'installation de l'équipement de désulfuration des gaz de combustion (DGC). Cette installation devra prendre une année et aurait un effet néfaste sur le taux de chaleur débité par la centrale, ce qui engendre une augmentation d'environ 11500 BTU/kWh. En Gardant les autres hypothèses économiques inchangées, l'effet de rénovation de cette centrale sur les 15 ans restante est résumé dans la feuille de calcul suivante :

Année	Investissement	Production	Coût de production	Revenu	Encaissement nette (le profit)
0	\$50 000 000	0	0	0	-\$50000 000
1	0	3 504 600	70 798 320	\$77088000	\$6289680
2	0	3 504 600	70 798 320	\$77 088 000	\$6 289 680
3	0	3 504 600	70 798 320	\$77 088 000	\$6 289 680
...	0	...	...	...	...
30	0	3 504 600	70 798 320	\$87 088 000	\$16289680

La recette de la 15^{ème} année comprend la valeur estimée de la terre. Alors que cet investissement permettra de créer un encaissement net positif, la valeur actuelle nette de cet encaissement est égale à – 4 763 285\$. Cela démontre que cet investissement ne serait pas rentable et que la centrale doit absolument être fermée.

1.5.1.2 Les capacités de production d'après la perspective des clients

Dans la première partie de ce chapitre, on a pris la perspective d'un investisseur potentiel qui essaie de décider de construire une nouvelle centrale. On a également examiné le processus de décision du propriétaire d'une centrale qui essaie de décider si le moment est venu pour l'arrêter. Dans cette section, on prend en considération la fourniture de capacité de production du point de vue des consommateurs. Dans un environnement déréglementé complètement, il n'y a aucune obligation à toute compagnie de construire des centrales électriques. La capacité de production totale qui est disponible pour alimenter la demande est fondée sur des décisions individuelles afin d'augmenter le profit.

Nous allons d'abord examiner si la décision de créer une centrale de production peut être totalement entraînée par les bénéfices obtenus dans les marchés de l'énergie électrique. Si ce n'est pas satisfaisant, le développement du marché doit être complété par un mécanisme centralisé conçu pour assurer ou encourager la disponibilité d'une certaine quantité de capacité. Nous allons discuter les quatre formes que ce mécanisme peut prendre.

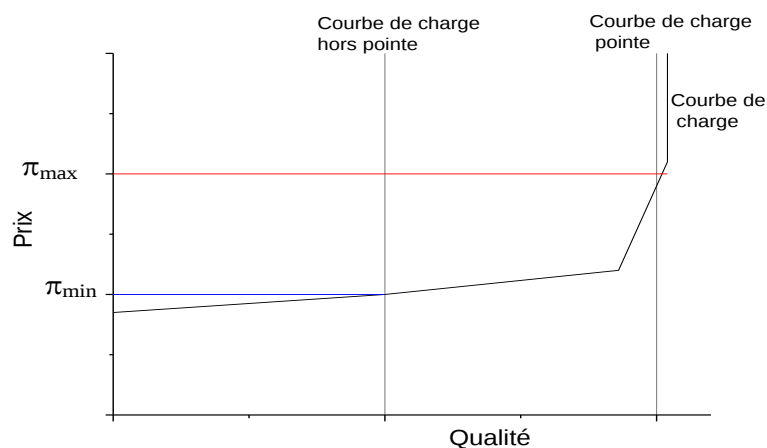
À ce stade, nous devons noter que les consommateurs ont des exigences en matière de fiabilité lorsqu'ils achètent de l'énergie électrique. Cela signifie que l'énergie devrait être livrée lorsque les consommateurs demandent et non pas à un autre moment. Quelque générateur est occasionnellement indisponible en raison des pannes ou de la nécessité d'effectuer des opérations de maintenance, le système d'alimentation doit disposer d'une capacité de production nécessaire pour répondre à la demande des heures de pointe [9]. L'augmentation de cette marge de capacité de production améliore la fiabilité du système. Les mécanismes décrits ci-dessous doivent donc être jugés non seulement sur leur capacité de fournir une capacité de production suffisante pour fournir l'énergie électrique demandée par les consommateurs, mais aussi pour répondre à leurs exigences de fiabilité.

1/ Le développement de marché de l'énergie électrique

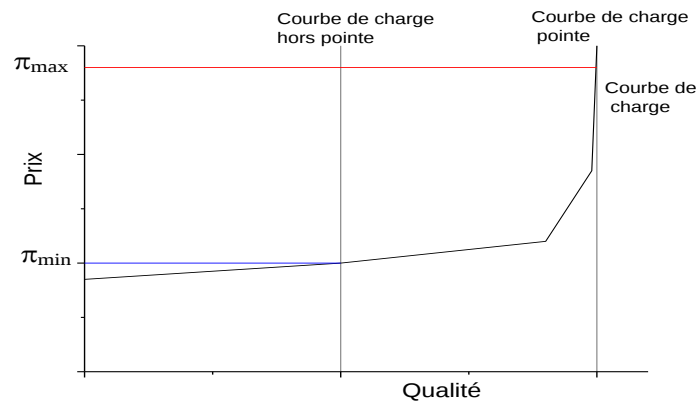
Certains économistes du système d'alimentation soutiennent que l'énergie électrique devrait être traitée comme toute autre marchandise [10]. Ils insistent sur le fait que si l'énergie électrique est échangée sur un marché libre, il ne devrait pas y avoir de mécanisme centralisé

pour contrôler ou encourager l'investissement dans les centrales. S'ils sont laissés seuls, les marchés devraient déterminer le niveau optimal de la capacité de production appelé par la demande. Intervenir dans le marché déséquilibre les prix et les incitations. La planification et la subvention centralisée entraînent un surinvestissement ou un sous-investissement qui sont économiquement inefficaces.

Comme nous l'avons vu auparavant, si la demande pour un produit augmente, ou sa réserve diminue, le prix du marché augmente et encourage les investissements dans la capacité de production supplémentaire. En raison de la nature cyclique de la demande d'électricité et de son manque d'élasticité (souplesse), les hausses de prix sur les marchés de l'électricité ne sont habituellement pas régulières et progressives. Au lieu de cela, nous sommes susceptibles d'observer des hausses de prix (c'est-à-dire de très grandes augmentations de prix pour des courtes périodes de temps) lorsque la demande rapproche de la capacité de génération installée totale. La figure 1.10 illustre ce phénomène. La fonction de charge est représentée par des courbes linéaires à trois segments. Le premier segment modérément incliné représente la majeure partie des unités de production dans un marché raisonnablement concurrentiel. Le deuxième segment, qui a une pente beaucoup plus raide représente la pointe des unités qui sont appelées rarement. Le troisième segment est vertical et représente la courbe de charge lorsque toute la capacité de production existante est utilisée. Une ligne presque verticale représente la fonction de demande de faible élasticité. Cette fonction de demande se déplace horizontalement quand la demande fluctue au fil du temps.



-a-



-b-

Figure 1.10 : Illustration du mécanisme conduisant à des hausses de prix sur le marché de l'énergie électrique. (a) la capacité de production suffisante, (b) la capacité de production insuffisante.

Deux courbes sont représentées: l'une représente la période minimum de la demande et l'autre représente la période de demande à la pointe. Les intersections de ces courbes avec la fonction d'alimentation déterminent le prix minimum et maximum. Lorsque la capacité de production est limitée mais suffisante pour répondre à la charge (figure 1.10(a)), le prix s'élève brusquement durant les périodes de pointe de la demande parce que le prix de marché est relié par la production des centrales qui fonctionnent très rarement. Ces pointes de prix sont beaucoup plus élevées quand l'ensemble de la capacité de production est en cours d'utilisation sous des conditions de charge maximale (figure 1.10(b)). Une telle situation pourrait se produire parce que la capacité de production installée n'a pas suivi le rythme de l'accroissement de la charge, car certaines installations de production ont été mis à l'arrêt ou parce que certaines installations de production ne sont pas disponibles (par exemple, la sécheresse qui a réduit la quantité de l'énergie hydraulique disponible). Dans ces conditions, le seul facteur qui limiterait l'augmentation des prix est la variation de la demande. Notez que ce raisonnement suppose que la demande répond aux prix. Si ce n'est pas le cas, la charge doit être abaissée (délestage) pour éviter l'effondrement du système.

En pratique, ces pics tarifaires sont considérablement plus élevés que ce suggère la Figure 1.10 d'où ils sont suffisants pour augmenter considérablement le prix moyen de l'électricité, même si ce phénomène se produise seulement quelques fois par an. Les hausses de prix fournissent donc un signal clair qu'il n'y a pas suffisamment de capacité pour répondre à la demande et que les revenus "supplémentaires" qu'ils produisent sont essentiels pour inciter les compagnies à investir dans des nouvelles unités de production ou de conserver les anciennes unités disponibles.

Ces pics tarifaires sont évidemment très chers pour les consommateurs. Ils devraient donc les encourager à devenir plus attentif à la variation des prix. À la mesure que la valeur du prix de la demande augmente et l'amplitude des pointes diminuent même si l'équilibre entre la pointe de la charge et la capacité de production ne s'améliorent pas. Des pics de prix donnent aussi aux consommateurs une forte incitation à conclure des contrats qui encouragent les producteurs à investir dans la capacité de production.

Selon cette théorie qui est soutenue par des modèles mathématiques [11], un équilibre devrait éventuellement être atteint entre les investissements dans la capacité de production et les investissements dans des équipements de contrôle de la charge pour un maximum de sécurité. Toutefois, plusieurs problèmes techniques et socioéconomiques et leurs conséquences politiques peuvent empêcher cet équilibre d'être atteint. Tout d'abord, la technologie nécessaire pour faire une partie suffisante de la demande qui répond aux variations des prix à court terme n'est pas encore disponible. Jusqu'à ce que ces technologies deviennent largement disponibles et acceptées, il sera peut-être nécessaire de mettre en œuvre un rationnement quantitatif plutôt qu'un rationnement des prix lorsque la demande dépasse l'offre. En d'autres termes, l'opérateur du système peut débrancher des charges pour maintenir le système en équilibre durant les périodes de forte demande. Les débranchements des charges généralement sont extrêmement impopulaires et ont souvent des conséquences sociales désastreuses (accidents, vandalisme). Ils sont également en termes économiques très inefficaces. Leur impact peut être estimé à l'aide de la valeur de la perte de charge (VPC) qui est plusieurs fois plus grand que le coût de l'énergie non fourni. Les consommateurs ne sont pas habitués à de telles perturbations et il est peu probable que leurs représentants politiques les tolèrent pendant un certain temps.

Lorsque les consommateurs sont exposés à des prix bien déterminés et devrait être augmentée leur demande, des crêtes de prix sont très impopulaires. Puisque l'origine de ces pointes est assez difficile à expliquer et à justifier aux non-spécialistes, les consommateurs croient souvent qu'ils sont arnaqués. Des hausses de prix ont également des conséquences socialement inacceptables comme de forcer les personnes pauvres et vulnérables à réduire leur consommation d'énergie électrique pour des besoins essentiels tels que le chauffage, la cuisine et la climatisation. Pour être politiquement acceptables, de nombreux marchés de l'électricité intègrent donc un plafonnement des prix conçu pour éviter de fortes hausses de prix. Un tel plafonnement des prix enlève évidemment une bonne partie de l'encouragement à la construction ou le maintien de la capacité de production.

Un marché de l'électricité qui repose sur des pics dans le prix de l'énergie électrique pour encourager le développement de la capacité de production n'est pas nécessairement bon pour les investisseurs. Les hausses de prix ne peuvent pas se matérialiser et le prix moyen de l'électricité peut être nettement plus faible si la météo est plus tempérée ou si des précipitations supérieures rendaient l'énergie hydraulique plus abondante. Baser les décisions d'investissement sur ces signaux représente un risque important pour les investisseurs. Ce risque peut les dissuader de s'engager dans la construction de nouvelles centrales.

Enfin, les modèles de simulation développés par Ford (1999, 2001) suggèrent que le temps qu'il faut pour obtenir un permis de construire d'une centrale électrique peut créer l'instabilité dans le marché [8] , [9]. Au lieu d'augmenter la puissance progressivement pour répondre à la croissance de la charge, la capacité de production passe par une série de cycles d'accroissement et de ralentissement. Un manque de capacité de production de l'électricité produit des prix très élevés et déclenche une évolution dans la construction des centrales électriques. Cette évolution entraîne une disponibilité de la capacité qui entraîne une baisse des prix et décourage la construction jusqu'à ce que la surcapacité soit résolue. Ces cycles d'accroissement et de ralentissement à long terme ne sont pas dans l'intérêt ni des producteurs ni des consommateurs.

En conclusion, il apparaît que le fait de compter seulement sur le marché de l'énergie électrique et ses pics de prix pour apporter suffisamment de capacité de génération ne donnera pas des résultats satisfaisants. Cette approche suppose que les consommateurs achètent seulement l'énergie électrique et que cette transaction peut être traitée comme l'achat d'une marchandise. En réalité, les consommateurs n'achètent pas uniquement de l'énergie électrique mais un service qui peut être défini comme la fourniture d'énergie électrique avec un certain niveau de fiabilité.

2/ Paiements de capacité

Le risque associé au développement de la production est considéré comme une main invisible du marché d'énergie électrique souvent jugé trop grand. Les concepteurs du marché dans plusieurs pays et régions ont décidé que : plutôt que de verser occasionnellement de grosses sommes d'argent aux producteurs à cause de l'augmentation des prix induite par la pénurie, il était préférable de leur verser régulièrement une somme plus petite. Les paiements seraient proportionnels à la quantité de la puissance mise en disponibilité par chaque générateur. Ces paiements de capacité constituent un flux de revenus qui est séparé de l'argent que les générateurs dérivent du marché de l'énergie électrique. Ils devraient couvrir au moins

une partie du coût des nouvelles unités de production et d'encourager les sociétés productrices à garder les unités disponibles qui sont rarement appelées à produire de l'énergie. En augmentant la capacité totale disponible, ces paiements réduisent, mais n'éliminent pas la probabilité de pénurie. Plus la capacité de production augmente la concurrence s'améliore et les prix se modèrent dans le marché de l'énergie électrique.

Les paiements de capacité réduisent ainsi les risques décrits dans la section précédente et les répartissent entre tous les consommateurs quel que soit le moment de leur demande d'énergie électrique. Au moins à court terme, cette socialisation du coût de l'énergie de pointe a des avantages énergétiques pour les participants face aux risques du marché, qu'ils soient consommateurs ou producteurs. À long terme, cette approche réduit l'incitation à adopter un comportement économiquement efficace d'où les capitaux peuvent être investis dans la capacité de production et trop peu sur les appareils que les consommateurs peuvent utiliser pour contrôler leur demande [12].

Il y a aussi des difficultés pratiques : Tout d'abord, il n'y a pas de moyen clair pour déterminer le montant total à dépenser pour le paiement de la capacité ou le taux à payer par mégawatt de capacité installée. Deuxièmement, un tel système peut également conduire à des débats sans fin sur le montant à payer à chaque générateur. Par exemple, il peut considérer que les centrales d'énergie hydraulique et thermique ne font pas la même contribution à la fiabilité en raison d'une sécheresse qui peut limiter la production d'une centrale hydraulique. Finalement, puisque les paiements de capacité ne sont liés à aucun critère de performance, il n'est pas évident qu'ils améliorent en réalité la fiabilité.

Dans une tentative de contourner ces difficultés, le pool d'électricité de l'Angleterre et du Pays de Galles ont adopté une approche alternative. Le prix de l'énergie électrique déterminé pendant chaque période « t » a été augmentée par un élément de capacité égale à :

$$CE_t = VPC \times PPC_t \quad (1.15)$$

D'où VPC est la valeur de perte de charge (déterminée par une enquête auprès des clients et mise à jour annuellement pour tenir compte de l'inflation) et PPC_t est la probabilité des pertes de charge au cours de la période « t ». cette probabilité dépend de la marge entre la charge et la puissance disponible et les taux concernant les pannes de l'unité, cette capacité (puissance) fluctue d'une période à l'autre et parfois causé d'importants pics tarifaires. En échange de cet élément de la capacité, le prix de l'énergie a été plafonné à la valeur de la perte de charge. L'argent recueilli au cours de chaque période d'une demi-heure par l'élément de cette capacité a été réparti entre toutes les unités de production qui ont présenté des soumissions pour la

fourniture d'énergie, peu importe si elles avaient été programmé ou non pour produire de l'énergie. L'élément de capacité était destiné à envoyer un signal à court terme pour les consommateurs, tandis que les paiements de capacité ont été conçus pour fournir une motivation à long terme aux producteurs. Alors que les paiements de capacité procuraient des revenus significatifs aux producteurs et contribuaient à maintenir une capacité de production substantielle, leur dépendance à la PPC (probabilité des pertes de charge) qui est une variable à court terme les rendait faciles à manipuler par les grandes sociétés productrices d'électricité. Ces paiements ont été abandonnés lorsque les nouveaux arrangements commerciaux d'électricité ont été introduits.

3/ Marché de capacité

Au lieu de fixer le montant total ou le taux d'utilisation de paiement de capacité, certaines réglementations ont fixé un objectif de production pour déterminer la quantité de production nécessaire pour atteindre cet objectif. Tous les revendeurs d'énergie et les gros consommateurs (c'est-à-dire tous ce qui achète de l'énergie) sont alors obligés d'acheter leur part avec cette exigence sur un marché de capacité organisé. Alors que la quantité de capacité achetée sur ce marché est déterminée par une voie administrative, son prix dépend de la capacité offerte qui peut être assez instables.

La mise en œuvre d'un marché de capacité qui atteint son but n'est pas une question simple. Plusieurs questions importantes doivent être examinées soigneusement. Le premier et probablement le plus fondamental de ces questions est la période temporelle du marché, c'est-à-dire la période pendant laquelle les obligations de capacité de chaque détaillant (revendeur) sont calculées. Les détaillants préfèrent une période plus courte (disons un mois ou moins), parce qu'elle réduit la quantité de capacité achetée pendant les périodes de faible charge. Un temps plus court augmente également la liquidité du marché de capacité. D'autre part, une plus longue période de temps (par exemple une saison ou une année) favorise les générateurs et encourage la construction de nouvelles centrales. Dans un système interconnecté, il décourage les générateurs existant de vendre leur capacité dans un marché voisin. Un temps plus long correspond aussi à la période sur laquelle les organismes de réglementation évaluent la fiabilité du système.

La puissance de production installée doit dépasser la demande de pointe car les générateurs peuvent échouer à tout moment. Les générateurs manques de fiabilité augmentent la taille de la marge de capacité de production requise et imposent un coût à l'ensemble du système. Choisir une méthode appropriée pour évaluer et récompenser le rendement des

générateurs est donc le deuxième problème majeur dans la conception d'un marché de capacité. Cette méthode devrait suivre de près la fiabilité du système. Il doit récompenser les centrales et encourager la fermeture des unités non fiables. Par exemple, dans la Pennsylvanie-Jersey-marché du Maryland (PJM), la quantité de capacité que les générateurs sont autorisés à fournir au marché de la capacité est réduit par leur taux historique des pannes forcées. Les générateurs ont donc une motivation à maintenir ou à améliorer la disponibilité de leurs unités. En réalité, ces critères de rendement devraient être affinés afin d'encourager non seulement à construire des centrales ou de conserver les capacités pour fonctionner de telle sorte qu'ils sont disponibles au cours des périodes critiques [7].

Un acheteur d'énergie qu'il n'achète pas sa part de la capacité de production bénéficie de la marge de capacité installée payée par les autres participants au marché. Il a également un avantage en matière de coût sur le marché de l'énergie. Un paiement insuffisant ou une pénalité doit donc être imposé à tout le participant qui ne respecte pas ses obligations. Le niveau de ce paiement et les règles d'imposition devrait être placé d'une manière pour encourager un bon comportement et découragent les compétiteurs clandestins.

4/ Les contrats de fiabilité

Dans l'idéal, chaque consommateur devrait décider librement et indépendamment combien il est prêt à payer pour la fiabilité. Dans un marché de l'électricité, il serait alors en mesure de conclure un contrat à long terme avec un générateur qui garantirait la fourniture d'énergie avec ce niveau de fiabilité. Ces contrats à long terme donneraient aux producteurs la motivation pour produire la quantité de capacité requise pour atteindre le niveau souhaité de fiabilité.

Jusqu'à ce que les marchés de l'électricité atteignent le niveau de maturité où cette approche devient possible, une autorité centrale (par exemple, le régulateur ou l'opérateur du système) pourrait acheter la fiabilité au nom des consommateurs. Au lieu de fixer une cible pour la capacité installée comme cela se passe dans le marché des capacités, cette autorité centrale pourrait vendre aux enchères les contrats de fiabilité comme proposé par Vazquez et al. (2002) [13]. Ces contrats consistent essentiellement des options d'achat à long terme avec une pénalité substantielle pour non livraison. L'autorité centrale utilise des critères de fiabilité pour déterminer le montant total des contrats « **Q** » à acheter et fixe le prix d'exercice de ces contrats « **S** », Il fixe également la durée de ces contrats. Les offres pour ces contrats sont classées en fonction de la prime demandée par les générateurs. La prime « **P** » qui efface la quantité « **Q** » payée pour tous les contrats.

Examinons un générateur qui a vendu une option pour « q MW » à une prime « P ». Ce générateur reçoit un supplément de « $P \cdot q$ » pour chaque période de la durée du contrat. Pour chaque période au cours de laquelle le prix comptant « π » de l'énergie électrique dépasse le prix d'arrêt « s », ce générateur doit rembourser « $(\pi - s) \cdot q$ » pour les consommateurs. Si ce générateur produit seulement « g MW » au cours de cette période, il doit verser une pénalité supplémentaire de « $pen \cdot (q - g)$ ». Les contrats de fiabilité ont un certain nombre de caractéristiques souhaitables :

- Ils réduisent les risques confrontés par des générateurs marginaux parce qu'ils sont très instables avec des revenus incertains provenant des pics tarifaires qui sont remplacés par un revenu régulier à partir de l'option des frais.
- L'autorité centrale peut fixer le montant des contrats qui seront mis aux enchères à un niveau qui est susceptible d'atteindre le niveau de fiabilité.
- Les générateurs ont une motivation à maintenir ou à augmenter la disponibilité de leurs unités de production parce que les périodes d'augmentation des prix causée par les pénuries de capacité sont moins rentables. La pénalité pour non livraison durant les périodes de prix élevés décourage les investisseurs de soumissionner pour des contrats avec des unités moins fiables.
- En échange de l'argent qu'ils paient au-dessus du coût de l'énergie électrique, les consommateurs obtiennent une protection contre des prix très élevés. Cela est en opposition directe avec la capacité et le renforcement des marchés où les paiements de l'avantage pour le consommateur ne sont pas réels. Les consommateurs obtiennent aussi l'assurance que les frais des options sont déterminés au moyen d'une vente aux enchères concurrentielles.
- Finalement, parce que le prix d'arrêt est nettement au-dessus des prix concurrentiels, les options deviennent actives uniquement lorsque le système est proche de rationnement. Les interférences avec le marché normal de l'énergie sont donc considérablement réduites.

1.6 La participation à des marchés de l'énergie électrique

Nous allons d'abord discuter la raison pour laquelle les consommateurs ont un rôle beaucoup plus passif que le rôle des producteurs dans les marchés de l'électricité et comment ces derniers servent des détaillants comme intermédiaires sur le marché de l'énergie électrique.

1.6.1 Perspective du consommateur

La théorie microéconomique suggère que les consommateurs d'électricité, comme les consommateurs de toutes les autres marchandises, augmentent leur demande jusqu'au point où le bénéfice marginal qu'ils tirent de l'électricité est égal au prix qu'ils ont à payer. Par exemple, un fabricant ne produira pas un tel produit si le coût de l'énergie électrique nécessaire pour le produire rend la vente non rentable. De même, le propriétaire d'une boutique de mode n'augmentera pas le niveau d'éclairage seulement si elle attire plus de clients.

Enfin, à la maison lors d'une soirée froide d'hiver, il arrive un moment où la plupart de nous mettront certains vêtements supplémentaires plutôt que de monter le thermostat et faire face à une très grande facture d'électricité. Puisque ce contexte ne traite que le comportement des consommateurs à court terme, nous ne considérons pas la possibilité qu'ils aillent acheter de nouveaux appareils, machines ou d'autres installations qui leur permettraient de changer leur mode de consommation.

Si ces clients industriels, commerciaux et résidentiels paient un tarif forfaitaire pour chaque kilowattheure qu'ils consomment, ils seront isolés du prix au comptant (prix spot) de l'électricité et leur demande est affectée que par le cycle de leurs activités. En moyenne sur quelques semaines ou quelques mois, leur demande ne reflète que leur volonté de payer ce montant forfaitaire. Mais ce qui arrive quand le prix de l'énergie électrique fluctue plus rapidement ? Des données empiriques montrent que la demande baisse en réponse à une augmentation de prix à court terme, mais cet effet est relativement faible. En d'autres termes, l'élasticité de la demande d'électricité sur les prix est faible [14].

Sur un schéma de prix par rapport à la quantité de demande, la pente de la courbe de la demande est donc très forte. La détermination de la forme de la courbe de la demande avec précision est pratiquement impossible pour un produit comme l'énergie électrique. Il est, cependant, intéressant de comparer la fourchette des prix de l'énergie électrique vendue sur un marché concurrentiel comme le Pool d'Angleterre et du Pays de Galles (*cf.* tableau 1.1) avec une mesure de la valeur à payer par les consommateurs sur la disponibilité de l'énergie électrique. Une telle mesure est la valeur de la charge perdue (*value of lost load* VOLL), qui est obtenu grâce à des enquêtes de consommateurs et représente le prix moyen par mégawatt-heure que les consommateurs seraient prêts à payer pour éviter d'être déconnecté sans préavis. Pour la même période que les données présentées dans le tableau 1.1, la VOLL utilisé en Angleterre et au Pays de Galles a été fixé à 2 768 £ / MWh.

Deux facteurs économiques et sociaux expliquent cette faible élasticité :

Premièrement, le coût de l'énergie électrique ne représente qu'une petite partie du coût total de production de la plupart des produits industriels et représente seulement une petite fraction du coût de vie pour la plupart des ménages. En même temps, l'électricité est indispensable dans la fabrication et la plupart des individus du monde industrialisé la considèrent comme un produit essentiel à leur qualité de vie. Donc, la plupart des consommateurs industriels ne réduiront pas leur production de manière sévère pour éviter une légère augmentation de leurs coûts d'électricité. À court terme, la perte de recettes pourrait être compensée par les économies d'électricité. De même, la plupart des consommateurs résidentiels ne seront probablement pas en mesure de réduire leur confort et commodité afin de réduire leur facture d'électricité de quelques pourcents.

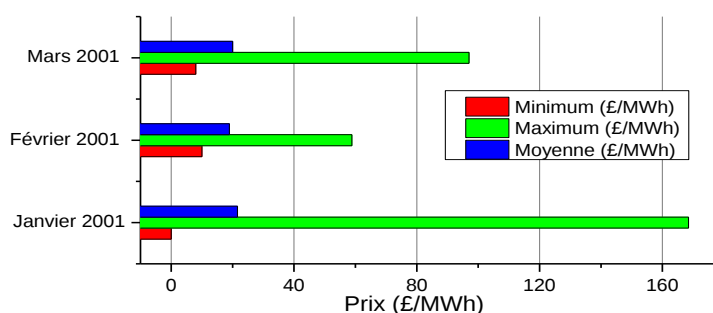
Le deuxième facteur expliquant cette faible élasticité est historique. Depuis les premiers jours de la production d'électricité commerciale il ya plus d'un siècle, l'électricité a été commercialisée comme un produit facile à utiliser et toujours disponible. Cette commodité est devenue tellement ancrée qu'il est juste de dire que très peu de gens réalisent une analyse coût / bénéfice à chaque fois qu'ils allument la lumière !

En réponse à une augmentation soudaine du prix de l'énergie électrique, les consommateurs peuvent décider de retarder une demande jusqu'au moment où les prix sont plus bas, plutôt que de réduire simplement leur demande. Par exemple, un fabricant peut décider de retarder l'achèvement d'une étape particulière d'un processus de production qui demande une forte intensité énergétique, à la période de nuit, si le prix de l'énergie électrique est inférieur à cette période.

Tableau 1.1 Prix de vente de Pool d'électricité de l'Angleterre et du Pays de Galles (en £/MWh)

	Minimum	Maximum	Moyenne
Janvier 2001	0.00	168.49	21.58
Février 2001	10.00	58.84	18.96
Mars 2001	8.00	96.99	20.00

(Source: The Electricity Pool of England and Wales).



De même, les consommateurs résidentiels dans certains pays profitent de tarifs nocturnes inférieurs en attendant jusqu'au tard dans la soirée pour laver et sécher les vêtements ou pour chauffer l'eau. Le déplacement de la demande est possible que si le consommateur est en mesure de stocker des produits intermédiaires, la chaleur, l'énergie électrique, ou des vêtements sales. Les installations de stockage et l'équipement de commande associé ont un coût d'investissement important. Les économies qui peuvent être réalisées en déplaçant la demande d'électricité des périodes de prix élevés aux périodes de prix bas ne pourraient pas justifier ces coûts d'investissement important associés au stockage d'énergie. En outre, la gestion de la demande exige plus de flexibilité et d'être plus disposé à accepter une perte de confort qui peut être disponible.

La plupart des petits consommateurs résidentiels et commerciaux ne seront donc pas très intéressés à réagir aux changements horaires ou par demi-heures de prix. Même si ces consommateurs s'intéressent, le coût de l'infrastructure de communication nécessaire pour les informer de ces prix et d'enregistrer leur consommation au cours de chaque période auraient absorbé la plupart, sinon la totalité, des avantages potentiels. Pour un avenir prévisible, ces consommateurs vont probablement continuer à acheter de l'énergie électrique sur la base d'un tarif. Ces tarifs les isolent des fluctuations quotidiennes des prix et donc de réduire à zéro leur contribution à l'élasticité globale à court terme de la demande.

1.6.2 Marché de gros et bourses d'électricité

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

En effet, certains segments (transport) ont le statut de "monopoles naturels" alors que d'autres (production et distribution) peuvent être confiés aux mécanismes marchands. Les places de marché qui permettent maintenant à un nombre croissant de vendeurs et d'acheteurs d'échanger de l'énergie et des contrats financiers adossés à l'énergie sont des lieux de grande liberté, à condition de respecter un ensemble de règles extrêmement contraignantes qui ont pour objectif d'imiter le fonctionnement d'un marché parfaitement concurrentiel. Sur ces marchés, les intervenants, en particulier les générateurs, sont encore trop peu nombreux pour ne pas être incités à se comporter de façon stratégique. Ils cherchent à faire monter les prix par des politiques de rétention de capacité quand la demande est très aléatoire pour provoquer une pénurie d'électricité.

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

1.6.2.1 Comment se déterminent les prix dans les marchés d'électricités?

On peut distinguer trois grandes familles de méthodes pour fixer les prix des biens et services en général et les prix de l'électricité en particulier [15].

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

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

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

Sur un marché spot, le prix d'équilibre est un reflet fidèle de la disposition à payer des demandeurs et de l'exigence de payés les vendeurs. Si les uns et les autres sont suffisamment nombreux, la concurrence peut pleinement s'exprimer et le prix indique quels est le coût marginal et l'utilité marginale du kWh. Pour l'acheteur, le prix est donc un signal fiable du coût social de ses décisions d'achat et symétriquement pour le vendeur le prix est un signal fiable de l'utilité sociale de ses décisions de production. Par conséquent, avec un marché spot, les mécanismes concurrentiels vont pousser les échanges jusqu'à l'optimum. Puisque les prix reflètent fidèlement les caractéristiques de l'offre et de la demande, ils fluctuent au gré des variations de l'une et de l'autre. Dans l'industrie électrique, les technologies de production sont très variées et l'offre de chaque installation est susceptible de fortes variations plus ou moins prévisibles à court et à moyen termes. Par exemple, la production d'une éolienne est très difficile à prévoir, celle d'une centrale thermique beaucoup plus facile. Mais l'interconnexion des installations et l'organisation en réseau permettent de réaliser une péréquation de ces variations temporelles et de ces risques. Les variations de l'offre à court terme viennent des besoins de maintenance des équipements et des décisions stratégiques des générateurs d'où elles sont donc (sauf gros accident) assez facilement contrôlables par les générateurs. C'est essentiellement du côté de la demande que viennent la variabilité. Nuit, week-end, vacances sont des périodes prévisibles de faible demande. Si les capacités restaient inchangées, les prix devraient être logiquement plus bas pendant ces périodes que les jours ouverts sauf si les générateurs réduisent simultanément leur offre [15].

1.6.3 Les détaillants de l'énergie électrique

Les consommateurs dont la demande de pointe est d'au moins quelques centaines de kilowatts peuvent être en mesure d'économiser des quantités importantes d'argent en employant un personnel spécialisé pour prévoir leur demande et les achats dans les marchés de l'électricité afin d'obtenir des prix plus bas. Ces consommateurs peuvent participer directement et activement dans les marchés. D'autre part, puisque la négociation active n'est pas utile pour les petits consommateurs. Ces petits consommateurs préfèrent généralement l'achat sur un tarif, qui est, à un prix constant par kilowattheure qui est ajusté aux plus quelques fois par an. Les détaillants d'électricité s'occupent de lier l'écart entre le marché de gros et de ces petits consommateurs.

Le défi pour eux est qu'ils doivent acheter de l'énergie à un prix variable sur le marché de gros et de le vendre à un prix fixe au niveau du détail. Le détaillant généralement perdre de l'argent pendant les périodes de prix élevés parce que le prix qu'il doit payer pour l'énergie est

plus élevé que le prix auquel il revend cette énergie. D'autre part, pendant les périodes de prix bas, il fait un profit parce que son prix de vente est plus élevé que son prix d'achat.

Pour rester en affaires, le prix moyen pondéré en quantité à laquelle un détaillant achète de l'énergie électrique devrait donc être inférieur au taux qu'il facture à ses clients. Ce n'est pas facile à réaliser parce que le détaillant n'a pas de contrôle direct sur la quantité d'énergie que ses clients consomment. Chaque détaillant est réputé d'avoir vendu à ses clients la quantité d'énergie enregistrée par leurs compteurs. Si, pour une période, le montant total de l'énergie sur l'ensemble de ses clients dépasse le montant qu'il a contracté pour acheter, le détaillant doit acheter la différence sur le marché au comptant (spot market) à n'importe quelle valeur du prix pour cette période. De même, si le montant du contrat dépasse la quantité consommée par ses clients, le détaillant est réputé d'avoir vendu la différence sur le marché spot [7].

Pour réduire son exposition au risque lié à l'imprévisibilité des prix du marché au comptant, un détaillant cherche donc à prévoir aussi précisément que possible la demande de ses clients. Il achète alors l'énergie sur les différents marchés pour correspondre à cette prévision.

Un détaillant a donc une forte incitation à comprendre les habitudes de consommation de ses clients. Il sera souvent encouragé ses clients à installer des compteurs qui enregistrent l'énergie consommée au cours de chaque période, de telle sorte qu'il peut leur offrir des tarifs plus attrayants si ses clients réduisent leur consommation d'énergie pendant les heures de prix élevé.

En tenant compte de tous les facteurs météorologiques, astronomiques, économiques, culturels et facteurs spéciaux qui influent sur la consommation d'électricité et l'utilisation de techniques de prévision les plus sophistiquées disponibles, il est possible de prédire la valeur de la demande à toute heure avec une précision moyenne d'environ 1,5 à 2%. Cependant, une telle précision est possible seulement avec de grands groupes de consommateurs, dans lesquels les effets d'agrégation réduisent l'importance relative des fluctuations aléatoires.

Un détaillant qui n'a pas le monopole de la fourniture d'électricité dans une région donnée peut donc prévoir la demande de ses clients avec beaucoup moins de précision qu'un fournisseur monopole peut atteindre. Ce problème sera aussi plus compliqué si, comme on pouvait s'y attendre, les clients ont la possibilité de changer le détaillant pour obtenir un meilleur tarif. Une base de clientèle instable rend beaucoup plus difficile pour le détaillant de recueillir les données statistiques fiables dont il a besoin pour affiner ses prévisions de la demande.

❖ **Exemple 5** [7]

Le tableau 1.2 illustre le fonctionnement quotidien d'un détaillant. Les figures 1.11, 1.12 et 1.13 donnent une représentation graphique des données contenues dans ce tableau. Comme le montrent la deuxième et la troisième ligne du tableau 1.2, notre détaillant a prévu la demande de ses clients pour une période de 12 h et a acheté de l'énergie pour répondre à cette demande anticipée. La quantité achetée pour chaque heure est le résultat d'une combinaison de contrats de divers types (bilatéraux à long terme, des contrats à terme, opérations sur écran). La quatrième et la cinquième ligne du tableau représentent respectivement les coûts moyens et totaux de l'énergie achetée pour chaque période. Le coût moyen tend à être plus élevé pendant les heures de pointe.

Comme on pouvait s'y attendre, la demande réelle ne correspond pas aux prévisions et il ya des déséquilibres positifs et négatifs à chaque heure. Ces déséquilibres sont obligatoirement installés sur les prix au comptant figurant dans la huitième ligne de la table et le résultat des coûts d'équilibrage supplémentaires (ou de revenus si le déséquilibre est négatif) pour notre détaillant. En ajoutant le coût d'équilibrage et le coût du contrat donne le coût total de l'énergie pour chaque heure. Nous supposons que notre détaillant a opté pour une structure tarifaire très simple et facture un tarif forfaitaire de 38,50 \$/MWh pour l'ensemble de ses clients. Les lignes 10 et 11 du tableau (revenu total) et (bénéfices) indiquent les montants accumulés pour chaque heure. Notre détaillant fait un bénéfice opérationnel pendant les heures de prix bas et une perte pendant les heures de prix élevés. Globalement, pour cette période de 12 h, le total de la 11 ligne du tableau affiche une perte (-) de 1154,5 \$. Notre détaillant doit espérer que ce n'est pas une période typique et que le coût moyen d'achat d'électricité sera plus faible sur d'autres jours. Si cela se révèle être une journée typique, le prix de vente devra être porté à au-dessus du coût d'achat moyen de l'énergie électrique (y compris les achats au comptant), qui est 39,23 \$ pour cette période. Les coûts relativement élevés d'équilibrage suggèrent que notre détaillant pourrait aussi augmenter sa rentabilité par l'amélioration de la précision de ses prévisions. Pour illustrer ce point, la dernière ligne (12) du tableau montre les bénéfices dans le cas où la demande soit exactement égale à la prévision et le détaillant n'a pas été exposé aux prix spot). Si cette prévision parfaite avait été atteint au cours de cette période, notre détaillant aurait réalisé un bénéfice de 2 897 \$.

Tableau 1.2 Données pour l'exemple 5

Période	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Moyenne	total
Prévision de la charge (MWh)	221	219	254	318	358	370	390	410	382	345	305	256	319	3828
Les achats contractuels (MWh)	221	219	254	318	358	370	390	410	382	345	305	256	319	3828
Les coûts moyens (\$/MWh)	24,7	24,5	27,5	35,2	40,7	42,4	45,5	48,6	44,2	38,8	33,4	27,7	36,10	
les coûts du contrat (\$)	5459	5366	6985	11194	14571	15688	17745	19926	16884	13386	10187	7091	12040,08	144481
charges réelles (MWh)	203	203	287	328	361	401	415	407	397	381	331	240	329,50	3954
Déséquilibres (MWh)	-18	-16	33	10	3	31	25	-3	15	36	26	-16	10,50	
Les prix au comptant (\$/MWh)	13,2	12,5	17,4	33,3	69,7	75,4	70,1	102,3	81,4	63,7	46,9	18,3	50,35	
Les coûts d'Équilibrage(\$)	-238	-200	574,2	333	209,1	2337	1753	-307	1221	2293	1219	-293	741,88	8902,5
Le coût total (\$)	5221	5166	7559	11527	14780	18025	19498	19619	18105	15679	11406	6798	12781,96	153383,5
Le revenu total (\$)	7816	7816	11050	12628	13899	15439	15978	15670	15285	14669	12744	9240	12685,75	152229
Bénéfices (\$)	2594	2650	3490	1101	-881	-2587	-3520	-3950	-2821	-1011	1337	2442	-96,21	-1154,5
Profits sans erreurs (\$)	3050	3066	2794	1049	-788	-1443	-2730	-4141	-2177	-103,5	1556	2765	241,42	2897

NB :

Le coût total (\$) = les coûts du contrat (\$) + Les coûts d'Équilibrage(\$).

Le revenu total (\$) = 38.50\$/MWh * charges réelles (MWh).

Bénéfices (\$) = Le revenu total (\$) - Le coût total (\$).

Profits sans erreurs (\$) = [38.50\$/MWh * Les achats contractuels(MWh)] - les coûts du contrat (\$).

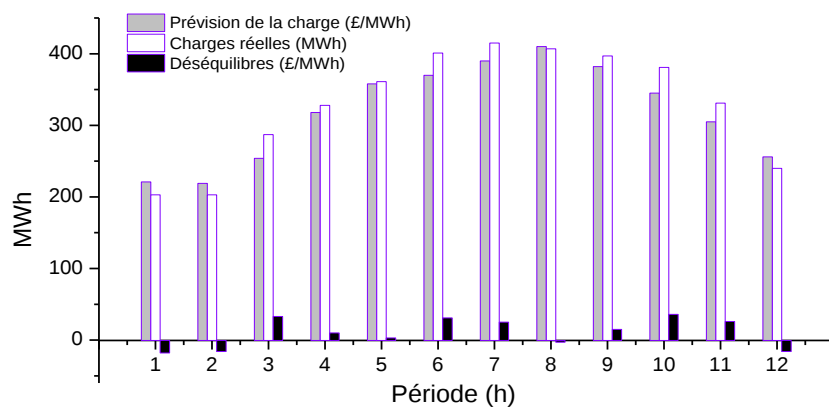


Figure 1.11 Les prévisions et les valeurs réelles de la demande pour l'exemple 5

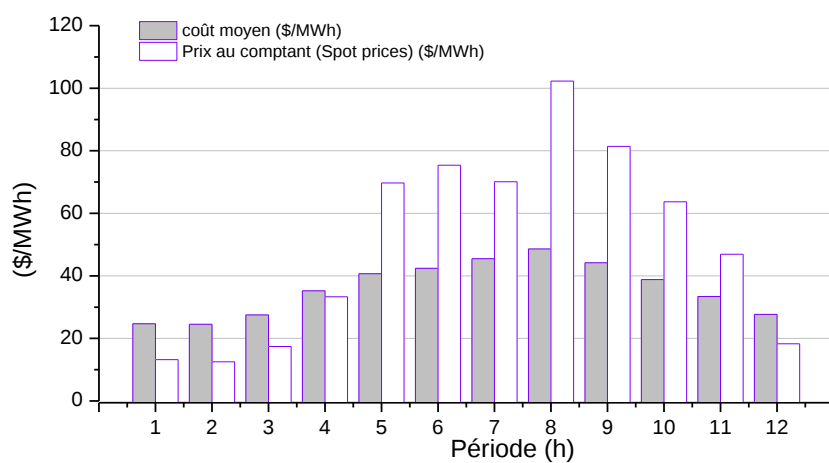


Figure 1.12 Coûts et prix pour l'exemple 5

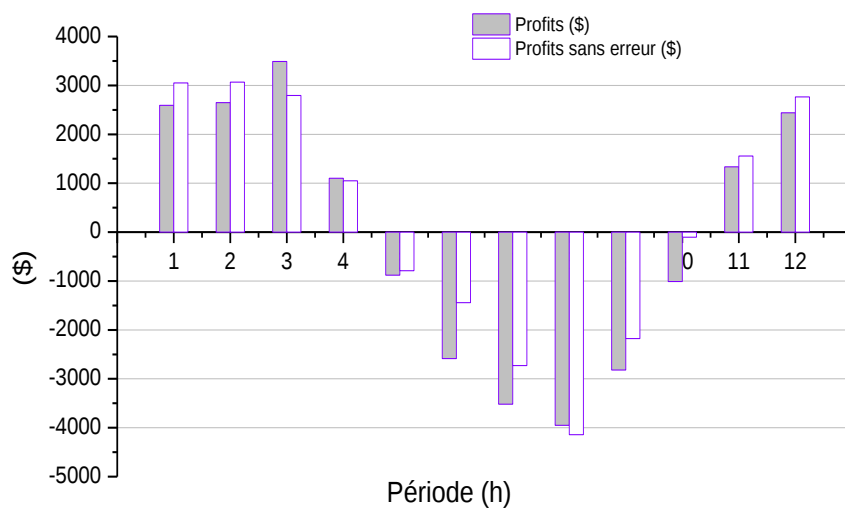


Figure 1.13 Les profits et les pertes pour l'exemple 5

1.7 L'organisation des marchés

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

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

A titre d'illustration des contraintes imposées aux participants et aux responsables du marché, on donne ici l'exemple du déroulement horaire sur le marché J-1 de l'Espagne [15,16].

- Avant 8:30, le "System Operator" (SO –opérateur de système-) informe le "Market Operator" (MO –opérateur de marché-) sur les prévisions de la demande, l'état du réseau de transport, la capacité des liaisons internationales, l'indisponibilité partielle ou totale des unités de production pour chaque heure du lendemain, etc.
- Avant 10:00, les participants doivent transmettre au MO par voie électronique leurs offres d'achat et de vente (nets de leurs engagements contractuels). Le MO peut commencer à faire tourner ses algorithmes.
- Avant 11:00, les participants informent le MO de l'énergie contractualisée pour chaque heure du lendemain.
- Avant 11:00, le MO met l'ensemble des données à la disposition du SO et informe chaque agent de la partie qui le concerne (prix d'équilibre et quantités à produire ou à acheter).
- à partir de la réception des informations sur les équilibres horaires qui les concernent, les participants disposent de 30 minutes pour déposer des réclamations auprès du MO.
- avant 12:00, le MO informe les participants de la nécessité ou non de recalculer les équilibres horaires.
- avant 12:00, les vendeurs et les acheteurs mettent à la disposition du MO la répartition par nœud d'injection et de soutirage de leurs plans de vente et d'achat.
- à partir de 12:00, le SO, assisté du MO, vérifie si ce dispatching respecte les contraintes réseau du système. Si ce n'est pas le cas, il lance ses algorithmes de résolution des contraintes techniques.

- avant 14:00, le SO doit mettre à la disposition du MO un programme provisoire réalisable, et le MO doit informer les participants des éléments qui concernent leurs points d'injection et de soutirage.
- le SO publie les besoins en réserves secondaires, et commence alors la procédure de transmission des offres de vente et d'achats pour ces services. Elle se termine à 15:30.
- avant 16:00, le SO calcule l'équilibre du marché des réserves et en informe les participants. Quand cette phase est terminée, le SO met le programme réalisable définitif à la disposition du MO et informe les participants de la partie qui les concerne.
- à 24:00, fin de la période de transmission des offres de service pour les réserves tertiaires.

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

1.8 Avantages du marché libéralisé de l'électricité

Parmi les avantages potentiels d'un marché libéralisé, on peut citer [15]:

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

1.9 Conclusion

Nous avons étudié dans ce chapitre le marché libéralisé d'électricité en général, on a vu la différence entre l'ancien système où le secteur d'électricité est détenu par un seul opérateur historique, qui gère à la fois la production de l'énergie, son transport et sa distribution vers ses clients. C'était une situation dite de « monopole », où les clients, hormis quelques gros consommateurs industriels et d'autres raccordés à de rares distributeurs indépendants qui n'ont pas le choix de leur fournisseur, et le système dérégulé qui représente

le marché libéralisé avec des nouvelles structures comme la structure « pool » et la structure « bilatérale » qui sont tellement réussis comme mode de fourniture.

D'autre part on a présenté les mécanismes marchands introduits dans le secteur de l'électricité. En effet, pour permettre à chaque générateur d'atteindre n'importe quel client et à n'importe quel consommateur de choisir son fournisseur, Le choix des fournisseurs se fait alors sur de nouvelles structures de marché dont l'opérateur du réseau de transport n'a pas le contrôle, ce qui occasionne des transferts de puissance massifs guidés uniquement par une logique économique.



Chapitre 2

Le dispatching économique dans
un marché libre de l'électricité

2.1 Introduction

L'industrialisation et la croissance de la population sont les premiers facteurs pour lesquels la consommation de l'énergie électrique augmente régulièrement. Ainsi, pour avoir un équilibre entre la production et la consommation, il est à première vue nécessaire d'augmenter le nombre des centrales électriques, des lignes, des transformateurs etc., ce qui implique une augmentation de coût et une dégradation du milieu naturel. En conséquence, il est aujourd'hui important d'avoir des réseaux maillés et de travailler proche des limites de stabilité afin de satisfaire ces nouvelles exigences.

Durant les dernières années, l'industrie de l'énergie électrique est confrontée à des problèmes liés à des nouvelles contraintes qui touchent différents aspects de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique. On peut citer entre autres les restrictions sur la construction des nouvelles lignes de transport, l'optimisation du transit dans les systèmes actuels, la cogénération de l'énergie, les interconnexions avec d'autres compagnies d'électricité et le respect de l'environnement.

L'augmentation de la part des sources renouvelables d'énergie électrique, ainsi que leur pénétration dans le secteur résidentiel sont les principales mesures afin de réduire la pollution atmosphérique sur le long terme. Les technologies prometteuses sont les installations photovoltaïques, le micro-éolien et la micro-hydraulique [17]. Dans ce contexte actuel, la production renouvelable cohabite avec la production non renouvelable, leurs caractéristiques sont tout d'abord rappelées dans ce chapitre.

La libéralisation du marché de l'électricité, introduit aussi des changements dans le domaine des réseaux électriques. La multiplication des petits producteurs et des installations domestiques non contrôlables (PV, cogénération) provoque des difficultés pour les gestionnaires des réseaux électriques. Dans la deuxième partie de ce chapitre, nous exposerons l'intégration de dispatching dynamique dans un système énergétique comprenant des éoliennes.

2.2 La production d'énergie électrique

La production d'énergie électrique utilise principalement des combustibles fossiles et fissiles (nucléaire). Un recours systématique aux carburants fossiles, tels que le pétrole, le charbon ou le gaz naturel, permet d'avoir de faibles coûts de production mais conduit à un dégagement massif de gaz polluant et de gaz à effet de serre [18].

Les formes de production d'énergie non renouvelables engendrent une forte pollution environnementale par rejet des gaz à effet de serre [19], qui provoque un changement

climatique irréversible ou dans le cas du nucléaire une pollution par radiations de longue durée qui posent le problème, aujourd'hui non résolu, du stockage des déchets radioactifs.

2.2.1 La production d'énergie non renouvelable

1/ Les centrales thermiques

A l'aide d'un fluide (par exemple l'eau), l'énergie thermique issue lors de la combustion des carburants fossiles est captée et ensuite utilisée pour entraîner une turbine et un générateur (le plus souvent une machine synchrone). Ce principe de fonctionnement est très bien connu et il a été utilisé en premier pour générer de l'électricité à grande échelle. Dans cette catégorie peuvent être classés les centrales à charbon, à fioul, à gaz et au nucléaire. Dans le cas des centrales nucléaires l'énergie thermique est issue de la fission des noyaux nucléaires. Elles sont des générateurs d'énergie non renouvelable, parce que le minerai utilisé est l'uranium qui est une ressource épuisable et non renouvelable [20]. Ces centrales ne génèrent pas une pollution significative lors de leur exploitation normale, mais en cas d'accident elles présentent un risque énorme pour l'environnement et les êtres vivants pour une longue durée.

Une autre technologie est les centrales avec turbine à gaz entraînant un générateur. Il existe deux types de centrales à turbines à gaz :

- ✚ A cycle simple, où la turbine à gaz entraîne un alternateur et la chaleur en excès (des gaz d'échappement) est perdue dans l'environnement (cf. Figure 2.1)

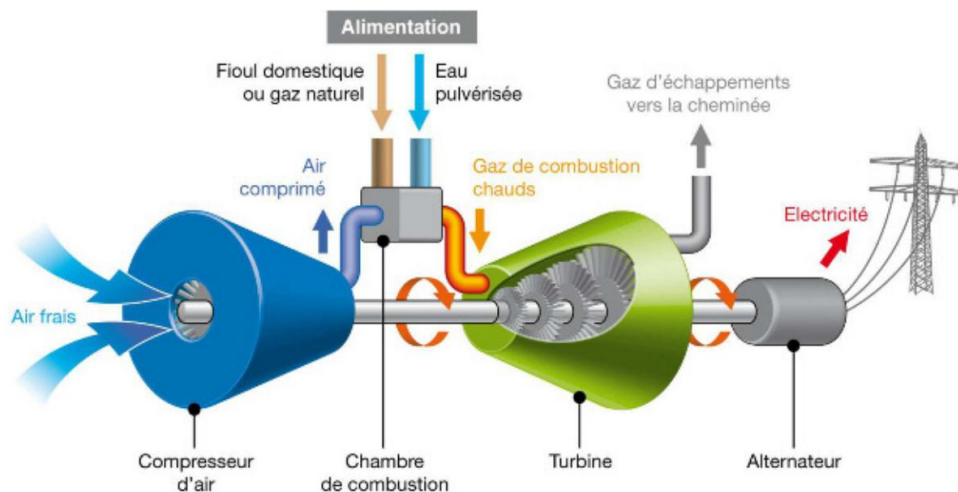


Figure 2.1 Fonctionnement d'une turbine à gaz.

- ✚ A cycle combiné (à vapeur), où la chaleur des gaz d'échappement est récupérée via une chaudière de récupération et ensuite utilisée soit pour le chauffage urbain, soit pour entraîner un second couple (turbine + générateur) (cf. Figure 2.2).

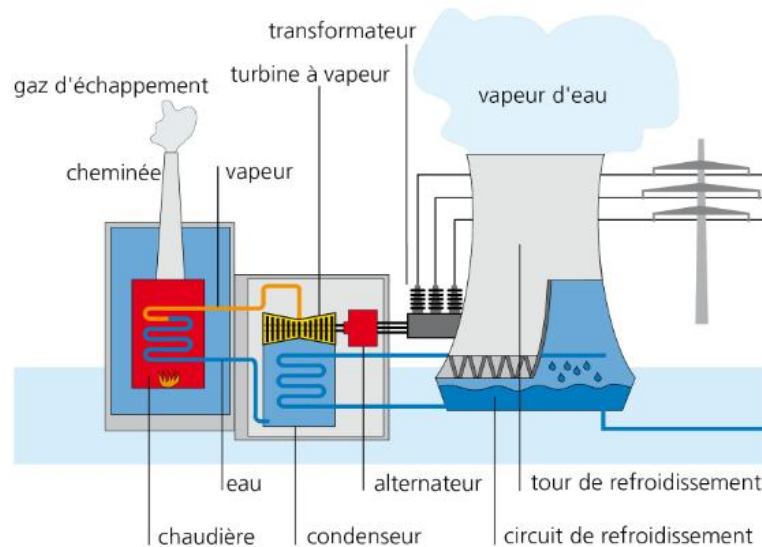


Figure 2.2 Centrale thermique à vapeur.

2/ La production d'électricité décentralisée

La production décentralisée (dite encore « dispersée » ou « distribuée ») est la production d'énergie électrique à l'aide des installations de petite puissance raccordées aux réseaux à basse (et plus rarement moyenne) tension contrairement à la production centralisée des grandes puissances raccordées au réseau de transport [20]. La production décentralisée est à base de sources d'énergie renouvelable, mais dans certains cas elle peut être effectuée aussi avec des générateurs conventionnels (groupes diesel et micro-turbines à gaz en cogénération).

Actuellement, la puissance cumulative de la production d'électricité décentralisée est en forte augmentation. Cet accroissement est dû à différents facteurs, mais principalement c'est la libéralisation progressive des marchés de l'énergie dans une grande majorité des pays. En effet, désormais, les producteurs d'énergie indépendants peuvent vendre leur production d'électricité à travers des bourses de l'énergie.

2.2.2 La production d'énergie renouvelable

Une source d'énergie est renouvelable si le fait d'en consommer ne limite pas son utilisation future. C'est le cas de l'énergie du soleil, de vent, des cours d'eau, de la terre et généralement de la biomasse humide ou sèche, à l'échelle de la durée de vie de l'humanité [20]. Ce n'est pas le cas pour les combustibles fossiles et nucléaires.

L'utilisation des énergies renouvelables n'est pas nouvelle, elles ont été exploitées par l'homme depuis l'aube de l'humanité, bois de feu, traction animale, bateau à voiles, moulin à vent ...

Malheureusement, ces énergies furent délaissées au profit d'autres sources d'énergies que l'on pensait à l'époque plus intéressantes.

Les énergies dites renouvelables et propres constituent une alternative aux énergies fossiles sur plusieurs points :

- ✚ Elles respectent l'environnement (propres) ne dégagent pas de gaz à effet de serre, ni de déchets toxiques.
- ✚ Elles sont comme leurs noms l'indiquent « inépuisables ».
- ✚ Elles permettent une production décentralisée adaptée aux besoins locaux.

Parmi les énergies renouvelables nous citons :

Le solaire thermique et photovoltaïque, la biomasse, la géothermie, l'hydraulique et l'éolienne.

1/ Le solaire thermique et photovoltaïque

L'énergie solaire est l'une des ressources renouvelables les plus abondantes sur terre, le flux d'énergie solaire reçu annuellement sur la surface de la terre représente environ 15000 fois la consommation d'énergie [21].

L'énergie solaire est actuellement exploitée selon deux techniques :

- ❖ La conversion du rayonnement solaire en chaleur par des capteurs thermiques c'est le solaire thermique, il est utilisé dans les chauffe-eau solaires qui sont très répandus en Europe, plus de 600.000 familles ont équipé leurs habitations. Il est aussi utilisé dans les planchers thermiques.
- ❖ La conversion directe du rayonnement lumineux en électricité par des capteurs (cellule photovoltaïque) c'est le solaire photovoltaïque.

Les panneaux photovoltaïques composés de cellules à base de silicium ont la capacité de transformer les photons en électrons.

La technique photovoltaïque est en très forte croissance, en 2001 on comptait en Europe environ 250 MW installés et en 2003 ce chiffre est monté à 560 MW.

La production d'électricité par générateur photovoltaïque est liée à l'intensité, la durée de l'ensoleillement et à l'orientation du panneau par rapport au soleil.

2/ La géothermie

La géothermie consiste à capter la chaleur de la croûte terrestre pour produire du chauffage ou de l'électricité. Le sous sol est naturellement chaud surtout à grande profondeur, plus on s'enfonce dans les entrailles de la terre, plus les températures augmentent, 3 à 4°C

tous les 100m, cette eau chaude est utilisée pour le chauffage des maisons et autres immeubles.

L'exploitation des eaux souterraines et le développement des pompes à chaleur pourraient faire de la géothermie une des grandes énergies durables de demain.

Le principe de la pompe à chaleur est le suivant : un capteur prélève de la chaleur du sol à l'extérieur par exemple sous une pelouse, son origine se trouve d'ailleurs dans le rayonnement solaire, cette chaleur est transmise dans la maison via un plancher chauffant, dans tous les cas le transfert de la chaleur nécessite un fluide caloporteur [21].

3/ La biomasse

Le terme biomasse désigne au sens large l'ensemble de la matière vivante.

Depuis le premier choc pétrolier, ce concept s'applique aux produits organiques végétaux utilisés à des fins énergétiques.

La biomasse désigne donc l'ensemble des végétaux capables par le biais de diverses transformations, de restituer l'énergie solaire qu'ils ont stockée, cette énergie solaire est convertie en différentes sources énergétiques tel que:

➤ Chaleur et électricité

Cette énergie est produite par le bois et déchets agricoles (paille), déchets urbains ordures ménagères et déchet industriels du secteur agroalimentaire.

Ces déchets subissent des transformations thermochimiques (combustion, pyrolyse, gazéification) permettant principalement de créer de la chaleur et de l'électricité.

➤ Biocarburant

Carburant bio éthanol : l'amidon et le glucose extraits des cultures sucrières (betterave, canne à sucre) et céréalières (blé,) produisent de l'éthanol par procédé de fermentation alcoolique [22].

Carburants bio gazole : il comprend les végétaux riches en huile (colza, tournesol et soja) l'huile extraite de leurs graines permettent de produire du bio gazole qui peut remplacer le gazole actuel pour moteur diesel.

4/ L'hydraulique

L'hydraulique première des énergies renouvelables au monde, se distingue par sa souplesse d'utilisation, ses atouts écologiques et économiques.

Comme les ancestrales roues entraînées par le débit d'un cours d'eau, les turbines des centrales hydrauliques sont activées par la force de l'eau passant d'un niveau supérieur à un

niveau inférieur. Plus la hauteur de la chute d'eau et le débit sont importants plus la puissance électrique développée sera élevée (cf. Figure 2.3).

Chaque ouvrage hydraulique est donc adapté à la typologie des lieux pour atteindre un rendement optimal.

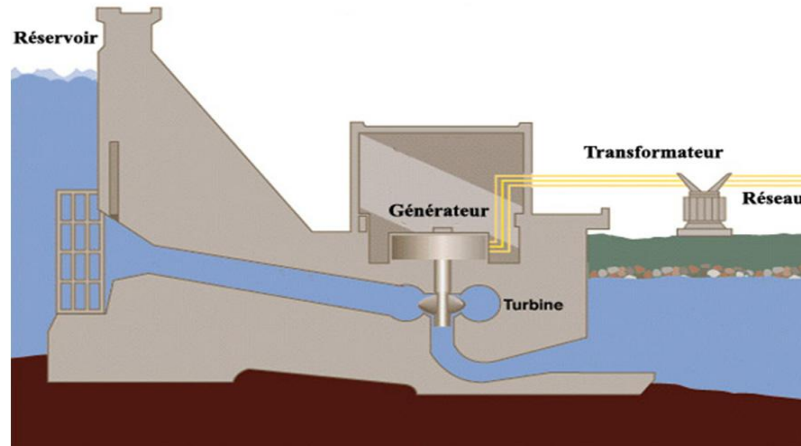


Figure 2.3 Schéma en coupe d'un barrage hydroélectrique

L'énergie en provenance du mouvement des eaux de la mer est une énergie très difficilement récupérable bien qu'elle représente un potentiel immense. Les investissements sont très lourds dans un environnement hostile et imprévisible. Cette énergie est à exploiter dans l'avenir et ne représente qu'une toute petite quantité de l'énergie produite à ce jour par rapport aux autres ressources exploitées [23].

5/ L'éolien

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolien, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique de vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'un générateur (cf. Figure 2.4) [24].

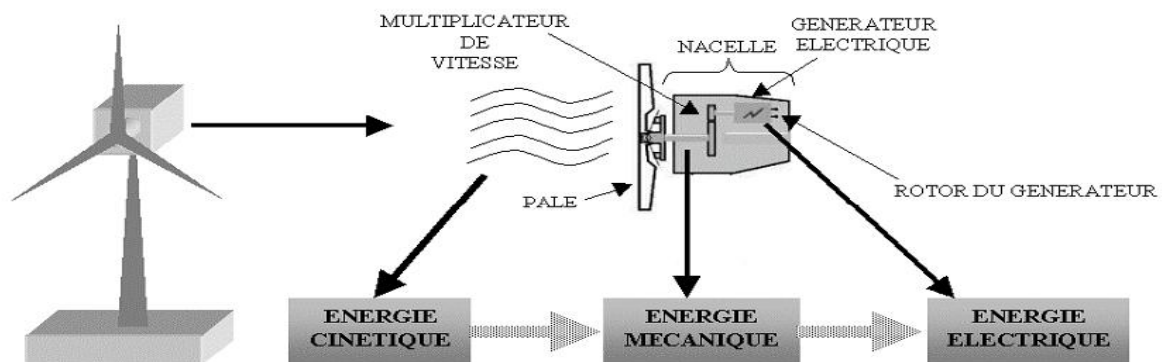


Figure 2.4 Conversion de l'énergie cinétique de vent.

L'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée, géographiquement diffusée, de plus, c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. Elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe, nécessitant des mâts et des pales de grandes dimensions (jusqu'à 60 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences.

L'énergie éolienne fait partie des nouveaux moyens de production d'électricité décentralisée proposant une alternative viable à l'énergie nucléaire sans pour autant prétendre la remplacer (l'ordre de grandeur de la quantité d'énergie produite étant largement plus faible).

Les installations peuvent être réalisées sur terre mais également de plus en plus en mer où la présence de vent est plus régulière. De plus, les éoliennes sont ainsi moins visibles et occasionnent moins de nuisances sonores.

5.1/ Notions théoriques sur l'aérogénérateur

5.1.1/ Loi de Betz – notions théoriques

La totalité de l'énergie ne peut pas être captée par l'éolienne car la vitesse en aval du rotor n'est jamais nulle. Donc une partie de l'énergie cinétique de vent n'a pas été captée. Le théorème du physicien allemand Betz montre que le maximum d'énergie récupérable dans le vent par le rotor est égal à $16 / 27$, soit environ 59 % de l'énergie totale de vent. La notion de coefficient de puissance « C_p » peut maintenant être présentée. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse spécifique normalisée « λ ».

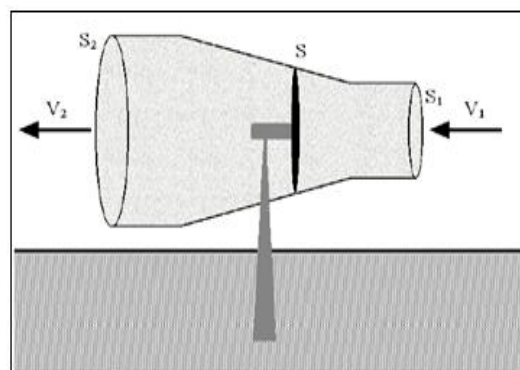


Figure 2.5 Tube de courant autour d'une éolienne.

A partir de l'énergie cinétique des particules de la masse d'air animées d'une vitesse V_v passant par la section « S » de la surface active de la voilure, la puissance P_v de la masse d'air

qui traverse la surface équivalente à la surface active S de l'éolienne, (cf. Figure 2.5), est donnée par :

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_v^3 \quad (2.1)$$

Où ρ représente la densité volumique d'air [kg/m^3].

V_v : Vitesse de vent [m/s].

S : Surface active de la voilure [m^2].

Selon la loi de Betz, cette puissance ne pourra jamais être extraite dans sa totalité [25].

La puissance maximale pouvant être recueillie par une éolienne est égale à la limite de Betz :

$$P_{\max} = \frac{16}{27} \cdot P_v = 0.59 \cdot P_v \quad (2.2)$$

Sous cette forme, la formule de Betz montre que l'énergie maximale susceptible d'être recueillie par un aérogénérateur ne peut dépasser en aucun cas 59% de l'énergie cinétique de la masse d'air qui le traverse par seconde. De cette façon le coefficient de puissance maximal théorique est défini :

$$C_p^{\text{opt}} = \frac{P_{\max}}{P_v} = \frac{2 \cdot P_{\max}}{\rho \cdot S \cdot V_v^3} = 0.59 \quad (2.3)$$

C_p^{opt} : Coefficient de puissance optimal.

En réalité, jusqu'à présent, seulement 60 à 70% de cette puissance maximale théorique peut être exploitée par les engins les plus perfectionnés. Ce rendement, appelé coefficient de puissance C_p de l'éolienne, est propre à chaque voilure. Ce coefficient lie la puissance éolienne à la vitesse de vent :

$$C_p = \frac{2 \cdot P_{\text{turb}}}{\rho \cdot S \cdot V_v^3} \quad (2.4)$$

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne, une grandeur spécifique est utilisée : la vitesse réduite ou spécifique « λ », qui est un rapport de la vitesse linéaire en bout de pales de la turbine et de la vitesse de vent :

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega_{\text{turb}}}{V_v} \quad (2.5)$$

λ : Vitesse réduite

R : Rayon de la voilure [m].

Ω_{turb} : Vitesse de rotation des pales [rad/s].

5.1.2/ Distributions de Weibull

Le choix géographique d'un site éolien est primordial dans un projet de production d'énergie. Les caractéristiques de vent vont déterminer la quantité de l'énergie qui pourra être effectivement extraite du gisement éolien. Pour connaître les propriétés d'un site, des mesures de la vitesse de vent ainsi que de sa direction sur une grande période du temps sont nécessaires (de deux à dix ans).

En effectuant la caractérisation d'un site éolien, il est impératif de connaître la hauteur sur laquelle les mesures sont prises et ensuite adapter les résultats à la hauteur de mat de l'éolienne. En effet, la vitesse de vent augmente selon la hauteur. L'expression (2.6) donne la méthode de ce calcul et le Tableau 2.1 indique les valeurs de rugosité α en fonction du caractère des obstacles dans l'environnement proche. On précise que h_m est la hauteur du mat et h_{mes} la hauteur des appareils de mesure.

$$V_V(h_m) = V_V(h_{mes}) \cdot \frac{\ln\left(\frac{h_m}{a}\right)}{\ln\left(\frac{h_{mes}}{a}\right)} \quad (2.6)$$

Tableau 2.1 Paramètre de rugosité en fonction de l'environnement.

Type de surface	Paramètre de rugosité : α
Eau libre	0.002 - 0.006
Sol nu	0.005 - 0.020
Gazon ras (1 cm de haut)	0.001
Gazon dense (10 cm de haut)	0.023
Prairie (0.5 m de haut)	0.05 - 0.07
Blé (1m de haut)	0.10 - 0.16

Chaque site éolien est caractérisé par une direction de la vitesse de vent dominante. Cependant, elle est variable comme la valeur de la vitesse de vent.

La caractéristique la plus importante est la distribution statistique de Weibull, (cf. Figure 2.6) [26]. Elle s'est révélée la plus adéquate pour l'emploi dans l'éolien. Elle modélise avec succès la probabilité de l'occurrence des vitesses de vent du gisement éolien.

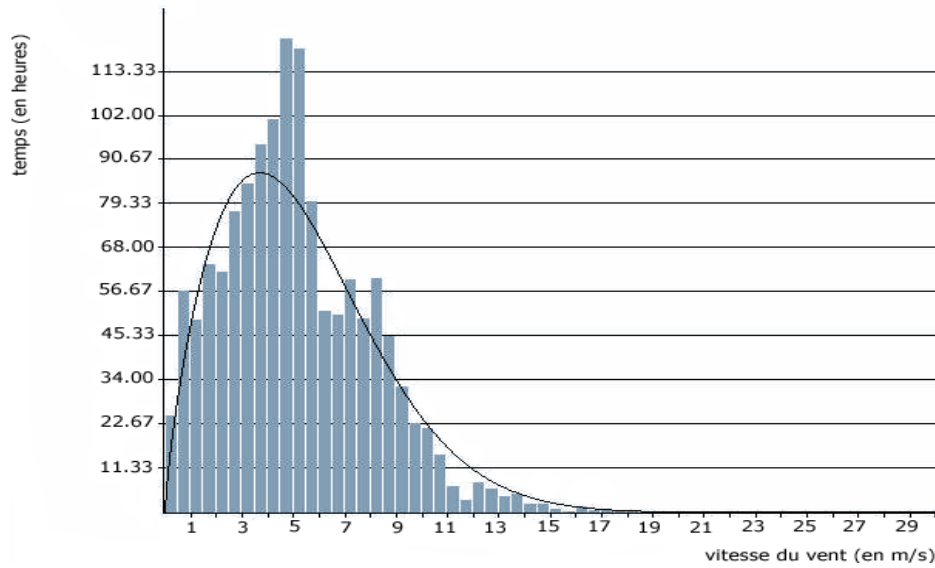


Figure 2.6 Exemple de la distribution de Weibull.

Cette figure est obtenue grâce à l'expression 2.7 qui présente la fonction de distribution statistique de Weibull destinée à refléter la probabilité qu'un événement se produise entre deux points. L'aire sous la courbe entre deux vitesses de vent supérieures à zéro sera égale à la probabilité que le vent souffle quelque part entre ces deux vitesses. Les paramètres k et v sont respectivement facteur de forme, sans dimension, et le facteur d'échelle en m/s.

$$P(V_v) = \frac{k}{v} \cdot \left(\frac{V_v}{v} \right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{V_v}{v} \right)^k} \quad (2.7)$$

2.3 Le dispatching économique

Le problème du dispatching économique des puissances joue un rôle très important dans l'exploitation des systèmes électro-énergétiques afin de répartir judicieusement les puissances générées par l'ensemble des centrales [15]. En plus de l'aspect économique, la résolution de problème de dispatching économique permet d'assurer la sécurité des limites des générateurs et une bonne transmission des puissances.

Une des limitations du dispatching économique est l'aspect statique du problème. En effet, quand on résout un dispatching économique, on le fait pour une demande à un instant précis [27]. Lorsque le problème prend une dimension dynamique, c'est-à-dire lorsque la demande évolue dans un intervalle de temps donné (une journée par exemple), il faut alors tenir compte des états des centrales ainsi que des changements d'états qui occasionnent des coûts supplémentaires. Par exemple, si la demande augmente au court du temps, il faudra sans doute faire fonctionner une centrale qui était à l'arrêt afin de satisfaire cet accroissement de la

demande ; et le coût, pour faire démarrer cette centrale, doit être pris en compte dans l'optimisation. Le traitement d'un tel problème est appelé « unit commitment ».

Dans cette deuxième partie de ce chapitre, on propose une méthodologie pour résoudre le problème de dispatching économique pour un système conventionnelle et un système énergétique hybride comprenant des éoliennes qui dépendent des données du climat telles que la vitesse du vent, et l'intégralité de ces problèmes dans un marché libre d'électricité.

2.3.1 Le modèle mathématique de dispatching économique

La répartition économique de puissance dans un réseau de production et de transport à (N_g) générateurs, consiste à déterminer les puissances actives produites par les différents générateurs dans les centrales de production de l'énergie électrique et qui minimisent les frais de production [27].

C'est-à-dire on détermine les valeurs des puissances pour que le coût soit minimal, cela revient à minimiser la fonction coût :

$$F = f(P_{G1}, P_{G2}, \dots, P_{Gn}) \quad (2.8)$$

Tel que :

$$F = \sum_{i=1}^{N_g} F_i(P_{Gi}) \quad (2.9)$$

Avec :

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

F : représente le coût total de production.

N_g : le nombre de nœuds générateurs (producteurs).

Dans le cas général on minimise cette fonction (cf. Eq. (2.10)) tout en respectant certaines contraintes qu'on peut être classé en deux types :

$$\min \sum_{i=1}^{N_g} F_i(P_{Gi}) \quad (2.10)$$

2.3.1.1 Contraintes d'égalités

Elles expriment l'équilibre d'énergie active d'un système électrique:

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{Gi} - P_{ch} - P_l = 0 \quad (2.11)$$

Avec

$$P_{ch} = \sum_{i=1}^{N_{ch}} P_{chi} \quad (2.12)$$

Où :

P_{chi} : est la puissance active consommée par la charge i .

P_{ch} : représente la puissance active totale consommée

P_L : sont les pertes actives dans le réseau.

P_{Gi} : représente la puissance active générée au nœud i .

N_g : le nombre de générateurs en service (dispatchable).

N_{ch} : le nombre de nœud consommateurs.

2.3.1.2 Contraintes d'inégalités

Dénommées contraintes de sécurité, elles caractérisent les limites minimales et maximales tolérées en puissance active produites par chaque générateur:

$$P_{Gi}^M - P_{Gi} \leq 0 \quad (2.13)$$

$$P_{Gi} - P_{Gi}^m \leq 0 \quad (2.14)$$

Où :

P_{Gi}^M : Est la puissance active maximale du générateur (i).

P_{Gi}^m : Est la puissance active minimal du générateur (i).

2.3.2 Formulation du Problème

Le dispatching économique est un problème d'optimisation statique qui consiste à répartir la production de la puissance active demandée entre les différentes centrales du réseau, de sorte à exploiter ce dernier de la manière la plus économique possible. Cette distribution doit évidemment respecter les limites de production des centrales. La variable à optimiser est donc le coût de production. Le coût de production d'une centrale est généralement modélisé par une fonction polynomiale du second degré en P_{Gi} (puissance active générée par la centrale i) dont les coefficients (a_i , b_i , c_i) sont des constantes propres à chaque centrale [28], [29] et [30]:

$$F_i(P_{Gi}) = a_i + b_i \cdot P_{Gi} + c_i \cdot P_{Gi}^2 \quad (2.15)$$

2.3.3 Méthodes de résolution de dispatching économique

1/ Le dispatching économique par la méthode de gradient

a) Le dispatching économique en négligeant les pertes et les limites sur les puissances produites

Le problème de dispatching économique le plus simple est le cas où les pertes dans les lignes de transport sont négligées. C'est-à-dire, le modèle de problème ne considère pas la configuration de système et les impédances des lignes. Essentiellement, le modèle suppose que le système est constitué de N_g générateurs reliés à un seul nœud consommateur comme il est représenté schématiquement dans la Figure (2.7) [31].

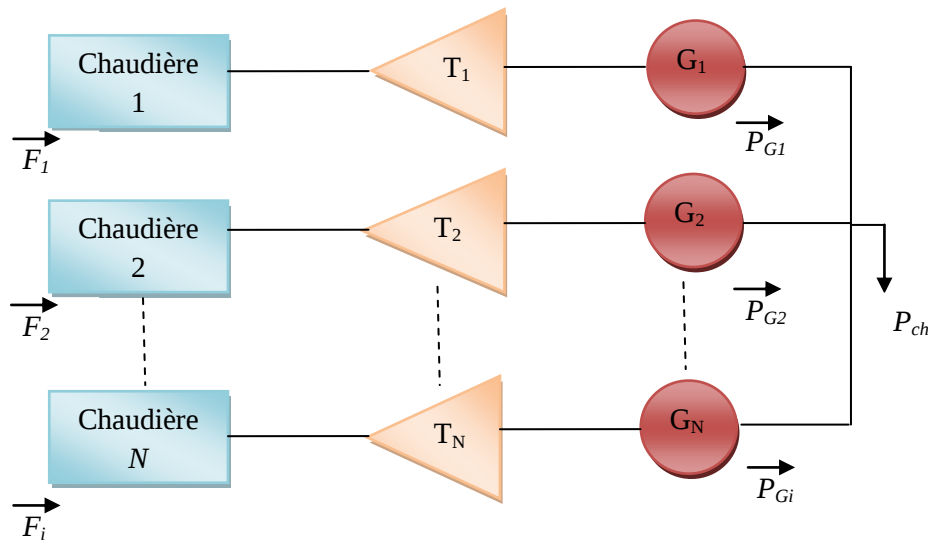


Figure 2.7 Le modèle de problème de dispatching économique

Puisque les pertes de transport sont négligées, la demande P_{ch} totale est la somme des productions. On suppose qu'une fonction coût F_i est connue pour chaque générateur i . Le problème est de trouver la production en puissance active pour chaque générateur telle que la fonction objective (c.-à-d., coût de production total) défini par l'Eq. (2.9) soit minimum, soumise à la contrainte d'égalité (cf. Eq. (2.12))

Une approche typique est d'augmenter la fonction objective en incorporant les contraintes [32], en employant les multiplicateurs de Lagrange.

$$L = F + \lambda(P_{ch} - \sum_{i=1}^{N_g} P_{Gi}) \quad (2.16)$$

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.

$$\frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} = 0 \quad (2.17)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \quad (2.18)$$

La 1^{ère} condition, donnée par l'Eq. (2.17), résulte:

$$\frac{\partial F}{\partial P_{Gi}} + \lambda(0-1) = 0 \quad (2.19)$$

Puisque $F = F_1 + F_2 + \dots + F_{Ng}$

$$\frac{\partial F}{\partial P_{Gi}} = \frac{\partial F_i}{\partial P_{Gi}} = \lambda$$

Donc la condition pour le dispatching économique est :

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_{Gi}} = \lambda, \quad i=1, \dots, N_g \quad (2.20)$$

$$\text{Ou } \lambda = b_i + 2c_i P_{Gi} \quad (2.21)$$

La deuxième condition, donnée par l'Eq. (2.18), résulte :

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{Gi} = P_{ch} \quad (2.22)$$

L'Eq. (2.22) est précisément la contrainte d'égalité qui devait être imposée.

En résumé, si les pertes sont négligées, et si les limites de puissance produite par les générateurs sont ignorés, l'opération la plus économique est de faire fonctionner tous les générateurs au même coût incrémental de production (*cf.* Eq. (2.21)), tout en satisfaisant la contrainte d'égalité donnée par l'Eq. (2.22).

Afin de trouver la solution, on tire P_{Gi} de l'Eq. (2.21) :

$$P_{Gi} = \frac{\lambda - b_i}{2c_i}, \quad i=1, \dots, N_g \quad (2.23)$$

Les relations données par l'Eq. (2.23) sont connues comme équations de coordination. Elles

sont en fonctions de λ . La solution optimale (λ) peut être calculée en remplaçant P_{Gi} dans l'Eq. (2.22), c-à-d :

$$\sum_{i=1}^{N_G} \frac{\lambda - b_i}{2c_i} = P_{ch} \quad (2.24)$$

D'où

$$\lambda = \frac{P_{ch} + \sum_{i=1}^{N_G} \frac{b_i}{2c_i}}{\sum_{i=1}^{N_G} \frac{1}{2c_i}} \quad (2.25)$$

La valeur du λ trouvé par l'Eq. (2.25) est substituée dans l'Eq. (2.24) pour obtenir le bilan optimal de la répartition économique de la production. La solution du dispatching économique en négligeant les pertes a été trouvée analytiquement.

Cependant, quand les pertes sont considérées, l'équation résultante peut être non-linéaire et doit être résolu itérativement. Ainsi, un procédé itératif est présenté dans ce chapitre et l'Eq. (2.23) est itérativement résolu par une technique itérative, commençant par deux valeurs de λ , une meilleure valeur de λ est obtenu par extrapolation, et le processus continue jusqu'à ce que l'erreur Δg soit inférieur à une précision défini (ε)

$$\Delta g^{(k)} = P_{ch} - \sum_{i=1}^{n_g} P_{Gi}^{(k)} \quad (2.26)$$

Cependant, une solution rapide peut être obtenue en utilisant la méthode de gradient. Pour cela, on réécrit l'Eq. (2.24) comme suit :

$$f(\lambda) = P_{ch} \quad (2.27)$$

En développant le côté gauche de l'équation ci-dessus en fonction de série de Taylor pour un point de fonctionnement λ , et en négligeant les termes d'ordre supérieur, on aura :

$$f(\lambda)^{(k)} + \left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda} \right)^{(k)} \lambda^{(k)} = P_{ch} \quad (2.28)$$

Ou

$$\Delta \lambda^{(k)} = \frac{\Delta g^{(k)}}{\left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda} \right)^{(k)}} \quad (2.29)$$

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

c.-à-d. que :

$$\Delta\lambda^{(k)} = \frac{\Delta g^{(k)}}{\sum \frac{1}{2c_i}} \quad (2.30)$$

Et donc

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta\lambda^{(k)} \quad (2.31)$$

avec

$$\Delta g^{(k)} = P_{ch} - \sum_{i=1}^{N_g} P_{Gi}^{(k)} \quad (2.32)$$

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

b) Le dispatching économique en négligeant les pertes et incluant les limites sur les puissances produites

La puissance produite par chaque générateur ne devrait pas excéder sa valeur maximale ni devrait être au-dessous de la puissance nécessaire pour l'opération stable de la chaudière. Ainsi, les productions en MW de chaque générateur doivent être comprises entre des limites minimum et maximum données qu'on note par (P_{Gi}^m, P_{Gi}^M) . Le problème est de trouver la puissance active produite par chaque générateur en minimisant la fonction objective (c.-à-d., le coût de production total) [33], [34] et [35] comme défini par les équations Eq. (2.15) et Eq. (2.22), et aux contraintes d'inégalité données par :

$$P_{Gi}^m \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^M \quad i = 1, \dots, N_g \quad (2.33)$$

Avec P_{Gi}^m et P_{Gi}^M sont les limites minimum et le maximum de puissance produites par le générateur (i).

Dans ce cas, on doit utiliser la méthode précédente 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 :

$$\begin{aligned} \frac{dF_i}{dP_{Gi}} &= \lambda \quad \text{pour} \quad P_{Gi}^m \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^M \\ \frac{dF_i}{dP_{Gi}} &\leq \lambda \quad \text{pour} \quad P_{Gi} = P_{Gi}^M \\ \frac{dF_i}{dP_{Gi}} &\geq \lambda \quad \text{pour} \quad P_{Gi} = P_{Gi}^m \end{aligned} \quad (2.34)$$

La solution numérique est identique à celle d'avant. C'est-à-dire, pour un (λ) estimé, les P_{Gi} sont trouvés à partir de l'équation suivante :

$$P_{Gi} = \frac{\lambda - b_i}{2c_i}, \quad i = 1, \dots, Ng$$

Et l'itération continue jusqu'à ce que la somme des puissances produites soit égale à la puissance active totale consommée :

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} = P_{ch}$$

Dès qu'un générateur (r) atteint son maximum, la puissance de ce générateur sera fixée à sa limite P_{Gr}^M , et devient une constante.

L'algorithme de résolution obéit aux étapes suivantes :

Etape 01 :

 Lire les données:

P_{Gi}^M : la puissance active maximale du générateur (i), $i = 1, \dots, N_g$

P_{Gi}^m : la puissance active minimale du générateur (i), $i = 1, \dots, N_g$

P_{ch} : la puissance active totale consommée,

a_i, b_i, c_i : les 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'Eq. (2.18) pour donner une estimation initiale de λ .

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

Etape 02 :

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

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

Etape 03 :

- ✚ Tester les limites des générateurs qui atteignent leurs maximums, la puissance de ce générateur (r) sera fixée à sa limite P_{Gr}^M , et devient une constante.

$$P_{Gr}^{(k)} = P_{Gr}^M$$

Etape 04 :

Test d'arrêt :

- ✚ Calcul de l'erreur

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

$$\text{Si } \Delta g^{(k)} < \varepsilon$$

- ✚ aller à l'étape 07,
- ✚ si non aller à l'étape suivante.

Etape 05 :

- ❖ Calcul

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

Etape 06 :

- ✚ Calcul le nouveau coût marginal $\lambda^{(k+1)}$ à partir de l'équation :

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta \lambda^{(k)}, k = k+1, \text{ retourne à l'étape 2.}$$

Etape 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.

c) Dispatching économique comprenant les pertes

Les lignes de transport dans un système énergétique sont peu distantes et la densité de charge est très élevée, les pertes de transport peuvent être négligées et le dispatching économique de la production peut être établi en fonctionnant tous les générateurs au coût de production incrémental égal [36]. Cependant, dans un grand réseau interconnecté où la puissance est transmise à travers de longues distances avec une faible densité de charge, les pertes dans les lignes de transmission sont un facteur important et affecte le dispatching

économique de la production. D'habitude pour comprendre l'effet des pertes dans les lignes transport, on doit exprimer les pertes totales comme équation quadratique en fonction des puissances produites par les générateurs. La forme quadratique la plus simple est :

$$P_L = \sum_{i=1}^{N_g} \sum_{j=1}^{N_g} P_{Gi} B_{ij} P_{Gj} \quad (2.35)$$

P_L : Sont les pertes actives dans le réseau.

Une formule plus générale contenant un terme linéaire B_{0i} et un terme constant B_{00} , connu sous le nom de la formule des pertes de Kron, est :

$$P_L = \sum_{i=1}^{N_g} \sum_{j=1}^{N_g} P_{Gi} B_{ij} P_{Gj} + \sum_{i=1}^{N_g} B_{0i} P_{Gi} + B_{00} \quad (2.36)$$

B_{ij} , B_{0i} , B_{00} : sont les coefficients de la formule des pertes ou les *B-coefficients*.

Les B-coefficients sont supposés constants, et on peut prévoir une précision raisonnable si on suppose que les conditions d'opération réelle sont près de ceux de cas de base pour lequel les B-constants ont été calculées.

Il y a plusieurs méthodes pour obtenir la formule des pertes. Une méthode pour obtenir ces coefficients est présentée dans la référence [37].

Le problème de dispatching économique est de réduire au minimum le coût de production total F , qui est une fonction des puissances actives produites par les générateurs :

$$F = \sum_{i=1}^{N_g} F_i = \sum_{i=1}^{N_g} a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \quad (2.37)$$

Suite à la contrainte qui dit que la production totale devrait contrebalancer la demande plus les pertes dans les lignes:

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{Gi} = P_{ch} + P_L \quad (2.38)$$

Et en satisfaisant les contraintes d'inégalité, exprimées comme suit :

$$P_{Gi}^m \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^M \quad i = 1, \dots, N_g \quad (2.39)$$

Où P_{Gi}^m , P_{Gi}^M sont respectivement, les limites minimum et maximum de puissance produite de générateur (i).

En utilisant le multiplicateur de Lagrange et en ajoutant des termes additionnels pour inclure les contraintes d'inégalité, nous obtenons :

$$L = F + \lambda(P_{ch} + P_L - \sum_{i=1}^{N_g} P_{Gi}) + \sum_{i=1}^{N_g} \mu_i^{\max} (P_{Gi} - P_{Gi}^M) + \sum_{i=1}^{N_g} \mu_i^{\min} (P_{Gi}^m - P_{Gi}) \quad (2.40)$$

Les contraintes d'inégalité peuvent être mieux interprétées par les deux équations suivantes :

$$\mu_i^{\max} = 0, \quad \text{si } P_{Gi} < P_{Gi}^M$$

et

$$\mu_i^{\min} = 0, \quad \text{si } P_{Gi} > P_{Gi}^m$$

En d'autres termes, si la contrainte d'inégalité correspondante au générateur (i) est satisfaite, son multiplicateur associé (μ_i) sera égal à zéro et le terme correspondant dans l'Eq. (2.40) disparaîtra. La contrainte devient active une fois non satisfaite.

Le minimum de l'Eq. (2.40) sans contrainte est trouvé au point où les dérivées partielles de la fonction par rapport à ses variables sont égales à zéro.

$$\frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} = 0 \quad (2.41)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \quad (2.42)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_i^{\max}} = P_{Gi} - P_{Gi}^M = 0 \quad (2.43)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_i^{\min}} = P_{Gi}^m - P_{Gi} = 0 \quad (2.44)$$

L'Eq. (2.40) impliquent qu'on ne devrait pas permettre à P_{Gi} d'aller au delà de ses limites, et quand P_{Gi} est entre ses limites ($\mu_i^{\min} = \mu_i^{\max} = 0$), et la fonction de Kuhn-Tucker devient la même que celle de Lagrange.

$$L = F + \lambda(P_{ch} + P_L - \sum_{i=1}^{N_g} P_{Gi}) + \underbrace{\sum_{i=1}^{N_g} \mu_i^{\max} (P_{Gi} - P_{Gi}^M) + \sum_{i=1}^{N_g} \mu_i^{\min} (P_{Gi}^m - P_{Gi})}_0$$

Donc :

$$L = F + \lambda(P_{ch} + P_L - \sum_{i=1}^{N_g} P_{Gi})$$

La première condition, donnée par l'Eq. (2.41), donne l'équation suivante :

$$\frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} = 0 \Rightarrow \frac{\partial F}{\partial P_{Gi}} + \lambda(0 + \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} - 1) = 0$$

Puisque : $F = F_1 + F_2 + \dots + F_{N_g}$

$$\text{Donc : } \frac{\partial F}{\partial P_{Gi}} = \frac{dF_i}{dP_{Gi}}$$

Et donc la condition pour un dispatching économique est donnée par l'équation suivante :

$$\frac{dF_i}{dP_i} + \lambda \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} = \lambda \quad i = 1, \dots, N_g \quad (2.45)$$

Le terme $\frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}$ est connu sous le nom de perte de transport incrémentale.

La deuxième condition, donnée par l'Eq. (2.42), donne :

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{Gi} = P_{ch} + P_L \quad (2.46)$$

L'Eq. (2.46) est tout simplement la contrainte d'égalité qui devait être imposée.

L'Eq. (2.45) peut être réarrangée comme suit :

$$\left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}} \right) \frac{dF_i}{dP_{Gi}} = \lambda \quad i = 1, \dots, N_g \quad (2.47)$$

$$\text{Ou} \quad fp_i \frac{dF_i}{dP_{Gi}} = \lambda \quad i = 1, \dots, N_g \quad (2.48)$$

fp_i est connu par le *facteur de pénalité* d'un générateur (i) et est donné par :

$$fp_i = \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}} \right) \quad (2.49)$$

Par conséquence, l'effet des pertes de transmission se manifeste dans l'apparition d'un facteur de pénalité dont la valeur dépend de l'emplacement de générateur. L'Eq. (2.48) démontre que le coût minimum est obtenu quand le coût incrémental de chaque générateur multiplié par son facteur de pénalité est le même pour tous les générateurs.

Le coût de production incrémental est donnée par :

$$\frac{dF_i}{dP_{Gi}} = 2c_i P_{Gi} + b_i,$$

Et les pertes de transmission incrémental sont obtenues à partir de la formule de *Kron* :

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

Ce qui donne la formule suivante :

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} = 2 \sum_{j=1}^{N_g} B_{ij} P_{Gj} + B_{0i} \quad (2.50)$$

La substitution de l'expression de coût de production incrémental et des pertes de transmission incrémental dans l'Eq. (2.45) donne l'équation suivante :

$$b_i + 2c_i P_{Gi} + 2\lambda \sum_{j=1}^{N_g} B_{ij} P_{Gj} + B_{0i} \lambda = \lambda$$

Ou
$$\left(\frac{c_i}{\lambda} + B_{ii}\right)P_{Gi} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{N_g} B_{ij} P_{Gj} = \frac{1}{2}(1 - B_{0i} - \frac{b_i}{\lambda}) \quad (2.51)$$

Prolongeant l'Eq. (2.51) à tous les générateurs ($i = 1, \dots, N_g$) donne un système d'équations linéaires dont la forme matricielle est donné par la formule suivante :

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \frac{c_1}{\lambda} + B_{11} & B_{12} & \dots & B_{1N_g} \\ B_{21} & \frac{c_2}{\lambda} + B_{22} & \dots & B_{2N_g} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{N_g 1} & B_{N_g 2} & \dots & \frac{c_{N_g}}{\lambda} + B_{N_g N_g} \end{bmatrix}}_E \underbrace{\begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ \vdots \\ P_{GN_g} \end{bmatrix}}_{P_G} = \frac{1}{2} \underbrace{\begin{bmatrix} 1 - B_{01} - \frac{b_1}{\lambda} \\ 1 - B_{02} - \frac{b_2}{\lambda} \\ \vdots \\ 1 - B_{0N_g} - \frac{b_{N_g}}{\lambda} \end{bmatrix}}_D \quad (2.52)$$

$$[E] \cdot [P_G] = [D] \quad (2.53)$$

Pour trouver le dispatching économique pour une valeur estimée du $\lambda^{(0)}$, le système linéaire de l'Eq. (2.53) doit être résolu numériquement.

La résolution numérique peut être effectuée itérativement, dans ce cas elle peut être considérer comme un problème de minimisation.

Si dans quelque cas, cette technique peut donner des résultats satisfaisants, dans beaucoup d'autres (Gauss-Seidel, Fletcher-Powell,...) peuvent présenter des problèmes de convergence [38], [39]. 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 :

$$[P_G] = [E]^{-1} \cdot [D]$$

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'Eq. (2.53). Pour faire cela, on tire P_{Gi} de l'Eq. (2.44). A l'itération (k) , $P_{Gi}^{(k)}$ est exprimé par l'équation suivante :

$$P_{Gi}^{(k)} = \frac{\lambda^{(k)}(1 - B_{0i}) - b_i - 2\lambda^{(k)} \sum_{j \neq i} B_{ij} P_{Gj}^{(k)}}{2(c_i + \lambda^{(k)} B_{ii})} \quad (2.54)$$

Remplaçant P_{Gi} de l'Eq. (2.54) dans l'Eq. (2.46) donne l'équation suivante:

$$\sum_{i=1}^{N_g} \frac{\lambda^{(k)}(1 - B_{0i}) - b_i - 2\lambda^{(k)} \sum_{j \neq i} B_{ij} P_{Gj}^{(k)}}{2(c_i + \lambda^{(k)} B_{ii})} = P_{ch} + P_L^{(k)} \quad (2.55)$$

$$\text{ou} \quad f(\lambda)^{(k)} = P_{ch} + P_L^{(k)} \quad (2.56)$$

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 :

$$f(\lambda)^{(k)} + \frac{df(\lambda)}{d\lambda} \Delta\lambda^{(k)} = P_{ch} + P_L^{(k)} \quad (2.57)$$

$$\text{ou} \quad \begin{cases} \Delta\lambda^{(k)} = \frac{\Delta g^{(k)}}{\frac{df(\lambda)}{d\lambda}} \\ \Delta\lambda^{(k)} = \frac{\Delta g^{(k)}}{\sum (\frac{dP_{Gi}}{d\lambda})^{(k)}} \end{cases} \quad (2.58)$$

$$\text{avec} \quad \Delta g^{(k)} = P_{ch} + P_L^{(k)} - \sum_{i=1}^{N_g} P_{Gi}^{(k)} \quad (2.59)$$

$$\sum_{i=1}^{N_g} \left(\frac{\partial P_{Gi}}{\partial \lambda} \right)^{(k)} = \sum_{i=1}^{N_g} \frac{c_i(1 - B_{0i}) + B_{ii}b_i - 2c_i \sum_{j \neq i} B_{ij} P_{Gj}^{(k)}}{2(c_i + \lambda^{(k)} B_{ii})^2} \quad (2.60)$$

Ou

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

et donc

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta\lambda^{(k)} \quad (2.61)$$

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

Si on exprime les pertes dans les lignes par la formule approximative suivante :

$$P_L = \sum_{i=1}^{N_g} B_{ii} P_{Gi}^2 \quad (2.62)$$

En supposant que (Les éléments non diagonaux nuls):

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

La solution du système d'équations donnée par l'Eq. (2.54) se réduit à l'expression simple suivante :

$$P_{Gi}^{(k)} = \frac{\lambda^{(k)} - b_i}{2(c_i + \lambda^{(k)} B_{ii})} \quad (2.63)$$

Et l'Eq. (2.60) se réduit à l'expression suivante:

$$\sum_{i=1}^{N_g} \left(\frac{\partial P_{Gi}}{\partial \lambda} \right)^{(k)} = \sum_{i=1}^{N_g} \frac{c_i + B_{ii} b_i}{2(c_i + \lambda^{(k)} B_{ii})^2} \quad (2.64)$$

L'algorithme de résolution (avec pertes)

L'algorithme de résolution obéit aux étapes suivantes :

Etape 01 :

❖ Lire les données:

- P_{Gi}^M : la puissance active maximale du générateur (i), $i = 1, \dots, N_g$
- P_{Gi}^m : la puissance active minimal du générateur (i), $i = 1, \dots, N_g$
- P_{ch} : la puissance active totale consommée,
- a_i, b_i, c_i : les 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 :

- Compteur d'itération $k = 0$;
- L'ensemble des générateurs atteignant leurs maximums $r = \emptyset$;
- le coût de production incrémental ($\lambda^{(k)}$), on peut utiliser l'Eq. (2.47) pour donner une estimation initiale de λ .

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

Etape 02 :

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

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

Etape 03 :

- ✚ Tester les limites des générateurs qui atteignent leurs maximums, la puissance de ce générateur (r) sera fixée à sa limite P_{Gr}^M , et devient une constante.

$$P_{Gr}^{(k)} = P_{Gr}^M$$

Etape 04 :

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

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

Etape 05 :

Test d'arrêt :

- Calculer l'erreur $\Delta g^{(k)}$ pour l'itération (k) à partir de l'équation suivante :

$$\Delta g^{(k)} = P_{ch} + P_L^{(k)} - \sum_{i=1}^{N_g} P_{Gi}^{(k)}$$

- Si $\Delta g^{(k)} < \varepsilon$
 ➤ aller à l'étape 08,
 ➤ sinon aller à l'étape suivante.

Etape 06 :

- ✚ Calculer la variation dans le cout incrémental $\Delta \lambda^{(k)}$ pour l'itération en cours à partir des équations suivantes :

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

Et

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

Etape 07 :

Calculer le nouveau coût marginal $\lambda^{(k+1)}$ à partir de l'équation :

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta\lambda^{(k)}, \text{ si } k = k+1, \text{ retourne a l'étape 2.}$$

Etape 08 :

✚ Calcul de coût de production total :

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

Stop.

2.4 Le dispatching économique dynamique

Le dispatching économique dynamique (DED) est une extension du problème de dispatching économique statique qui vise à programmer les unités thermiques en service avec la demande de la charge prévue au cours d'une période de planification donnée à un coût d'exploitation minimum [40]. L'objectif principal de problème de dispatching économique dynamique est la minimisation du coût total du combustible, tout en satisfaisant les contraintes du système. Le coût du combustible d'une centrale thermique est souvent exprimé en fonction quadratique de la puissance active des unités génératrice.

La prise en considération des contraintes dynamiques telles que les limites « *ramp rate* » rend le problème de DED plus compliqué. Pour simplifier la solution de DED, on considère ce problème comme un problème séquentiel et forcer les contraintes « *ramp rate* » consécutivement entre les intervalles de temps [40].

2.4.1 Formulation du problème [41] [42]

Le problème de dispatching économique dynamique est la minimisation de cout de production de N unité thermique sur une période de planification « T » donnée comme suite :

$$C_T = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N C_i(P_i^T) \quad (2.65)$$

On tient compte des contraintes suivantes:

1/ Contrainte d'équilibre ou balance de puissance

La production totale dans un intervalle de temps « t » doit satisfaire la demande et les pertes de transport. Cette contrainte est exprimée par:

$$\sum_{i=1}^N P_i^t - P_{ch}^t - P_L^t = 0 \quad (2.66)$$

Limite des puissances de production (de l'unité i):

$$P_i^{\min} \leq P_i^t \leq P_i^{\max} \quad (2.67)$$

$$P_{L(t)} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N P_{i(t)} B_{ij} P_{j(t)} \quad (2.68)$$

2/ Limites de « ramp-rate »

Pour simplifier la résolution du problème de DED, la sortie de l'unité est généralement supposé réglable instantanément. Pratiquement, la plage de fonctionnement de tous les unités en service est restreinte par les limites de « ramp rate » [43].

Les contraintes d'inégalité dues aux limites de « ramp rate » pour un changement de production d'une unité sont données par :

$$\begin{aligned} P_{i(t-1)} - P_{i(t)} &\leq DR_i \\ P_{i(t)} - P_{i(t-1)} &\leq UR_i \end{aligned} \quad (2.69)$$

Alors que:

$$\max(P_{i\min}, P_{i(t-1)} - DR_i) \leq P_{i(t)} \leq \min(P_{i\max}, P_{i(t-1)} + UR_i) \quad (2.70)$$

Avec:

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

$P_i^{\min}, P_i^{\max}$: Les limites de production de l'unité i (MW).

UR_i : La contrainte de «ramp-up» (MW/h).

DR_i : La contrainte de «ramp-down» (MW/h).

Les limites de « ramp-rate » avec tous les cas possibles sont présentés dans la **figure 2.8**.

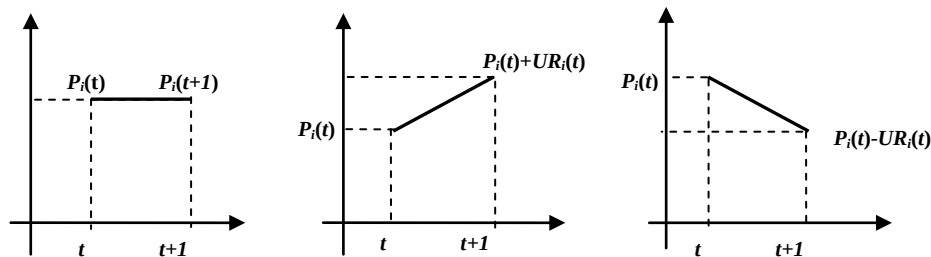


Figure 2.8 Limites de « ramp-rate » d'une unité de production.

2.5 Inclusion des éoliennes dans le dispatching économique

L'énergie éolienne est l'une des ressources d'énergie renouvelable la plus prometteuse des puissances non polluantes. En comparant avec les centrales conventionnelles, l'éolien a l'avantage de réduire les dépendances sur les combustibles fossiles et les pertes de transport, de renforcer l'indépendance et la flexibilité des grands réseaux électriques [43].

Le problème classique de dispatching économique (DE) a induit un nouvel intérêt sur la façon dont les générateurs d'énergie éolienne doivent être pris en considération dans la répartition optimale des puissances dans les réseaux électriques [44] en tenant compte de la variabilité de la vitesse du vent.

Auparavant, ce problème a été étudié pendant un certain temps comme un dispatching économique avancé [45], tandis que récemment les nouveaux travaux portent sur les unités éoliennes indépendamment, avec des fonctions coûts et les limites des puissances disponibles qui sont propres à ces unités éoliennes. La probabilité de la disponibilité de l'énergie éolienne est utilisée pour formuler les contraintes du problème de DE [46]. La plupart de ces travaux utilisent une distribution statistique valable (au moins dans un intervalle de longue durée) [47], [48] afin de représenter la variabilité du vent connu sous le nom de distribution de Weibull [49].

La solution optimale d'un dispatching économique est définie dans un intervalle de courte durée connue sous le nom de l'intervalle de validité du problème de DE. Dans cet intervalle la distribution de Weibull n'est pas nécessairement la meilleur modèle statistique des variations de la vitesse du vent [50], [51]. La variation de la vitesse du vent de courte durée (SDV « *Short Duration Variations of wind speed* ») inclut des turbulences et des rafales de vent. Les turbulences sont les variations aléatoires sur une valeur stable de la vitesse moyenne du vent (u), alors que les rafales sont des vents puissants à l'intérieur des champs de vents turbulents [52] pour lesquels on peut identifier l'amplitude, le temps de montée et la durée. La distribution gaussienne a été utilisée pour modéliser la turbulence et les rafales autour de la vitesse moyenne stable du vent.

2.5.1. Formulation de problème

On considère (N) unités conventionnelles et (W) unités éoliennes pour satisfaire une demande totale (P_D) pour un intervalle donné. Le coût de production des unités conventionnelle n , $C(P_n)$, est donné par :

$$C(P_n) = c_{0,n} + c_{1,n} \cdot P_n + c_{2,n} \cdot P_n^2 \quad (2.71)$$

où P_n est la puissance active produite et $c_{0,n}$, $c_{1,n}$, $c_{2,n}$ sont les coefficients de la fonction coût de l'unité conventionnelle (n).

Note : on a changé dans cette partie l'indice des coefficients de la fonction cout (de a_i , b_i , c_i à $c_{0,n}$, $c_{1,n}$, $c_{2,n}$) des unités de production conventionnelles pour faire une différence entre le dispatching économique classique et le dispatching économique comprenant des éoliennes.

La fonction cout de générateur éolien peut être ignorée si le parc éolien est détenu par le gestionnaire de réseau (opérateur), à moins que l'opérateur voulût assigner un coût de récupération de l'investissement initial de parc éolien ou assigner cela comme un coût d'entretien et de renouvellement [53]. Par contre, si le parc éolien n'est pas détenu par le gestionnaire de réseau, la production d'énergie éolienne aura un coût qui doit être basée sur les accords contractuels spéciaux.

Dans cette étude, on suppose une fonction de coût linéaire pour les centrales éoliennes [54] :

$$C_{\omega}(P_{\omega}) = c_{1,\omega} \cdot P_{\omega} \quad (2.72)$$

Où

 $c_{1,\omega}$ si le coefficient direct de cout pour le générateur éolien.

 P_{ω} est 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 peut être absorbée par le système sans aucun problème de sur production ou de fiabilité.

Le problème d'optimisation de dispatching économique (DE) en tenant compte des générateurs éoliens peut être redéfini comme suit:

$$\min C(\{P_n\}, \{P_{\omega}\}) = \min \left(\sum_n^N C_n(P_n) + \sum_{\omega}^W C_{\omega}(P_{\omega}) \right) \quad (2.73)$$

Sous les contraintes :

$$P_n^{\min} \leq P_n \leq P_n^{\max}; n = 1, \dots, N \quad (2.74)$$

$$\sum_n^N P_n + \sum_{\omega}^W P_{\omega} = P_D + P_L^{eq}(\{P_n\}, \{P_{\omega}\}) \quad (2.75)$$

Où P_L^{eq} représente 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:

$$P_L(\{P_n\}) = \sum_{n1}^N \sum_{n2}^N P_{n1} b_{n1,n2} P_{n2} + \sum_n^N b_{n,0} \cdot P_n + b_{0,0} \quad (2.76)$$

Où les paramètres $\{b_{n1,n2}\}$, $\{b_{n,0}\}$, et $b_{0,0}$ sont 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 :

$$P_L(\{P_n\}, \{P_\omega\}) = \left. \begin{aligned} & \sum_{n1}^N \sum_{n2}^N P_{n1} b_{n1,n2} P_{n2} + \sum_n^N b_{n,0} \cdot P_n + b_{0,0} \\ & + \sum_{n1}^N \sum_{\omega}^W P_{n1} b_{n,\omega} P_{\omega} + \sum_{\omega}^W b_{\omega,0} \cdot P_{\omega} \\ & + \sum_{\omega1}^W \sum_{\omega2}^W P_{\omega1} b_{\omega1,\omega2} P_{\omega2} \end{aligned} \right\} \quad (2.77)$$

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_{ω} est traité comme variable externe.

Alors l'équation (2.77) peut être reformulée comme suit :

$$P_L^{eq}(\{P_n\}, \{P_\omega\}) = \sum_{n1}^N \sum_{n2}^N P_{n1} b_{n1,n2} P_{n2} + \sum_n^N b_{n,0}^{eq} \cdot P_n + b_{0,0}^{eq} \quad (2.78)$$

On constate que les B-coefficients de la formule de pertes de transport équivalent ajoutés à l'Eq.(2.77) sont variables en fonction de la puissance $\{P_\omega\}$, où les termes $\{b_{n,0}\}$ et $b_{0,0}$ dans l'Eq.(2.78) devienne comme suit:

$$b_{n,0}^{eq} = b_{n,0} + \sum_{\omega}^W b_{n,\omega} P_{\omega} \quad (2.79)$$

$$b_{0,0}^{eq} = b_{0,0} + \sum_{\omega}^W b_{\omega,0} P_{\omega} + \sum_{\omega1}^W \sum_{\omega2}^W P_{\omega1} b_{\omega1,\omega2} P_{\omega2} \quad (2.80)$$

Les unités conventionnelles ont été devisées en trois ensembles :

- ✚ L'ensemble (n_1) représentant les générateurs qui produisent une puissance sans dépasser les limites (cf. Eq.(2.81));
- ✚ L'ensemble (n_2) représentant les générateurs fixés à leurs limites maximales (cf. Eq.(2.82));
- ✚ L'ensemble (n_3) représentant les générateurs fixés à leurs limites minimales (cf. Eq.(2.83)).

Pour une puissance (P_ω) donnée produite par une éolienne, les conditions de Kuhn-Tucker pour l'Eq. (2.73) peuvent être obtenus comme suit :

$$dC_{n1}(P_{n1}) / dP_{n1} = \lambda(1 - (\partial P_L^{eq} / \partial P_{n1})) \quad \text{Pour} \quad P_{n1}^{\min} \leq P_{n1} \leq P_{n1}^{\max} \quad (2.81)$$

$$dC_{n2}(P_{n2}) / dP_{n2} \leq \lambda(1 - (\partial P_L^{eq} / \partial P_{n2})) \quad \text{Pour} \quad P_{n2} = P_{n2}^{\max} \quad (2.82)$$

$$dC_{n3}(P_{n3}) / dP_{n3} \geq \lambda(1 - (\partial P_L^{eq} / \partial P_{n3})) \quad \text{Pour} \quad P_{n3} = P_{n3}^{\min} \quad (2.83)$$

$$\sum_{n1}^N P_{n1} = P_D + P_L^{eq} - \sum_{\omega}^W P_{\omega} - \sum_{n2}^N P_{n2}^{\max} - \sum_{n3}^N P_{n3}^{\min} \quad (2.84)$$

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:

$$2c_{2,n1}P_{n1}^* + c_{1,n1} = \lambda^* (1 - 2b_{n1,n2}P_{n1}^* - b_{n1,0}^{eq} - \sum_{n2 \neq n1}^N b_{n1,n2}.P_{n2}^*) \quad (2.85)$$

A cause de la non-linéarité de L'Eq.(2.85), il est pratiquement impossible d'avoir une relation directe entre les valeurs moyennes des λ^* et $\{P_{n1}^*\}$. La convergence vers la solution optimale peut être prévue pour Les Eq.(2.84)-(2.85) si les B-coefficients de la formule de pertes de transport $\{b_{n,0}^{eq}\}$, et $b_{0,0}^{eq}$ sont à peu près constants dans l'intervalle de dispatching économique. La contrainte de la puissance demandée dans L'Eq.(2.84) devient:

$$\begin{aligned} \sum_{n1}^N P_{n1} = & P_D + \sum_{n1}^N \sum_{n2}^N P_{n1} b_{n1,n2} P_{n2} + \sum_n^N b_{n,0}^{eq} . P_n + b_{0,0}^{eq} \\ & - \sum_{\omega}^W P_{\omega} - \sum_{n2}^N P_{n2}^{\max} - \sum_{n3}^N P_{n3}^{\min} \end{aligned} \quad (2.86)$$

L'évaluation de la puissance optimale produite $\{P_n^*\}$ peut être maintenant simplifiée comme suit:

- ✚ On néglige l'impact de la variation 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_ω^m) [52] - [53].
- ✚ Le non proportionnalité de la vitesse moyenne du vent u_ω^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_ω peut être obtenue en fonction

de la puissance nominale P_{ω}^{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 [56] :

$$P_{\omega}(u_{\omega}^m) = \mu_{\omega}(u_{\omega}^m) \cdot P_{\omega}^{rat} \quad (2.87)$$

Où $\mu_{\omega}(u_{\omega}^m) \in \{0, \dots, 1\}$ selon la description suivante:

$$\mu_{\omega}(u_{\omega}^m) = \begin{cases} 0; & \text{if } u_{\omega}^m \leq u_{\omega}^{in} \\ (u_{\omega}^m - u_{\omega}^{in}) / (u_{\omega}^{out} - u_{\omega}^{in}); & \text{if } u_{\omega}^{in} < u_{\omega}^m \leq u_{\omega}^{rat} \\ 1; & \text{if } u_{\omega}^{rat} < u_{\omega}^m \leq u_{\omega}^{out} \\ 0; & \text{if } u_{\omega}^m > u_{\omega}^{out} \end{cases} \quad (2.88)$$

Où u_{ω}^{rat} , u_{ω}^{in} , u_{ω}^{out} présentent la vitesse du vent nominale, minimale et maximale, respectivement.

2.5.2 Inclusion des éoliennes dans le dispatching économique (avec une turbulence τ)

La représentation des variations de la vitesse du vent de courte durée d'après la référence [57], nous oblige à remplacer l'Eq. (2.87) par une relation mathématique modifiée comme suit :

$$\langle P_{\omega} \rangle = \langle P_{\omega}(u_{\omega}^m) \rangle = \mu_{\omega}^{eq}(u_{\omega}^m, \tau) \cdot P_{\omega}^{rat} \quad (2.89)$$

Avec $\mu_{\omega}^{eq}(u_{\omega}^m, \tau)$ peut être défini comme le coefficient de sortie sous turbulence dans une éolienne qui est en fonction de la vitesse moyenne du vent (u_{ω}^m) et de l'intensité de turbulence (τ) pour un intervalle de validité de dispatching économique donné.

Une bonne estimation de $\mu_{\omega}^{eq}(u_{\omega}^m, \tau)$ à partir des données empiriques est critique pour l'application de l'Eq. (2.89) pour résoudre le problème de dispatching économique de l'Eq. (2.73) [57], on peut définir le coefficient de sortie sous turbulence par :

$$\mu_{\omega}^{eq}(u_{\omega}^m, \tau) = 1 - \exp(-((u_{\omega}^m / u_{\omega}^{rat}) / v(\tau))^{k(\tau)}) \quad (2.90)$$

Où les paramètres $k(\tau)$ et $v(\tau)$ sont respectivement le facteur de forme sans dimension, et le facteur d'échelle en m/s qui sont positifs et en fonction de l'intensité de turbulence (τ).

Il est facile d'observer que l'Eq. (2.83) se rapproche de la définition la plus "précise" de l'Eq. (2.88) pour des valeurs extrêmes de la vitesse moyenne du vent u_{ω}^m (0 et ∞) alors que cette vitesse augmente monotonement entre u_{ω}^{in} et u_{ω}^{rat} en fonction des paramètres $k(\tau)$ et $v(\tau)$.

Les paramètres $k(\tau)$ et $v(\tau)$ dans l'Eq. (2.90) sont obtenus à partir de la relation mathématique suivante :

$$\left. \begin{aligned} k(\tau) &\approx 3.49 - 6.01\tau; \\ v(\tau) &\approx 0.71 + 0.21\tau - 1.26\tau^2 \end{aligned} \right\} 0.1 \leq \tau \leq 0.4 \quad (2.91)$$

$k(\tau)$ et $v(\tau)$ peuvent être calculés à partir des valeurs de (τ) qui se varie entre 0.1-0.4 à partir de l'Eq. (2.91). L'Eq. (2.89) est appliquée pour calculer la puissance de sortie du l'éolienne en per unit sous une turbulence $\mu_{\omega}^{eq}(u_{\omega}^m, \tau)$ comme le montre la Figure 2.9. Si la puissance nominale de l'éolienne P_{ω}^{rat} est connue, le calcul de la puissance de sortie $\langle P_{\omega} \rangle$ sera facile pour un intervalle de dispatching économique.

Un choix judicieux de l'intervalle de dispatching économique peut diminuer la plage de variations de la vitesse du vent de courte durée, afin de minimiser les variations de (P_{ω}) .

Dans ces cas, les Eq. (2.79) - (2.80) peuvent être reformulées comme suit :

$$\begin{aligned} b_{n,0}^{eq} &\approx b_{n,0} + \sum_{\omega} b_{n,\omega} \langle P_{\omega} \rangle \\ b_{0,0}^{eq} &\approx b_{0,0} + \sum_{\omega} b_{w,0} \langle P_w \rangle + \sum_{\omega 1} \sum_{\omega 2} \langle P_{\omega} \rangle b_{\omega 1, \omega 2} \langle P_{\omega} \rangle \end{aligned} \quad (2.92)$$

Les approximations dans l'Eq. (2.92) rendre l'optimisation du problème de dispatching économique de l'Eq. (2.73) simple à résoudre. Ces approximations sont validées dans le chapitre 4 (Application numérique et résultats).

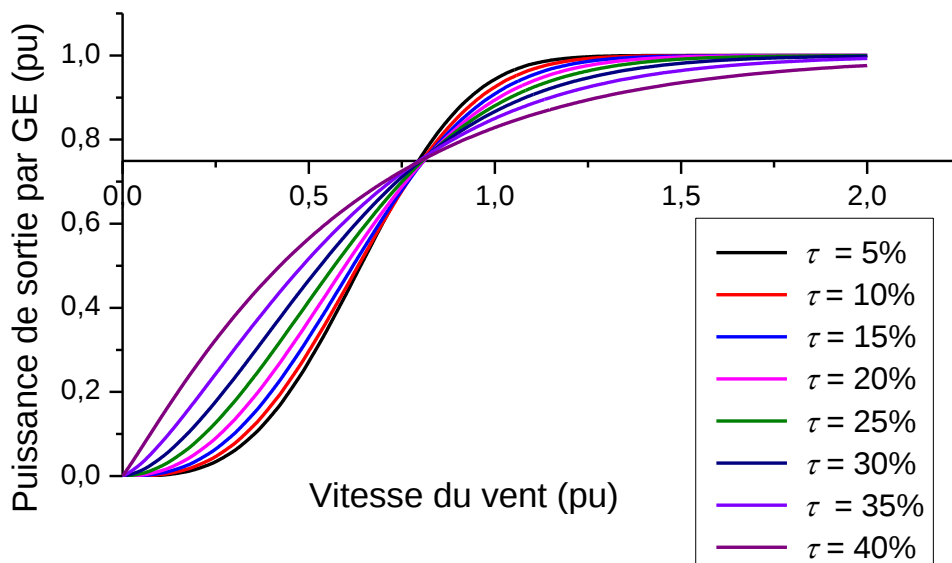


Figure 2.9 Courbe de puissance de sortie (pu) d'après les Eq. (2.90) et Eq. (2.91) pour un générateur éolienne (GE) typique pour différents niveaux de turbulence (τ).

2.6 Le dispatching économique dans un marché libre de l'électricité

La réorganisation des systèmes d'énergie électrique a disposé comme conséquence la concurrence basée sur le marché en créant un environnement du marché libre.

Seule la fourniture (la production d'électricité) est soumise à la concurrence. Un système restructuré permet à l'alimentation d'énergie de fonctionner compétitivement, aussi bien que permettre aux consommateurs de choisir les fournisseurs de l'énergie électrique. Les compagnies de génération (GENCO) concurrencent pour vendre l'énergie et des services auxiliaires aux clients en soumettant des appels d'offre au marché de puissance. Ces compagnies peuvent maintenant exécuter le programme qui se base sur une approche appelée «répartition économique dynamique basée sur le profit» (PBDELD) -**Profit-Based Dynamic Economic Load Dispatch**- [58], [59] pas pour réduire au minimum le coût de production total comme précédent, mais aussi pour maximiser leurs propres profits.

2.6.1. Formulation de problème

Les principaux facteurs qui affectent le comportement de marché sont les suivants: variation de la demande, coût de production des générateurs, les contraintes d'exploitation et le comportement d'offre des autres concurrents, etc.

le facteur le plus incertain est le comportement d'offre des concurrents qui impose des difficultés dans le processus de décision de la stratégie d'appel d'offre en raison de la nature particulière de l'électricité par rapport à d'autres produits, où chaque fournisseur tente de maximiser son propre profit. Cette tâche s'appelle «la maximisation de profit producteur ».

La fonction objective pour maximiser le profit des producteurs (fournisseurs) participants sur les marchés de l'énergie peut être déclarée comme suit :

$$\max PF = \sum_{t=1}^T \underbrace{\left(\sum_{j=1}^{Nd} B_j(D_{j,t}) \right)}_{RV} - \underbrace{\left(\sum_{n=1}^{Ng} C(P_n) \right)}_{TC} \quad (2.93)$$

PF : Le profit total du GENCO,

RV: Le revenu total du GENCO,

TC : Le coût total de la production des unités conventionnelle n (GENCO),

P_n : La puissance active produite,

$D_{j,t}$: la puissance demandée à l'instant t par les clients,

Le coût de production des unités conventionnelle n , $C(P_n)$, est donné par :

$$C(P_n) = c_{0,n} + c_{1,n} \cdot P_n + c_{2,n} \cdot P_n^2 \quad (2.94)$$

où $c_{0,n}$, $c_{1,n}$, $c_{2,n}$ sont les coefficients de la fonction coût de l'unité conventionnelle (n).

Le revenu total du GENCO j , est donné par :

$$B_j(D_{j,t}) = a_{dj} D_{j,t}^2 + b_{dj} D_{j,t} \quad (2.95)$$

a_{dj} , b_{dj} sont les coefficients de prix d'offre des clients en fonction d'une quantité P_n .

$D_{j,t}$: la puissance demandée par les clients à l'instant t ,

Trois stratégies d'offre (d'enchères) existent pour les clients participants, classées comme suit: enchères faibles, moyennes et élevées, basées sur les coefficients de prix d'offre. Des expériences antérieures montrent que la valeur du coefficient de soumission du client, a_{dj} est inférieure à 0,01 pour l'enchère faible, de l'ordre de 0,05 pour les enchères moyennes et de 0,09 pour les stratégies d'enchère élevée. La plage recommandée du coefficient d'offre client b_{dj} se situe entre 0 et λ_m le prix de compensation (ou d'équilibre) de marché ($0 < b_{dj} < \lambda_m$) [60,61].

Avec :

$$\lambda_{m(t,\min)} = \frac{D_t^{\min} + \sum_{i=1}^N c_{1,n} / 2 \cdot c_{2,n}}{\sum_{i=1}^N 1 / 2 \cdot c_{2,n}} \quad (2.96)$$

$$\lambda_{m(t,\max)} = \frac{D_t^{\max} + \sum_{i=1}^N c_{1,n} / 2 \cdot c_{2,n}}{\sum_{i=1}^N 1 / 2 \cdot c_{2,n}} \quad (2.97)$$

$D_t^{\min}$: La demande minimale de client j à l'instant t .

$D_t^{\max}$: La demande maximale de client j à l'instant t .

✚ La fonction objective de maximisation du profit des producteurs comprenant des éoliennes participantes sur les marchés de l'énergie peut être déclarée comme suit :

$$\max PF = \sum_{t=1}^T \left(\underbrace{\sum_{j=1}^{Nd} B_j(D_{j,t})}_{RV} - \left(\underbrace{\sum_{n=1}^N C(P_n)}_{TC} + \sum_{\omega} C_{\omega}(P_{\omega}) \right) \right) \quad (2.98)$$

C_{ω} : la fonction de coût linéaire pour les centrales éoliennes.

P_{ω} est en fonction des variations de la vitesse du vent à l'axe de l'éolienne.

On tient compte des contraintes suivantes:

Contrainte coté producteur :

$$\sum_n^N P_n + \sum_\omega^W P_\omega - \sum_{j=1}^{Nd} D_{j,t} - P_L^{eq}(\{P_n\}, \{P_\omega\}) = 0 \quad (2.99)$$

Avec :

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

Contrainte coté clients:

$$D_{j,t \min} \leq D_{j,t} \leq D_{j,t \max}$$

Contrainte rampe rate :

$$\begin{aligned} P_{i(t-1)} - P_{i(t)} &\leq DR_i \\ P_{i(t)} - P_{i(t-1)} &\leq UR_i \end{aligned} \quad (2.100)$$

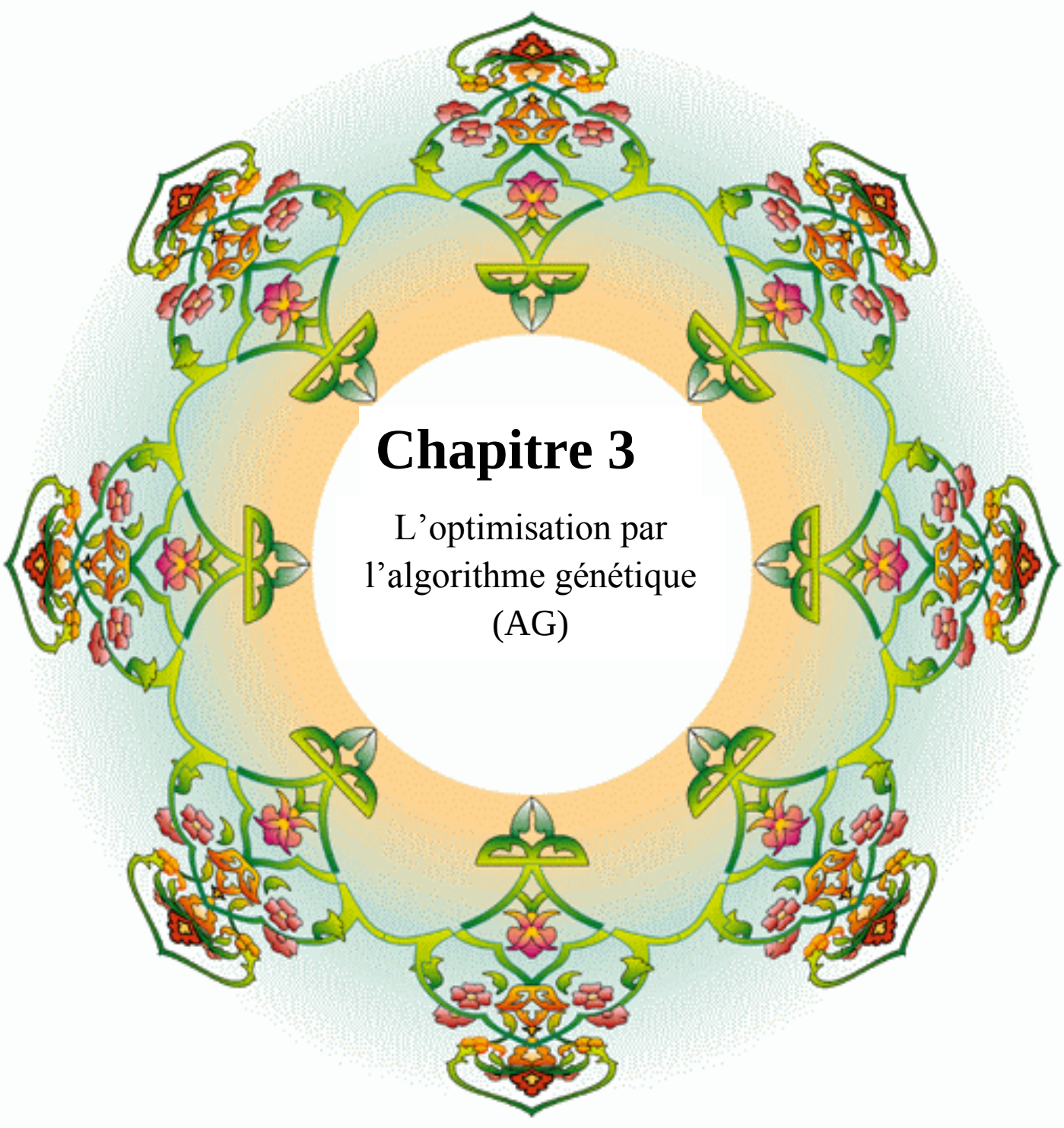
Alors que:

$$\max(P_{i \min}, P_{i(t-1)} - DR_i) \leq P_{i(t)} \leq \min(P_{i \max}, P_{i(t-1)} + UR_i) \quad (2.101)$$

2.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté dans la première partie le dispatching économique dans ces formes les plus simples en négligeant les pertes en premier temps en utilisant la méthode de Kuhn-Tucker, par la suite nous avons présenté un algorithme de solution basant sur la méthode de gradient en tenant compte des pertes dans les lignes de transport. Dans la deuxième partie on a proposé une méthodologie pour résoudre le problème de dispatching économique d'un système énergétique hybride comprenant des éoliennes qui dépendent des données du climat telles que la vitesse du vent.

Dans la troisième partie est contrairement à un système électrique réglementé où les entreprises de services publics partagent leurs ressources de production pour minimiser le coût total de la fourniture de la charge demandée dans un intervalle donné, elles se font concurrence sur un marché dérégulé pour accroître leurs profits. Pour déterminer ces profits on a présenté à la fin de ce chapitre une méthode adaptée pour l'intégration de dispatching économique dans un marché libre d'électricité avec et sans générateur éolien.



Chapitre 3

L'optimisation par
l'algorithme génétique
(AG)

3.1 Introduction

Les ingénieurs se heurtent quotidiennement à des problèmes technologiques de complexité grandissante, qui surgissent dans des secteurs très divers. Le problème à résoudre peut fréquemment être exprimé sous la forme générale d'un problème d'optimisation, dans lequel on définit la fonction objectif, ou la fonction coût, que l'on cherche à minimiser (ou maximiser) par rapport à tous les paramètres concernés.

Il existe deux types de méthodes d'optimisation, la première est l'optimisation mono-objectif, qui se base sur la minimisation (ou la maximisation) d'une seule fonction objectif où le but est de trouver la meilleure solution appelée solution optimale qu'est facilement défini suivant une seule performance du problème étudié (temps de réponse, temps de monté, la robustesse, taux d'erreur,...etc). D'autre part, l'optimisation multi-objectif optimise simultanément plusieurs fonctions objectives qui sont souvent contradictoires, on cherche à trouver la meilleure solution suivant un ensemble de performance du problème (temps de réponse plus la robustesse, temps de réponse plus temps de monté plus la robustesse,...etc).

Malheureusement, les situations rencontrées en pratique comportent souvent une ou plusieurs complications, qui mettent en défaut ces méthodes : par exemple, la fonction objective peut ne pas s'exprimer analytiquement en fonction des paramètres ; ou encore, le problème peut exiger la considération simultanée de plusieurs objectifs contradictoires, l'optimisation multi objectif qui présentera des inconvénients si l'espace de recherche n'est pas convexe, car on pourrait ne pas trouver beaucoup de solutions.

On peut aussi trouver la solution en appliquant des algorithmes de calcul appelés heuristiques. Dans ce cas, l'heuristique présente un programme de calcul qui peut atteindre la valeur optimale dans un temps de calcul. Mais la recherche de solutions à ce type d'algorithme peut présenter de sérieux problèmes si, par exemple, les espaces sont non convexes ou si la nature du problème est une solution analytique combinée. En outre, les heuristiques peuvent présenter des sérieux problèmes en temps de calcul lorsque le problème est NP- difficiles [62].

L'apparition des nouvelles techniques d'optimisation, nommées méta-heuristiques, marque une grande révolution dans le domaine de l'optimisation. Ils obtiennent une solution approchée pratiquement à n'importe quel type de problème (NP-dur et complexe), ou des solutions analytiques combinées. En effet, celles-ci s'appliquent à toutes sortes de problèmes d'optimisation. Parmi les méta-heuristiques existantes nous pouvons citer : les colonies de fourmis, recuit simulé, l'optimisation par essaim de particules (PSO : Particle Swarm

Optimization) et les algorithmes génétiques (GA : Genetic Algorithm) qui sera notre principale méthodologie dans cette thèse pour résoudre le problème de dispatching économique dans un marché libre d'électricité.

3.2 Les problèmes d'optimisation

Un problème d'optimisation se définit comme la recherche du minimum ou du maximum (de l'optimum) d'une fonction donnée. On peut aussi trouver des problèmes d'optimisation pour lesquelles les variables de la fonction à optimiser sont contraintes d'évoluer dans une certaine partie de l'espace de recherche. Dans ce cas, on a une forme particulière de ce que l'on appelle un problème d'optimisation sous contraintes [63].

Donc optimiser, revient à minimiser ou maximiser une fonction en respectant certaines conditions préalables. Cette fonction dite « Objectif » peut être un cout (minimiser), profit (maximiser), production (maximiser). Les fonctions objectifs sont diverses ainsi que les contraintes (conductions) selon le problème à optimiser.

3.3 Classification des problèmes

Le but de cette section est d'apporter des notions intuitives sur la complexité d'un problème afin de sensibiliser le lecteur aux problèmes d'optimisations. Nous nous basons sur les points bibliographiques [64].

La théorie de la complexité est la discipline informatique qui tente de fournir une idée de la difficulté d'un problème ou des performances d'un algorithme. Elle catégorise les problèmes en diverses classes selon leur difficulté de résolution.

Un problème de classe **P** est dit facile car il existe au moins un algorithme déterministe qui est prouvé pouvoir le résoudre en un temps polynomial. C'est le cas du produit de deux nombres, du tri, du plus court chemin dans un graphe, etc.

Les problèmes dits **NP**-difficiles n'ont pas encore à ce jour d'algorithmes déterministes capables de les résoudre en un temps polynomial. C'est le cas du problème du voyageur de commerce, de la satisfiabilité booléenne, de la planification, etc.

3.4 Démarche systématique en optimisation [65]

L'optimisation est souvent résumée aux techniques de résolution mathématiques auxquelles on impute par la suite les échecs que l'on rencontre. Or, comme pour la plupart des problèmes que l'ingénieur est amené à résoudre, l'optimisation doit faire l'objet d'une démarche systématique qui comporte quatre phases fondamentales résumées à la Figure 3.1.

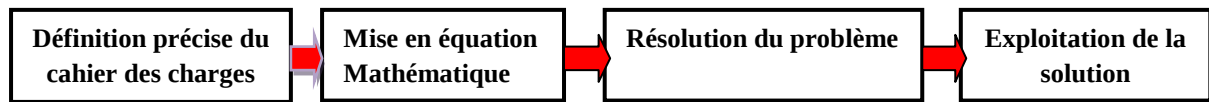


Figure 3.1 Démarche systématique en optimisation

3.4.1 Définition précise du cahier des charges

On impose une caractérisation rigoureuse du dispositif à optimiser, Elle consiste à définir de façon précise :

1. Le comportement et les performances souhaités (objectifs).
2. les paramètres (ou les variables) qui influencent les performances.
3. les éventuelles contraintes liées au fonctionnement du dispositif.

Cette phase est fondamentale dans le processus d'optimisation car elle conditionne les étapes suivantes. Elle n'est pas facile à aborder car le choix des variables n'est jamais unique. Il est généralement recommandé de définir un problème le plus simplement possible en choisissant un minimum de paramètres. Un problème bien posé est un choix judicieux des paramètres facilitant grandement sa résolution.

3.4.2 Mise en équation

Consiste la traduction du problème physique en un problème mathématique équivalent. C'est aussi un stade délicat, car la formulation mathématique d'un problème n'est jamais unique, en particulier la fonction caractérisant les performances du système.

3.4.3 Résolution du problème

Consiste à rechercher l'optimum du problème à l'aide des méthodes d'optimisation mathématiques.

3.4.4 Exploitation de la solution

Il est impératif d'évaluer la qualité de la solution du problème résolu et, en cas d'échec, de s'interroger sur les choix adoptés lors des différentes étapes. On impute trop souvent l'échec de l'optimisation à la méthode de recherche utilisée pour la localisation de l'optimum (résolution du problème). IL faut aussi revenir sur les phases "définition précise du cahier des charges" et "mise en équation", car la résolution d'un problème mal formulé ne peut conduire qu'à une solution erronée quelle que soit la technique de résolution employée.

3.5 Formulation mathématique d'un problème d'optimisation

La première étape d'un processus d'optimisation consiste à formuler, en termes mathématiques, le problème d'optimisation. Un problème d'optimisation se définit comme la recherche de l'optimum (minimum ou maximum) d'une fonction donnée. Généralement, un problème mathématique d'optimisation continue avec contrainte s'écrit de la manière suivante:

$$\begin{cases} \text{Min, Max } f(x_k) \\ g_i(x_i) \leq 0 & i = 1, \dots, p \\ h_j(x_j) \leq 0 & j = 1, \dots, p \\ x_{k \min} \leq x_k \leq x_{k \max} & k = 1, \dots, n \end{cases} \quad (3.1)$$

Où :

$f(x_k)$ est le critère à optimiser appelé aussi fonction objectif.

x_k est un vecteur à n variables. Ces variables sont les paramètres du problème à optimiser.

$g_i(x_i)$ et $h_j(x_j)$ représentent respectivement les contraintes d'inégalité et d'égalité.

$x_{k \min}$ et $x_{k \max}$ désignent les contraintes du domaine qui bornent l'espace de recherche.

La solution d'un problème d'optimisation est alors donnée par un ensemble de paramètres pour lesquels la fonction objectif présente une valeur optimale, en respectant les contraintes d'égalité et d'inégalité [66].

3.5.1 Définitions générales

- ✚ **Fonction Objectif** : Elle représente la fonction f que l'algorithme d'optimisation va devoir l'optimiser.
- ✚ **Variables de décision** : Sont regroupées dans un vecteur, en faisant varier ce vecteur que l'on cherche un optimum de la fonction f .
- ✚ **Optimum Global** : Un point x^* est un optimum global de la fonction f si on a $f(x^*) \leq f(x)$ quelle que soit x tel que $x \neq x^*$ cette définition correspond au optimum global de la figure 3.2.
- ✚ **Optimum Local** : Un point x^* est un optimum local de la fonction f si et seulement si $f(x^*) < f(x)$ quelle que soit x tel que $x \neq x^*$ et $x \in v(x^*)$ ou v définit un voisinage de x^* . cette définition correspond à l'optimum local de la figure 3.2.

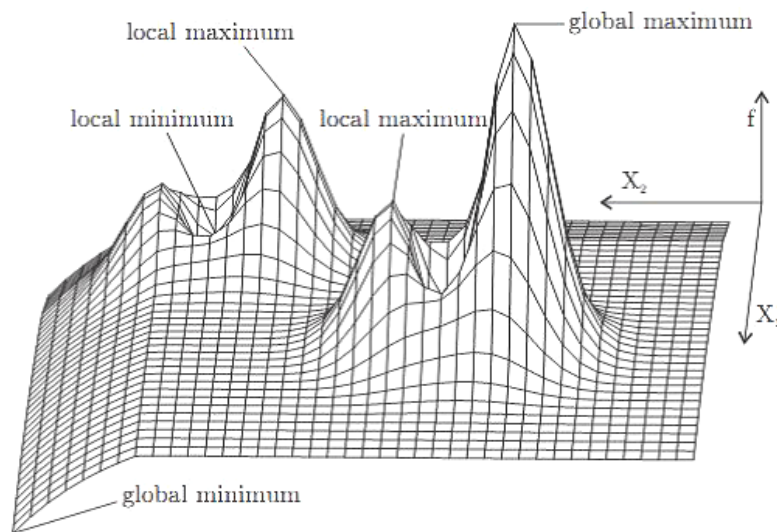


Figure 3.2 Les différents optimums.

3.6 Techniques d'optimisation

Il existe diverses méthodes d'optimisation que nous pouvons classer en deux groupes :

- ✚ Les méthodes ou algorithmes déterministes
- ✚ Les méthodes non déterministes ou probabilistes

Un algorithme déterministe est un algorithme dans lequel l'état suivant du calcul est déterminé par l'état courant. A chaque pas d'exécution, il n'existe qu'une seule voie à prendre. Ce sont des algorithmes dans lesquels il n'existe aucun choix d'actions basées sur des probabilités.

Tandis que la deuxième classe possède des étapes dans lesquels le hasard intervient pour le choix de l'action à exécuter.

La question qui se pose consiste à déterminer quand faut-il privilégier l'utilisation des algorithmes déterministes aux dépends des algorithmes probabilistes, et vice versa.

Lorsque la structure du problème permet de mettre en évidence un lien entre la forme de la solution et la valeur de la fonction à optimiser, il peut être intéressant d'appliquer des algorithmes déterministes.

Dans le cas contraire, c'est-à-dire lorsque le problème ne permet pas de trouver une relation entre la solution et la valeur de la fonction objective ou que la dimension de l'espace de recherche est trop grande, utiliser des algorithmes déterministes s'avère très difficile. En général, cela reviendrait à une recherche exhaustive qui, dans certains cas, peut être énorme.

Nous proposons de classer les algorithmes d'optimisation selon la figure 3.4 qui est inspirée de [67].

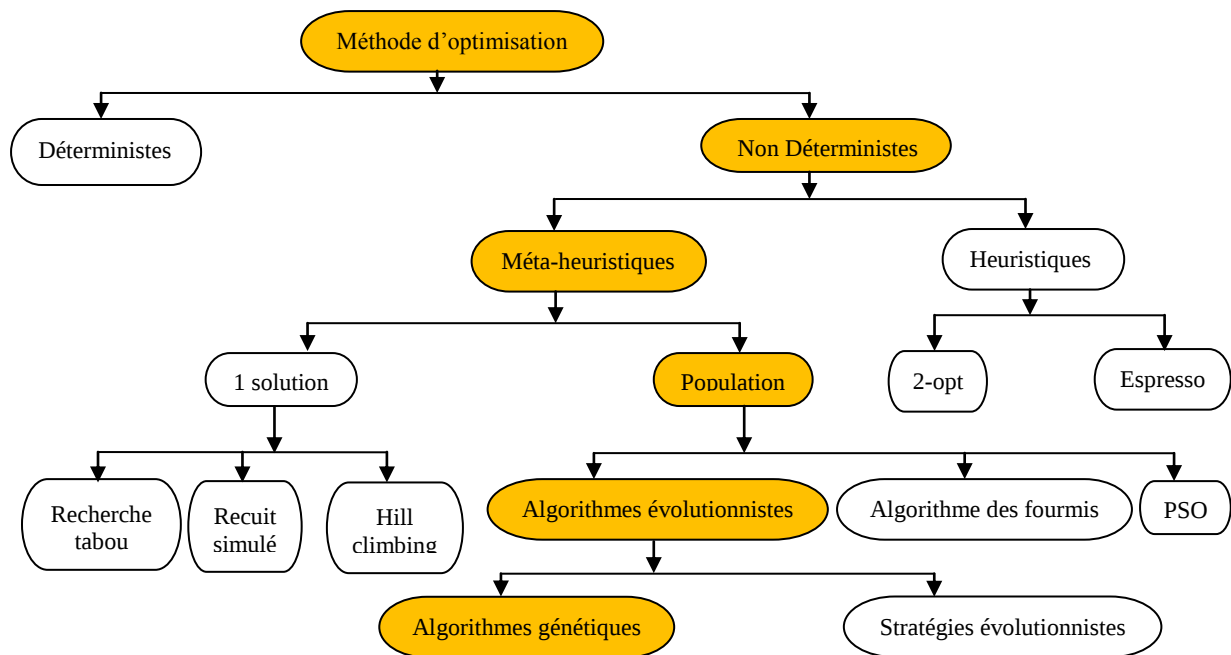


Figure 3.3 Classification des méthodes d'optimisation.

3.7 Méthodes déterministes

Les méthodes déterministes constituent l'essentiel des outils utilisés en optimisation qu'aux problèmes en variables continues ou à des problèmes en variables entières ayant une matrice de la contrainte uni-modulaire (car dans ce cas, tous les sommets de l'ensemble de recherche sont entiers). Elles peuvent utiliser des informations annexes telles que les sensibilités pour se diriger dans l'espace de recherche [65].

Malgré une certaine complexité mathématique, les méthodes déterministes permettent de résoudre la plupart des problèmes rapidement.

Les règles de transition entre deux solutions sont donc entièrement déterminées par le voisinage du point courant.

Parmi ces méthodes, deux grandes classes apparaissent :

- Les méthodes primales (ou directes) qui utilisent directement les valeurs des variables réelles.
- Les méthodes duales qui transforment un problème contraint en un problème non contraint.

3.8 Les heuristiques

Le mot "heuristique" vient du grec heurein (découvrir) et qualifie tout ce qui sert à la découverte, à l'invention et à la recherche. Pour l'algorithmique, les heuristiques sont des

méthodes qui cherchent à approcher une solution optimale; on les appelle parfois méthodes approchées.

Les heuristiques sont une classe d'algorithmes d'optimisation qui, à chaque étape, utilisent les informations collectées précédemment afin de sélectionner la solution suivante à évaluer. Ce sont des algorithmes dits non exactes car ils ne trouvent pas nécessairement la solution optimale pour un problème donné [67].

Les heuristiques disposent d'une simplicité et donc d'une rapidité dans leur exécution plus élevée que les algorithmes classiques. Ces règles s'appliquant à un ensemble particulier de la recherche des faits par une voie simplifiée et accélérée (moins de possibilité). D'où une analyse des situations améliorées. Mais une méthode heuristique trop simplifiée ou au contraire trop générale peut conduire à des biais cognitifs, générant des erreurs de décision.

Sur la figure 3.3 nous avons fourni à titre d'exemple deux heuristiques :

- 2-opt : C'est l'heuristique la plus simple pour le problème du voyageur du commerce. Le principe est de permuter deux villes et d'évaluer le nouveau circuit, et ce, jusqu'à ce qu'un circuit meilleur que celui de départ soit trouvé.
- ESPRESSO : Technique d'optimisation des fonctions booléennes.

3.9 Les métaheuristiques

Les métaheuristiques sont apparues dans les années 1980 et forment une famille d'algorithmes d'optimisation visant à résoudre des problèmes d'optimisation difficiles, pour lesquels on ne connaît pas de méthode classique plus efficace. Elles sont généralement utilisées comme des méthodes génériques pouvant optimiser une large gamme de problèmes différents, sans nécessiter des changements profonds dans l'algorithme employé.

Étymologiquement parlant de ce mot est composé dans un premier temps du préfixe méta qui signifie « au delà » ou « plus haut » en grec puis de « heuristique » qui signifie « trouver ». Cette décomposition permet de comprendre facilement le premier but de ces algorithmes est de trouver des solutions à des problèmes en utilisant plusieurs (méta) heuristiques.

Les métaheuristiques sont généralement des algorithmes stochastiques itératifs, qui progressent vers un optimum global, c'est-à-dire l'extremum global d'une fonction, par échantillonnage d'une fonction objectif. Elles se comportent comme des algorithmes de recherche, tentant d'apprendre les caractéristiques d'un problème afin d'en trouver une approximation de la meilleure solution (d'une manière proche des algorithmes d'approximation).

Les métaheuristiques sont souvent inspirées par des systèmes naturels, qu'ils soient pris en physique (cas du recuit simulé), en biologie de l'évolution (cas des algorithmes génétiques) ou encore en éthologie (cas des algorithmes de colonies de fourmis ou de l'optimisation par essaims particuliers) [68].

Il est admis que, d'un point de vue très général, aucune métaheuristique n'est réellement meilleure qu'une autre. En effet, une métaheuristique ne peut prétendre être plus efficace sur tous les problèmes, bien que certaines instances (c'est-à-dire l'algorithme lui-même, mais aussi un choix de paramètres et une implémentation donnée) puissent être plus adaptées que d'autres sur certaines classes de problèmes.

3.9.1 Liste des métaheuristiques

Les métaheuristiques n'étant pas, a priori, spécifiques à la résolution de tel ou tel type de problème, leur classification reste assez arbitraire. On peut cependant distinguer :

1. les approches « trajectoire »

Ces algorithmes partent d'une solution initiale (obtenue de façon exacte, ou par tirage aléatoire) et s'en éloignent progressivement, pour réaliser une trajectoire, un parcours progressif dans l'espace des solutions. Dans cette catégorie, se rangent :

-  la méthode de descente ;
-  le recuit simulé ;
-  la méthode Tabou ;
-  la recherche par voisinage variable ;

Le terme de recherche locale est de plus en plus utilisé pour qualifier ces méthodes.

2. les approches « population » (ou évolutionnaires)

Elles consistent à travailler avec un ensemble de solutions simultanément, que l'on fait évoluer graduellement. L'utilisation de plusieurs solutions simultanément permet naturellement d'améliorer l'exploration de l'espace des configurations. Dans cette seconde catégorie, on recense :

-  les algorithmes génétiques ;
-  les algorithmes par colonies de fourmi ;
-  l'optimisation par essaim particulier.

3.9.2 Le recuit simulé

Le recuit simulé est un algorithme basé sur la recherche à voisinage (recherche locale). C'est un algorithme simple, facile à implémenter et à adapter à un grand nombre de problèmes : traitement d'images, sac à dos, voyageur de commerce, ordonnancement, etc. Comparé avec la recherche locale simple, le recuit simulé permet de se sauver du piège de l'optimum local et d'offrir des solutions de bonne qualité comme il présente une souplesse d'intégration des contraintes liées au problème traité [69]. En revanche, cet algorithme dispose d'un nombre important de paramètres (température initiale, paramètres liés à la fonction d'ajustement de la température... etc.) à ajuster. En outre, le recuit simulé est un algorithme lent surtout avec les problèmes de grande taille.

La méthode de recuit simulé s'inspire du processus de recuit physique. Ce processus utilisé en métallurgie pour améliorer la qualité d'un solide cherche un état d'énergie minimale qui correspond à une structure stable du solide. Les origines du recuit simulé remontent aux expériences réalisées par Metropolis dans les années 50 pour simuler l'évolution d'un tel processus de recuit physique. Metropolis utilisent une méthode stochastique pour générer une suite d'états successifs du système en partant d'un état initial donné. Tout nouvel état est obtenu en faisant subir un déplacement (une perturbation) aléatoire à un atome quelconque [70].

Le processus du recuit simulé répète une procédure itérative qui cherche des configurations de coût plus faible tout en acceptant de manière contrôlée des configurations qui dégradent la fonction de coût. A chaque nouvelle itération, un voisin de la configuration courante est généré de manière aléatoire.

Si ce voisin est de performance supérieure ou égale à celle de la configuration courante, il est systématiquement retenu.

Dans le cas contraire, il est accepté avec une probabilité qui dépend de deux facteurs : d'une part l'importance de la dégradation (les dégradations plus faibles sont plus facilement acceptées). D'autre part un paramètre de contrôle, la température (une température élevée correspond à une probabilité plus grande d'accepter des dégradations).

La température est contrôlée par une fonction décroissante qui définit un schéma de refroidissement.

Les deux paramètres de la méthode définissent la longueur des paliers et la fonction permettant de calculer la suite décroissante des températures.

En pratique, l'algorithme s'arrête et retient la meilleure configuration trouvée lorsque aucune configuration voisine n'a été acceptée pendant un certain nombre d'itérations à une température ou lorsque la température atteint la valeur zéro.

La performance du recuit simulé dépend largement du schéma de refroidissement utilisé. De nombreux schémas théoriques et pratiques ont été proposés. De manière générale, les schémas de refroidissement connus peuvent être classés en trois catégories :

- **Réduction par paliers** : chaque température est maintenue égale pendant un certain nombre d'itérations, et décroît ainsi par paliers.
- **Réduction continue**: la température est modifiée à chaque itération.
- **Réduction non- monotone**: la température décroît à chaque itération avec des augmentations occasionnelles.

Il existe des schémas qui garantissent la convergence asymptotique du recuit simulé. En pratique, on utilise des schémas relativement simples même s'ils ne garantissent pas la convergence de l'algorithme vers une solution optimale.

Le recuit simulé constitue, parmi les méthodes de voisinage, l'une des plus anciennes et des plus populaires. Il a acquis son succès essentiellement grâce à des résultats pratiques obtenus sur de nombreux problèmes NP- difficiles.

3.9.3 L'algorithme de Harmony Search

L'harmonie de musique est une combinaison des bruits considérés comme une satisfaction d'un point de vue esthétique. L'harmonie en nature est un rapport spécial entre plusieurs ondes sonores qui ont différentes fréquences. Les exécutions musicales cherchent à trouver l'harmonie agréable (un état parfait) déterminé par une norme esthétique, juste comme le processus d'optimisation de trouver une solution globale d'une fonction objective. Le lancement de chaque instrument musical détermine la qualité esthétique, conforme à la valeur de la fonction objective qui est déterminée par l'ensemble des valeurs assignées à chaque variable de décision. Ce nouvel algorithme HS est basé sur les processus normaux d'exécution musicale qui se produisent quand un musicien cherche un meilleur état d'harmonie, comme pendant l'improvisation dans le jazz [71].

Prenons l'exemple (*cf.* figure 3.4) d'un trio de jazz composé d'un saxophone, contrebasse et guitare. Supposons qu'il existe un certain nombre de notes préférables dans la mémoire de chacun des musiciens: le saxophoniste (Do, Mi, Sol), (contrebassiste Ti, Sol, Re) et (guitariste La, Fa, Do). Si le saxophoniste joue la note Sol, le contrebassiste joue Ti, et le guitariste joue Do, ensemble leurs notes produit une nouvelle harmonie (Sol, Ti, Do). Si cette nouvelle

harmonie est meilleure que la mauvaise harmonie dans leurs mémoires, la nouvelle harmonie est incluse dans leurs mémoires et la mauvaise harmonie est exclue. Cette procédure est répétée jusqu'à ce qu'une harmonie sensationnelle soit trouvée.

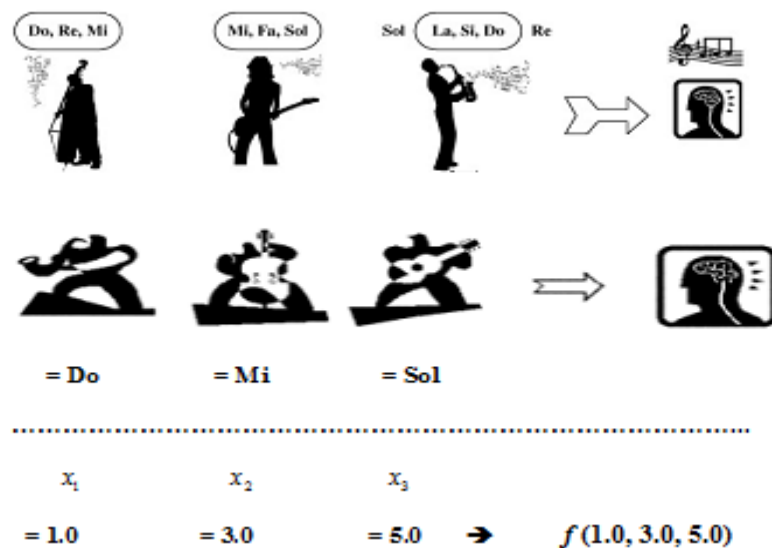


Figure 3.4 Comparaison entre les harmonies de musique et la technique d'optimisation.

3.9.4 Les Algorithmes de colonie de fourmis

Les algorithmes de colonies de fourmis forment une classe des métaheuristiques récemment proposées pour des problèmes d'optimisation difficiles. Ces algorithmes s'inspirent des comportements collectifs de dépôt et de suivi de piste observés dans les colonies de fourmis.

Une colonie d'agents simples (les fourmis) communiquent indirectement via des modifications dynamiques de leur environnement (les pistes de phéromones) et construisent ainsi une solution à un problème en s'appuyant sur leur expérience collective [72]. Les algorithmes de colonies de fourmis sont nés à la suite d'une constatation, les insectes sociaux en général, et les colonies de fourmis en particulier, résolvent naturellement des problèmes relativement complexes. Les biologistes ont étudié comment les fourmis arrivent à résoudre collectivement des problèmes trop complexes pour un seul individu, notamment les problèmes de choix lors de l'exploitation de sources de nourriture. Les fourmis ont la particularité d'employer pour communiquer des substances volatiles appelées phéromones.

Elles sont très sensibles à ces substances, qu'elles perçoivent grâce à des récepteurs situés dans leurs antennes. Ces substances sont nombreuses et varient selon les espèces. Les fourmis peuvent déposer des phéromones au sol, grâce à une glande située dans leur abdomen, et former ainsi des pistes odorantes, qui pourront être suivies par leurs congénères.

Les fourmis utilisent les pistes de phéromones pour marquer leur trajet (entre le nid et une source de nourriture). Une colonie est ainsi capable de choisir (sous certaines conditions) le plus court chemin vers une source à exploiter, sans que les individus aient une vision globale du trajet.

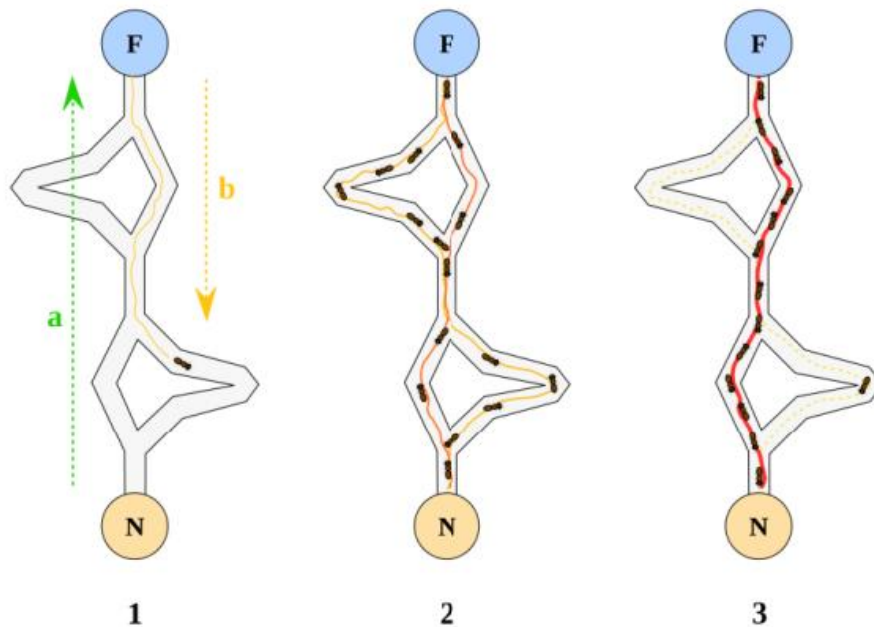


Figure 3.5 Comportement naturel des fourmis.

3.9.5 Optimisation par essaim de particules

L'optimisation par essaim particulaire est une méthode née en 1995 aux États-Unis sous le nom de « Particle Swarm Optimization » (PSO). Initialement, ces deux concepteurs, Russel Eberhart et James Kennedy [73], cherchaient à modéliser des interactions sociales entre des « agents » devant atteindre un objectif donné dans un espace de recherche commun, chaque agent ayant une certaine capacité de mémorisation et de traitement de l'information. La règle de base, était qu'il ne devait y avoir aucun chef d'orchestre, ni même aucune connaissance par les agents de l'ensemble des informations, seulement des connaissances locales. Le modèle s'est révélé être trop simple pour vraiment simuler un comportement social, mais par contre très efficace en tant qu'outil d'optimisation.

À la fin des années 1980, Craig Reynolds inspire un modèle développé de l'algorithme afin de simuler les mouvements d'un groupe d'oiseau. En effet, tout comme ces animaux se déplacent en groupe pour trouver la source de nourriture, les algorithmes à essaims de particules recherchent des solutions pour un problème d'optimisation. L'optimisation par essaim de particules repose sur un ensemble d'individus originellement disposés de façon

aléatoire et homogène, que nous appellerons des particules, qui se déplacent dans l'hyper-espace de recherche et constituent, chacune, une solution potentielle.

Chaque particule dispose d'une mémoire concernant sa meilleure solution visitée ainsi que la capacité de communiquer avec les particules constituant son entourage. À partir de ces informations, la particule va suivre une tendance faite, d'une part, de sa volonté à retourner vers sa solution optimale, et d'autre part, de son mimétisme par rapport aux solutions trouvées dans son voisinage.

À partir d'optimums locaux et empiriques, l'ensemble des particules va, normalement, converger vers la solution optimale globale du problème considéré.

PSO est inspiré du comportement social des nuées d'oiseaux et des bancs de poissons qui ont tendance à imiter les comportements réussis qu'ils observent dans leurs entourage, tout en y apportant leurs variations personnelles .

3.9.5. 1 Présentation de la méthode

La méthode en elle-même met en jeu de larges groupes de particules sous forme de vecteurs qui se déplacent sur l'espace de recherche.

PSO démarre le processus d'optimisation par une population des solutions aléatoires qui se déplacent dans l'espace de recherche. La position de chaque particule est représentée par ses coordonnées suivant les deux axes XY (position) et également sa vitesse qui est exprimée par v_x (la vitesse suivant l'axe x) et v_y (la vitesse suivant l'axe y).

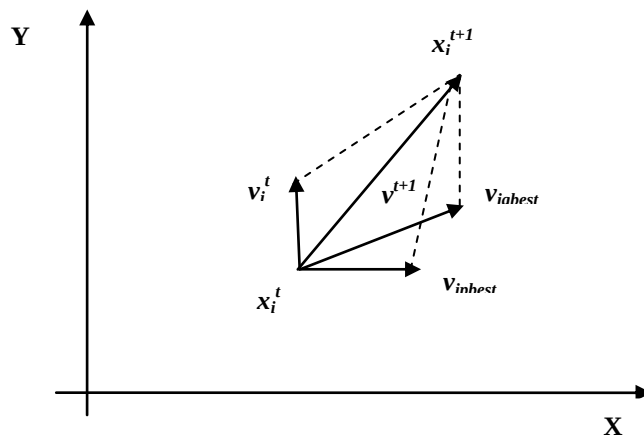


Figure 3.6 Principe de déplacement d'un point de recherche par PSO.

Le déplacement de chaque particule dans l'espace de recherche, est basé sur sa position actuelle et la mise à jour de sa vitesse.

$$x_i^{(t+1)} = x_i^{(t)} + v_i^{(t+1)} \quad (3.1)$$

Avec :

$x_i^{(t+1)}, x_i^{(t)}$: Position de la particule i à l'itération $(t+1)$ et (t) respectivement.

$v_i^{(t+1)}$: Vitesse de la particule i à l'itération $t+1$.

Chaque particule dans l'essaim, change sa vitesse suivant deux informations essentielles. Une, est liée à son expérience personnelle, qui est la meilleure position trouvée par la particule durant le processus de recherche ($x_{ipbest}^{(t)}$). La deuxième information, concernant la meilleure position trouvée par les voisins ou par tout l'essaim ($x_{igbest}^{(t)}$). Cette information est obtenue à partir de la connaissance de la façon dont les autres agents ont exécuté leurs recherches.

Le principe de changement de la vitesse est défini par [74]:

$$v_i^{(t+1)} = Iv_i^{(t)} + c_1 r_1 (x_{gbest}^{(t)} - x_i^{(t)}) + c_2 r_2 (x_{ipbest}^{(t)} - x_i^{(t)}) \quad (3.2)$$

- ✚ $v_i^{(t)}$: Vitesse de l'agent (i) à l'itération (t),
- ✚ I : un facteur d'inertie,
- ✚ c_1, c_2 : coefficients d'accélération,
- ✚ r_1, r_2 : Nombre aléatoire compris entre 0 et 1,
- ✚ $x_i^{(t)}$: Position actuelle d'agent i à l'itération (t),
- ✚ $x_{ipbest}^{(t)}$: Meilleure position trouvée par la particule i à l'itération (t),
- ✚ $x_{igbest}^{(t)}$: Meilleure position trouvée par l'essaim (groupe) à l'itération (t).

La fonction de pondération w est donnée par l'équation suivante [75]:

$$I = I_{\max} - t \times (I_{\max} - I_{\min}) / t_{\max} \quad (3.3)$$

Où:

- ✚ $I_{\max}$: le maximum d'un facteur d'inertie,
- ✚ $I_{\min}$: le minimum d'un facteur d'inertie,
- ✚ $t_{\max}$: Nombre d'itérations maximales,
- ✚ t : Itération courante.

Le facteur d'inertie I joue un rôle important dans la procédure de recherche. Elle garantit un équilibre entre la recherche locale et la recherche globale, un bon choix de cette fonction augmente l'efficacité de la méthode pour avoir une solution globale. L'expérience a montré que la diminution linéaire de la valeur de I de 0.9 à 0.4 au cours de la procédure de recherche donne des meilleurs résultats.

3.9.5. 2 Description informelle

Au départ de l'algorithme, un essaim est réparti au hasard dans l'espace de recherche, chaque particule ayant également une vitesse aléatoire [76]. Ensuite, à chaque pas de temps :

- ✚ chaque particule est capable d'évaluer la qualité de sa position et de garder en mémoire sa meilleure performance, c'est-à-dire la meilleure position qu'elle a atteinte jusqu'ici (qui peut en fait être parfois la position courante) et sa qualité (la valeur en cette position de la fonction à optimiser).
- ✚ chaque particule est capable d'interroger un certain nombre de ses congénères (ses informatrices, dont elle-même) et d'obtenir de chacune d'entre elles sa propre meilleure performance (et la qualité afférente).
- ✚ chaque particule choisit la meilleure des meilleures performances dont elle à connaissance, modifie sa vitesse en fonction de cette information et de ses propres données et se déplace en conséquence.

Alors pour qu'un essaim réalise son prochain mouvement, chaque particule combine trois tendances : suivre sa vitesse propre, revenir vers sa meilleure performance, aller vers la meilleure performance de ses informatrices.

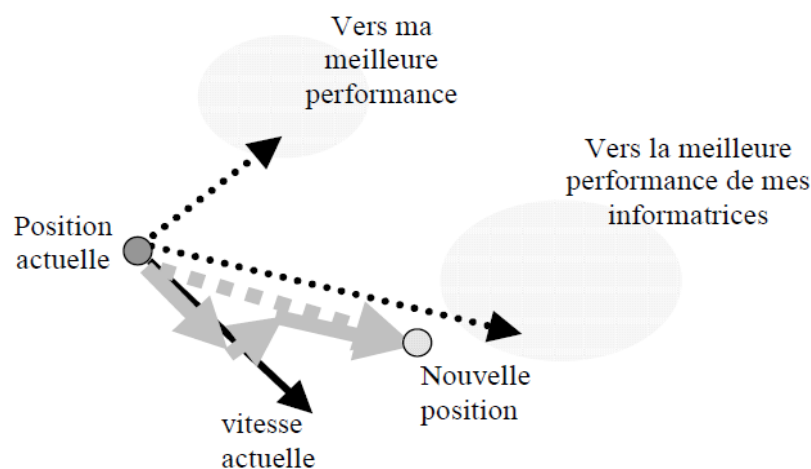


Figure 3.7 Schéma de principe du déplacement d'une particule.

3.9.5. 3 Les étapes de la méthode d'optimisation par essaim de particules

L'algorithme de cette méthode peut être décrit comme suit :

- ❖ **1^{ère} étape** : Initialisation des coefficients c_1 et c_2 , Le facteur d'inertie (I).
- ❖ **2^{ème} étape** : La création de la population initiale aléatoirement et le calcul de la fitness de chaque particule (x_{ipbest}) : la meilleure position de la particule i dans la population

actuelle ; (x_{igbest}): la meilleure position dans toute les populations (la meilleure des meilleures).

- ❖ **3^{ème} étape** : Le calcul de la nouvelle vitesse et nouvelle position de chaque particule par l'utilisation de l'Eq. (3.2) et l'Eq. (3.3).
- ❖ **4^{ème} étape** : Le calcul de la meilleure fitness de la population initiale et comparer par la précédente pour trouver la meilleure de toute les populations (x_{igbest}).
- ❖ **5^{ème} étape** : incrémentation du nombre d'itération $t = t+1$.
- ❖ **6^{ème} étape** : Si un critère d'arrêt est satisfait alors passer à la 7^{ème} étape. Autrement, aller à la 3^{ème} étape.
- ❖ **7^{ème} étape** : La position enregistrée dans (x_{igbest}) est la solution optimale.

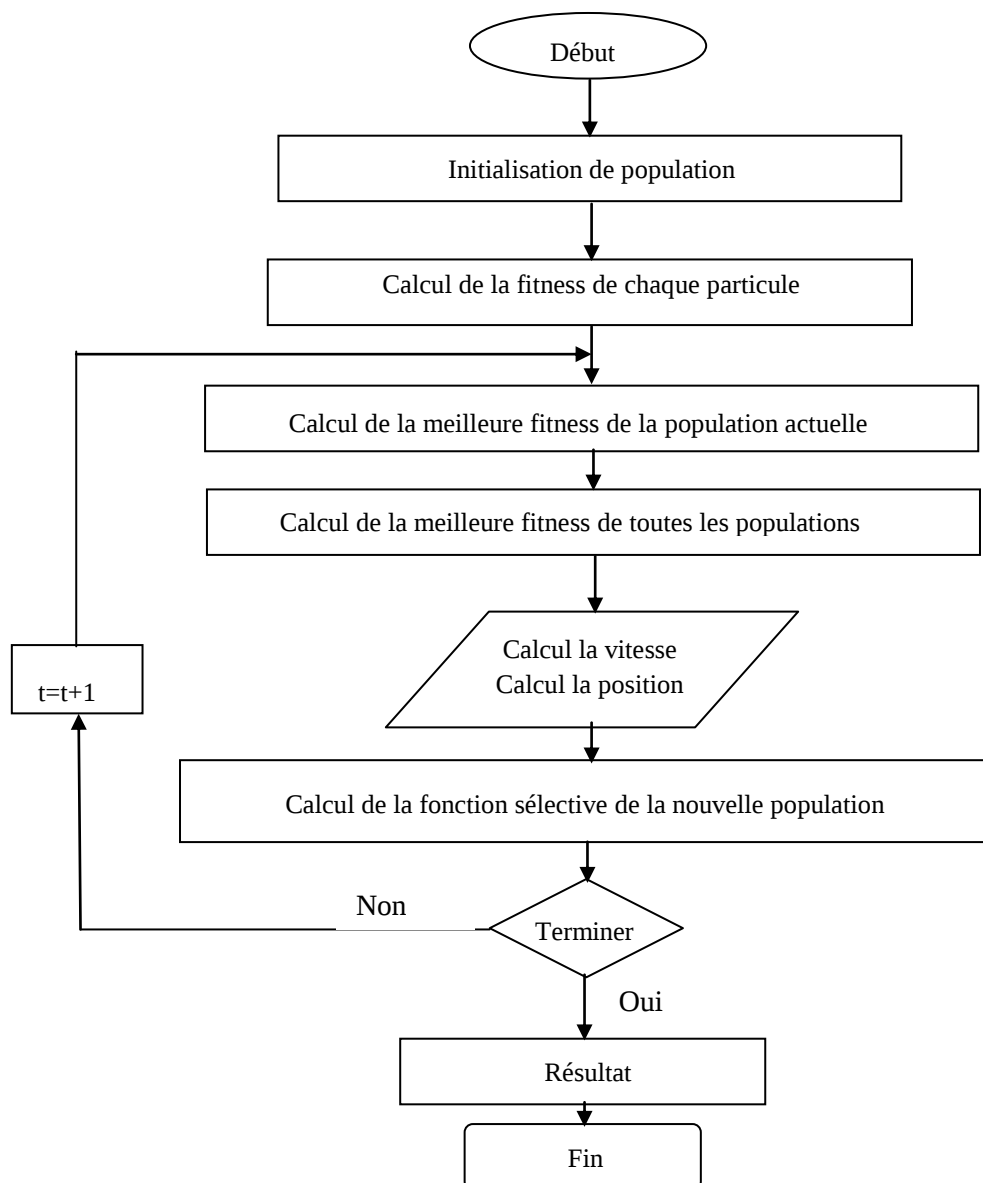


Figure 3.8 Organigramme de la méthode PSO.

3.9.6 Algorithme Génétique

Le principe fondamental d'un algorithme génétique consiste à représenter l'évolution naturelle d'organismes (individus), génération après génération, en respectant les phénomènes d'hérédité et la loi de survie énoncée par Darwin. Selon ces principes, au sein d'une population d'individus, seuls les plus forts, c'est-à-dire les mieux adaptés au milieu naturel, survivent et peuvent donner une descendance.

De tels algorithmes furent développés dès 1950 par les biologistes qui utilisaient déjà des ordinateurs pour simuler l'évolution des organismes et furent adaptés par John Holland et son équipe et Goldberg pour la recherche de solutions à des problèmes d'optimisation, en développant une analogie entre un individu dans une population et la solution d'un problème dans un ensemble de solutions [77].

3.9.6.1 Les Eléments Des Algorithmes Génétiques

Les algorithmes génétiques (AG) sont inspirés de la génétique classique et utilisent le même vocabulaire. De manière générale, un algorithme génétique est constitué d'une population P de solutions appelées individus, dont l'adaptation à leur entourage est mesurée grâce à une fonction d'aptitude « g » qui retourne une valeur réelle, appelée fitness qui est l'équivalent de la fonction objectif dans la recherche opérationnelle. Le principe général d'un algorithme génétique consiste à simuler l'évolution d'une population d'individus en utilisant des opérateurs évolutionnaires jusqu'à la satisfaction d'un critère d'arrêt. Avant d'expliquer en détail le fonctionnement d'un algorithme génétique, nous allons présenter quelques mots de vocabulaire relatifs à la génétique. Ces mots sont souvent utilisés pour décrire un algorithme génétique [78], [79].

- **Gène** : Un gène est une suite de bases azotées (adénine (A), cytosine (C), guanine (G) et la thymine (T)) qui contient le code d'une protéine donnée. On appellera gène la suite de symboles qui codent la valeur d'une variable. Dans le cas général, un gène correspond à un seul symbole (0 ou 1 dans le cas binaire). Une mutation changera donc systématiquement l'expression du gène muté.
- **Chromosome** : Un chromosome est constitué d'une séquence fini de gènes qui peut prendre des valeurs appelées allèles qui sont prises dans un alphabet qui doit être judicieusement choisi pour convenir au problème étudié.
- **Individu** : On appelle individu une des solutions potentielles. Dans la plupart des cas un individu sera représenté par un seul chromosome, dans ce cas, par abus de langage, on utilisera indifféremment individu et chromosome.

- **Population** : On appellera population l'ensemble des solutions potentielles qu'un AG utilise.
- **Génération** : On appelle génération l'ensemble des opérations qui permettent de passer d'une population P_i à une population P_j . Ces opérations sont généralement : sélection des individus de la population courante, application des opérateurs génétiques, évaluation des individus de la nouvelle population.
- **La fitness ou fonction d'évaluation**: La fonction de fitness est la pièce maitresse dans le processus d'optimisation, c'est l'élément qui permet aux algorithmes génétiques de prendre en compte un problème donné. Pour que le processus d'optimisation puisse donner de bons résultats, il faut concevoir une fonction de fitness permettant une évaluation pertinente des solutions d'un problème sous forme chiffrée. Cette fonction est déterminée en fonction du problème à résoudre et du codage choisi pour les chromosomes. Pour chaque chromosome, elle attribue une valeur numérique, qui est supposée proportionnelle à la qualité de l'individu en tant que solution. Le résultat renvoyé par la fonction d'évaluation va permettre de sélectionner ou de refuser un individu selon une stratégie de sélection [80].

On peut dire que Chaque paramètre d'une solution est assimilé à un gène, toutes les valeurs qu'il peut prendre sont les allèles de ce gène, on doit trouver une manière de coder chaque allèle différent de façon unique (établir une bijection entre l'allèle "réel" et sa représentation codée). Un chromosome est une suite des gènes, Chaque individu est représenté par un ensemble de chromosomes, et une population est un ensemble d'individus [79].

On aboutit ainsi à une structure présentant quatre niveaux d'organisation (cf. Figure 3.9) :

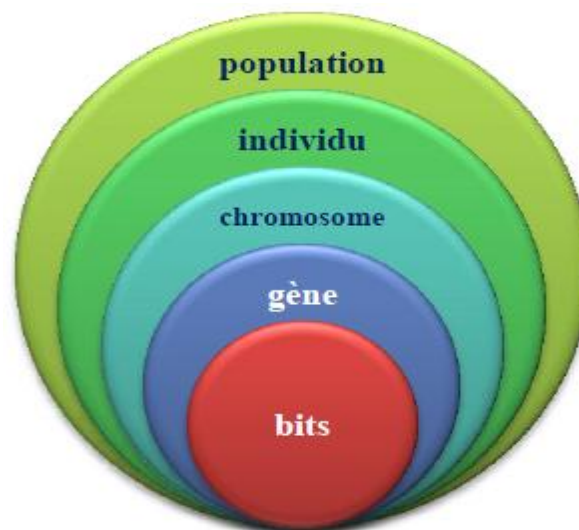


Figure 3.9 Les quatre niveaux d'organisation des AG.

3.9.6.2 Principe des Algorithmes Génétiques

L'algorithme génétique est un algorithme d'optimisation s'appuyant sur des techniques dérivées de la génétique et de l'évolution naturelle : croisement, mutation, sélection, etc. Nous allons présenter d'une manière abstraite le principe et le fonctionnement des algorithmes génétiques. Les opérations successives utilisées dans les algorithmes génétiques sont illustrées par la figure ci-après (*cf.* Figure 3.10) [81].

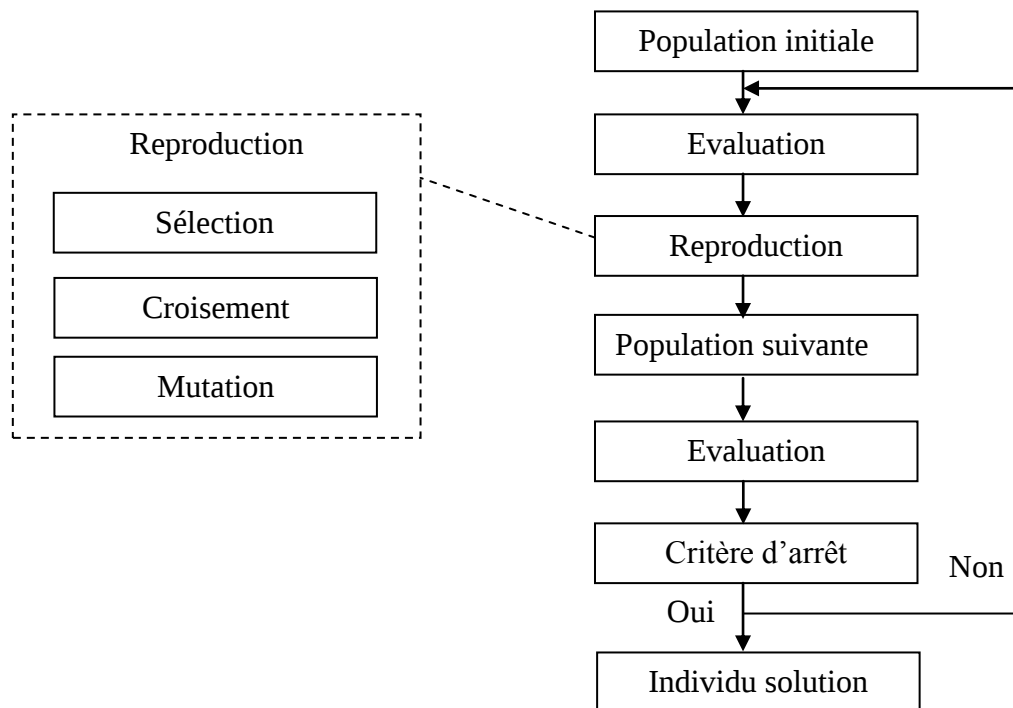


Figure 3.10 Les opérations successives utilisées dans les algorithmes génétiques.

L'algorithme génétique est constitué des étapes suivantes :

- Tout d'abord une population d'individus est générée de façon aléatoire.
- On procède à l'évaluation de l'ensemble des individus de la population initiale, cette évaluation est utilisée comme un critère de sélection lors de l'étape de la sélection.
- On sélectionne un certain nombre d'individus dans la population, afin de produire une population intermédiaire qui va générer la nouvelle génération.
- On sélectionne deux chromosomes parents P1 et P2 en fonction de leurs adaptations. On applique aléatoirement l'opérateur de croisement avec une probabilité P_c pour générer deux chromosomes enfants C1 et C2. L'opération de croisement est suivie par l'opération de mutation avec une probabilité P_m , ce qui produit deux nouveaux individus C'1 et C'2 pour lesquels on évalue leurs fitness avant de les insérer dans la nouvelle population. Contrairement à la reproduction et au croisement qui favorisent

l'intensification, cet opérateur favorise la diversification des individus. On réitère les opérations de sélection, de croisement et de mutation afin de compléter la nouvelle population, ceci termine le processus d'élaboration d'une génération.

- On répète les opérations précédentes à partir de la seconde étape jusqu'à la satisfaction du critère d'arrêt.

Le processus de recherche de l'algorithme génétique est fondé sur les opérateurs suivants:

- ❖ **Un opérateur de codage des individus:** Il permet la représentation des chromosomes représentant les individus.
- ❖ **Un opérateur d'initialisation de la population:** Il permet la production des individus de la population initiale. Malgré que cet opérateur ne s'intervient qu'une seule fois et au début de la recherche, mais il joue un rôle non négligeable dans la convergence vers l'optimum global. En fait, le choix de la population initiale peut rendre la recherche de la solution optimale du problème traité plus facile et plus rapide.
- ❖ **Un opérateur de sélection:** Il permet de favoriser la reproduction des individus qui ont les meilleures fitness (i.e. les meilleures qualités).
- ❖ **Un opérateur de croisement:** Il permet l'échange des gènes entre parents (deux parent en général), pour créer 1 ou deux enfants en essayant de combiner les bonnes caractéristiques des parents. Le but de cet opérateur est la création de nouveaux individus en exploitant l'espace de recherche.
- ❖ **Un opérateur de mutation:** Il consiste à modifier quelques gènes des chromosomes des individus, dans le but d'intégrer plus de diversité au sein du processus de la recherche.
- ❖ **Un opérateur d'évaluation:** Il permet de valoriser la qualité des individus, en se basant sur la fonction «objectif» (la fonction fitness) qui permet de calculer la qualité de chaque individu.

En outre des différents opérateurs permettant de guider la recherche par l'algorithme génétique, ce dernier nécessite un certain nombre de paramètres de base, sur lesquels dépendent les différents opérateurs cités en dessus. Ces paramètres doivent être fixés à l'avance, ils jouent un rôle très important dans la performance de l'algorithme. On parle de: la taille de la population, la probabilité de croisement, la probabilité de mutation et le nombre maximum de génération [82].

- ❖ **La taille de la population:** Elle représente le nombre d'individus de la population. S'il est trop grand, le processus de recherche demande un coût de recherche élevé, que

se soit en termes d'espace mémoire ou du temps de calcul nécessaires. Cependant, s'il est trop petit, l'algorithme risque d'être tomber dans le cas de la convergence prématurée à cause du manque de la diversité au sein de la population. Il est préférable donc de choisir une taille moyenne en prenant en considération l'instance du problème à traiter.

- ❖ **La probabilité de croisement:** Elle représente la probabilité d'échange de patrimoine (les gènes) entre deux individus (ou plus). Plus elle est grande, plus elle permet la génération de nouveaux enfants qui peuvent être meilleurs que leurs parents.
- ❖ **La probabilité de mutation:** Elle est en général faible, dans le but d'échapper aux possibilités de modifications radicales des solutions, particulièrement, des solutions de bonnes qualités qui ne nécessitent que peu d'amélioration pour passer aux solutions optimales.
- ❖ **Le nombre maximum de génération:** Ce paramètre peut jouer le rôle d'un critère d'arrêt. Il peut construire un obstacle pour l'algorithme. En fait, il peut empêcher les différents opérateurs d'aboutir à la meilleure solution s'il est trop petit. Comme il peut engendrer un temps de calcul prohibitif dans le cas où il est trop grand. Ainsi, le choix de sa valeur peut se baser sur des tests préliminaires.

3.9.6.2.1 Le codage des individus [82]

Avant de générer l'ensemble des individus représentant la population initiale, il faut d'abord penser à définir le codage convenable des individus de la population. Sachant que ces derniers sont représentés par un ou plusieurs chromosomes. Chaque chromosome est composé d'un ensemble de gènes et chaque gène exprime un paramètre ou une information. Tout ça nécessite la définition d'un codage permettant la modélisation et la manipulation des solutions (les individus) de la population. Le choix du codage joue un rôle très important. En fait, il doit permettre la représentation des différentes solutions possibles, comme il doit prendre en considération le type du problème à traiter (continu, discret, binaire...). On distingue les types de codage suivants:

Le codage binaire

Le codage binaire consiste à utiliser des bits (0 ou 1) pour représenter les différentes solutions. Dans le sens où, les gènes sont représentés par des bits et les chromosomes sont représentés par des chaînes de bits. Le type de ce codage s'adapte bien aux problèmes de type binaire, comme les problèmes du sac à dos (*cf.* annex A1). Prenons l'exemple du problème du sac à dos dans sa forme la plus simple (unidimensionnelle). Supposant, que nous devons

sélectionner un sous ensemble d'objets parmi un ensemble de 10 objets. Les solutions peuvent être facilement représentées par des chaînes binaires de taille 10, où chaque bit représente l'état d'un objet: le bit 1 pour dire que l'objet est sélectionné, le bit 0 pour dire que l'objet est écarté. La figure 3.11 représente une des solutions du problème. Selon la figure 3.11, les objets 2, 3, 5, 8, 9, et 10 sont sélectionnés. Tandis que les autres (1, 4, 6 et 7) sont écartés.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	1	1	0	1	0	0	1	1	1

Figure 3.11 Codage binaire d'un chromosome.

Le codage réel

Ce type de codage est beaucoup plus efficace pour représenter des problèmes de type continu. Il représente les solutions par des suites de type réel, comme le montre la figure 3.12.

0.23	1.25	10.5	0.48	3.00	-20.87
------	------	------	------	------	--------

Figure 3.12 Codage réel d'un chromosome.

On peut distinguer un autre type spécial du codage réel, c'est le codage entier ou discret. Il utilise des entiers au lieu de réels. Ce type est beaucoup plus efficace pour la représentation de certain type de problèmes discrets, comme les problèmes d'ordonnancement et le problème du voyageur de commerce. Prenons l'exemple du problème du voyageur de commerce où un voyageur de commerce doit parcourir un ensemble de 10 villes en choisissant le plus court chemin permettant de passer par chacune une seule fois. La figure 3.13 représente une solution du problème où chaque gène représente une ville et l'ensemble des gènes représente l'ordre de parcours de l'ensemble des 10 villes.

2	6	3	7	5	4	10	8	1	9
---	---	---	---	---	---	----	---	---	---

Figure 3.13 Codage entier d'un chromosome.

Le codage à caractère

Il s'agit d'utiliser une suite de caractères différents pour représenter le chromosome, comme le montre la figure 3.14.

A	V	-	G	L	M
---	---	---	---	---	---

Figure 3.14 Codage à caractère d'un chromosome.

Le codage arborescent

Ce type de codage utilise une représentation arborescente des individus avec un ensemble de nœuds, où l'ensemble des nœuds représente un individu, comme le montre la figure 3.15.

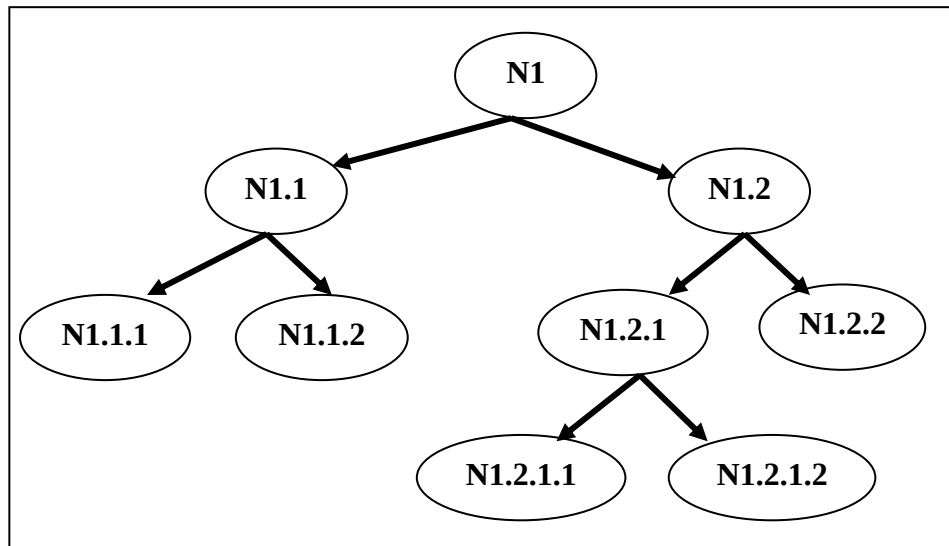


Figure 3.15 Codage arborescent d'un chromosome.

3.9.6.2.2 La sélection

La sélection joue un rôle très important dans le processus de recherche de l'algorithme génétique. En effet, elle s'intervient dans deux étapes de chaque itération :

- ✓ Au début de chaque itération pour sélectionner les individus parents qui vont se reproduire entre eux.
- ✓ A la fin de chaque itération pour sélectionner les individus enfants qui vont remplacer les individus parents dans le but de créer une nouvelle population en respectant la taille de la population pour ne pas entraîner une explosion démographique de la population.

La sélection des individus dépend essentiellement de leurs qualités (fitness). En effet, les meilleurs individus sont sélectionnés pour se reproduire, survivre et donc remplacer les moins performants. On peut distinguer plusieurs types de sélections comme : la sélection à la roulette, la sélection par tournoi et la sélection élitiste [79].

❖ La sélection par roulette

La sélection de la roulette ou wheel se base sur le principe de la roue de la fortune. On associe à chaque individu un quartier de disque dont l'angle de secteur est proportionnel à son

fitness. Tout comme le jeu dont la méthode s'inspire, une "bille" est lancée et le chromosome sur lequel elle s'arrête sera sélectionné.

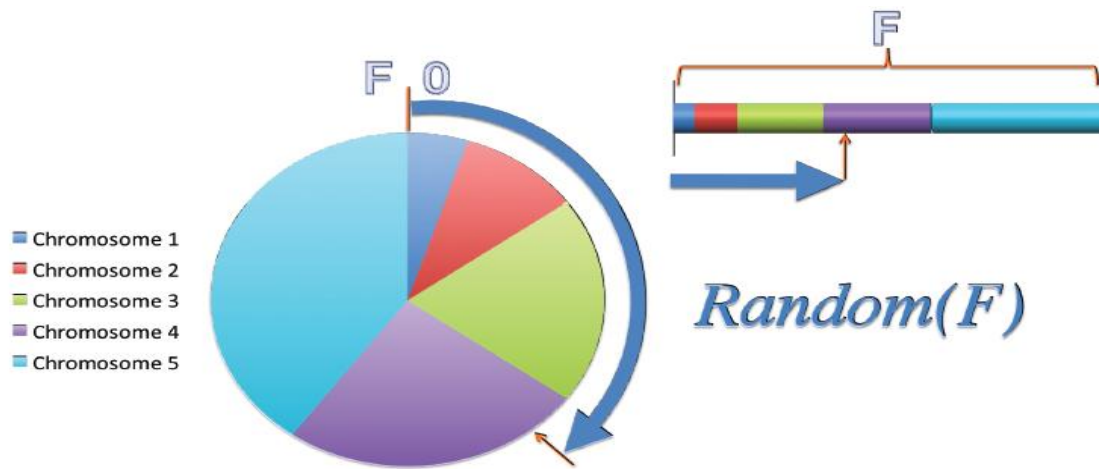
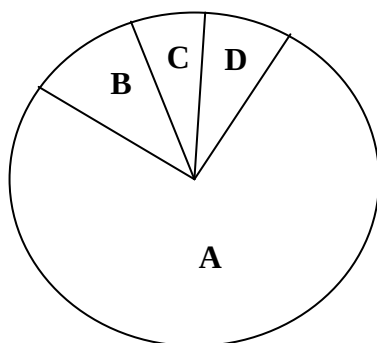


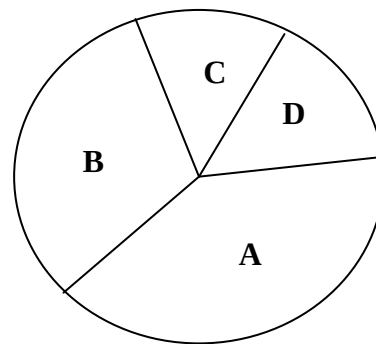
Figure 3.16 Principe de la sélection par roulette.

❖ Sélection par rang

La sélection par rang est basée sur le tri de la population selon la fitness de chaque individu. Elle consiste à attribuer un entier de 1 à N pour une population de N chromosomes, du mauvais au meilleur. La sélection par rang d'un chromosome est similaire à la sélection par roulette, mais les proportions sont en relation avec le rang plutôt qu'avec la valeur de l'évaluation. Avec cette méthode de sélection, tous les chromosomes ont une chance d'être sélectionnés. Cependant, son grand inconvénient est la convergence lente vers la bonne solution. Ceci est dû au fait que les meilleurs chromosomes ne diffèrent pas énormément des plus mauvais. Vous pouvez voir dans la figure ci-après, comment la situation change après avoir transformé la fitness en rang.



Situation avant le tri (graphe de fitness)



Situation après le tri (graphe d'ordre)

Figure 3.17 Principe de la sélection par rang.

❖ Sélection par tournoi

Cette méthode est celle avec laquelle on obtient les résultats les plus satisfaisants. Elle consiste à choisir aléatoirement k individus (le nombre de participants à un tournoi) et à les confronter entre eux par le biais de la fonction d'adaptation, et de sélectionner ensuite le meilleur parmi eux. On répète ce processus autant de fois de manière à obtenir les n individus de la population qui serviront de parents. La variance de cette méthode est élevée et le fait d'augmenter ou de diminuer la valeur de k permet respectivement de diminuer ou d'augmenter la pression de la sélection.

❖ Sélection par Elitisme

L'élitisme consiste à conserver à chaque génération un certain nombre des meilleurs chromosomes de la population qui pourraient disparaître par les opérations de mutation, croisement ou sélection. Elle consiste à copier un ou plusieurs des meilleurs chromosomes dans la nouvelle génération. Ensuite, on génère le reste de la population selon l'algorithme de reproduction usuel. Cette méthode améliore considérablement les algorithmes génétiques, car elle permet de ne pas perdre les meilleures solutions.

3.9.6.2.3 Le croisement

Le croisement consiste à générer un ou deux nouveaux individus à partir d'un couple de parents choisi par l'opérateur de sélection. C'est un opérateur qui permet la création de nouveaux individus en combinant les gènes des individus parents. Ainsi, après répartition de l'ensemble des individus (par sélection en utilisant l'opérateur de sélection) en couple, ces derniers subissent un opérateur d'échange de gènes permettant la génération de nouveaux individus. Cet échange est souvent fait au hasard, mais il permet des fois de remplacer les mauvais gènes d'un parent par les bons gènes de l'autre parent. Cela permet de créer des enfants de bonne qualité que leurs parents. On distingue deux types essentiels d'opérateurs de croisement: le croisement n -point et le croisement uniforme.

- **Le croisement n -point**

Ce type de croisement consiste à choisir n -points de coupures ($n=1, 2, \dots$), puis échanger les fragments de gènes délimités par les points de coupure choisis. On distingue dans ce type deux autres types de croisement qui sont très utilisés: le croisement 1-point et le croisement 2-points.

1. **Le croisement 1-point:** consiste à choisir un seul point de coupure, puis échanger les fragments situés après ce point de coupure. Comme le montre la figure 3.18.

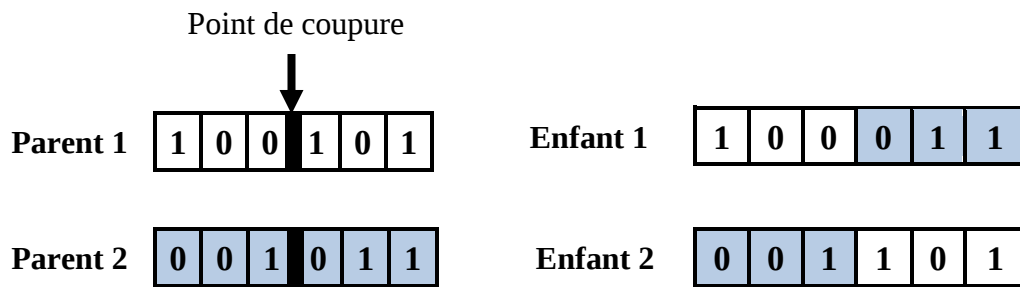


Figure 3.18 Croisement en 1-point.

2. Le croisement 2-point: consiste à choisir deux points de coupure, puis échanger les fragments situés entre ces deux points comme le montre la figure 3.19.

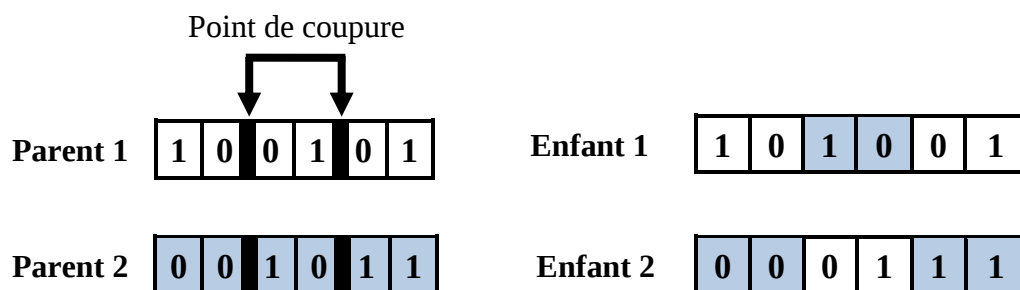


Figure 3.19 Croisement en 2-point.

3. Le croisement uniforme : Ce type de croisement est fondé sur la probabilité. En fait, il permet la génération d'un enfant en échangeant chaque gène des deux parents avec une probabilité égale à 0.5, comme le montre la figure 3.20.

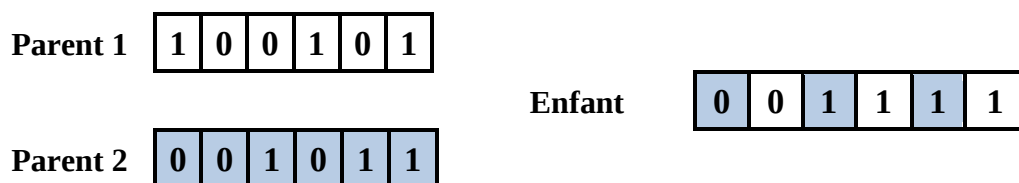


Figure 3.20 Croisement en uniforme.

3.9.6.2.4. La mutation

L'opérateur de mutation permet d'apporter des modifications partielles (légères) aux chromosomes avec une certaine probabilité très faible. L'objectif de l'opérateur de mutation est d'aider l'algorithme à échapper au problème de stagnation de la recherche causé par les

optimums locaux. Il permet d'explorer l'espace de recherche en apportant à l'algorithme la possibilité de couvrir la totalité de l'espace de recherche.

Cet opérateur est donc d'une grande importance et il est loin d'être marginal. Il a de fait un double rôle : celui d'effectuer une recherche locale et/ou de sortir d'une trappe (optimum local) [83].

3.9.6.2.5. Le remplacement

Cet opérateur est basé, comme l'opérateur de sélection, sur la fitness des individus. Son travail consiste à [▲]déterminer les chromosomes parmi la population courante constituant la population de la génération suivante. Cette opération est appliquée après l'application successive des opérateurs de sélection, de croisement et de mutation. On trouve essentiellement 2 méthodes de remplacement différentes [79] :

- **Le remplacement stationnaire** : dans ce cas, les enfants remplacent automatiquement les parents sans tenir compte de leurs performances respectives. Le nombre d'individus de la population est constant tout au long du cycle d'évolution, ce qui implique donc d'initialiser la population initiale avec un nombre suffisant d'individus.
- **Le remplacement élitiste** : dans ce cas, on garde au moins les individus possédant les meilleures performances d'une génération à la suivante. En général, on peut partir du principe qu'un nouvel individu (enfant) prend place au sein de la population s'il remplit le critère d'être plus performant que le moins performant des individus de la population précédente. Donc les enfants d'une génération ne remplaceront pas nécessairement leurs parents comme dans le remplacement stationnaire et par conséquent la taille de la population n'est pas figée au cours du temps. Ce type de stratégie améliore les performances des algorithmes évolutionnaires dans certains cas, mais présente aussi un désavantage en augmentant le taux de convergence prématuré.

3.9.6.2.6. Critères d'arrêt

Le critère d'arrêt indique que la solution est suffisamment approchée de l'optimum. Plusieurs critères d'arrêt de l'algorithme génétique sont possibles. On peut arrêter l'algorithme après un nombre de générations suffisant pour que l'espace de recherche soit convenablement exploré, ce critère peut s'avérer coûteux en temps de calcul si le nombre d'individus à traiter dans chaque population est important. L'algorithme peut aussi être arrêté lorsque l'évolution de la population est ralentie. On peut aussi envisager d'arrêter l'algorithme lorsque la fonction d'adaptation d'un individu dépasse un seuil fixé au départ. Nous pouvons également faire des combinaisons des critères d'arrêt précédents.

3.9.7 Avantages et inconvénients des algorithmes génétiques

Un des grands avantages des algorithmes génétiques est qu'ils autorisent la prise en compte de plusieurs critères simultanément, et qu'ils parviennent à trouver de bonnes solutions sur des problèmes très complexes. L'avantage principal des algorithmes génétiques par rapport aux autres techniques d'optimisation combinatoire consiste en une combinaison de l'exploration de l'espace de recherche, et de l'exploitation des meilleures solutions disponibles à un moment donné. Ils doivent simplement déterminer entre deux solutions quelle est la meilleure, afin d'opérer leurs sélections. Leur utilisation se développe dans des domaines aussi divers que l'économie, la bioinformatique ou la vérification formelle.

L'inconvénient majeur des algorithmes génétiques est le coût d'exécution important par rapport à d'autres métaheuristiques. Les algorithmes génétiques nécessitent de nombreux calculs, en particulier au niveau de la fonction d'évaluation. Mais avec les capacités calculatoire des ordinateurs récents, ce problème a perdu de son importance.

3.10 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons essayé de présenter un état de l'art sur les méthodes de résolution de différents problèmes d'optimisation présentées dans la littérature commençant par les méthodes exactes aux méthodes approchées. Nous avons constaté que les méthodes exactes permettent d'aboutir à la solution optimale, mais elles sont trop gourmandes en termes de temps de calcul et d'espace mémoire requis. Cependant, les méthodes approchées demandent des coûts de recherche raisonnables. Mais, elles ne garantissent pas l'optimalité de la solution. Nous avons pu constater que les méthodes approchées peuvent être partagées en deux classes: des méthodes heuristiques et des méthodes métaheuristiques. Une méthode heuristique est applicable sur un problème donné. Tandis qu'une méthode métaheuristique est plus générique et elle peut être appliquée sur une panoplie de problèmes d'optimisation. En outre, nous avons constaté que les méthodes métaheuristiques peuvent être partagées en deux sous classes: des méthodes à base d'une solution unique et des méthodes à base de population de solutions.

Nous avons essayé de présenter le principe de plusieurs méthodes métaheuristiques y compris les méthodes basées sur les algorithmes génétiques qui ont construit une tendance très active ces dernières décennies.

Dans le chapitre suivant on va introduire la méthode des algorithmes génétiques pour résoudre le problème de dispatching économique dynamique dans un marché libre d'électricité.



Chapitre 4

Application numérique
et résultats

4.1 Introduction

Contrairement à un système d'alimentation régulé où les entreprises de distribution partagent leurs sources de production pour minimiser le coût total afin de satisfaire les demandes de la charge dans un intervalle donné, elles se concurrencent dans un marché dérégulé pour augmenter leurs profits [84]. Dans le cas d'un marché dérégulé, le problème de répartition tient compte des générateurs et des transactions financières. La dérégulation vise à faire passer l'industrie de l'électricité de la propriété publique à la propriété privée, ce qui fait que les consommateurs choisissent leurs fournisseurs d'électricité.

Les scénarios dans l'industrie de l'énergie électrique reposent sur deux grandes catégories :

- Dans la première catégorie, la capacité de production est suffisante pour répondre à la demande. La dérégulation ici crée une saine concurrentielle entre les commerçants afin de minimiser les hausses de prix arbitraires, avec des services améliorés.
- Dans la deuxième catégorie, la production n'est pas suffisante pour répondre à la demande. Dans cette catégorie, il y a un certain nombre de réformes sectorielles qui précèdent la dérégulation, ce qui crée des opportunités pour plus de financement d'investissement pour fournir plus d'infrastructures, y compris la construction des nouvelles centrales électriques. En règle générale, la dérégulation du secteur de l'énergie contribue à accroître l'efficacité de la production, de transport et de la distribution de l'énergie électrique avec des prix de vente (d'offre) inférieurs, d'une qualité supérieure, d'une fiabilité et d'une sécurité accrues.

Dans la plupart des recherches impliquant des environnements dérégulés, les transactions de DELD (Dynamic Economic Load Dispatch) ont été réalisées dans un contexte statique. Ici, les transactions dans les périodes, les intervalles de répartition successives étaient présentées comme des événements exclusifs et dynamiques, c'est-à-dire suivant les fonctions de l'état du système à cette période particulière. Mais en réalité, comme on a montré précédemment, les transactions d'une période de dispatching seront soumises à diverses limites en raison de l'intégration de contraintes dynamiques telles que rampe rates [84] et l'intégration des éoliennes dans ce système. Les états de transition ont été calculés par la programmation dynamique en utilisant les algorithmes génétiques (GA) pour calculer les états optimaux pour l'ensemble des données de la transaction. La dérégulation change l'objectif de dispatching économique sur le marché de l'électricité de la minimisation traditionnelle des coûts à la maximisation du profit social, c'est une approche appelée «répartition économique

dynamique basée sur l'offre (enchère)» (PBDELD) -**Bid -Based Dynamic Economic Load Dispatch-** [85, 86, 87, 88, 89].

4.2 Répartition optimale des puissances sur un marché dérégulé

Pour réaliser un secteur de l'énergie électrique dérégulé, il faut la présence des sociétés de production (GENCO), des sociétés de transports (TRANSCO) et de sociétés de distribution (DISCO). Avant la restructuration, les entreprises de services publics ont l'obligation de répondre à la demande de charge prévue de leurs clients. Mais avec la dérégulation, les sociétés de production pourraient décider de produire moins que la charge prévue afin de maximiser leurs profits [86]. Dans ce scénario, chaque entreprise participante soumet son offre sous la forme d'un prix offert pour chaque transaction à l'opérateur de marché (OM) et reçoit une transaction planifiée pour cette période de dispatching particulier. Il est de la responsabilité de chaque service public de déterminer le temps, le prix et la puissance qui doit être transportée dans le réseau afin de maximiser son profit. L'opérateur du marché définit les prix du marché en vigueur pour maximiser le bénéfice global. Cette fonction est réalisée par l'opérateur du système indépendant (ISO).

En fonction de la structure du marché, deux cas sont impliqués dans la formulation des problèmes de répartition [90]. Le premier cas relève de la seule responsabilité des GENCO individuels. Ici, le dispatching économique des unités de production engagées est basé sur un compromis entre la demande /la charge prévue et les prix. Par conséquent, en résolvant le problème, les GENCO visent non seulement à minimiser le coût de production total, mais aussi à maximiser leurs profits, le prix de l'électricité constituant un important facteur de prise de décision. C'est ce que l'on appelle le dispatching dynamique des charges basées sur les profits (PBDELD) [86, 91, 92, 93, 94, 95]. Dans le second cas, la concurrence accrue augmente également le nombre d'acteurs d'offre et de demande. Les GENCO et leurs clients soumettent leurs offres avant chaque appel d'offres, chaque jour ou chaque heure à l'ISO, qui correspond aux offres et demande de DELD, dans le but de maximiser leurs profits pendant la période de négociation, tout en maintenant la fiabilité et la sécurité du système. Cette formulation est connue sous le nom de répartition économique /dynamique basée sur l'offre (enchère) (BBDELD- Bid-Based Dynamic Economic Load Dispatch-) [96, 97, 98, 99, 100]. Il change les opérations de répartition d'un mécanisme traditionnel basé sur les coûts vers un mécanisme basé sur les enchères.

Dans ce chapitre, on propose une méthodologie pour résoudre le problème de dispatching dynamique d'un système énergétique conventionnel (sans éolienne) et un système

hybride comprenant des éoliennes qui dépendent des données du climat tel que la vitesse du vent dans un environnement électrique dérégulé afin de maximiser le profit des GENCO.

Le problème du dispatching dynamique d'un système énergétique dans un marché libre de l'électricité a été résolu par l'application de la méthode des algorithmes génétiques. Dans ce contexte on a impliqué trois stratégies d'offres : Stratégie d'offres faibles, moyenne et élevées sur trois réseaux différents : le premier s'agit de 3 générateurs avec 2 clients, le deuxième s'agit de 6 générateurs avec 2 clients, et le dernier s'agit de 10 générateurs avec 6 clients.

4.3 Résultats et interprétations

Les paramètres de l'algorithme de la méthode GA proposé sont :

- Taille de la population=50, le nombre de générations=500 ;
- Limite de temps (Time Limit)= 200, Limite de temps de décrochage (StallTimeLimit)= 100.

4.3.1 Système de 3 générateurs avec 2 clients

Ce cas de problème implique un système à 5 nœuds, comprenant 3 générateurs et 2 clients, 6 lignes, dans 2 périodes de dispatching différent [121, 122]. Ce cas vise à illustrer la transaction opérationnelle de BBDELD (Bid-Based Dynamic Economic Load Dispatch).

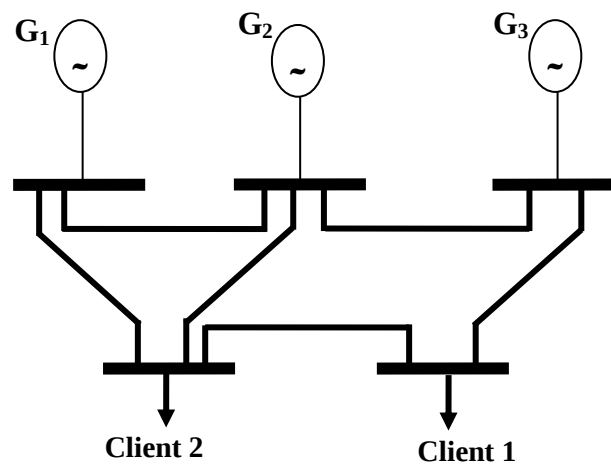


Figure 4.1: Système de 3 générateurs avec 2 clients.

Les tableaux 4.2 et 4.3 illustre les paramètres des producteurs et des clients. Pour simplifier et faciliter la comparaison avec d'autres approches, les contraintes de rampe rates et les pertes de transport n'ont pas été prises en compte.

Tableau 4-1 : Paramètres des générateurs pour un système de 3-unité

Unit	Limite des générateurs (MW)		Paramètres des générateurs		
	Max	Min	$c_{0,n}(\$/hr)$	$c_{1,n}(\$/hr-MW)$	$c_{2,n}(\$/hr-MW^2)$
1	600	0	560	7.92	0.001562
2	400	0	310	7.85	0.001940
3	200	0	78	7.97	0.004820

Tableau 4-2 : Paramètres des clients pour les 2 périodes

	a_{dj}	b_{dj}	P min		P max	
			Période 1	Période 2	Période 1	Période 2
Client 1	-0.175	100	400	200	650	300
Client 2	-0.150	110	200	300	350	400

4.3.1.1 1^{er} cas sans éoliennes (système conventionnel)

Tableau 4-3 : Résultats de système à 3 unités

Paramètres	GA		
	Période 1	Période 2	Totale
Client 1	400,47	260,45	
Client 2	333,72	338,48	
Demande totale (MW)	734,19	598,94	
Revenu total des GENCO (\$)	31985,05	34221,60	66206,65
P1(MW)	555,14	280,14	
P2 (MW)	0,75	241,82	
P3 (MW)	178,30	76,96	
Puissance totale (MW)	734,19	598,94	
Coût total (\$/h)	7406,33	5943,12	13349,45
Pertes (MW)	0,00	0,00	
Le profit total des GENCO (\$)	24578,71	28278,47	52857,18

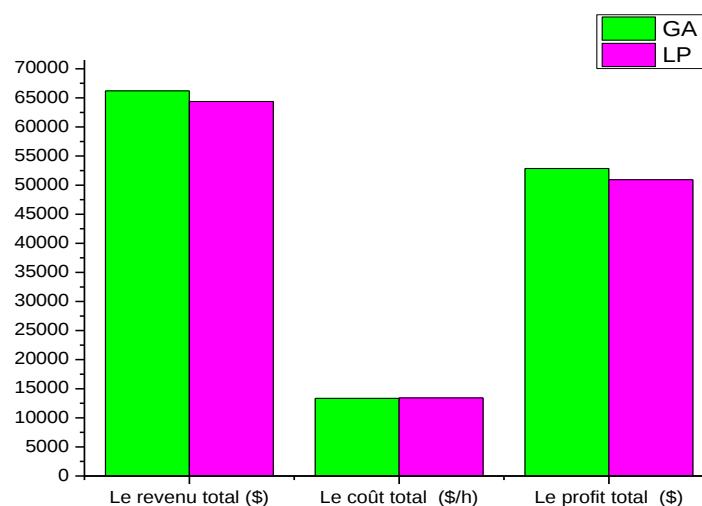


Figure 4.2 Comparaison des résultats de système à 3 unités (GA/LP [99]).
LP : Linear Programming

4.3.1.2 2^{ème} cas avec éoliennes

L'unité a faible capacité (Unité 3) est maintenant remplacé par un générateur éolienne, dont la puissance de sortie nominale (de Générateur Eolienne « GE ») est identique à la valeur maximale de 200 MW (où la sortie varie de 0 à 200 MW) indiqués dans le tableau 4-1.

On suppose une fonction de coût linéaire pour les centrales éoliennes $C_{\omega}(P_{\omega}) = c_{3,\omega} \cdot P_{\omega}$.

Où $c_{3,\omega} = 3.68$ \$/MW-h (cette valeur représente 46.17% de $c_{1,n}$ représenté dans le tableau 4-1 suivant la référence [57]), $c_{0,n}$ (\$/hr) et $c_{2,n}$ (\$/hr-MW²) égale a zéros.

$$C_{\omega}(P_{\omega}) = c_{3,\omega} \cdot P_{\omega}, \quad \omega = 3, \quad c_{3,\omega} = 3.68 \text{ \$ / MW-h} \quad (4.1)$$

$$0 \text{ MW} \leq P_{\omega} \leq 200 \text{ MW}$$

Où le coût total de système sera définie comme suit:

$$\min(C_{1,n}(P_n) + C_{2,n}(P_n) + C_{3,\omega}(P_{\omega})) \quad (4.2)$$

Pour différente valeur de générateur éolienne remplacé à l'unité 3 (0 à 200MW), les figures 4-3 et 4-4 représentent les résultats de dispatching économique concernant le cout total, le revenu total des GENCO, et Le profit total des GENCO dans 1^{ère}, 2^{ème} et le 3^{ème} axe-Y respectivement.

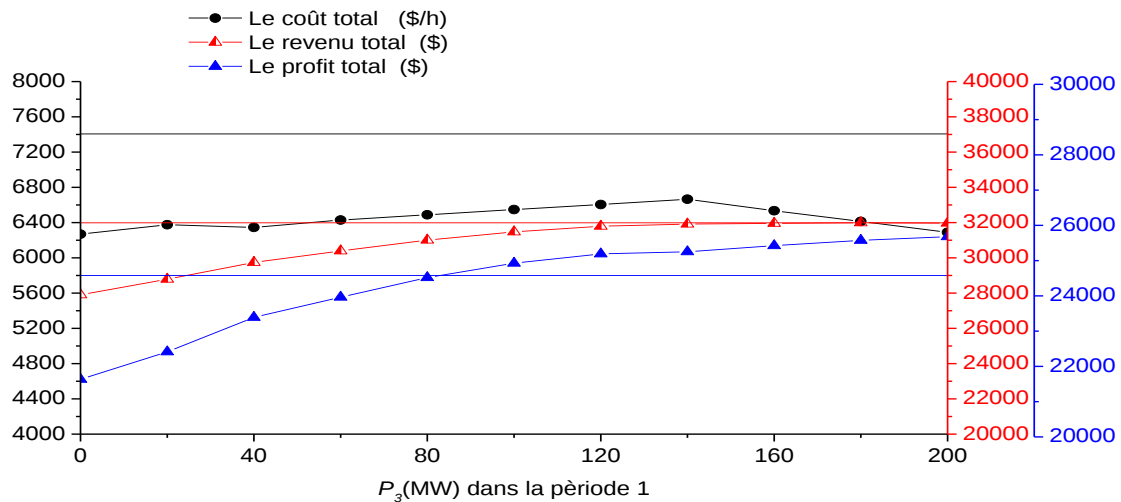


Figure 4.3 Solution de dispatching économique dans un marché libre comprenant 3générateurs pour différentes valeurs de GE (0-200MW) dans la période 1.

A partir des résultats obtenus nous remarquons que :

- ❖ Le coût total da la production dans la première période varie entre la valeur de 6268,76 \$/h jusqu'à la valeur de 6289,58 \$/h ces valeurs sont inférieures par rapport au 1^{er} cas sans éolienne où le cout total prend une valeur de 7406,33 \$/hr.

- ❖ La courbe de revenu total des GENCO passe de la valeur de 27903,44 \$ (pour GE $P_3=0$ MW) jusqu'à la valeur de 31967,84 \$ ces valeurs sont inférieures par rapport au 1^{er} cas sans éolienne où le revenu total des GENCO prend une valeur de 31985,05\$.
- ❖ Le profit total est plus élevé pour les valeurs supérieures de générateur éolien où le profit total prend une valeur de 25678,25 \$ pour 200 MW, qui sont plus élevés à 24578,71 \$ pour le cas sans éolienne contrairement aux valeurs inférieures de ses générateurs.

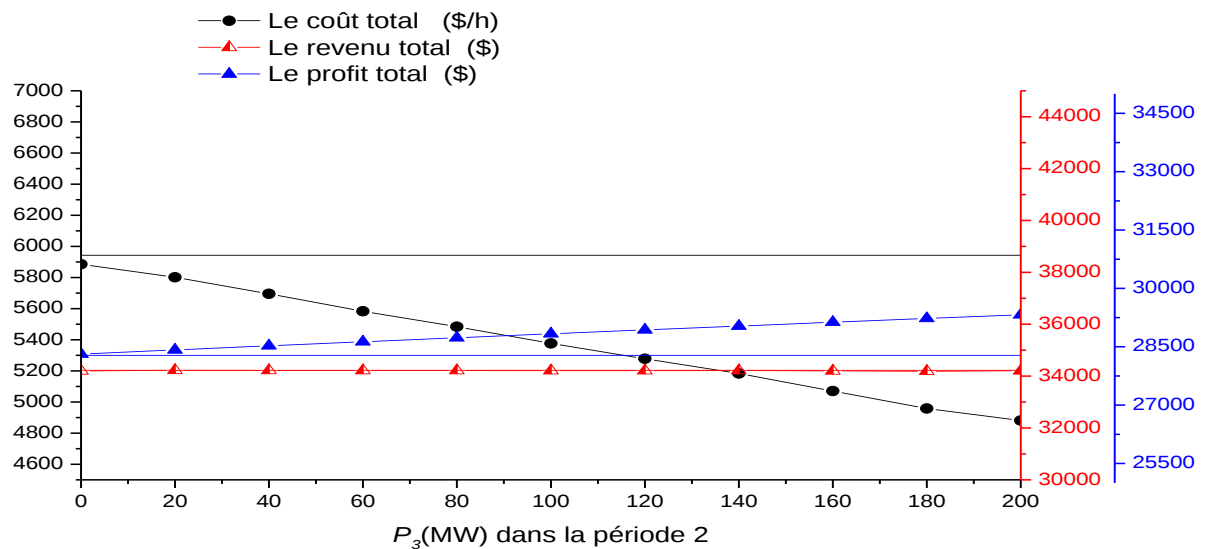


Figure 4.4 Solution de dispatching économique dans un marché libre comprenant 3générateurs pour différentes valeurs de GE (0-200MW) dans la période 2.

A partir des résultats obtenus nous remarquons que :

- ❖ le coût total de la production dans la deuxième période varie entre la valeur de 5885,90 \$/h jusqu'à la valeur de 4880,84\$/h ces valeurs sont inférieures par rapport au 1^{er} cas sans éolienne où le cout total prend une valeur de 5943,12\$/hr.
- ❖ Dans la deuxième période la courbe de revenu total des GENCO passe de la valeur de 34198,86 \$ (pour GE $P_3=0$ MW) jusqu'à la valeur de 34203,05\$ ces valeurs sont inférieures par rapport au 1^{er} cas sans éolienne où le revenu total des GENCO prend une valeur de 34221,6\$.
- ❖ Le profit total est plus élevé pour les valeurs supérieures de générateur éolien où le profit total prend une valeur de 29322,2 \$ pour 200 MW, qui est plus élevé à 28278,47 \$ pour le cas sans éolienne.

4.3.1.3 Cas avec éoliennes (turbulence τ négligeable)

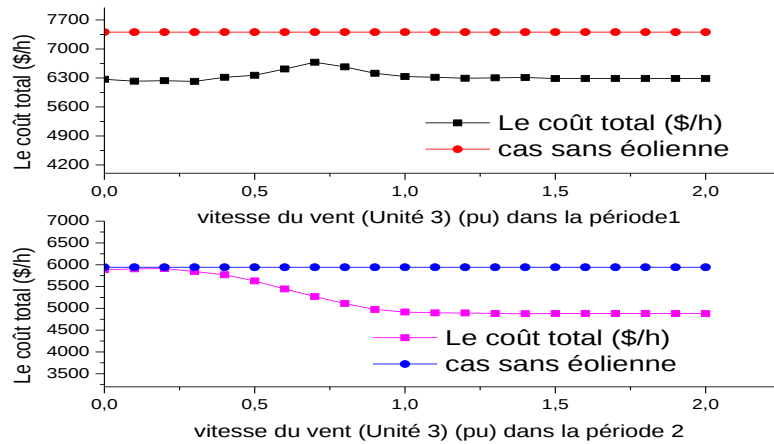


Figure 4.5 Variation du coût total pour un système de 3 unités (sans turbulence) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

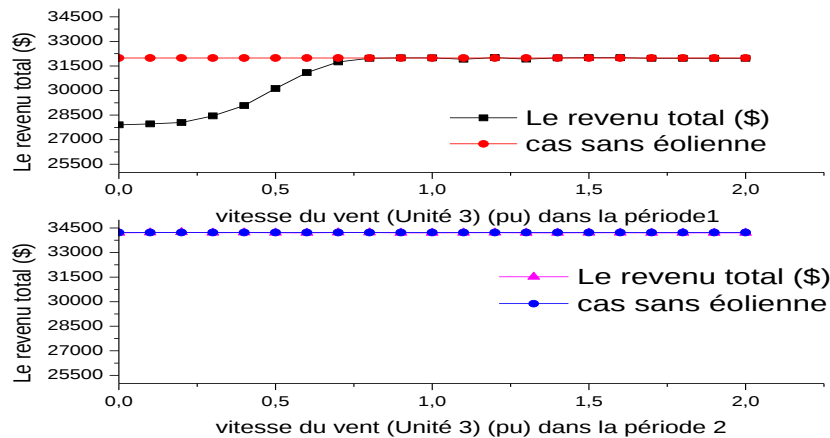


Figure 4.6 Variation du revenu total des GENCO pour un système de 3 unités (sans turbulence) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

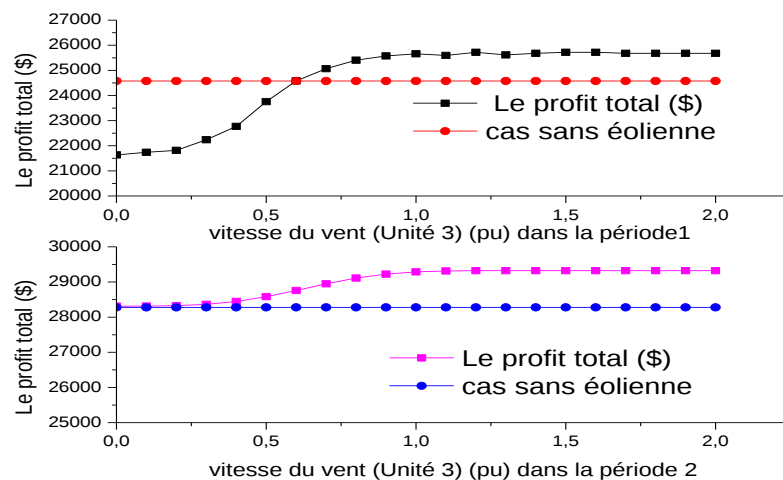


Figure 4.7 Variation du profit total pour un système de 3 unités (sans turbulence) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

Les figures 4.5, 4.6 et 4.7 compare la solution optimal de dispatching dans un marché libre (le cout total, le revenu total des GENCO, le profit total) pour un système à 3 générateurs (avec une turbulence négligeable $\tau = 1,0 \times 10^{-5}$) avec les résultats obtenu ou dispatching économique sans éolienne (système conventionnel) à des valeurs différentes de vitesses de vent ($u_w^m / u_w^{m rat} \in \{0, \dots, 2 \text{ pu}\}$).

4.3.1.4 Cas avec éoliennes (turbulence τ non négligeable)

Les figures 4.8, 4.9 et 4.10 ci-dessous représente une comparaison entre la solution optimale de dispatching économique avec éolienne pour différentes turbulences « $\tau=5\%$, 20% , 40% », et la solution de dispatching économique sans éolienne pour les deux périodes (le cout total, le revenu total des GENCO, Le profit total respectivement) en fonction de la variation de la vitesse du vent de courte durée ($u_w^m / u_w^{m rat} \in \{0, \dots, 2 \text{ pu}\}$).

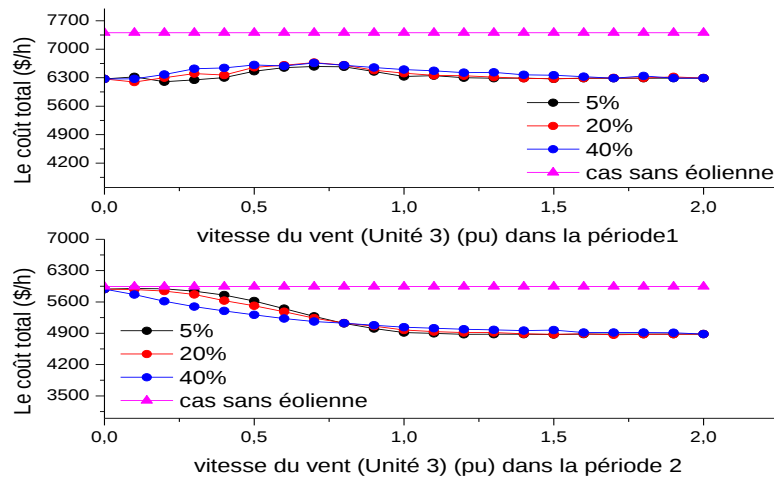


Figure 4.8 Variation du coût total pour un système de 3 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$, 20% , 40% ») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

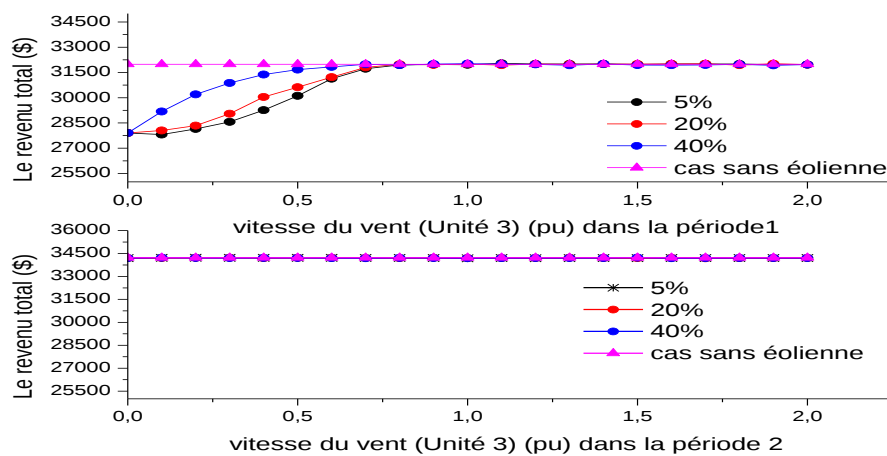


Figure 4.9 Variation du revenu total des GENCO pour un système de 3 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$, 20% , 40% ») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

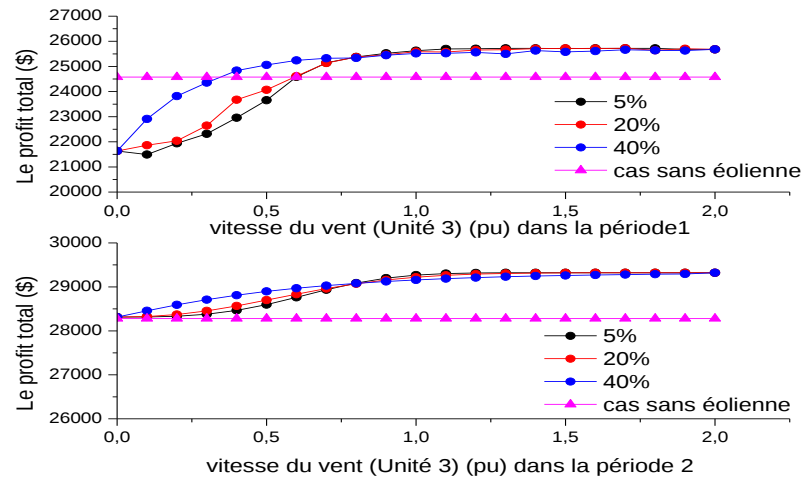


Figure 4.10 Variation du profit total pour un système de 3 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$, 20% , 40% ») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

Les résultats des 3 figures citées ci-dessus montrent que:

- une réduction considérable du coût total à haute turbulence pour les 2 périodes (cf. Figure 4.8) par rapport au 1^{er} cas sans éolienne.
- une augmentation importante du profit total à haute turbulence pour les 2 périodes (cf. Figure 4.10) par rapport au 1^{er} cas sans éolienne.

4.3.2 Système de 6 générateurs avec 2 clients

Ce 2^{ème} cas implique un système à 8 nœuds, comprenant 6 générateurs et 2 clients, 12 lignes, dans 2 périodes de dispatching différent [102, 103]. Ce cas vise à illustrer la transaction opérationnelle de BBDEL (Bid-Based Dynamic Economic Load Dispatch).

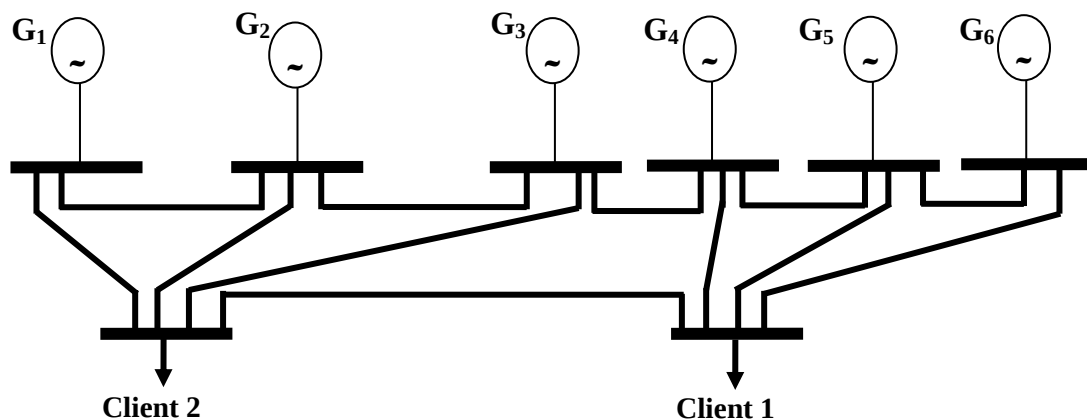


Figure 4.11 Système de 6 générateurs avec 2 clients.

Les tableaux 4.4 et 4.5 illustrent les paramètres des producteurs et des clients [102, 103,105]. Les coefficients des pertes sont illustrés dans le tableau 4-6.

Tableau 4-4 : Paramètres des générateurs pour un système de 6-unité

Unité	Limite des générateurs (MW)		Limite des générateurs (MW)		Paramètres des générateurs		
	Max	Min	URi (MW)	DRi (MW)	$c_{0,n}(\$/hr)$	$c_{1,n}(\$/hr-MW)$	$c_{2,n}(\$/hr-MW^2)$
1	200	50	65	85	0	2.00	0.00375
2	80	20	12	22	0	1.75	0.01750
3	50	15	12	15	0	1.00	0.00625
4	35	10	8	16	0	3.25	0.00834
5	30	10	6	09	0	3.00	0.02500
6	40	12	8	16	0	3.00	0.02500

Tableau 4-5 : Paramètres des clients pour les 2 périodes

	Client 1 faible/ moyenne / élevée	client 2 faible/ moyenne / élevée
$a_{dj}(\$/MWh^2)$	-0.06/ 0.07/ 0.1	-0.08/0.05/ 0.09
$b_{dj} (\$/MWh)$	20	15
Puissance demandé période 1 (Dmin to Dmax) (MW)	100 à 150	50 à 100
Puissance demandé période 2 (Dmin to Dmax) (MW)	20 à 70	100 à 200

Tableau 4-6 : Données des B-coefficients du système à 3 générateurs

	$b_{n1,n2}$					
	1	2	3	4	5	6
1	0.000200	0.000010	0.000015	0.000005	0.000000	-0.000030
2	0.000010	0.000300	-0.000020	0.000001	0.000012	0.000010
3	0.000015	-0.000020	0.00010	-0.000010	0.000001	0.000008
4	0.000005	0.000001	-0.00001	0.000150	0.000006	0.000050
5	0.000000	0.000012	0.000010	0.000006	0.000250	0.000020
6	-0.000030	0.000010	0.000008	0.000050	0.000020	0.000210

Dans la stratégie d'offre faible, les coefficients d'offre, a_{dj} sont $-0.06 \text{ \$/MWh}^2$ et $-0.08 \text{ \$/MWh}^2$ respectivement pour les clients 1 et 2 dans les deux périodes. Le prix d'équilibre d'énergie est $20 \text{ \$/h}$, et les coefficients d'offre b_{dj} pour les clients 1 et 2 sont $20\text{\$}$ et $15\text{\$}$ respectivement pour les deux périodes. Dans la période 1, le client 1 soumet une offre minimale de 100MW et une offre maximale de 150MW et le client 2 soumet une offre minimale de 50MW et une offre maximale de 100MW . Dans la stratégie moyenne et élevée, on prend les mêmes générateurs et les mêmes clients qui ont été utilisées dans la stratégie d'offre faible, à part que les coefficients d'offre moyens ($0.07 \text{ \$/MWh}^2$ et $0.05 \text{ \$/MWh}^2$) et les coefficients d'offre élevée ($0.1 \text{ \$/MWh}^2$ et $0.09 \text{ \$/MWh}^2$) sont donné respectivement pour les clients 1 et 2 dans les deux périodes de commerce.

Aussi, les générateurs ont assurés la puissance maximale demandée par les deux clients (250MW dans la période 1 et 270MW dans la période 2). Le tableau 4.7 montre le coût total de la production, les bénéfices des clients et le profit total (cas sans éolienne), ainsi que les résultats obtenus par la méthode des GA sont comparée à ceux du PSO avec le même ensemble de données pour les trois stratégies d'offre.

4.3.2.1 1^{er} cas sans éoliennes (système conventionnel)

Tableau 4-7 : Résultat du système à 6 générateurs pour les 3 différentes stratégies

	Case-A: stratégies faible			Case-B: stratégies moyenne			Case-C: stratégies élevée		
Paramètres	Période 1	Période 2	Totale	Période 1	Période 2	Totale	Période 1	Période 2	Total
Client 1	132.78	70.00		150	70		150	70	
Client 2	81.85	111.54		100	200		100	200	
Puissance demandée (MW)	214.63	181.54		250	270		250	270	
Le revenu total (\$)	2289.59	1783.78	4073.37	6575	6743	13318	7650	8490	16140
P_1 (MW)	87.52	52.55		90.81	111.49		91.73	112.33	
P_2 (MW)	59.34	80.00		80.00	80.00		80.00	80.00	
P_3 (MW)	37.29	19.04		50.00	50.00		50.00	50.00	
P_4 (MW)	10.44	10.17		10.02	10.31		10.12	10.01	
P_5 (MW)	10.12	10.36		10.10	10.29		10.17	10.33	
P_6 (MW)	12.81	12.07		12.76	12.80		12.02	12.26	
Puissance Générée (MW)	217.55	184.21		254.02	274.91		254.05	274.94	
Coût total(\$/h)	524.60	496.35	1021.95	639.94	697.69	1337.63	639.20	697.23	1336.43
Les pertes (MW)	2.91	2.66		4.02	4.91		4.05	4.94	
le profit total (\$)	1763.99	1287.42	3051.41	5934.05	6044.30	11980.35	7010.79	7792.76	14803.55

Ce cas a principalement atteint l'objectif principal de l'optimisation de BBDELD (Bid-Based Dynamic Economic Load Dispatch) pour satisfaire l'offre et la demande dans les normes opérationnelles au marché libre d'électricité. Les résultats également ont avec succès prouvé l'efficacité d'exécution de GA en équilibrant les offres soumises par les compagnies et les puissances demandées par les deux clients avec une considération des pertes de transport d'énergie. On peut déduire des résultats dans le tableau 4.7 que le profit est plus important dans la stratégie d'offre élevée. L'implication de ceci prouve que sur un marché libre les clients peuvent acheter l'alimentation électrique de n'importe quel producteur participant à la concurrence de leur choix.

4.3.2.1.1 Comparaison des résultats de GA avec d'autres approches

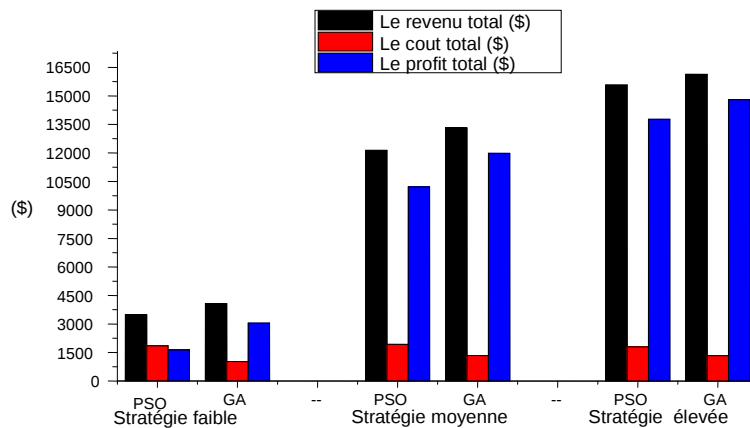


Figure 4.12 Comparaison des résultats (GA/PSO [102])

1/ Case-A: stratégie faible

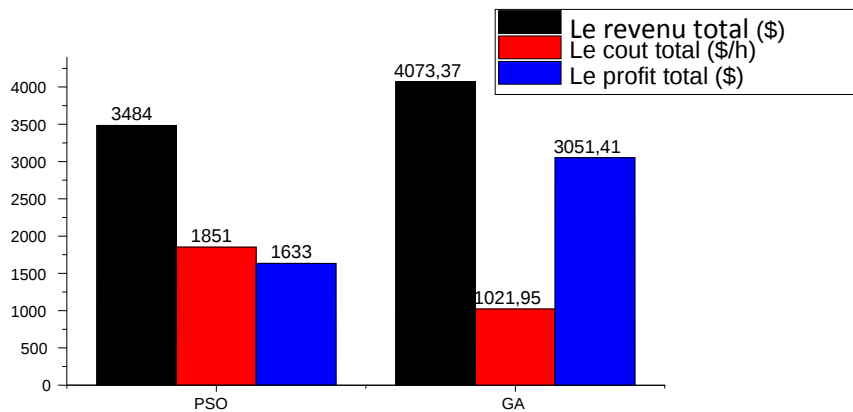


Figure 4.13 comparaison des résultats (GA/PSO [102]) sous la stratégie d'offre faible.

2/Case-B: stratégie moyenne

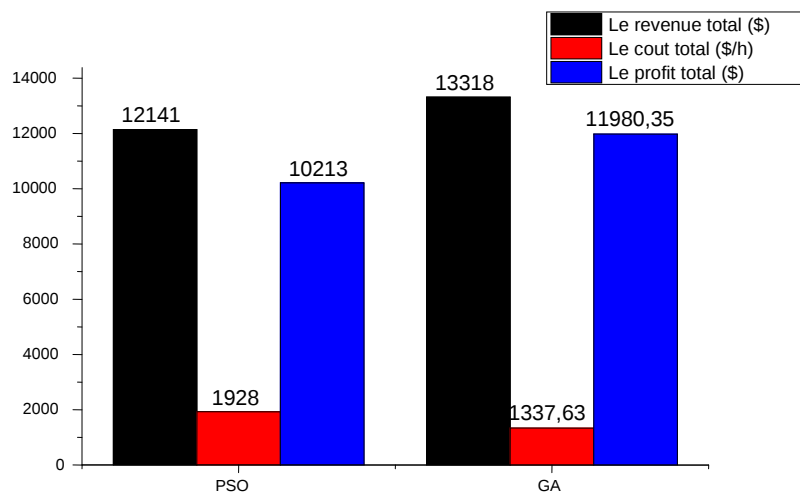


Figure 4.14 comparaison des résultats (GA/PSO [102]) sous la stratégie d'offre moyenne.

3/Case-C: stratégie élevée

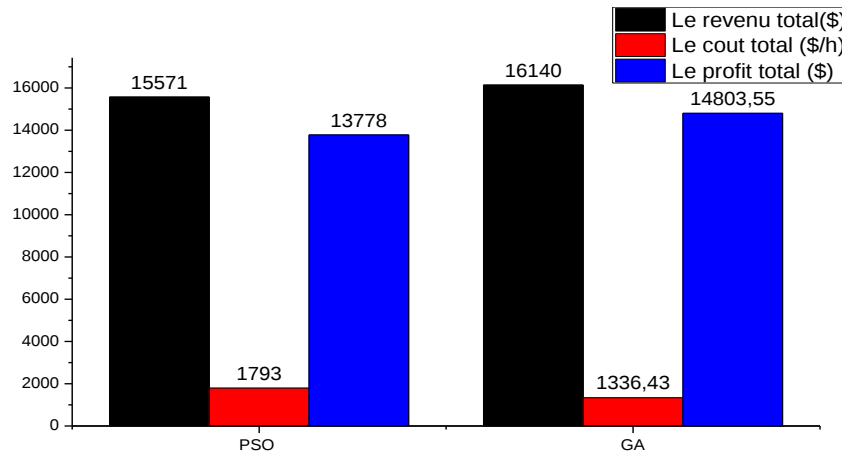


Figure 4.15 comparaison des résultats (GA/PSO [102]) sous la stratégie d'offre élevée.

4.3.2.2 2^{ème} cas avec éoliennes

L'unité 2 est maintenant remplacé par un générateur éolienne, dont la puissance de sortie nominale (de Générateur Eolienne « GE ») est identique à la valeur maximale de 80 MW (où la sortie varie de 0 à 80 MW) indiqués dans le tableau 4-4.

On suppose une fonction de coût linéaire pour les centrales éoliennes $C_{\omega}(P_{\omega}) = c_{2,\omega} \cdot P_{\omega}$.

Où $c_{2,\omega} = 0.66$ \$/MW-h (cette valeur représente 46.17% de $c_{1,n}$ représenté dans le tableau 4-4 suivant la référence [57]), $c_{0,n}$ (\$/hr) et $c_{2,n}$ (\$/hr-MW²) égale a zéros.

$$C_{\omega}(P_{\omega}) = c_{2,\omega} \cdot P_{\omega}, \quad \omega = 2, \quad c_{2,\omega} = 0.66 \text{ $/MW-h} \quad (4.3)$$

$$0 \text{ MW} \leq P_{\omega} \leq 80 \text{ MW}$$

Où le coût total de système sera définie comme suit:

$$\min(C_{1,n}(P_n) + C_{2,\omega}(P_{\omega}) + C_{3,n}(P_n) + \dots + C_{6,n}(P_n)) \quad (4.4)$$

4.3.2.3 La stratégie d'offre faible

Pour différentes valeurs de générateur éolien remplacé à l'unité 2 (0 à 80 MW), la figure 4-16 et la figure 4-17 représentent les résultats de dispatching économique concernant le cout total, le revenu total des GENCO, et le profit total des GENCO dans 1^{ère}, 2^{ème} et le 3^{ème} axe-Y respectivement.

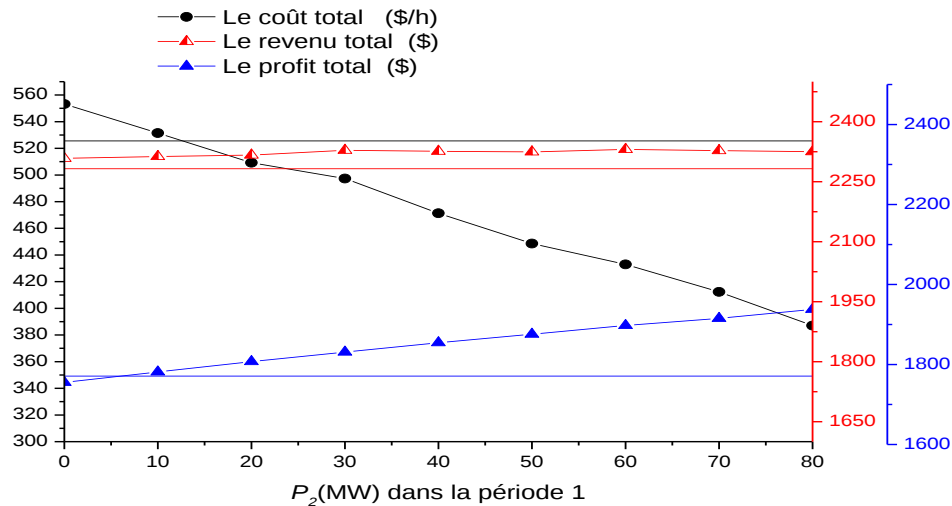


Figure 4.16 Solution de dispatching économique dans un marché libre comprenant 6 générateurs pour différentes valeurs de GE (0-80MW) dans la période 1.

A partir des résultats obtenus nous remarquons que :

- ❖ le coût total de la production dans la première période varie entre la valeur de 553,23\$/h jusqu'à la valeur de 387,07 \$/h ces valeurs sont inférieures par rapport au 1^{er} cas sans éolienne où le coût total prend une valeur de 524.60\$/hr.
- ❖ La courbe de revenu total des GENCO passe de la valeur de 2308,29 \$ (pour GE $P_2=0$ MW) jusqu'à la valeur de 2324,97 \$ ces valeurs sont supérieures par rapport au 1^{er} cas sans éolienne où le revenu total des GENCO prend une valeur de 2289.59\$.
- ❖ Le profit total est plus élevé pour les valeurs supérieures de générateur éolien où le profit total prend une valeur de 1937,90 \$ pour 80 MW, qui est plus élevée à 1763.99 \$ pour le cas sans éolienne contrairement aux valeurs inférieures de ses générateurs.

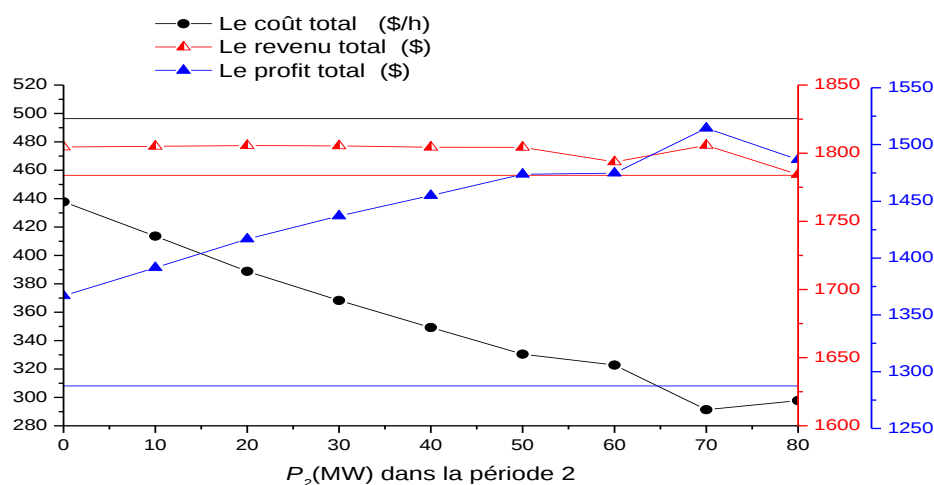


Figure 4.17 Solution de dispatching économique dans un marché libre comprenant 6 générateurs pour différentes valeurs de GE (0-80MW) dans la période 2.

A partir des résultats obtenus nous remarquons que :

- ❖ le coût total de la production dans la deuxième période varie entre la valeur de 437,71\$/h jusqu'à la valeur de 297,71\$/h ces valeurs sont inférieures par rapport au 1^{er} cas sans éolienne où le cout total prend une valeur de 496.35 \$/hr.
- ❖ Dans la deuxième période la courbe de revenu total des GENCO passe de la valeur de 1804,57 \$ (pour GE $P_2=0$ MW) jusqu'à la valeur de 1784,42 \$ ces valeurs sont supérieures par rapport au 1^{er} cas sans éolienne où le revenu total des GENCO prend une valeur de 1783.78 \$.
- ❖ Le profit total est plus élevé pour les valeurs supérieures de générateur éolien où le profit total prend une valeur de 1486,70 \$ pour 80 MW, qui est plus élevé à 1287.42 \$ pour le cas sans éolienne.

✚ Cas avec éoliennes (turbulence τ négligeable)

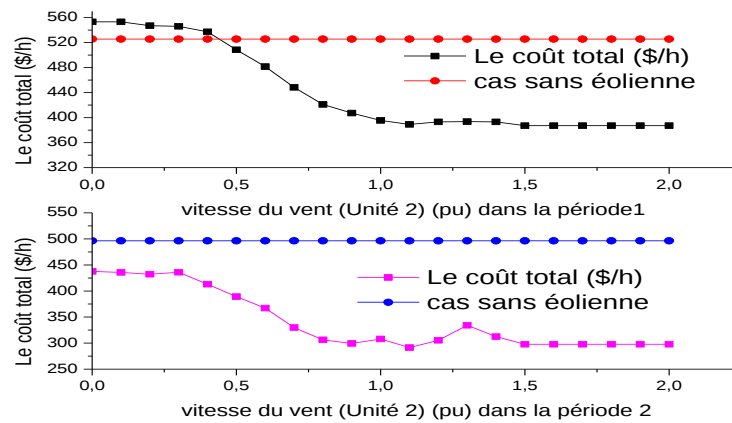


Figure 4.18 Variation du coût total pour un système de 6 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

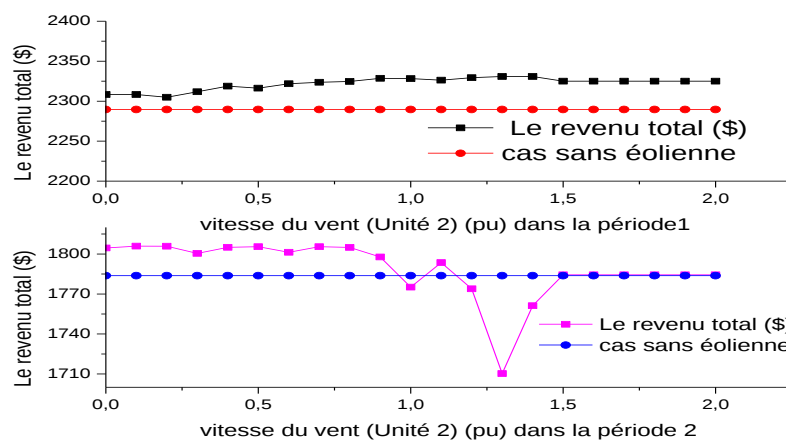


Figure 4.19 Variation du revenu total des GENCO pour un système de 6 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

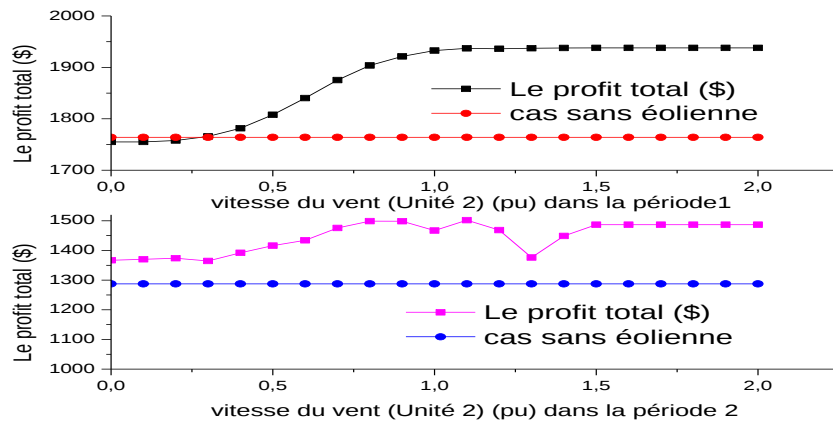


Figure 4.20 Variation du profit total pour un système de 6 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

Les figures 4.18, 4.19 et 4.20 comparent la solution optimale de dispatching dans un marché libre (le coût total, le revenu total des GENCO, le profit total) pour un système à 6 générateurs (avec une turbulence négligeable $\tau = 1,0 \times 10^{-5}$) avec les résultats obtenus dans le dispatching économique sans éolienne à des valeurs différentes vitesses de vent $(u_{\omega}^m / u_{\omega}^{m rat}) \in \{0, \dots, 2 \text{ pu}\}$. A partir des résultats obtenus nous remarquons une augmentation importante du profit total des GENCO par rapport au cas sans éolienne.

Cas avec éoliennes (turbulence τ non négligeable)

Les figures 4.21, 4.22 et 4.23 ci-dessous représentent une comparaison entre la solution optimale de dispatching économique avec éolienne pour différentes turbulences « $\tau=5\%$, 20% , 40% », et la solution de dispatching économique sans éolienne pour les deux périodes (le coût total, le revenu total des GENCO, le profit total respectivement) en fonction de la variation de la vitesse du vent de courte durée $(u_{\omega}^m / u_{\omega}^{m rat}) \in \{0, \dots, 2 \text{ pu}\}$.

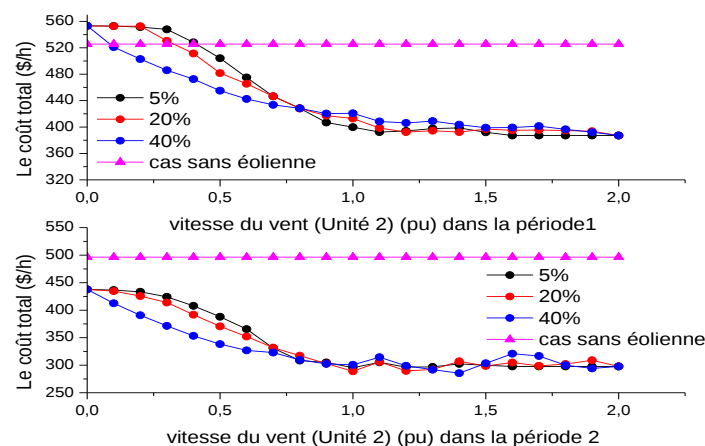


Figure 4.21 Variation du coût total pour un système de 6 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$, 20% , 40% ») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

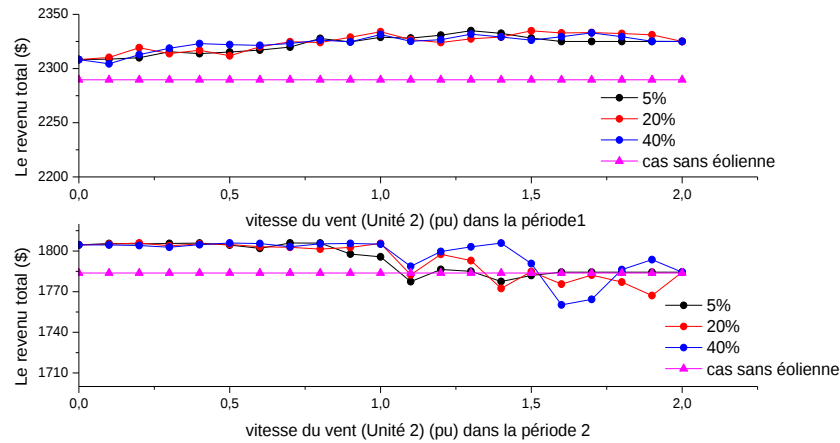


Figure 4.22 Variation du revenu total des GENCO pour un système de 6 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$, 20% , 40% ») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

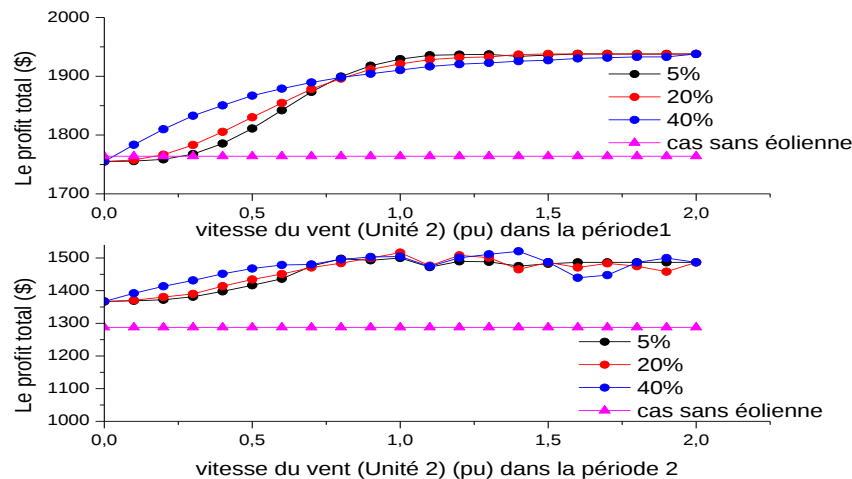


Figure 4.23 Variation du profit total pour un système de 6 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$, 20% , 40% ») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

Les résultats des 3 figures citées ci-dessus montre que:

- une réduction considérable du coût total à haute turbulence pour les 2 périodes (cf. Figure 4.21) par rapport au 1^{er} cas sans éolienne.
- une augmentation importante du revenu total pour les 2 périodes (cf. Figure 4.22).
- une augmentation importante du profit total à haute turbulence pour les 2 périodes (cf. Figure 4.23) par rapport au 1^{er} cas sans éolienne.

4.3.2.4 La stratégie d'offre moyenne

Pour différente valeur de générateur éolienne remplacé à l'unité 2 (0 à 80 MW), la figure 4-24 et la figure 4-25 représente les résultats de dispatching économique concernant le cout total, le revenu total des GENCO, et Le profit total des GENCO dans le 1^{er}, 2^{ème} et le 3^{ème} axe-Y respectivement.

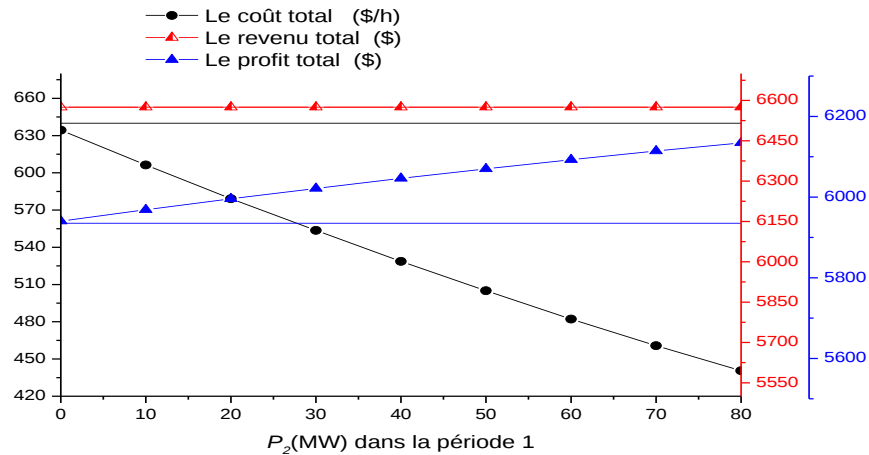


Figure 4.24 Solution de dispatching économique dans un marché libre comprenant 6 générateurs pour différentes valeurs de GE (0-80MW) de la période 1.

A partir des résultats obtenus on remarque que :

- ❖ le coût total de la production dans la première période varie entre la valeur de 634,42\$/h jusqu'à la valeur de 440,53\$/h ces valeurs sont inférieures par rapport au 1^{er} cas sans éolienne où le coût total prend une valeur de 639.94\$/hr.
- ❖ La courbe de revenu total des GENCO reste constante par rapport au 1^{er} cas sans éolienne où le revenu total des GENCO prend une valeur de 6575\$.
- ❖ Le profit total est plus élevé pour les valeurs supérieures de générateur éolien où le profit total prend une valeur de 6134,46\$ pour 80 MW, qui est plus élevé à 5934.05\$ pour le cas sans éolienne contrairement aux valeurs inférieures de ses générateurs.

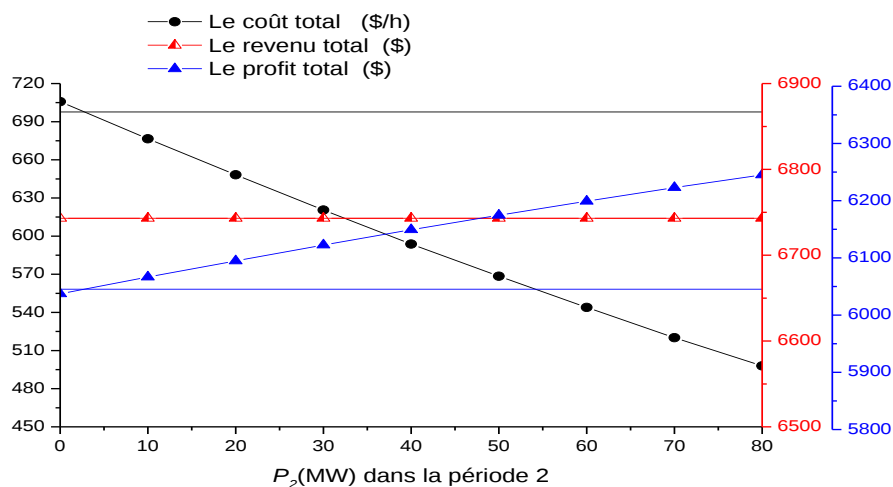


Figure 4.25 Solution de dispatching économique dans un marché libre comprenant 6 générateurs pour différentes valeurs de GE (0-80MW) de la période 2.

A partir des résultats obtenus on remarque que :

- ❖ le coût total de la production dans la première période varie entre la valeur de 705,74\$/h jusqu'à la valeur de 497,93\$/h ces valeurs sont inférieures par rapport au 1^{er} cas sans éolienne où le cout total prend une valeur de 697.69\$/hr.
- ❖ La courbe de revenu total des GENCO reste avec peut de variabilité par rapport au 1^{er} cas sans éolienne où le revenu total des GENCO prend une valeur de 6743\$.
- ❖ Le profit total est plus important pour les valeurs supérieures de générateur éolien où le profit total prend une valeur de 6245,06\$ pour 80 MW, qui est plus élevé à 6044.30\$ pour le cas sans éolienne.

Cas avec éoliennes (turbulence τ négligeable)

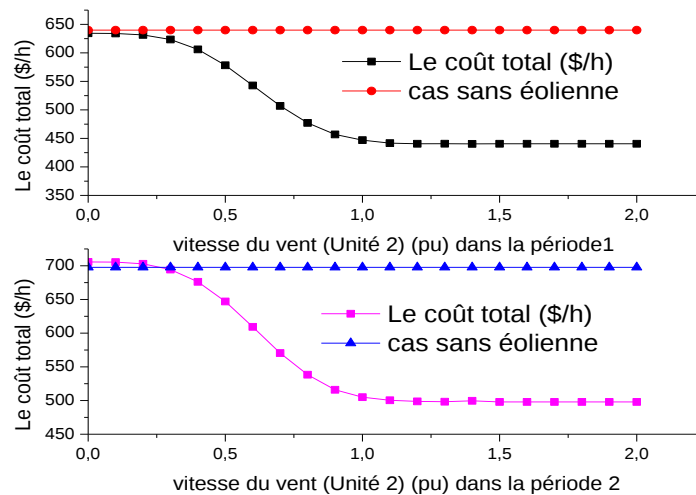


Figure 4.26 Variation du coût total pour un système de 6 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

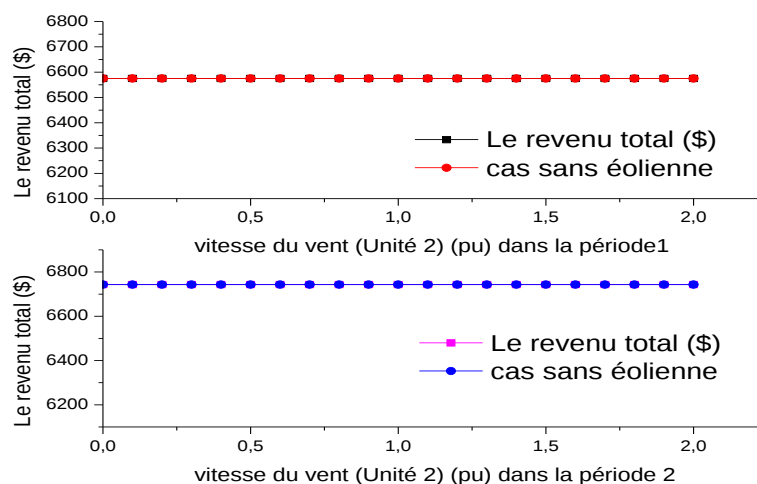


Figure 4.27 Variation du revenu total des GENCO pour un système de 6 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

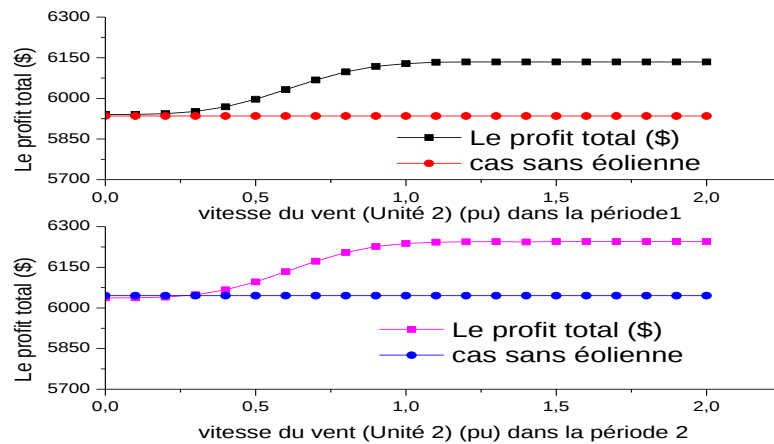


Figure 4.28 Variation du profit total pour un système de 6 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

Les figures 4.26, 4.27 et 4.28 citée ci-dessus comparent la solution optimale de dispatching dans un marché libre (le coût total, le revenu total, le profit total) pour un système à 6 générateurs (avec une turbulence négligeable $\tau = 1,0 \times 10^{-5}$) avec les résultats obtenus en dispatching économique sans éolienne à des valeurs différentes vitesses de vent.

Cas avec éoliennes (turbulence τ non négligeable)

Les figures 4.29, 4.30 et 4.31 ci-dessous représentent une comparaison entre la solution optimale de dispatching économique avec éolienne pour différentes turbulences « $\tau=5\%$, 20% , 40% », et la solution de dispatching économique sans éolienne pour les deux périodes (le coût total, le revenu total, le profit total des GENCO respectivement) en fonction de la variation de la vitesse du vent de courte durée ($u_w^m / u_w^{m rat} \in \{0, \dots, 2 \text{ pu}\}$).

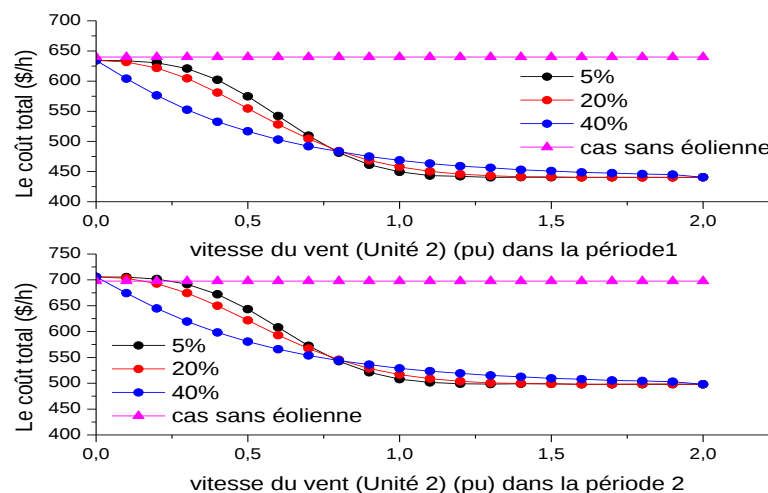


Figure 4.29 Variation du coût total pour un système de 6 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$, 20% , 40% ») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

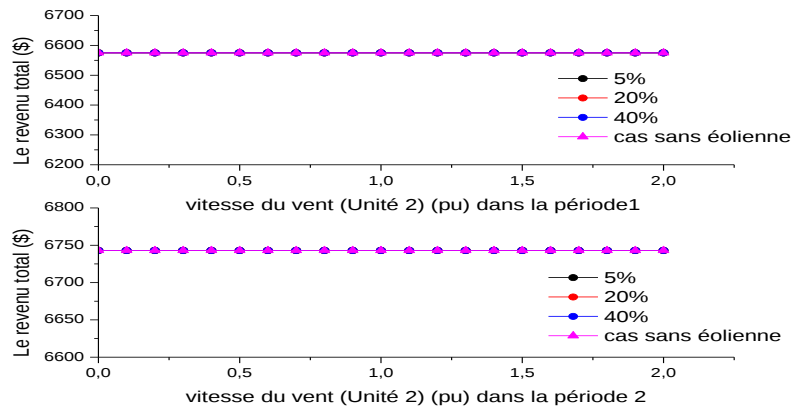


Figure 4.30 Variation du revenu total pour un système de 6 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$,20%,40%») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

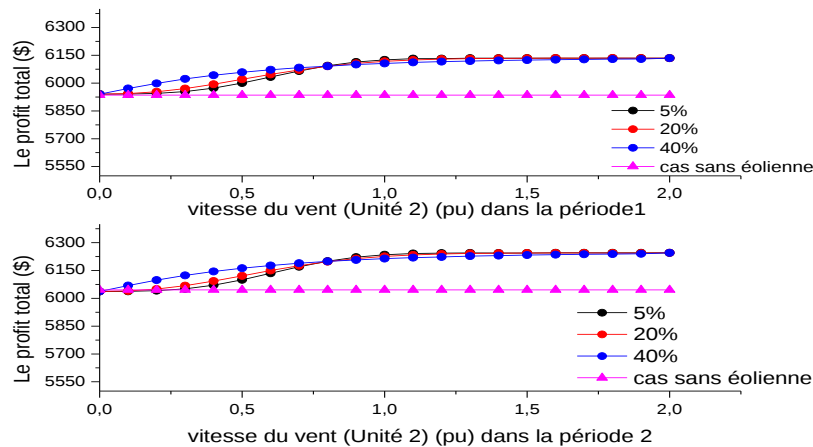


Figure 4.31 Variation du profit total pour un système de 6 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$,20%,40%») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

Les résultats des 3 figures citées ci-dessus montre que:

- une réduction considérable du coût total pour les différentes valeurs de turbulence pour les 2 périodes (cf. Figure 4.29) par rapport au 1^{er} cas sans éolienne.
- une augmentation importante du profit total à haute turbulence pour les 2 périodes (cf. Figure 4.31) par rapport au 1^{er} cas sans éolienne.

4.3.2.5 La stratégie d'offre élevée

Pour différente valeur de générateur éolien remplacé à l'unité 2 (0 à 80 MW), la figure 4-32 et la figure 4-33 représente les résultats de dispatching économique concernant le cout total, le revenu total des GENCO, et Le profit total des GENCO dans le 1^{er}, le 2^{ème} et le 3^{ème} axe-Y respectivement.

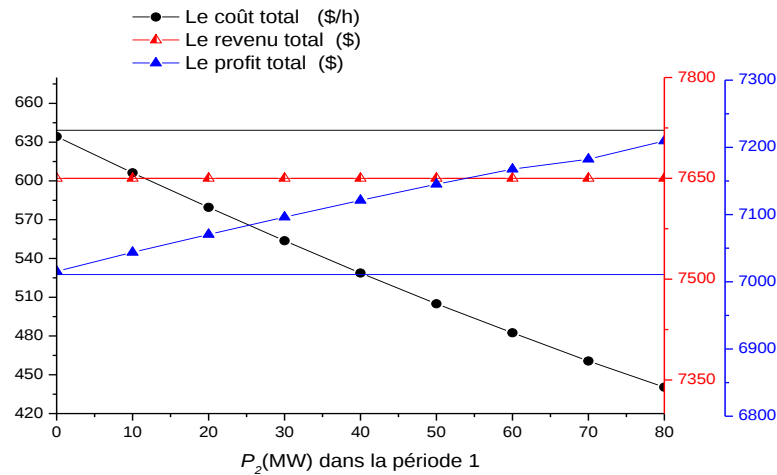


Figure 4.32 Solution de dispatching économique dans un marché libre comprenant 6 générateurs pour différentes valeurs de GE (0-80MW) de la période 1.

A partir des résultats obtenus on remarque que :

- ❖ le coût total de la production dans la première période varie entre la valeur de 634,31\$/h jusqu'à la valeur de 440,43\$/h ces valeurs sont inférieures par rapport au 1^{er} cas sans éolienne où le cout total prend une valeur de 639.20\$/hr.
- ❖ La courbe de revenu total des GENCO reste constante par rapport au 1^{er} cas sans éolienne où le revenu total prend une valeur de 7650\$.
- ❖ Le profit total est plus important pour les valeurs supérieures de générateur éolien où le profit total prend une valeur de 7209,56\$ pour 80 MW, qui sont plus élevés à 7010.79\$ pour le cas sans éolienne.

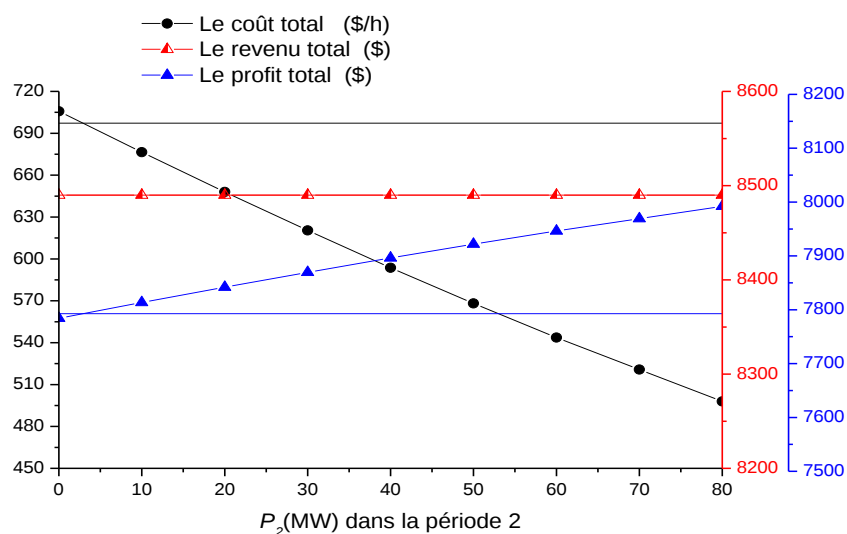


Figure 4.33 Solution de dispatching économique dans un marché libre comprenant 6 générateurs pour différentes valeurs de GE (0-80MW) de la période 2.

A partir des résultats obtenus on remarque que :

- ❖ le coût total de la production dans la première période varie entre la valeur de 705,74\$/h jusqu'à la valeur de 497,94\$/h ces valeurs sont inférieures par rapport au 1^{er} cas sans éolienne où le cout total prend une valeur de 697.23\$/hr.
- ❖ La courbe de revenu total des GENCO reste constante par rapport au 1^{er} cas sans éolienne où le revenu total des GENCO prend une valeur de 8490\$.
- ❖ Le profit total est plus élevé pour les valeurs supérieures de générateur éolien où le profit total prend une valeur de 7992,05\$ pour 80 MW, qui est plus élevé à 7792.76\$ pour le cas sans éolienne contrairement aux valeurs inférieures de ses générateurs.

✚ Cas avec éoliennes (turbulence τ négligeable)

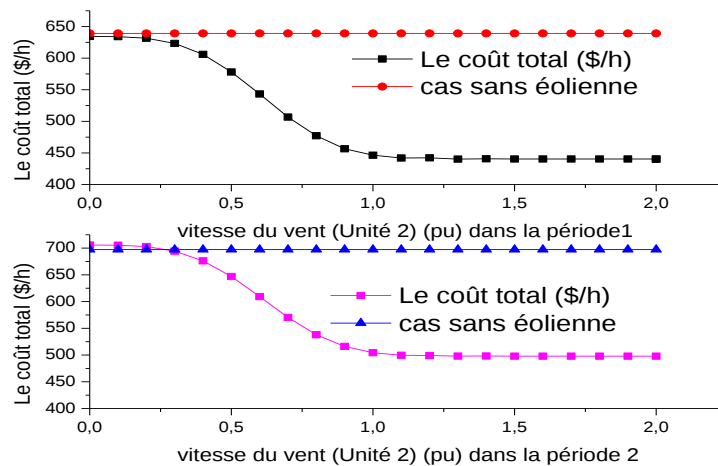


Figure 4.34 Variation du coût total pour un système de 6 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

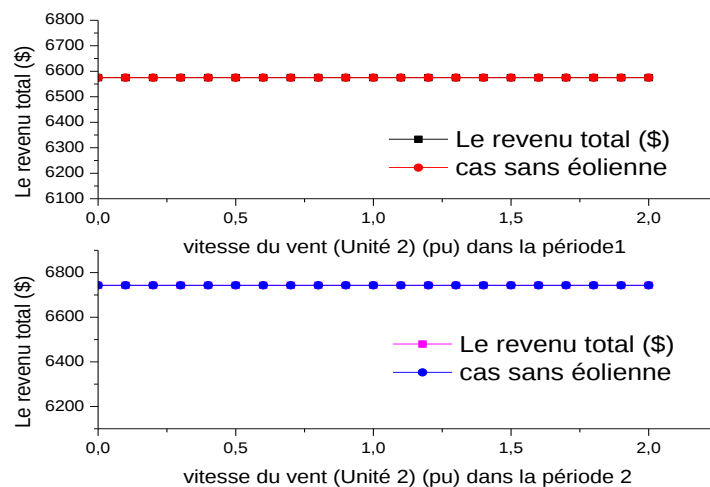


Figure 4.35 Variation du revenu total des GENCO pour un système de 6 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

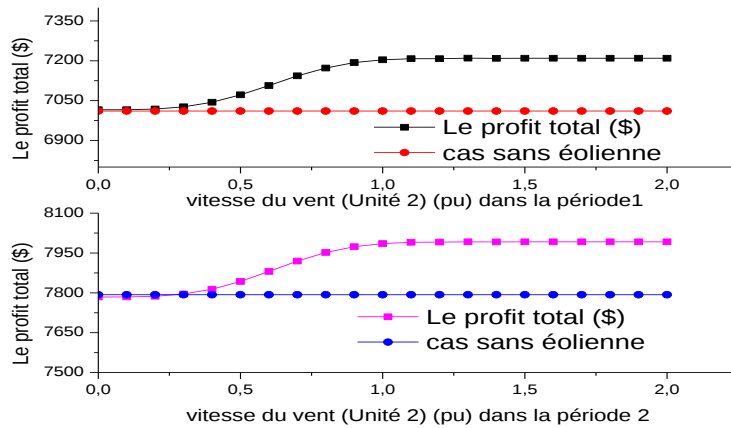


Figure 4.36 Variation du profit total pour un système de 6 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

Les figures 4.34, 4.35 et 4.36 comparent la solution optimal de dispatching dans un marché libre (le cout total, le revenu total des GENCO, le profit total) pour un système à 6 générateurs (avec une turbulence négligeable $\tau = 1,0 \times 10^{-5}$) avec les résultats obtenu ou dispatching économique sans éolienne à des valeurs différentes vitesses de vent ($u_{\omega}^m / u_{\omega}^{m rat}$) $\in \{0, \dots, 2 \text{ pu}\}$. a partir de ces résultats on peut remarquer une diminution considérable de cout total de la production et une augmentation de profit total.

✚ Cas avec éoliennes (turbulence τ non négligeable)

Les figures 4.37, 4.38 et 4.39 ci-dessous représente une comparaison entre la solution optimale de dispatching économique avec éolienne pour différentes turbulences « $\tau=5\%$, 20% , 40% », et la solution de dispatching économique sans éolienne pour les deux périodes (le cout totale, le revenu total des GENCO, Le profit total respectivement) en fonction de la variation de la vitesse du vent de courte durée ($u_{\omega}^m / u_{\omega}^{m rat}$) $\in \{0, \dots, 2 \text{ pu}\}$.

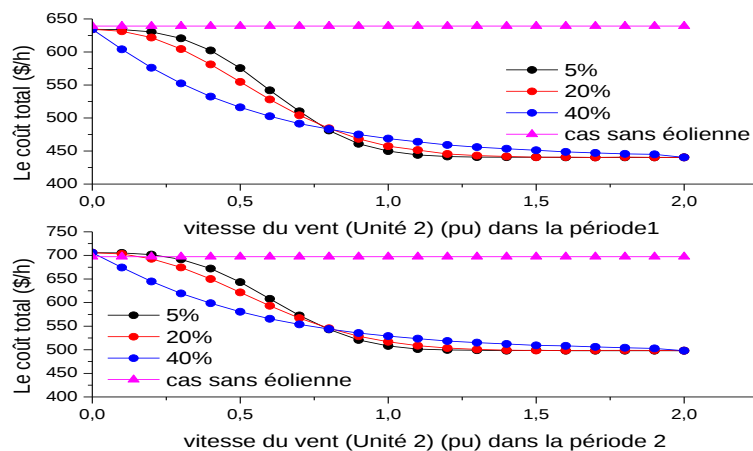


Figure 4.37 Variation du coût total pour un système de 6 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$, 20% , 40% ») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

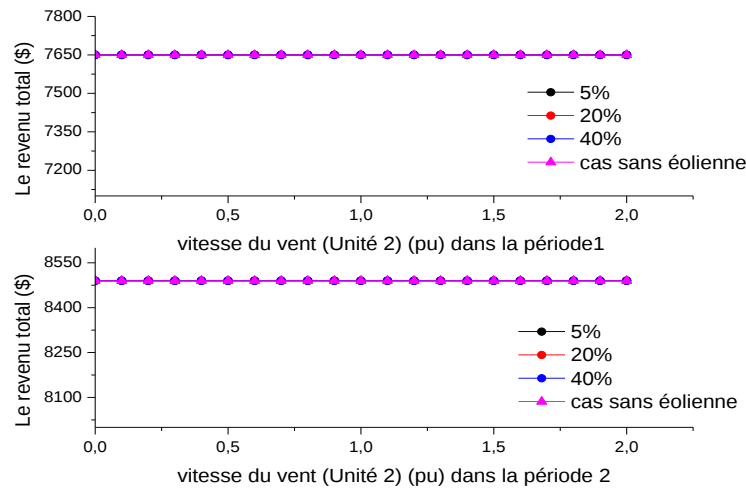


Figure 4.38 Variation du revenu total des GENCO pour un système de 6 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$, 20% , 40% ») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

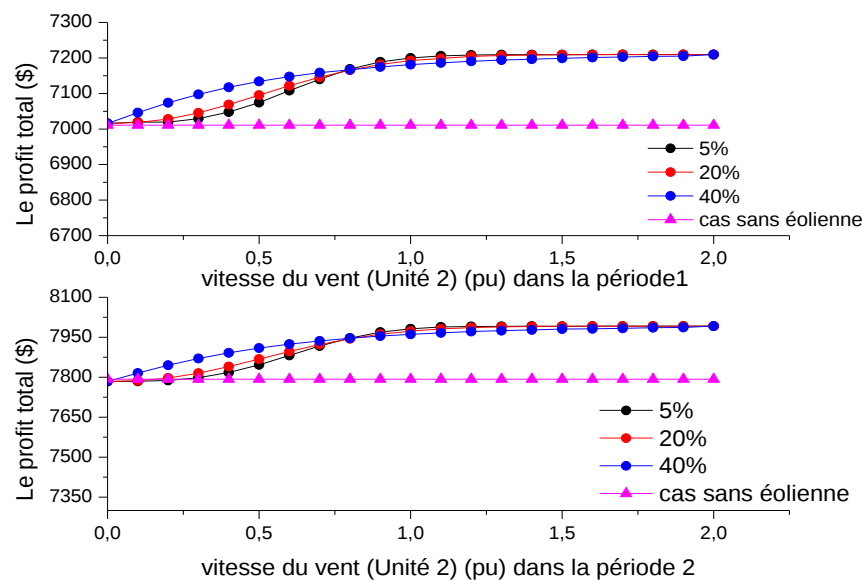


Figure 4.39 Variation du profit total pour un système de 6 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$, 20% , 40% ») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

Les résultats des 3 figures citées ci-dessus montre que:

- une réduction considérable du coût total à haute turbulence pour les 2 périodes (cf. Figure 4.37) par rapport au 1^{er} cas sans éolienne.
- une augmentation importante du profit total pour les différentes valeurs de turbulence pour les 2 périodes (cf. Figure 4.39) par rapport au 1^{er} cas sans éolienne.

4.3.3 Système de 10 générateurs avec 6 clients

Le 3^{ème} cas implique un système à 16 nœuds, comprenant 10 générateurs et 6 clients, 24 lignes, dans 12 périodes de dispatching différent [103]. Ce cas vise à illustrer la transaction opérationnelle de BBDELD (Bid-Based Dynamic Economic Load Dispatch).

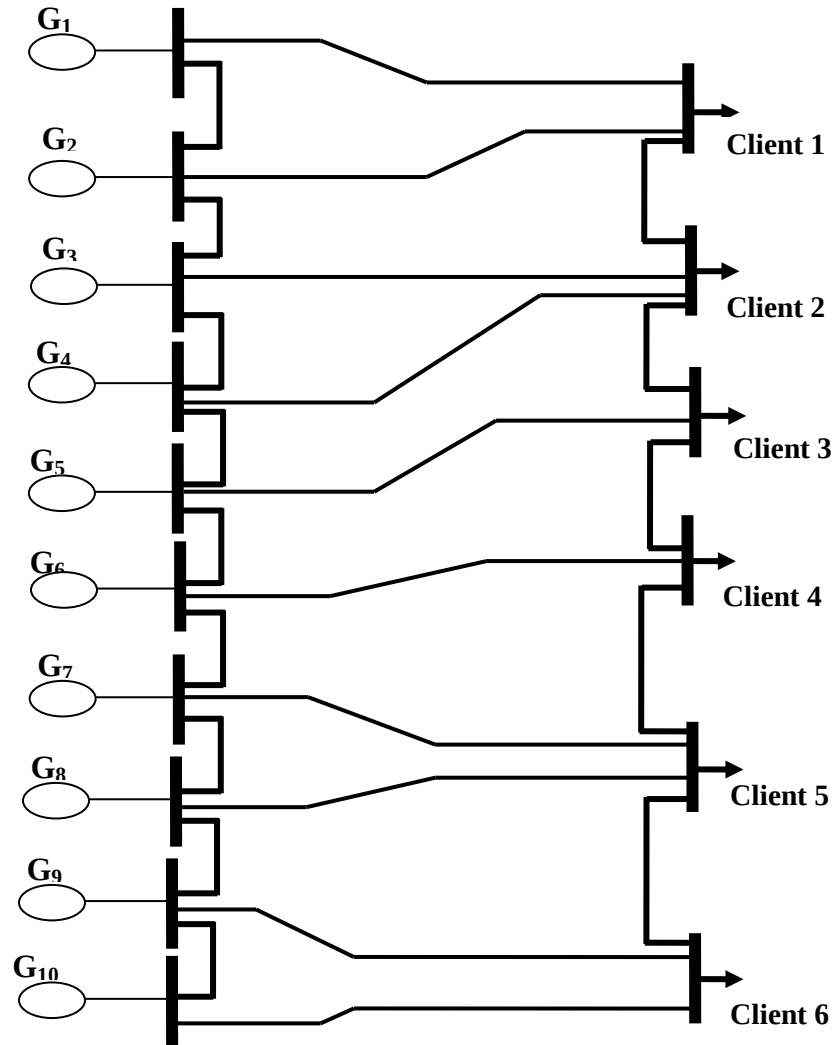


Figure 4.40 Système de 10 générateurs avec 6 clients

Dans ce contexte on a examiné les performances d'optimisation de GA dans le cadre de la stratégie d'offre élevées .Les tableaux 4.7 et 4.8 illustre les données des producteurs et des clients [103, 102, 104] afin de répondre aux exigences de la charge de [105]. Le dispatching était pour une période arbitraire de 12 heures et les pertes n'ont pas été prises en compte.

Tableau 4-8 : Paramètres des générateurs pour un système de 10-unité

Unité	Limite des générateurs (MW)		Limite des générateurs (MW)		Paramètres des générateurs		
	Max	Min	URi (MW)	DRi (MW)	$c_{0,n}(\$/hr)$	$c_{1,n}(\$/hr-MW)$	$c_{2,n}(\$/hr-MW^2)$
1	470	150	80	80	958.20	21.60	0.00043
2	460	135	80	80	1313.60	21.05	0.00063
3	340	73	80	80	604.97	20.81	0.00039
4	300	60	50	50	471.60	23.90	0.00070
5	243	73	50	50	480.29	21.62	0.00079
6	160	57	50	50	601.75	17.87	0.00056
7	130	20	30	30	502.70	16.51	0.00211
8	120	47	30	30	639.40	23.23	0.00480
9	80	20	30	30	454.60	19.58	0.10908
10	55	55	30	30	692.40	22.54	0.00951

Tableau 4-9 : Paramètres des clients pour les 12 périodes

Clients		D1	D2	D3	D4	D5	D6	Demande Par Période
$a_{dj}(\$/MWh^2)$		0,1	0,099	0,097	0,094	0,093	0,09	
$b_{dj} (\$/MWh)$		20	19	17	16	15	12	
Puissance demandé pour chaque période (MW)	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

4.3.3.1 1^{er} cas sans éoliennes (système conventionnel)

Tableau 4-10 : Résultat du système à 10 générateurs pour les 12 périodes de dispatching

	Period 1	Period 2	Period 3	Period 4	Period 5	Period 6	Period 7	Period 8	Period 9	Period 10	Period 11	Period 12	Totale
P1	169,15	154,61	169,87	189,09	185,95	236,61	285,75	334,13	413,98	468,95	469,92	469,88	
P2	154,37	180,81	232,09	312,09	392,09	460,00	460,00	460,00	460,00	460,00	460,00	460,00	
P3	146,88	226,88	306,88	340,00	340,00	340,00	340,00	340,00	340,00	340,00	340,00	340,00	
P4	60,57	60,06	60,20	60,83	62,43	60,09	60,13	60,91	71,86	121,86	171,86	221,86	
P5	83,16	73,96	75,91	90,54	87,16	118,98	142,63	168,10	218,10	243,00	243,00	243,00	
P6	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	
P7	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	
P8	50,41	47,77	47,42	47,95	47,14	47,16	47,06	47,61	53,29	69,58	95,94	120,00	
P9	26,47	20,90	20,62	20,49	20,24	20,16	21,43	20,25	21,76	23,60	20,28	20,26	
P10	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	
Totale Gen (MW)	1036,00	1110,00	1258,00	1406,00	1480,00	1628,00	1702,00	1776,00	1924,00	2072,00	2146,00	2220,00	
Coût total (\$/h)	28071,16	29581,45	32718,14	35888,05	37478,39	40683,59	42301,48	43919,55	47200,40	50590,97	52369,74	54161,02	494963,93
Puissance Demandé (MW)	1036,00	1110,00	1258,00	1406,00	1480,00	1628,00	1702,00	1776,00	1924,00	2072,00	2146,00	2220,00	
Le revenu total (\$)	37837,31	38979,10	48191,40	56533,49	61230,70	73407,05	77230,04	84818,08	94916,24	107258,40	117198,84	117188,2	914788,85
Le profit total (\$)	9766,15	9397,65	15473,26	20645,45	23752,31	32723,46	34928,55	40898,54	47715,84	56667,43	64829,10	63027,18	419824,92

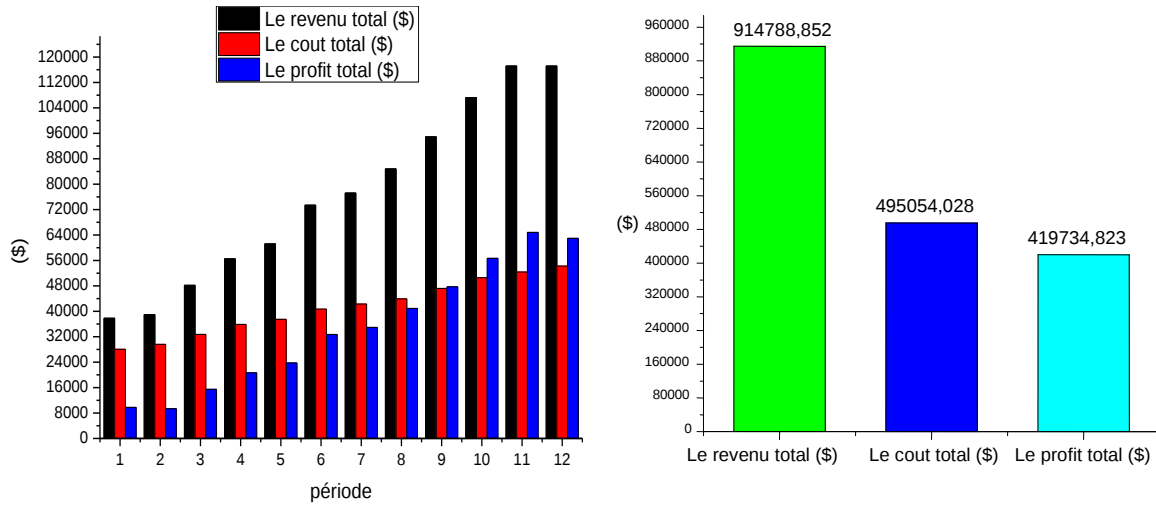


Figure 4.41 Solution de dispatching économique dans un marché libre comprenant 10 générateurs pour les 12 périodes.

4.3.3.2 2^{ème} cas avec éoliennes

L'unité 6 est maintenant remplacée par des générateur éoliens, dont la puissance de sortie nominale (de Générateur Eolienne « GE ») est identique à la valeur maximale de 160 MW (où la sortie varie de 0 à 160 MW) indiqués dans le tableau 4-8.

On suppose une fonction de coût linéaire pour les centrales éoliennes $C_{\omega}(P_{\omega}) = c_{6,\omega} \cdot P_{\omega}$.

Où $c_{2,\omega} = 6.71$ \$/MW-h (cette valeur représente 46.17% de $c_{1,n}$ représenté dans le tableau 4-8 suivant la référence [57]), $c_{0,n}$ (\$/hr) et $c_{2,n}$ (\$/hr-MW²) égale a zéros.

$$C_{\omega}(P_{\omega}) = c_{6,\omega} \cdot P_{\omega}, \quad \omega = 6, \quad c_{6,\omega} = 6.71 \text{ $/MW-h} \quad (4.4)$$

$$0 \text{ MW} \leq P_{\omega} \leq 160 \text{ MW}$$

Où le coût total de système sera définie comme suit:

$$\min(C_{1,n}(P_n) + C_{2,n}(P_n) + C_{3,n}(P_n) + C_{4,n}(P_n) + C_{5,n}(P_n) + C_{6,\omega}(P_{\omega}) + C_{7,n}(P_n) + \dots + C_{10,n}(P_n)) \quad (4.5)$$

Pour différente valeur des générateurs éoliens remplacé à l'unité 6 (0 à 160 MW), la figure 4-42 représente les résultats de dispatching économique concernant le cout total, le revenu total des GENCO, et Le profit total des GENCO dans le 1^{er}, le 2^{ème} et le 3^{ème} axe-Y respectivement.

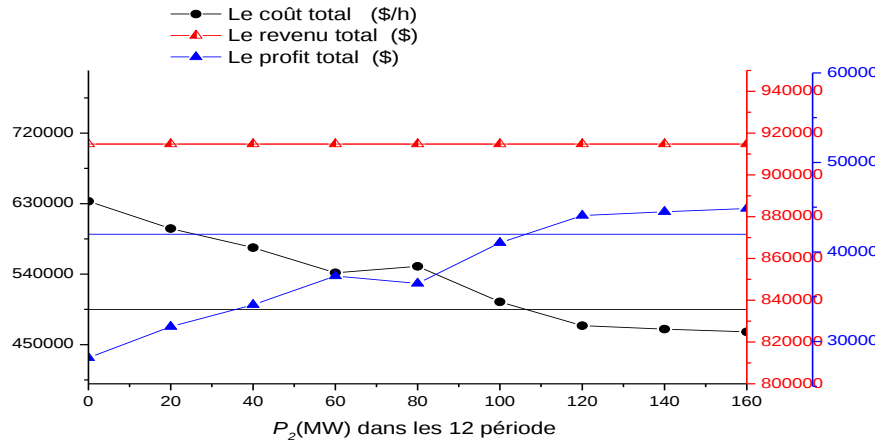


Figure 4.42 Solution de dispatching économique dans un marché libre comprenant 10 générateurs pour différentes valeurs de GE (0-160MW).

A partir des résultats obtenus nous remarquons que :

- ❖ le coût total de la production dans la première période varie entre la valeur de 633002,42 \$/h jusqu'à la valeur de 466246,54 \$/h d'où l'ensemble de ces valeurs sont inférieur par rapport au 1^{er} cas sans éolienne où le cout total prend une valeur de 494963,93 \$/hr.
- ❖ La courbe de revenu total des GENCO reste non variable par rapport au 1^{er} cas sans éolienne où le revenu total prend une valeur de 914788,85\$.
- ❖ Le profit total est plus élevé pour les valeurs supérieures de générateur éolienne où le profit total prend une valeur de 448542,30 \$ pour 160 MW, qui est plus élevé à 419824,91\$ pour le cas sans éolienne contrairement aux valeurs inférieures de ses générateurs.

Cas avec éoliennes (turbulence τ négligeable)

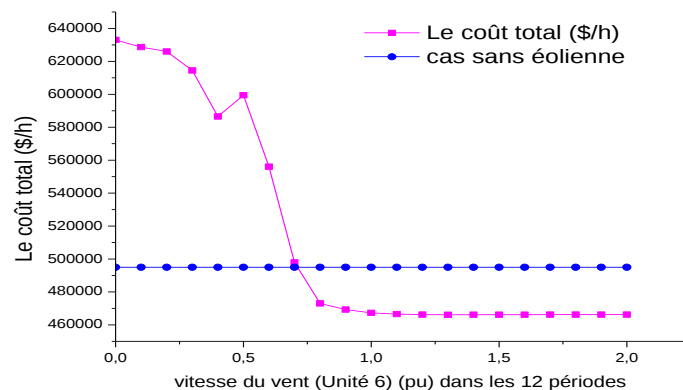


Figure 4.43 Variation du coût total pour un système de 10 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

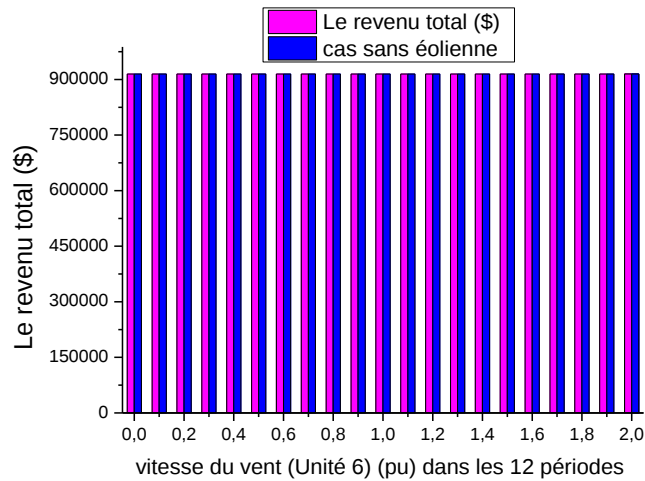


Figure 4.44 Variation du revenu total des GENCO pour un système de 10 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

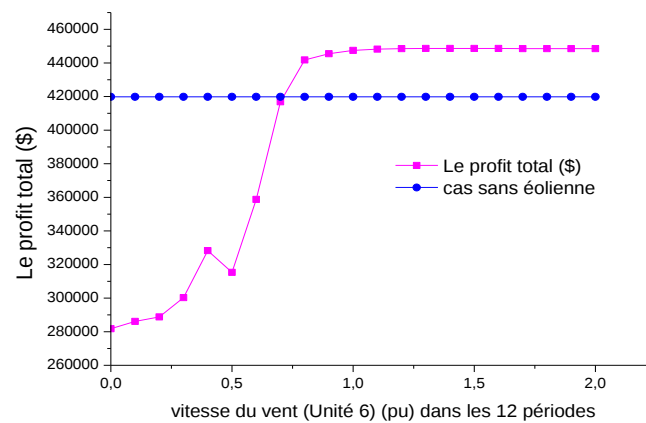


Figure 4.45 Variation du profit total pour un système de 10 unités (sans turbulence $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

Les figures 4.43, 4.44 et 4.45 citée ci-dessus comparent la solution optimale de dispatching dans un marché libre (le coût total, le revenu total, le profit total) pour un système à 10 générateurs (avec une turbulence négligeable $\tau = 1.0 \times 10^{-5}$) avec les résultats obtenus au dispatching économique sans éolienne à des valeurs différentes vitesses de vent ($u_w^m / u_w^{m rat}$) $\in \{0, \dots, 2 \text{ pu}\}$.

✚ Cas avec éoliennes (turbulence τ non négligeable)

Les figures 4.46, 4.47 et 4.48 ci-dessous représentent une comparaison entre la solution optimale de dispatching économique avec éolienne pour différentes turbulences « $\tau=5\%$, 20% , 40% », et la solution de dispatching économique sans éolienne pour les deux

périodes (le cout total, le revenu total des GENCO, Le profit total respectivement) en fonction de la variation de la vitesse du vent de courte durée ($u_w^m / u_w^{m rat} \in \{0, \dots, 2 \text{ pu}\}$).

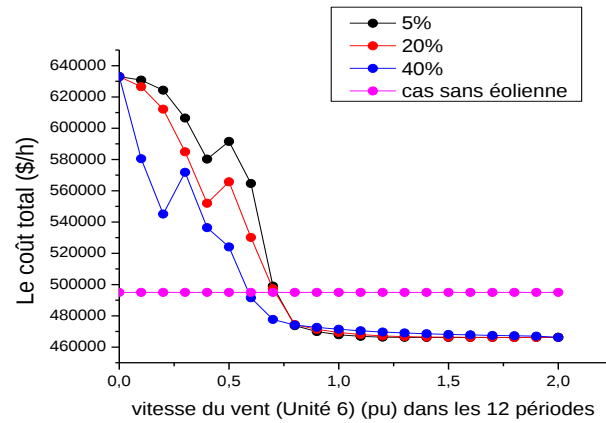


Figure 4.46 Variation du coût total pour un système de 10 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$, 20% , 40% ») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

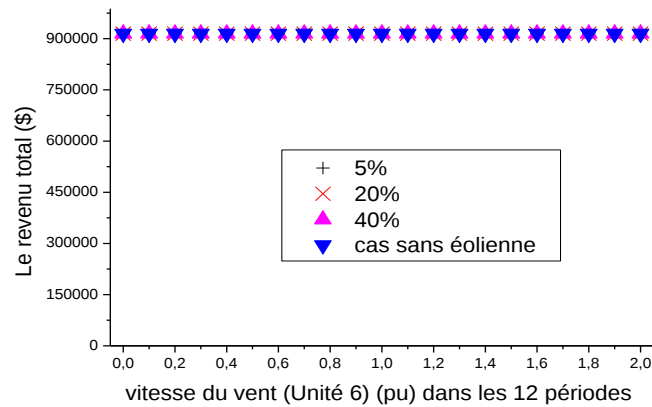


Figure 4.47 Variation du revenu total des GENCO pour un système de 10 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$, 20% , 40% ») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

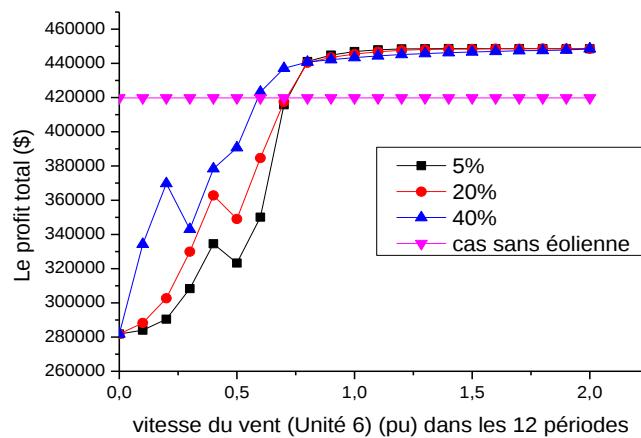


Figure 4.48 Variation du profit total pour un système de 10 unités (avec turbulence « $\tau=5\%$, 20% , 40% ») à des valeurs différentes de la vitesse de vent.

Les résultats des 3 figures citées ci-dessus montrent que:

- une réduction considérable du coût total pour l'ensemble des valeurs de turbulence (cf. Figure 4.46) par rapport au 1^{er} cas sans éolienne.
- une augmentation importante et considérable du profit total à haute turbulence (cf. Figure 4.48) par rapport au 1^{er} cas sans éolienne.

4.4 Conclusion

Sur la base du prix du marché en vigueur, les clients soumettent leurs demandes avec l'objectif d'obtenir des avantages plus élevés, alors que les sociétés de production d'électricité soumettent leurs offres dans le but de minimiser leurs coûts (et par conséquent d'augmenter leurs profits).

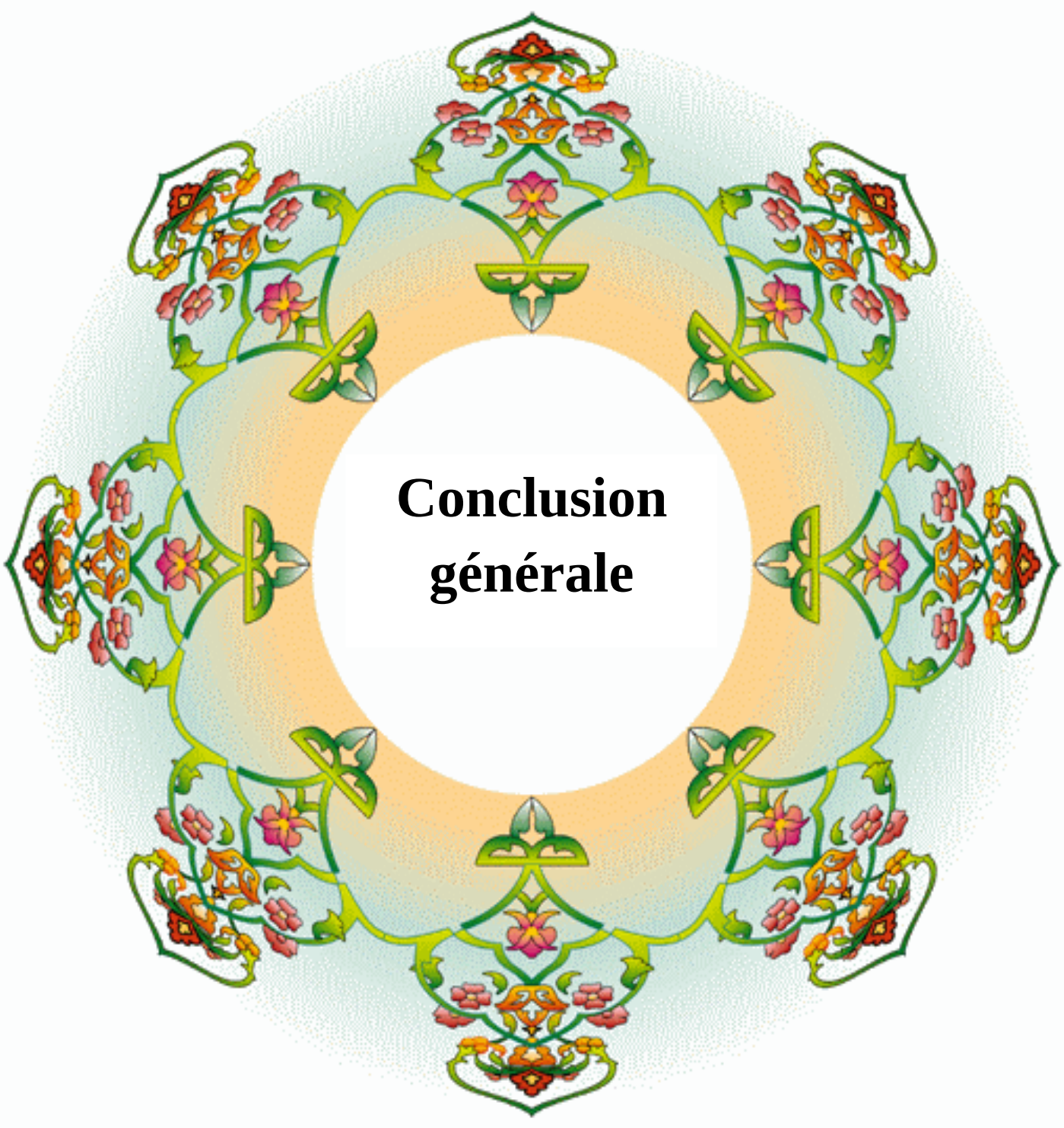
L'opérateur du marché (OM) joue donc un rôle important dans la réglementation des ressources des sociétés de production ainsi les besoins des clients. Les résultats de ce chapitre sont très utiles à l'OM en tant que guide pour adapter les offres et les demandes d'une façon économique dans le but de maximiser le profit total pendant la période de dispatching.

Ce chapitre a examiné l'utilisation de l'algorithme génétique (GA) pour maximiser le profit total dans le contexte d'une formulation de «répartition économique dynamique basée sur le profit» dans un marché libre d'électricité.

Dans ce chapitre on a vu la résolution de problème du dispatching économique comprenant des éoliennes par l'application de la méthode des algorithmes génétiques sur différents réseaux d'énergie électrique dans un marché libre d'électricité.

D'après les résultats obtenus on a démontré que :

- L'effet des variations de la vitesse moyenne du vent de courte durée sur la solution optimale de dispatching économique est pris en considération.
- Des niveaux élevés de la production éolienne (GE) réduit le coût optimal de production, toutes ses réductions sont essentiellement due aux frais inférieurs de fonctionnement des générateurs éoliens (GE) et par conséquent la maximisation des profits.
- on a examiné les effets des trois stratégies d'offre (enchères) sur le profit total dans les deux cas avec et sans générateur éolien, où nous avons constaté que :
 - ✓ Le profit total augmente à l'intégration des générateurs éolienne dans la production.
 - ✓ le profit des sociétés de production était plus élevé dans la stratégie d'offre élevée.



Conclusion générale

Conclusion générale

Les travaux présentés dans cette thèse traitent deux axes de recherche. Le premier est relatif aux problèmes de dispatching économique dans un réseau électrique qui joue un rôle important pour minimiser le coût de la production et le deuxième est lié à l'intégration de dispatching économique dynamique dans un marché libre d'électricité pour maximiser le profit des compagnies de production.

Les sources énergétiques ont de diverses caractéristiques en termes de coûts d'exploitation et de fiabilité ce qui donne un fonctionnement optimal et économique des systèmes d'énergie électrique, et une position importante dans la gestion de sociétés productrices.

Dans cette thèse on a exploré et testé le dispatching dynamique d'un système énergétique dans un marché libre de l'électricité par la méthode des algorithmes génétiques. La méthode des algorithmes génétiques est l'un des algorithmes métaheuristiques qui peuvent être appliqués à tout problème. Ils progressent vers un optimum par échantillonnage d'une fonction objectif. Ils se prêtent aussi à toutes sortes d'extensions, notamment en optimisation multiobjectif.

Le premier chapitre a été consacré au marché d'électricité et les caractéristiques spécifiques de la production, du transport et de la consommation dans un système électrique libéralisé.

Dans le deuxième chapitre, on a étudié, en détail, les méthodes de résolution d'un dispatching économique et son intégration dans un marché libre de l'électricité. La libéralisation du marché de l'électricité, introduit aussi des changements dans le domaine des réseaux électriques avec la multiplication des petits producteurs et des installations domestiques (cogénération), pour cela la deuxième partie de ce chapitre est consacré à l'intégration des éoliennes dans le dispatching économique.

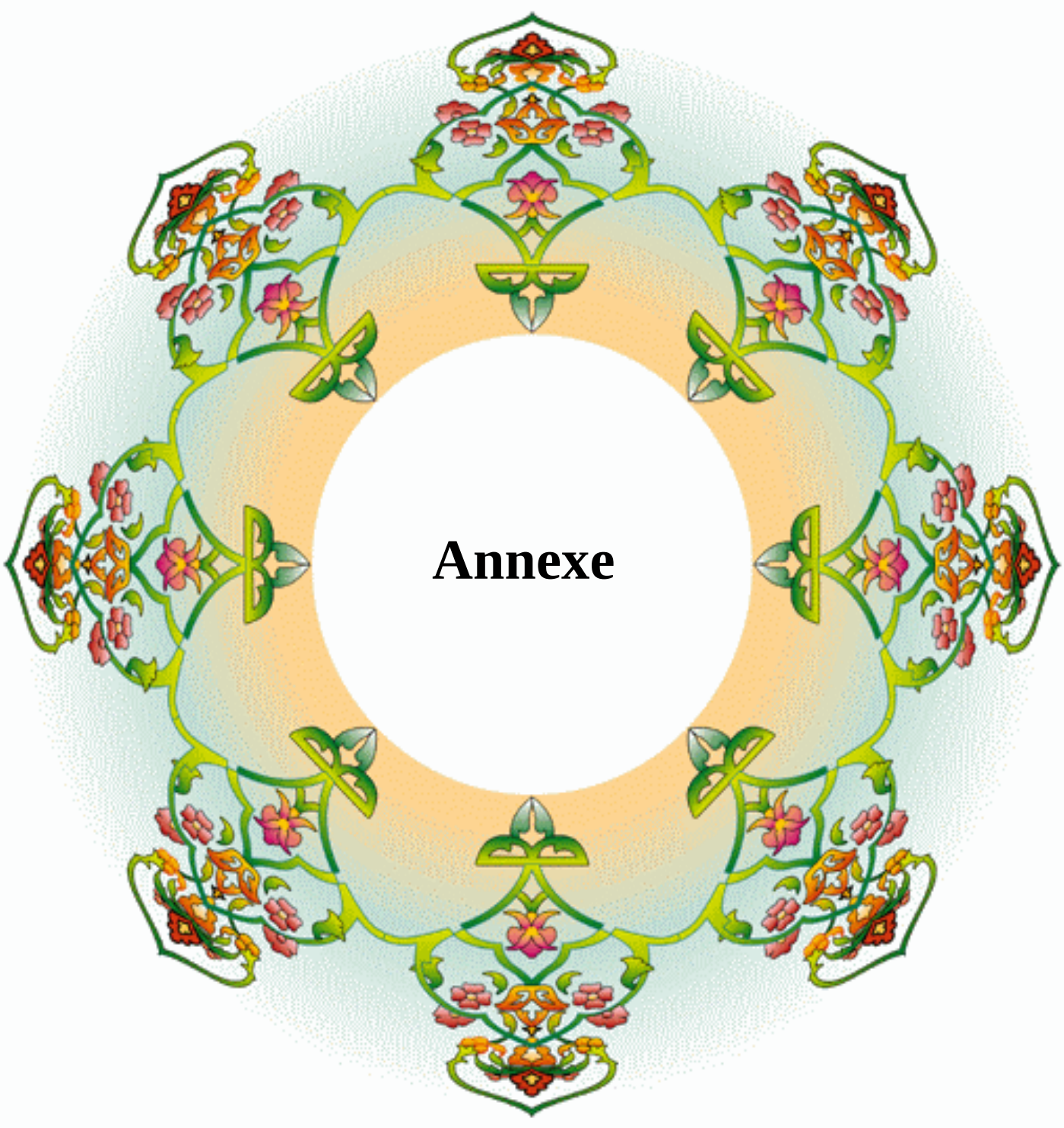
Le troisième chapitre, concerne spécifiquement les méthodes d'optimisation et en particulier l'optimisation par l'algorithme génétique. Les méthodes métaheuristiques récentes sont souvent inspirées des concepts mis en œuvre par le monde des vivants et mimées les comportements collectifs des insectes sociaux qui peuvent contribuer à la résolution efficace des problèmes de dispatching économique et constituent alors une stratégie de résolution de plus en plus privilégiée.

La dernière partie de ce travail consiste à illustrer les résultats d'un dispatching dynamique dans un marché libre de l'électricité pour trois systèmes énergétiques pour différents scénarios (avec et sans éolienne).

D'après les résultats obtenus on a démontré que :

- ✚ L'effet de la variation de la vitesse du vent de courte durée sur la solution optimale de dispatching économique est pris en considération pour réduire le coût optimal de production et par conséquent la maximisation des profits.
- ✚ Les méthodes métaheuristiques sont bien adaptées à la détermination des valeurs optimales des puissances générées par les centrales interconnectées pour avoir un coût réduit de la production le plus possible ainsi que le meilleur profit dans un marché libre d'électricité.

En perspective, nous proposons la continuité sur cet axe de recherche en étalant sur l'impact de l'insertion, d'une part des autres sources renouvelables telles que l'énergie solaire et d'autre part des éléments FACTS dans un marché libre d'électricité.



Annexe

Annexe A1

Le problème du sac à dos [82]

Le problème du sac à dos est un des problèmes d'optimisation académiques les plus importants. Il est noté par KP (De l'anglais, Knapsack Problem), son importance est liée en particulier au fait qu'il peut être utilisé en tant que sous problème dans de nombreux problèmes d'optimisation. Le principe du KP peut être expliqué par l'exemple suivant: considérant une famille qui veut se déplacer vers une ville côtière pour passer des vacances estivales. Le papa a demandé aux membres de sa famille de préparer une liste des objets importants qui leur seraient utiles et il a préparé sa voiture pour voyager. La capacité de la voiture est limitée, elle a une capacité maximale qu'elle ne peut pas dépasser. Chacun des membres de la famille a préparé sa propre liste et ils ont construit une grande liste qu'ils ont présentée au papa. Outre leurs poids (i.e. les poids des membres de la famille) non discutables, chaque objet de la liste préparée a un poids et une certaine importance (profit). De sa part, le papa a essayé de calculer le poids total des objets. Il a trouvé que la somme des poids des objets et des poids des membres de la famille dépasse la capacité maximale de la voiture. Le papa s'est trouvé devant le dilemme de satisfaire les besoins des membres de sa famille et de ne pas dépasser la capacité maximale de sa voiture. Par conséquent, il a pensé à une solution qui consiste à sélectionner un sous ensemble de l'ensemble d'objets proposés de façon à réduire le poids total des objets et maximiser le profit global sans dépasser la capacité maximale de la voiture.

Dans sa version la plus simple, dénommée « sac à dos unidimensionnel binaire », le KP peut être défini comme suit: Supposant que nous avons un sac à dos qui a une capacité maximale C . d'autre part, nous avons un ensemble de N objets. Chaque objet i a un poids w_i et un profit p_i . Le problème consiste à sélectionner un sous ensemble d'objets de manière à maximiser le profit total du sac à dos sans dépasser sa capacité maximale. Le problème peut être formulé comme suit:

$$\begin{aligned} \text{Maximiser} \quad & \sum_{i=1}^N p_i x_i & \text{Avec} \quad & \sum_{i=1}^N w_i x_i \leq C \\ \text{ET} \quad x_i = & \begin{cases} 1 & \text{si l'objet } i \text{ est sélectionné} \\ 0 & \text{si non} \end{cases} & i = 1, \dots, N \end{aligned}$$

Il est à noter que le problème du sac à dos unidimensionnel (appelé tout court: problème du sac à dos) est un problème d'optimisation combinatoire et qu'il appartient à la classe des problèmes NP-Difficiles.

Annexe A2

1. Résultats de l'exemple à 3 générateurs (en remplaçant l'unité 3 par une éolienne de $P_3^{rat} = 200$ MW)

Variation de Cout total (Période 1)

Période 1					
$u_{\omega}^m / u_{\omega}^{m, rat}$	Coût total $\tau=0\%$	Coût total $\tau=5\%$	Coût total $\tau=20\%$	Coût total $\tau=40\%$	cas sans éolienne
0	6268,76	6268,76	6268,76	6268,76	7406,33
0,1	6221,57	6319,68	6192,71	6272,41	7406,33
0,2	6233,23	6201,94	6298,71	6377,65	7406,33
0,3	6216,70	6245,75	6401,83	6519,02	7406,33
0,4	6315,62	6303,13	6366,59	6539,71	7406,33
0,5	6365,60	6458,39	6555,24	6612,55	7406,33
0,6	6515,65	6546,92	6606,18	6587,11	7406,33
0,7	6679,49	6576,56	6671,13	6661,69	7406,33
0,8	6566,48	6567,69	6609,49	6604,83	7406,33
0,9	6413,04	6451,27	6485,09	6549,99	7406,33
1	6335,43	6329,80	6412,14	6500,44	7406,33
1,1	6315,20	6351,27	6357,80	6469,94	7406,33
1,2	6292,20	6299,32	6347,72	6423,92	7406,33
1,3	6302,10	6287,70	6315,48	6430,23	7406,33
1,4	6311,63	6289,40	6283,56	6370,35	7406,33
1,5	6287,16	6271,36	6274,83	6359,30	7406,33
1,6	6287,16	6287,16	6290,70	6325,09	7406,33
1,7	6289,58	6287,16	6293,64	6286,70	7406,33
1,8	6289,58	6287,16	6292,15	6343,99	7406,33
1,9	6289,58	6289,58	6319,69	6290,85	7406,33
2	6289,58	6289,58	6289,58	6289,58	7406,33

 Variation de Cout total (Période 2)

Period 2					cas sans éolienne
$u_w^m / u_w^{m, rat}$	Coût total $\tau=0\%$	Coût total $\tau=5\%$	Coût total $\tau=20\%$	Coût total $\tau=40\%$	
0	5885,90	5885,90	5885,90	5885,90	5943,12
0,1	5904,15	5899,41	5878,26	5764,72	5943,12
0,2	5911,04	5892,77	5843,93	5616,39	5943,12
0,3	5844,70	5840,46	5767,65	5495,88	5943,12
0,4	5769,47	5752,78	5630,07	5398,77	5943,12
0,5	5627,96	5620,65	5513,72	5312,45	5943,12
0,6	5443,51	5449,71	5379,91	5229,64	5943,12
0,7	5270,78	5276,10	5238,32	5161,66	5943,12
0,8	5109,90	5121,53	5127,96	5126,36	5943,12
0,9	4974,77	5005,06	5058,12	5079,51	5943,12
1	4915,87	4916,29	4974,50	5035,42	5943,12
1,1	4895,94	4897,90	4937,43	5013,34	5943,12
1,2	4894,59	4875,94	4915,04	4990,10	5943,12
1,3	4881,53	4879,08	4915,68	4975,50	5943,12
1,4	4875,94	4879,35	4887,58	4959,08	5943,12
1,5	4882,60	4872,86	4876,90	4970,20	5943,12
1,6	4882,60	4882,60	4887,40	4916,97	5943,12
1,7	4880,84	4882,60	4865,82	4917,00	5943,12
1,8	4880,84	4882,60	4876,43	4916,89	5943,12
1,9	4880,84	4880,84	4878,20	4911,43	5943,12
2	4880,84	4880,84	4880,84	4880,84	5943,12

 Variation de profit total (Période 1)

Period 1(biw=3,68)					
$u_{\omega}^m / u_{\omega}^{m, rat}$	profit total (\$) $\tau=0\%$	profit total (\$) $\tau=5\%$	profit total (\$) $\tau=20\%$	profit total (\$) $\tau=40\%$	cas sans éolienne
0	21634,67	21634,67	21634,67	21634,67	24578,71
0,1	21739,40	21495,12	21862,96	22909,87	24578,71
0,2	21816,35	21941,39	22040,40	23818,49	24578,71
0,3	22236,25	22317,50	22644,49	24355,20	24578,71
0,4	22769,46	22957,05	23675,54	24835,67	24578,71
0,5	23755,82	23653,36	24070,64	25058,39	24578,71
0,6	24581,27	24585,14	24614,94	25242,08	24578,71
0,7	25067,76	25146,24	25134,38	25327,21	24578,71
0,8	25404,65	25376,42	25375,74	25336,13	24578,71
0,9	25576,69	25521,84	25465,54	25447,01	24578,71
1	25657,96	25627,45	25586,56	25519,06	24578,71
1,1	25595,58	25695,84	25575,52	25522,79	24578,71
1,2	25719,18	25704,08	25650,91	25559,18	24578,71
1,3	25616,07	25718,43	25667,09	25499,05	24578,71
1,4	25680,04	25719,26	25707,30	25632,33	24578,71
1,5	25719,29	25711,13	25720,72	25579,34	24578,71
1,6	25719,29	25719,29	25713,75	25612,45	24578,71
1,7	25678,25	25719,29	25722,70	25661,87	24578,71
1,8	25678,25	25719,29	25641,66	25639,42	24578,71
1,9	25678,25	25678,25	25704,41	25630,56	24578,71
2	25678,25	25678,25	25678,25	25678,25	24578,71

 Variation de profit total (Période 2)

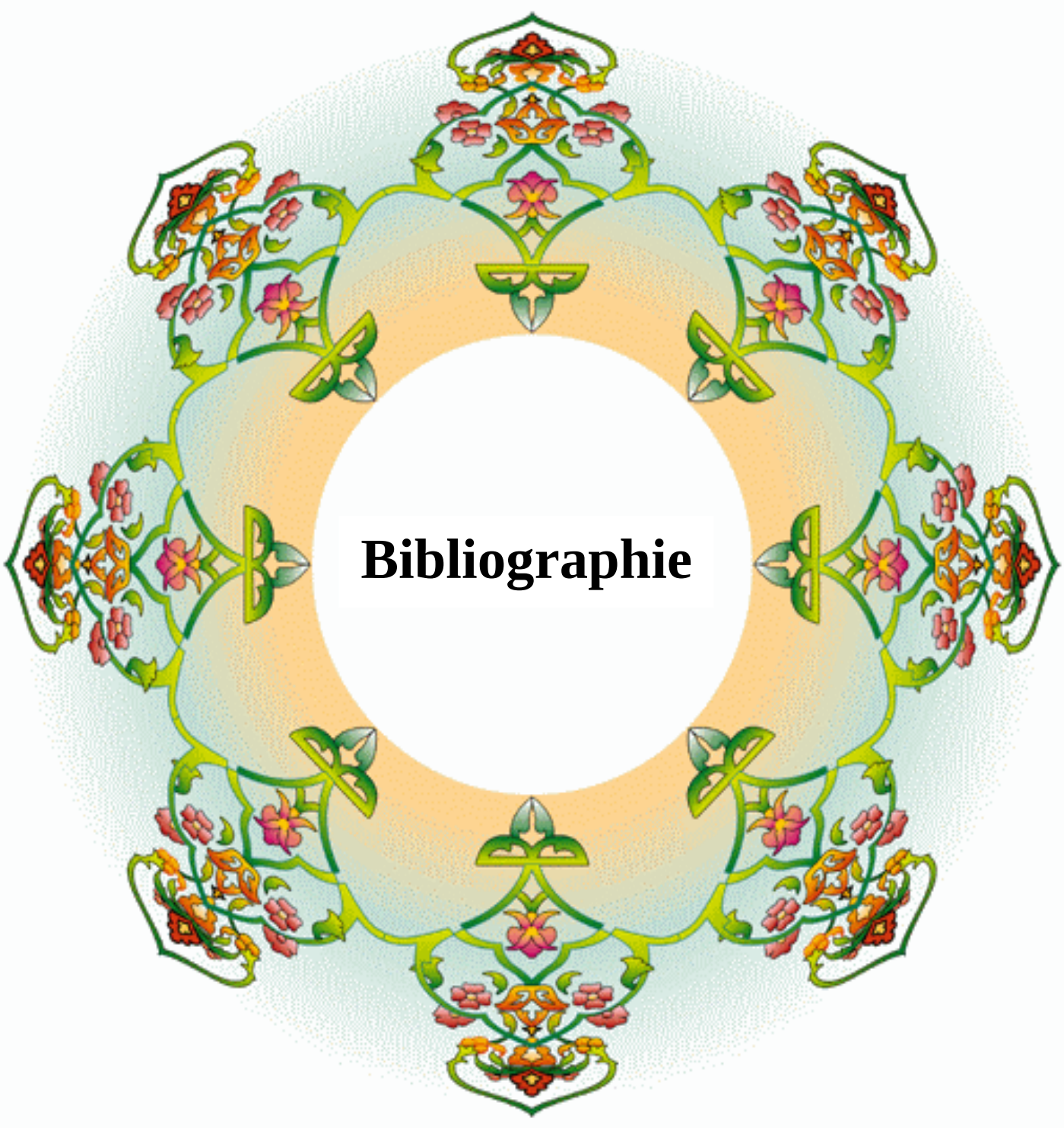
Période 2					
$u_{\omega}^m / u_{\omega}^{m, \text{rat}}$	profit total (\$)$\tau=0\%$	profit total (\$)$\tau=5\%$	profit total (\$)$\tau=20\%$	profit total (\$)$\tau=40\%$	cas sans éolienne
0	28312,96	28312,96	28312,96	28312,96	28278,47
0,1	28314,63	28315,42	28325,39	28456,27	28278,47
0,2	28325,88	28331,43	28372,01	28591,69	28278,47
0,3	28364,45	28377,34	28454,68	28710,07	28278,47
0,4	28447,25	28465,64	28567,17	28811,55	28278,47
0,5	28581,27	28597,27	28699,35	28897,39	28278,47
0,6	28757,38	28763,50	28834,79	28969,55	28278,47
0,7	28946,41	28936,01	28962,64	29029,95	28278,47
0,8	29110,48	29087,95	29071,81	29080,69	28278,47
0,9	29225,11	29200,29	29157,98	29122,89	28278,47
1	29287,23	29268,45	29221,18	29157,47	28278,47
1,1	29312,65	29302,99	29264,08	29186,91	28278,47
1,2	29320,02	29316,71	29290,85	29210,96	28278,47
1,3	29321,96	29321,09	29305,80	29230,80	28278,47
1,4	29322,18	29321,98	29314,83	29247,16	28278,47
1,5	29322,19	29322,18	29318,97	29259,75	28278,47
1,6	29322,19	29322,19	29320,84	29271,71	28278,47
1,7	29322,20	29322,19	29321,59	29281,02	28278,47
1,8	29322,20	29322,19	29322,04	29288,49	28278,47
1,9	29322,20	29322,20	29322,16	29294,70	28278,47
2	29322,20	29322,20	29322,20	29322,20	28278,47

 Variation de revenu total (Période 1)

Période 1					
$u_{\omega}^m / u_{\omega}^{m, rat}$	Revenu total (\$) $\tau=0\%$	Revenu total (\$) $\tau=5\%$	Revenu total (\$) $\tau=20\%$	Revenu total (\$) $\tau=40\%$	cas sans éolienne
0	27903,44	27903,44	27903,44	27903,44	31985,05
0,1	27960,98	27814,80	28055,67	29182,29	31985,05
0,2	28049,58	28143,34	28339,11	30196,15	31985,05
0,3	28452,95	28563,26	29046,33	30874,23	31985,05
0,4	29085,08	29260,18	30042,14	31375,38	31985,05
0,5	30121,43	30111,75	30625,88	31670,94	31985,05
0,6	31096,92	31132,06	31221,12	31829,20	31985,05
0,7	31747,25	31722,80	31805,52	31988,90	31985,05
0,8	31971,14	31944,12	31985,24	31940,97	31985,05
0,9	31989,74	31973,11	31950,63	31997,01	31985,05
1	31993,40	31957,26	31998,71	32019,50	31985,05
1,1	31910,78	32047,11	31933,33	31992,74	31985,05
1,2	32011,38	32003,40	31998,64	31983,10	31985,05
1,3	31918,17	32006,14	31982,57	31929,29	31985,05
1,4	31991,67	32008,67	31990,87	32002,68	31985,05
1,5	32006,45	31982,50	31995,56	31938,65	31985,05
1,6	32006,45	32006,45	32004,45	31937,55	31985,05
1,7	31967,84	32006,45	32016,35	31948,57	31985,05
1,8	31967,84	32006,45	31933,81	31983,42	31985,05
1,9	31967,84	31967,84	32024,11	31921,42	31985,05
2	31967,84	31967,84	31967,84	31967,84	31985,05

 Variation de revenu total (Période 2)

Période 2					
$u_{\omega}^m / u_{\omega}^{m, rat}$	Revenu total (\$)\tau=0\%	Revenu total (\$)\tau=5\%	Revenu total (\$)\tau=20\%	Revenu total (\$)\tau=40\%	cas sans éolienne
0	34198,86	34198,86	34198,86	34198,86	34221,60
0,1	34218,78	34214,83	34203,66	34221,00	34221,60
0,2	34236,92	34224,21	34215,95	34208,08	34221,60
0,3	34209,15	34217,81	34222,33	34205,96	34221,60
0,4	34216,73	34218,42	34197,25	34210,32	34221,60
0,5	34209,24	34217,92	34213,07	34209,84	34221,60
0,6	34200,89	34213,21	34214,70	34199,19	34221,60
0,7	34217,20	34212,12	34200,97	34191,62	34221,60
0,8	34220,39	34209,48	34199,78	34207,06	34221,60
0,9	34199,88	34205,35	34216,10	34202,40	34221,60
1	34203,11	34184,74	34195,68	34192,89	34221,60
1,1	34208,60	34200,89	34201,51	34200,26	34221,60
1,2	34214,62	34192,65	34205,89	34201,06	34221,60
1,3	34203,50	34200,18	34221,48	34206,30	34221,60
1,4	34198,13	34201,34	34202,42	34206,25	34221,60
1,5	34204,79	34195,04	34195,87	34229,96	34221,60
1,6	34204,79	34204,79	34208,25	34188,69	34221,60
1,7	34203,05	34204,79	34187,41	34198,02	34221,60
1,8	34203,05	34204,79	34198,47	34205,38	34221,60
1,9	34203,05	34203,05	34200,36	34206,13	34221,60
2	34203,05	34203,05	34203,05	34203,05	34221,60



Bibliographie

Bibliographie

- [1] Vincent Manzo, “ Traitement des congestions dans les réseaux de transport et dans un environnement dérégulé”, thèse PhD, INP de Grenoble, Octobre 2004.
- [2] https://www.creg.dz/images/stories/PDF/Loi02_01fr.pdf
- [3] Hogan.W, “Electric Transmission Adequacy and Market Institutions”, Harvard University, Juillet 1999. <http://ksghome.harvard.edu/~.whogan.cbg.Ksg/>
- [4] rampriya.b, “investigation of binding strategies and profit maximization in unit commitment problem using differential evolution algorithms”, thèse de doctorat, kalasalingam university. janvier 2013.
- [5] Billinton R, Allan R N, “Reliability Evaluation of Power Systems”, Second Edition, Kluwer Academic/Plenum Press, Boston, 1996.
- [6] Vries L J, Hakvoort R A, “ The question of generation adequacy in liberalized electricity markets”, Proceedings of the 26th IAAE Annual Conference, June 2003.
- [7] Daniel Kirschen and Goran Strbac, “ Fundamentals of Power System Economics”, John Wiley & Sons, Ltd ISBN: 0-470-84572-4, 2004.
- [8] Ford A, “Waiting for the boom: a simulation study of power plant construction in California”, Energy Policy, 29,847–869, 2001.
- [9] Ford A, “Cycles in competitive electricity markets: a simulation study of the western UnitedStates”, Energy Policy, 27, 1999, 637–658.
- [10] Stoft S, “ Power System Economics”, John Wiley & Sons, New York, 2002.
- [11] Schweppe F C, Caramanis M C, Tabors R D, Bohn R E, “ Spot Pricing of Electricity”, KluwerAcademic Publishers, Boston, 1988.
- [12] Sullivan W G, Wicks E M, Luxhoj J T, “ Engineering Economy”, Twelfth Edition, Prentice Hall,Upper Saddle River, NJ, 2003.
- [13] Vazquez C, Rivier M, Perez-Arriaga I J, “ A Market Approach to Long-Term Security of Supply”, IEEE Transactions on Power Systems, 17(2), 2002, 349–357.
- [14] Bushnell J B, Mansur E T, “The Impact of Retail Rate Deregulation on Electricity Consumption in San Diego”, Working Paper PWP-082, Program on Workable Energy Regulation, University of Californian Energy Institute, April 2001, www.ucei.org.

- [15] Slimani Linda, “Contribution à l’application de l’optimisation par des méthodes métaheuristiques à l’écoulement de puissance optimal dans un environnement de l’électricité dérégulé”, Thèse de doctorat, université de Batna. Décembre, 2009.
- [16] “Programs and Prospects for the European Electricity Sector”, EURPROG Report prepared for UNIPED, juin 1997.
- [17] Riffonneau, Y., « Gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque avec stockage, connecte au réseau », Thèse de doctorat de l’Université Joseph Fourier, G2ELAB, Grenoble, France, soutenue en 2009
- [18] S.Belakehal, “Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables”, Doctorat en sciences. Université de Constantine .juin 2010.
- [19] C. Alonso, “ Contribution à l’optimisation, la gestion et le traitement de l’énergie”, Mémoire en vue de l’obtention de l’habilitation à diriger les recherches, université Paul Sabatier Toulouse III, Décembre 2003.
- [20] O. Gergaud, “ Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur”, thèse de doctorat, Ecole Normale Supérieure de Cachan ,2002.
- [21] L.Abdelhamid, “Contribution à l'Amélioration des Performances des Générateurs Eoliens - Evaluation de l'Impact des Energies Renouvelables sur l'Environnement”, thèse de doctorat, Université Hadj Lakhdar de Batna. avril 2012.
- [22] C. Couhert, “ Pyrolyse flash à haute température de la biomasse ligno-cellulosique et de ses composés - production de gaz de synthèse”, thèse de doctorat, l’Ecole des Mines de Paris. novembre 2007.
- [23] M. Lopez, “ contribution a l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée”, thèse de doctorat, université de paris-sud11. 2008.
- [24] C. Naïm, “ Conversion d’énergie produite par des générateurs éoliens ”, thèse de magistère, Université Mentouri Constantine ,2010.
- [25] F. Poitiers, “ Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne”, thèse de doctorat, Université de Nantes, 2003.
- [26] K.Ferkous, “ Etude d’un chaine de conversion d’énergie éolienne”, thèse de magistère, Université Mentouri Constantine ,2009.
- [27] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, “Power generation operation and control”, John Wiley & Sons, 1984.

- [28] Y. S. Kim, I. K. Eoz et J. H. Park, "Economic Power Dispatch for Piecewise Quadratic Cost Function Using Neural Network", IEE International conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, Hong Kong, Novembre 1991.
- [29] C. T. Su et G. J. Chiou, "Hopfield Neural Network Method for Economic Load Dispatch of Power System", Proceedings of the IASTED international Conference on Modeling and Simulation, Colombo, Sri Lanka, pp. 209-212, Juillet 1995.
- [30] G. G. Lendaris, K. Mathia, et R. Saeks, "Linear Hopfield Networks and Constrained Optimization", Accurate Automation Corp of Chattanooga, submitted for Government Review, Septembre 1994.
- [31] F. Benhamida, "A new Solution Method to the Economic Dispath using the Matlab Function (fmincon)", Conference International AMSE MS'05, Rouen (France), Juillet 2005.
- [32] Thomas Weise, "Global Optimization Algorithms Theory and Application," 2008.
- [33] M. Huneault, F. D. Galiana, "A Survey of the Optimal Power Flow Literature", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 2, pp. 762-770, Mai 1991.
- [34] H. W. Domel, W. F. Tinney, "Optimal Power Flow Solution," IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-87, pp. 1866-1876, Octobre 1968.
- [35] H. H. Happ, "Optimal Power Dispatch", IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-93, pp. 820-830, Mai/Juin 1974.
- [36] L. K. Kirchmayer, "Economic Control of Interconnected Systems", Edition Wiley, New York, 1959.
- [37] H. Saadat, "Power System Analysis", McGraw-Hill, New York, 1999.
- [38] O. Alsac, J. Bright, M. Prais, B. Stott, "Further developments in LP-based optimal power flow", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 5, N° 3 , pp. 697-711, Auot 1990.
- [39] S. K. Mukherjee, A. Recio, C. Doulegeris, "Optimal power flow by linear programming based optimization", in Proceedings of Southeastcon, IEEE, pp. 527-529, 12-15 Avril 1992.
- [40] S. Ganesan, S. Subramanian, "Dynamic Economic Dispatch Based on Simple Algorithm", International journal of computer and electrical engineering, volume: 3, issue: NR 2, 2011.
- [41] X. Xia et A. M. Elaiw, "Dynamic Economic Dispatch: A Review", the Online journal on electronics and electrical engineering (OJEEE), volume: 2, issue: NR 2, reference Number: W09-0043.

- [42] K. Chandram, N. Subrahmanyam, and M. Sydulu, "Brent Method for Dynamic Economic Dispatch with Transmission Losses", *Iranian journal of electrical and computer engineering*, volume: 8, issue: NR 1, 2009.
- [43] L. Wang, "Tradeoff between risk and cost in economic dispatch including wind power penetration using particle swarm optimization," *International Conference on Power System Technology, Power Con 2006*, pp. 1–7, 2006.
- [44] A. Belmadani, L. Benasla, M. Rahli, "The dynamic economic dispatch including wind power injection in the western algerian electrical power system", *Acta Polytechnica Hungarica*, vol.8, no. 5, pp. 191–204, 2011.
- [45] R. Gonzales, "al Integration of Wind into System Dispatch," *New York Independent System Operator*, October 2008.
- [46] J. Wu and Y. Lin, "Economic Dispatch Including Wind Power Injection," *Proceedings of ISES World Congress 2007 (Vol. I – Vol. V)*, pp. 2343–2347, 2009
- [47] X. Liu and W. Xu, "Economic load dispatch constrained by wind power availability: A here-and-now approach," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 1, no. 1, pp. 2–9, Apr. 2010.
- [48] X. Liu, "Economic load dispatch constrained by wind power availability: A wait-and-see approach," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 347–355, Dec. 2010.
- [49] J. W. Tester, "Sustainable Energy: Choosing Among Options," *Cambridge: MIT Press*, 2005.
- [50] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, *Wind Energy Explained: Theory, Design, and Application*, Chichester: Wiley, 2009
- [51] J. Hetzer, D. C. Yu, and K. Bhattarai, "An economic dispatch model incorporating wind power," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 2, pp. 603–611, Jun. 2008.
- [52] W. Rozenn, C. S. Michael, L. J. Torben, and P. S. Uwe, "Simulation of Shear and Turbulence Impact on Wind Turbine Performance. Roskilde: Riso National Laboratory for Sustainable Energy," 2010.
- [53] J. W. Tester, "Sustainable Energy: Choosing Among Options", *Cambridge: MIT Press*, 2005
- [54] S. Mishra, Y. Mishra, S. Vignesh, "Security Constrained Economic Dispatch Considering Wind Energy Conversion Systems," *IEEE Trans. Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-8, July 2011
- [55] J. Hetzer, C. Yu, and K. Bhattarai, "An economic dispatch model incorporating wind power," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 2, pp. 603–611, Jun. 2008.

- [56] J. Zhang, M. Cheng, Z. Chen, X. Fu, "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.
- [57] S. Roy, "Inclusion of short duration wind variations in economic load dispatch," IEEE Trans. Sustain. Energy., vol. 3, no. 2, 2012, pp 265–273.
- [58] I. J. Raglend, C. Raghuveer, G. R. Avinash, N. P. Padhy and D. P. Kothari, "Solution to Profit-Based Unit Commitment Problem using Particle Swarm Optimisation," Journal of Applied Soft Computing, vol. 10, pp. 1247 – 1256, Elsevier, 2010.
- [59] T. Venkatesan and M. Y. Sanavullah, "SFLA Approach to Solve PBUC Problem with Emission Limitation," Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 46, pp. 1 – 9, Elsevier, 2013.
- [60] A. Azadeh, S.F. Ghaderi " A new genetic algorithm approach for optimizing bidding strategy viewpoint of profit maximization of a generation company," Journal Expert Systems with Applications, vol. 39 ,1565–1574.2012
- [61] A. Botterud, P. R. Thimmapuram and M. Yamakado. Simulating GENCO Bidding Strategies in Electricity Markets with an Agent-based Model. In Proceedings of the 7th Annual IAEE European Energy Conference, 2005.
- [62] R. Ahuja, T. Magnanti, J. Orlin, " Network Flows: Theory, Algorithms and Applications," Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1993.
- [63] Y. Colletto et P. Siarry, " Optimisation Multi-objectif," EYROLLES, Nov. 2002.
- [64] Thomas Weise, " Global Optimization Algorithms Theory and Application," 2008.
- [65] B.Sareni, "Méthodes d'optimisation multimodales associées à la modélisation numérique en électromagnétisme," Thèse de doctorat, Ecole centrale de Lyon-1999.
- [66] M. Benyahia, "Etude d'un Dispatching Economique Environnemental par les Algorithmes génétiques et les réseaux de neurones," Thèse de magistère, USTO 2006.
- [67] R .Meziane, " Optimisation de la structure d'un réseau de production d'énergie électrique et amélioration de sa performance," thèse de doctorat,USTO, 2007.
- [68] M.Abelkader, " Etude de la répartition optimale des puissances dans un réseau électrique par la Programmation non linéaire," Thèse de magistère ,UHB Chlef ,2008.
- [69] A. Gherboudj, " Méthodes de résolution de problèmes difficiles académiques", Thèse de doctorat, Université de Constantine 2, Constantine, 2013.
- [70] R. Missoum, " Etude d'un dispatching économique des puissances actives par les algorithmes de fourmis", Thèse de magister, Université Hassiba Ben Bouali, Chlef, 2008.

- [71] L. Koridak, M. Rahli, D. Lefebvre, F-Z. Benayed, "Optimisation d'un dispatching économique et environnemental d'énergie électrique par l'algorithme Harmony Search", (EPMRT 2009), pp. 143-148, Le Havre, France, 2009.
- [72] Yun-He Hou, Yao-Wu, Li-Juan Lu and Xin-Yin Xiong, "Generalized Ant Colony Optimization for Economic Dispatch of Power Systems," IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, pp 225-229.
- [73] X. Yang, S. S. Sadat Hosseini and , A. H. Gandomi "Firefly Algorithm for solving non-convex economic dispatch problems with valve loading effect", Applied Soft Computing, pp. 1180–1186, 2012.
- [74] A. Kaur, "Analysis and comparison of economic load dispatch using genetic algorithm and particle swarm optimization," Msc. thesis master, power systems & electric drives, Thapar university, Patiala, July 2011.
- [75] M. Clerc and J. Kennedy, "The particle swarm-explosion, stability, and convergence in a multidimensional complex space," IEEE Trans. On Evolutionary Computation, Vol. 6, No. 1, pp. 58-73, Feb. 2002.
- [76] M. Clerc, "Exemple de logiciel d'OEP sans paramètres de réglage. Tribes, ou la coopération de tribus", Séminaire Optimisation par Essaim Particulaire OEP'03, Paris, 2003.
- [77] L. Abdelhakem-Koridak, M. Rahli, D. Lefebvre, M. Younes, " Optimisation du dispatching économique et de l'émission des gaz par les algorithmes génétiques," Journal Acta Electrotehnica Vol.49, N°2, pp 194- 199, 2008.
- [78] Heudin J-C, " La Vie artificielle", éditions Hermès Science, Paris, 1994.
- [79] Abdesslem LAYEB, "Utilisation des Approches d'Optimisation Combinatoire pour la Vérification des Applications Temps Réel," thèse de doctorat, Constantine, 2010.
- [80] Vose M. D, " The Simple Genetic Algorithm: Foundations and Theory", MIT Press, 1998.
- [81] Goldberg G.E., "Algorithmes génétiques, Éditions Addison-Wesley", Paris, 1994.
- [82] Amira Gherboudj, "Méthodes de résolution de problèmes difficiles académiques," thèse de doctorat, Constantine 2, 2013.
- [83] T. Vallée, " Présentation des algorithmes génétiques et de leurs applications en économie", IFRéDE-E3i. Université Montesquieu Bordeaux IV ; Décembre 2003.
- [84] R. W. Ferrero and S. M. Shahidehpour, "Dynamic Economic Dispatch in Deregulated Systems," Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 19, no. 7, pp. 433 – 439, 1997.

- [85] C. W. Richter and G. B. Sheble, "A Profit-Based Unit Commitment GA for the Competitive Environment," *Transaction on Power Systems*, vol. 15, no. 2, pp. 715 – 721, IEEE, 2000.
- [86] B. K. Pokharel, G. B. Shrestha, T. T. Lie and S. E. Fleten, "Profit-Based Unit Commitment in Competitive Markets," in *Proceedings of International Conference on Power System Technology*, Singapore, 21st – 24th November, 2004.
- [87] I. J. Raglend, C. Raghuveer, G. R. Avinash, N. P. Padhy and D. P. Kothari, "Solution to Profit-Based Unit Commitment Problem using Particle Swarm Optimisation," *Journal of Applied Soft Computing*, vol. 10, pp. 1247 – 1256, Elsevier, 2010.
- [88] T. Venkatesan and M. Y. Sanavullah, "SFLA Approach to Solve PBUC Problem with Emission Limitation," *Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 46, pp. 1 – 9, Elsevier, 2013.
- [89] C. C. Columbus and S. P. Simon, "Profit-Based Unit Commitment: A Parallel ABC Approach using a Workstation Cluster," *Journal of Computers and Electrical Engineering*, vol. 38, pp. 724 – 745, Elsevier, 2012.
- [90] X. Xia and A. M. Elaiw, "Optimal Dynamic Economic Dispatch of Generation: A Review," *Journal of Electrical Power Systems Research*, vol. 80, pp. 975 – 986, Elsevier, 2010.
- [91] H. Y. Yamin, "Security-Constrained Price-Based Unit Commitment in the Deregulated Power Market," in *Proceedings of the Large Engineering Systems Conference on Power Engineering*, pp. 18 – 22, 2002.
- [92] T. Li and M. Shahidehpour, "A Price-Based Unit Commitment: A Case of Lagrangian Relaxation versus Mixed Integer Programming," *Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 2015 – 2025, IEEE, 2005.
- [93] G. B. Shrestha, B. K. Pokharel, T. T. Lie and S. E. Fleten, "Price-Based Unit Commitment for Bidding under Price Uncertainty," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 1, no. 4, pp. 663 – 669, 2007.
- [94] D. K. Dimitroulas and P. S. Georgilakis, "A New Memetic Algorithm Approach for the Price-Based Unit Commitment Problem," *Journal of Applied Energy*, vol. 88, pp. 4687 – 4699, Elsevier, 2011.
- [95] R. Leou, "A Price-Based Unit Commitment Model considering uncertainties with a Fuzzy Regression Model," *International Journal of Energy Science*, vol. 2, no. 2, pp. 51 – 58, 2012.

- [96] G. C. Liao, "Bid-Based Economic Electrical Load Dispatch using Improved Genetic Algorithm," in Proceedings of 8th Asian Control Conference, pp. 1387 – 1392, 2011.
- [97] C. W. Richter and G. B. Sheble, "Genetic Algorithm Evolution of Utility Bidding Strategies for the Competitive Marketplace," Transactions on Power Systems, vol. 13, no. 1, pp. 256 – 261, IEEE, 1998.
- [98] W. M. Lin and S. J. Chen, "Bid-Based Dynamic Economic Dispatch with an Efficient Interior Point Algorithm," Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 24, pp. 51 – 57, Elsevier, 2002.
- [99] B. Zhao, C. Guo and Y. Cao, "Dynamic Economic Dispatch in Electricity Market using Particle Swarm Optimisation Algorithm," in Proceedings of the 5th World Congress on Intelligent Control and Automation, pp. 5050 – 5054, China, 2004.
- [100] G. C. Liao and J. C. Lee, "Application Novel Immune Genetic Algorithm for Solving Bid-Based Dynamic Economic Power Load Dispatch," International Conference on Power System Technology, pp. 1 – 7, IEEE, 2010.
- [101] X. Ma and Y. Liu, "Dynamic Load Economic Dispatch in Electricity Market Using Improved Particle Swarm Optimisation Algorithm," in Proceedings of International Conference on Intelligent Computation Technology and Automation, vol. 2, pp. 165 – 168, IEEE, 2010.
- [102] B. Rampriya, 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, no. 5, pp. 681 – 688, 2012.
- [103] D. He, G. Dong, F. Wang, and Z. Mao, "Optimisation of Dynamic Economic Dispatch with Valve-Point Effect using Chaotic Sequence based Differential Evolution Algorithms," Journal of Energy Conversion and Management, vol. 52, no. 2, pp. 1026 – 1032. Elsevier, 2011.
- [104] D. Zhang, Y. Wang and P. B. Luh, "Optimisation Based Bidding Strategies in the Deregulated Market," Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 3, pp. 981 – 986, IEEE, 2000.
- [105] G. Sreenivasan, C. H. Saibabu and S. Sivanagaraju, "Solution of Dynamic Economic Load Dispatch Problem with Valve Point Loading Effects and Ramp Rate Limits using PSO," International Journal of Electrical and Computer Engineering, vol. 1, no. 1, pp. 59 – 70, 2011.