

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



Mémoire de Fin d'Étude

Présenté à

L'Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued

Faculté de Technologie

Département de Génie Electrique

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

En Réseaux électriques

Présenté par

KEALLA Ahmed et KADOURI Mosbah

Thème

**Etude Comparative entre la méthode statique et la
méthode dynamique pour calculer le coût optimal
de puissance active dans le réseau électrique**

Soutenu le 28/05/2017. Devant le jury composé de :

Mr. MEDA edris	Maitre de conférences	Président
Mr. MAMMRI Oussama	Maitre de conférences	Rapporteur
Mr. TOUILE slimane	Maitre de conférences	Examineur

Année Universitaire 2016/2017



بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ



Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

*A ma très chère mère, l'amour de ma vie et la source de douceur
qui m'a encouragé.*

*A mon très cher père, qui m'a témoigné un soutien sans faille
tout au long de ma vie.*

A mes frères et mes sœurs et toute ma famille.

*A mon promoteur Mr: Mameri. O et Mr: Gacem. A.
Mr: Allal. A qui fut pour moi l'exemple, le conseiller et le
soutien.*

*Je ne saurais oublier dans ces remerciements mes amis, qui ont
subi mes sautes d'humeur et mes périodes de stress, et ont toujours
répondu présents et qui m'ont encouragé à chaque instant.*

*Et mes aimables amis de groupe Réseau, E. Et tous qui
m'ont aidé de près ou de loin.*

Mosbah Kadouri, Kealla Ahmed



remerciement

Je remercie et louons Dieu qui nous a donné la force, La patience et la volonté tout au long des années de nos études, et nous ont honoré de sa science pour la réalisation de ce travail de recherche.

Je tiens au terme de ce travail à exprimer notre plus grand remerciement à Monsieur : Oussama Mammeri qui a suivi et dirigé notre travail avec patience et beaucoup d'intérêt, nous lui exprimons vivement notre grand respect.

Mon remerciement s'adresse également aux membres de jury pour avoir accepté de critiquer notre travail, sans oublier les professeurs du département de Génie Electrique pour leurs efforts et leurs sincérités.

MosbahKadouri, Kealla Ahmed

List de figure

Figure (I.01)	Schéma bloc d'un réseau électrique	04
Figure (I.02)	Organigramme représentant les étapes de la production d'électricité	05
Figure (I.03)	schéma représente le principe de fonctionnement d'une centrale nucléaire	06
Figure (I.04)	schéma représente le principe de fonctionnement d'une centrale thermique	07
Figure (I.05)	schéma représente le principe de fonctionnement d'une centrale nucléaire	08
Figure (I.06)	La courbe de charge pour une année.	09
Figure (I.07)	L'équilibre entre la production et la consommation	13
Figure (I.08)	la relation entre la consommation et la fréquence	14
Figure (II.01)	schéma bloc représente les conditions exigées pour pouvoir formuler un problème d'optimisation.	17
Figure (II.02)	Illustration des différents minima d'une fonction objective.	20
Figure (II.03)	schéma bloc représente les différentes méthodes d'optimisation.	22
Figure (II.04)	schéma représente quelques méthodes globales.	24
Figure (III.01)	Modèle d'un réseau électrique concentré à un seul jeu de barres artificiel	30
Figure (III.02)	Fonction du coût convexe du générateur	31
Figure (III.03)	Exemple de recherche d'un chemin optimal pour la Programmation Dynamique	41
Figure (III.04)	Restriction des chemins de recherche avec $N_s=3$ et $X=5$	44
Figure (III.05)	Procédure de la relaxation Lagrangienne	47
Figure (III.06)	Comparaison des techniques du recuit et de la trempe.	49
Figure (III.07)	Minimum locaux et minimum global.	49
Figure(VI.01)	Représentation binaire d'un individu de la population pour une solution du problème UC [34].	53
Figure(VI.02)	La demande de la charge pendant 12 h	55
Figure(VI.03)	La demande de la charge et P_{max} et P_{min} pendant 12 h	57
Figure(VI.04)	Le coût de production pendant 12 h.	59
Figure(VI.05)	La demande de la charge pendant 24 h	61
Figure(VI.06)	La Comparaison du coût du production (avec et sans) réserve	68

Liste de tableaux

Tableau (I.01)	temps de réponse des moyens classiques de production	11
Tableau (I.02)	coût moyen d'exploitation pour différents types de production	12
Tableau (III.01)	Caractéristiques des générateurs (exemple)	44
Tableau (III.02)	Variation de la charge durant 8 heures (exemple)	45
Tableau (III.03)	Les résultats du système à 4 générateurs	45
Tableau(IV.01)	Paramètres de système à 5 unités	54
Tableau(IV.02)	Puissance demandé durant 12 heures	54
Tableau(IV.03)	Les données de distribution de charge pour le 5 générateur	55
Tableau(IV.04)	La commutation d'unités et les coûts de production totale	56
Tableau(IV.05)	Les données de distribution de charge pour le générateur.	58
Tableau(IV.06)	Paramètres de système a 10 unités	60
Tableau(IV.07)	Puissance demandé durant 24 heures	60
Tableau(IV.08)	Commutation de l'unité produite pour le système de 10 unités.	62
Tableau(IV.09)	Les données de distribution de charge pour le 10 générateur ($PR(t)=0$)	63
Tableau(IV.10)	La charge et le réserve tournante pour le système de 10 unités présidente	64
Tableau(IV.11)	Commutation de l'unité produite pour le système de 10 unité	65
Tableau(IV.12)	Les données de distribution de charge pour le 10 générateur ($PR(t)\neq 0$).	66
Tableau(IV.13)	Comparaison de la qualité de la solution avec d'autres méthodes de PD avec 10% des réserves tournante	67

Liste des symboles

Hz, kH	Hertz et kilo hertz
HT, THT	Haute et très haute tension
UHT	Ultra haute tension
Q	Le debit
Ph	La puissance hydraulique
Uri	Élévation maximale de la puissance pour l'unité i [MW]
V,Kv	Volt ; Kilo volt
KW,MW et GW	Kilo Watt ; Méga watt et giga watt
VAR,MVAR	Volt Ampère Réactive ; Méga VAR
BT ,TBT	Base tension et très basse tension
X	Le vecteur des variables d'état.
S	L'espace de recherche global
Ω	La région faisable
x^*	L'optimum global
F	La fonction augmenté de coût linéaire
U	Le vecteur des variables de contrôle
$h(x)$	Les contraintes d'inégalité
$g(x)$	Les contraintes d'égalité
P_{gi}	La puissance électrique produit par la centrale i
P_D	La puissance totale demandée
P_L	Les pertes de transport énergie électrique
CT	La fonction de coût total
C_i	Coût de production de la centrale i
a_i, b_i, c_i	Coefficients de la courbe du coût quadratique du générateur i
P_{gimax}	Limite maximale de production de la puissance générée d'une centrale i
P_{gimin}	Limite minimale de production de la puissance générée d'une centrale i
$L()$	la fonction de Lagrange
λ	Multiplicateur de Lagrange (réseau sans pertes)
	Multiplicateur de Lagrange du générateur K (réseau avec pertes)
D.E.O	Dispatching Economique Optimal
N, n_g	nombre des générateurs
IC	Incrémentation du coût.

K	Nombred'itération.
V_i	Module de tension au jeu de barres i
T	Le nombre de périodes (heures).
F_i	La fonction du coût de générateur i.
P_{it}	La puissance active délivrée par le générateur i à l'instant t.
SD_i	Le coût d'arrêt du générateur i. (généralement égal à zéro)
$U_i(t)$	L'état du générateur i à l'instant t (en service (1)/ hors service (0))
	La période de fonctionnement du générateur i.
MUT_i	Le minimum temps du fonctionnement du générateur i
MDT_i	Le minimum temps du d'extinction du générateur i
FT	Coût total de production [\$].
N	Nombre total d'unités
N_t	Nombre total d'heures
$ST_i(t)$	Coût total de redémarrage de l'unité i à l'instant t.[\$]
$P_d(t)$	Puissance demandée par la charge à l'instant t.
$P_R(t)$	Réserve tournante nécessaire à l'instant t [MW].
CSC_i	Coût de redémarrage à froid de l'unité i « cold Start cost.[\$]
DR_i	Chute maximale de la puissance pour l'unité i [MW].
	Temps durant lequel l'unité i est éteinte [heures]
	Temps durant lequel l'unité i est allumée [heures]
$DC_i(t)$	Coût d'extinction de l'unité i à l'instant t « shut down Cost.[\$] «
SC_i	Durée de redémarrage à froid de l'unité i « cold start » [heures].
HSC_i	Coût de redémarrage à chaud de l'unité i « hot startcost[\$] «
UCP	Unit Commitment problème'
f_i	représente la facteur de pénalité de central i.
$F()$	Fonction objective
λ^H	En général, c'est un multiplicateur de Lagrange pour les contraintes d'égalités
λ^M	En général, c'est un multiplicateur de Lagrange pour les contraintes d'inégalités
PD	ProgrammationDynamique
Prod.Cost	Coût de production dans chaque générateur
F-Cost	Coût totale dans chaque heure
ST-UPCost	Les coûts de redémarrage des générateur
TGV	turbin gaz/ vapeur ou système de production à cycle combiné.
SC	centrale à charbon.
IGCC	centrale à cycle combiné avec gazéification intégrée du charbon.

- ✓ Dédicaces
- ✓ remerciement
- ✓ Liste de figure
- ✓ Liste de tableaux
- ✓ Liste de symbole
- ✓ Résumé

SOMMAIRE

Introduction générale.....	1
Chapitren⁰I: Généralité sur les réseaux électriques	
I.1.Introduction	3
I.2. Système électrique	خطأ! الإشارة المرجعية غير معرفة.
I.2.1 Production de l'énergie électrique.....	5
I.2.2 Les différents types des centrales électriques	5
I.2.2.1 Les énergies renouvelables.....	6
I.2.2.2 Les centrales polluantes.....	7
I.3. Stratégie du fonctionnement des Centrales électriques.....	9
I.3.1 Les unités électriques.....	9
I.3.1.1 Les unités de base.....	9
I.3.1.2 Les Unités intermédiaires	10
I.3.1.3 Unités de pointe.....	10
I.3.1.4 Unité de réserve.....	10
I.4. Aspect technique de l'exploitation	11
I.5. Aspect économique.....	11
I.6. Les différentes fonctions du réseau	12
I.6.1 Réseaux de transport.....	12
I.6.2 Les réseaux d'interconnexion	12
I.6.3 Réseaux de répartition	13
I.6.4 Réseaux de distribution.....	13
I.6.5 Réseau d'utilisation	13
I.6.6 Les consommateurs	13
I.7. Réglage de la fréquence :	13
I.8. Réglage de tension	14
I.9. Conclusion.....	15

Chapitre n⁰ II: l'optimisation de l'écoulement de puissance

II.1. Introduction	16
II .2.Définition de l'optimisation	16
II.2.1 La fonction d'objective	17
II.2.2 Variables de décision	18
II.2.3 Définition des contraintes.....	18
II.3. La classification des problèmes d'optimisation	18
II.3.1 Formulation d'un problème d'optimisation mono-objective.....	18
II.3.1.1 Minimum global	19
II.3.1.2 Minimum local	19
II.4.L'optimisation multi-objective.....	20
II.4.1 Définition.....	20
II.4.1.1 Choix d'une méthode.....	22
II.4.1.2 Les différentes méthodes	22
II.4.2 Les méthodes déterministes	23
II.4.3. Les méthodes stochastiques	23
II.5. Les méta-heuristiques	24
II.6. Conclusion	24

Chapitre n⁰ III: Méthode statique et dynamique

III .1.Introduction.....	25
III. .2Écoulement de Puissance Optimal (OPF).....	25
III.2.1.Classification des variables de l'OPF.....	25
III.3.Dispatching économique classique	26
III.4.Modèle mathématique relatif à l'optimisation de l'écoulement de puissance.....	26
III.4.1.Présentation du problème de l'optimisation d'écoulement de puissance	26
III.4.2.Application des méthodes mathématiques d'optimisation à l'optimisation de l'écoulement de puissance	28
III.5.Méthode Numérique Pour le Dispatching Economique Optimal.....	29
III.5.1.Méthode lagrangien.....	29

III.5.1..1Dispatching Economique Optimal Dans Un Réseau Sans Perte.....	30
III.5.1..2Dispatching Economique avec pertes.....	32
III.5.2. La méthode d'itération de Lambda	34
III.7. Exemple	34
III.8. Commutation des unités de production'Unit Commitment'.....	37
III.9.Formulation du Problème de l'UCP.....	37
III.9.1 Fonction objectif de l'UCP.....	37
III.9.2 Contraintes de l'UCP	38
III.9.2.1 Contraintes du Système	38
III.9.2.1.1 Demande à satisfaire.....	38
III.9.2.1.2 Réserve à garantir	38
III.9.2.2 Contraintes des Unités	39
III.9.2.2.1 Puissance Bornée.....	39
III.9.2.2.2 Temps minimal d'allumage	39
III.9.2.2.3 Temps minimal d'extinction.....	39
III.9.2.2.4 Élévation maximale de la puissance	39
III.9.2.2.5 Chute maximale de la puissance	40
III.9.2.2.6 Autres contrantes.....	40
III.10. Programmation Dynamique	40
III.10.1 Méthodologie.....	40
III.10.2 Types de programmation dynamique.....	42
III.10.2.1 Programmation Dynamique en Arrière.....	42
III.10.2.2 Programmation Dynamique en Avant	42
III.10.3 Limitation de l'espace de recherche	43
III.10.4 Exemple.....	44
III.10.5 Relaxation Lagrangienne	45
III.11. Techniques avancées de résolution de l'engagement des unités	47
III.11.1. Métaheuristiques.....	47
III.11.2.Recuit Simulé (RS)	48
III.11.3 Méthode de recherche taboue (RT).....	50
III.11.3.1 Principe	50
III.11.3.2 Liste taboue TL	51
III.12.Conclusion	51

Chapitre n^oIV:Résolution du problème d'unit commîtes par la programmation dynamique

IV.1 Introduction	52
IV.2 Test de la méthode proposée pour la résolution du problème d'UC	53
IV.2.1 Test de système 5 unités	54
IV.2.2 Test de système de dix (10) unités	59
IV.2.2.A - Cas le réserve négligeable ($PR(t)=0$).....	61
IV.2.2.B - Cas en compte tenu des réserve	64
IV.2.2.C.Comparaison le coût de production	68
VI.3. Conclusion	69
Conclusion générale.....	70

Abstract

This thesis presents the methodology used in the development of an Optimal Power Flow (OPF) program using dynamic programming. The objective is to minimise the fuel cost and keep the power outputs of generators, tap-setting in their secure limits. It is recommended to indicate that in large-scale system the number of constraints is very large consequently the DP accomplished in a large CPU time. To save an important CPU time, the constraints are to be decomposing in active constraints and reactive ones.

The active constraints are the parameters whose enter directly in the cost function and the reactive constraints are infecting the cost function indirectly. With this approach, only the active constraints are taken to calculate the optimal solution set. And the reactive constraints are taking in an efficient load flow by recalculate active power of the slack bus. This thesis presents also the application of the methods to determine the commitment order of the thermal units in power generation in deregulated environment. The DP methods are more likely to converge toward the global solution because its, simultaneously, evaluate many points in the parameter space. Its do not need to assume that the search space is differentiable or continuous. The proposed methods DP are tested on system Algerian electrical Network. The result of these methods is compared with those obtained from others methods. The dynamic programming appear to be global methods since it converge to the solution from almost any starting point and give a secure control vector.

Keywords: Optimal Power Flow, Power Systems, Economic Dispatch, Optimisation, unit commitment. dynamic programming

ملخص

هذه المذكرة تعرض المنهجية المستعملة في تطوير برنامج التدفق لأمثل للقدرة الكهربائية في شبكة كهربائية تعمل في سوق للطاقة الكهربائية مفتوح للمنافسة باستعمال البرمجة الديناميكية. قمنا بتطبيق هذا البرنامج على شبكات كهربائية مختلفة وعلى الشبكة الكهربائية لتوزيع القدرة الكهربائية (سونلغاز) النتائج المتحصل عليها بعد مقارنة هذه الطرق مع طرق اخرى سمحت لنا بإعطاء الاستنتاجات التالية: ان للبرمجة بالطرق الديناميكية سرعة تماثل البرمجة بالطرق المحاكية للبيئة وتتفوق عليها في كونها تقوم ببرمجة التدفق لأمثل للقدرة الكهربائية باستعمال فقط معلومات الدالة الهدف دون الحاجة الى استعمال مشتقاتها و اعطت نتائج مشجعة بالمقارنة مع طرق اخرى المستعملة بحيث كلفة انتاج طاقة متحصل عليها وكذلك ضياع القدرة في الشبكة الكهربائية كان قريب جدا من نتائج هذه لأخيرة. وقمنا ايضا بحل مشكلة الجدولة وحدات التوليد التي تعمل في سوق الطاقة الكهربائية والتي هي من المشاكل الصعبة والمعقدة بنظم القوى الكهربائية نظرا لكبر حل المشكلة والقيود العديدة المفروضة على تشغيل هذه الوحدات. تهدف جدولة وحدات التوليد الى تحديد الوحدات التي يجب ان تعمل خلال فترة زمنية معينة بأقل تكلفة ممكنة لتلبية القدرة الكهربائية اللازمة للأحمال مع توفر لاحتياطي السريع المطلوب وتحقيق قيود التشغيل للوحدات. ثم صياغة المشكل رياضيا بتقليل دالة الهدف المكونة من تكلفة الوقود وتكلفة البدء للوحدات التي يتم ادخالها للتشغيل, بحيث تخضع هذه الوحدات عند تشغيلها الى مجموعة من القيود منها حدود التوليد للوحدات, لاحتياطي السريع المطلوب لمواجهة اي حالة طارئة, الحد لأدنى الفوقي لزمن التشغيل للوحدات ووقت الراحة لأدنى عند فصل الوحدات وكذلك معدل تغير القدرة المنتجة لهذه الوحدات وبمقارنة النتائج التي تم الحصول عليها مع نتائج برنامج البرمجة اخرى, تبين مدى قدرة البرمجة الديناميكية المقترحة على حل المشكل جدولة وحدات التوليد الحرارية بدت كافية مع تميزه بزمن التشغيل اقل بكثير .

الكلمات المفتاح: التدفق لأمثل للقدرة الكهربائية, مشكلة جدولة وحدات التوليد, شبكة كهربائية, سوق الطاقة الكهربائية الحرة, الطرق محاكيه للطبيعية, البرمجة الديناميكية

Résumé

La contribution principale de cette thèse est l'Application de technique d'optimisation: l'optimisation par programmation dynamique pour résoudre le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance dans un environnement régulé ou dérégulé. Différentes fonctions objectives ont été utilisées à savoir :

optimisation de l'écoulement de puissance avec et sans pollution, minimisation de coût de production de l'énergie électrique en tenant compte des pertes de puissance active et les déviations des tensions aux niveaux des jeux de barres de charge, détermination de l'état optimal de chaque générateur interconnecté dans le réseau électrique et la détermination du profit maximal des compagnies d'électricité dans un marché d'électricité libéré. L'application de l'optimisation de l'écoulement de puissance par les méthodes PD sur le réseau ainsi que le réseau Algérien montre l'efficacité de méthodes PD. On remarque aussi qu'avec les méthodes PD on peut trouver un vecteur solution optimal global ou quasi-optimal en utilisant seulement les informations sur les fonctions objectives.

Mots clés: Optimisation de l'écoulement de puissance, Marché d'électricité libre, Méthodes programmation dynamique, Optimisation par programmation dynamique, Commutation des unités de production.

Introduction Générale

L'industrie de l'électricité est l'industrie de capital la plus importante. Son produit, l'électricité, est essentiel à la société d'aujourd'hui. L'électricité fait partie intégrante de notre vie quotidienne. Elle alimente les appareils ménagers, soutient nos vastes réseaux de communications et d'information, éclaire nos cités et nos villes et elle est considérablement utilisée dans de nombreuses grandes entreprises. Un service d'approvisionnement en électricité fiable et économique est indispensable au bien-être de la population et des entreprises [1]

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

Traditionnellement, l'industrie de l'électricité était gouvernée et monopolisée par un opérateur intégré (Sonelgaz) qui avait le monopole sur les fonctions de production, de transport, et de distribution de l'énergie électrique. Pour satisfaire la demande, Sonelgaz choisissait ses unités de production par ordre croissant de coût de production (on parlait alors de liste de mérite), tout en satisfaisant les contraintes techniques de fonctionnement du réseau. Cependant dans les dernières années, le secteur électrique dans l'Algérie comme 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 et d'introduire la concurrence entre les fournisseurs d'énergie électrique. Elle a eu pour conséquence de multiplier le nombre d'acteurs sur le marché, de cela a mené à un marché compétitif par lequel les clients sont capables de choisir leur provision de l'électricité de plusieurs compagnies de production et détaillants. Cette concurrence n'est jamais totale : les infrastructures de transport et de distribution, nécessitant des investissements très lourds, ne peuvent pas être mises en

concurrence. Celles-ci constituent de ce fait un monopole naturel, ayant vocation à être régulé par des autorités indépendantes [3].

Dans un marché libéré, c'est essentiel pour ces compagnies d'organiser efficacement leurs opérations, en minimisant le coût de fonctionnement et en maximisant leurs marges bénéficiaires [4-5].

La complexité du problème d'optimisation de l'écoulement de puissance, avec l'apparition de nouvelles contraintes en matière de réduction des émissions de gaz polluant (Protocole de Kyoto, 2005) et l'utilisation de sources d'énergies renouvelables, fait en sorte qu'il est souvent difficile d'utiliser des méthodes exactes de solution compte tenu du manque de flexibilité des méthodes classiques pour intégrer diverses contraintes spécifiques

L'objectif de base d'un dispatching économique est la production d'énergie électrique à coût minimal. Une limitation de dispatching économique est l'aspect statique du problème. Lorsque la charge évolue dans un intervalle de temps donné ainsi que des changements d'états qui ajoutent des coûts supplémentaires. Le problème prend l'aspect dynamique. Notre travail consiste à optimiser le coût du combustible de la source primaire donc l'évolution de la charge en fonction de temps (Les heures de la journée). Le rendement d'un tel problème est appelé unit commitment. Notre objectif est d'utiliser les méthodes métaheuristiques pour résoudre ce problème.

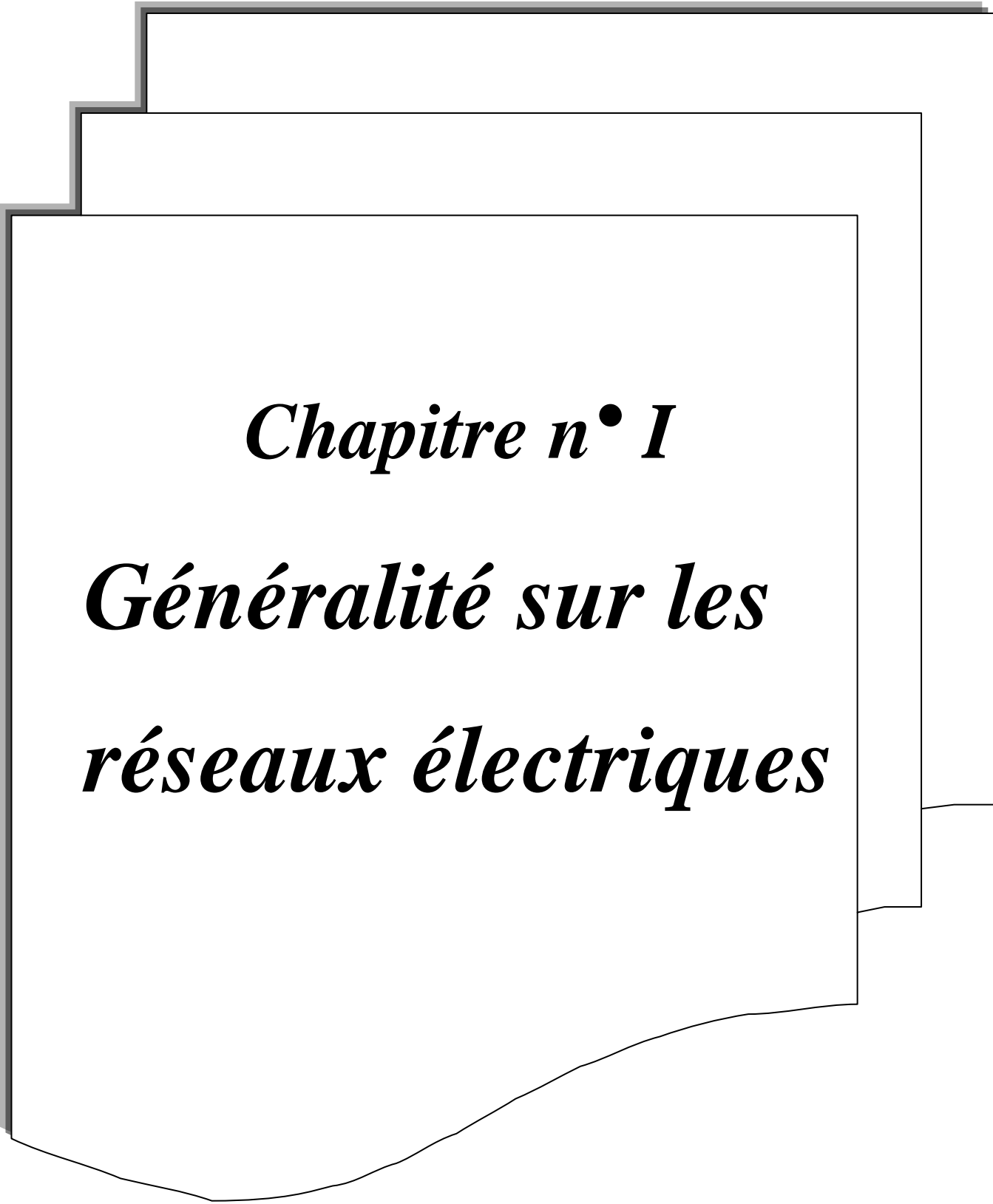
Dans le premier chapitre, nous allons présenter la modélisation du réseau électrique,

Deuxième chapitre nous allons présenter L'optimisation de l'écoulement de puissance.

Deuxième chapitre nous allons présenter Méthode statique et dynamique.

Deuxième chapitre nous allons présenter Résolution du problème d'unit commitment par la programmation dynamique.

Enfin, nous clôturerons cette thèse par une conclusion générale concernant l'apport général délivré par nos travaux.



Chapitre n° 1

Généralité sur les

réseaux électriques

Chapitre n° I

Généralité sur les réseaux électriques

I.1.Introduction :

L'énergie électrique est la forme d'énergie la plus largement répandue car elle est facilement transportable à un rendement élevé et un coût raisonnable. Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures dont le but est d'acheminer de l'énergie électrique à partir de centres de production vers les consommateurs d'électricité (charge).

Le premier réseau électrique a vu le jour aux Etats Unis en 1882 et a été conçu par « Thomas Edison ». C'était un réseau local à courant continu et servait à assurer l'éclairage de la région de Manhattan. La distribution de l'énergie était assurée par des câbles souterrains. Avec l'invention du transformateur par « William Stanley » en 1885 et celle du moteur à courant alternatif par « Nikola Tesla » en 1888, les réseaux à courant alternatif commencèrent à prendre le pas sur les réseaux à courant continu du fait qu'il était devenu possible d'acheminer plus de puissance, sur de plus grandes distances, grâce à des niveaux de tension plus élevés .

Un autre avantage non négligeable du courant alternatif est la suppression du collecteur donc des problèmes de commutation dans les alternateurs ce qui a permis de construire des alternateurs de grande puissance à moyenne tension. Les réseaux étaient d'abord monophasés, puis triphasés (2.3 kV en 1893) et à différentes fréquences (28Hz à 133Hz).

Progressivement, la nécessité de mise en fonctionnement en parallèle et d'interconnexion des différents réseaux a conduit à la standardisation de la fréquence :

- ❖ 60 Hz aux Etats Unis et au Canada.
- ❖ 50 Hz pour la majorité des pays en Afrique, Asie et Europe.

Les niveaux de tensions ont eux aussi évolué graduellement jusqu'à atteindre aujourd'hui l'Ultra Haute tension 765 kV en service aux Etats Unis depuis 1969.

Le transport d'énergie électrique sur de très grandes distances, est devenu plus avantageux en courant continu qu'en alternatif et ce, grâce au développement de l'électronique de puissance. Ainsi, il est plus économique de convertir la THT ou UHT de l'alternateur au continu, de

transporter l'énergie électrique à l'aide de deux lignes et de la reconvertir à l'autre extrémité. Des études ont montré qu'il était avantageux de recourir au courant continu lorsqu'il s'agissait de transporter de l'énergie électrique sur des distances supérieures ou égales à 500 km.

Les lignes à courant continu n'ayant pas de réactance, sont donc capables de faire transiter plus de puissance que des lignes à courant alternatif avec des conducteurs de même section. L'utilisation du courant continu est particulièrement avantageuse, lorsqu'il s'agit d'interconnecter deux grands réseaux distants l'un des l'autre ou de traverser des cours d'eau ou mer (entre îles). La liaison en courant continu, agit alors, comme un lien asynchrone entre deux systèmes rigides, éliminant ainsi, les problèmes d'instabilité inhérents aux interconnexions réalisées en courant alternatif.[6]

I.2. Système électrique :

Un système électrique est formé par l'ensemble des parties principales, la première partie est les centres de la production d'énergie électrique « les différents types des centrales électriques » et puis les lignes qui assurent le transport de cette énergie fournier «réseaux de transport » et enfin les centres des consommateurs « les différents charges ou les clients », tout en respectant des conditions pour un raison technoeconomique.

Les systèmes électriques sont interconnectés et fonctionné dans une structure maillée très complexe.

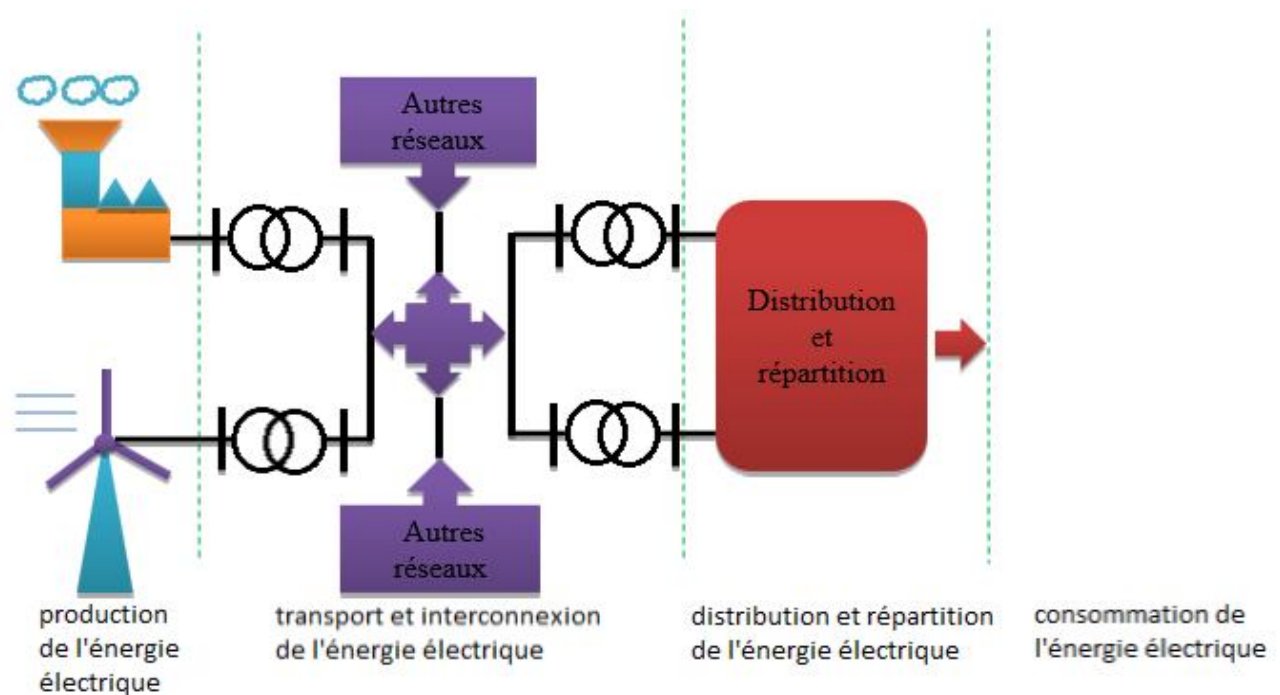


Figure (I.01) : Schéma bloc d'un réseau électrique

I.2.1 Production de l'énergie électrique :

Les grands groupes de production d'énergie électrique sont en général basés sur des alternateurs synchrones de grandes tailles entraînés par des turbines à vapeur, à gaz ou hydrauliques. Ils sont connectés sur le réseau de transport via un transformateur élévateur.

La production peut être classée suivant le type d'énergie primaire utilisée pour générer de l'électricité.

I.2.2 Les différents types des centrales électriques :

Il y'a plusieurs types des centrales de production de l'énergie électrique polluante ou renouvelable (énergie propre).

En peut le classé à partir leur temps de repense, puissance fournie, le rendement, le coût de construction....etc.[6]

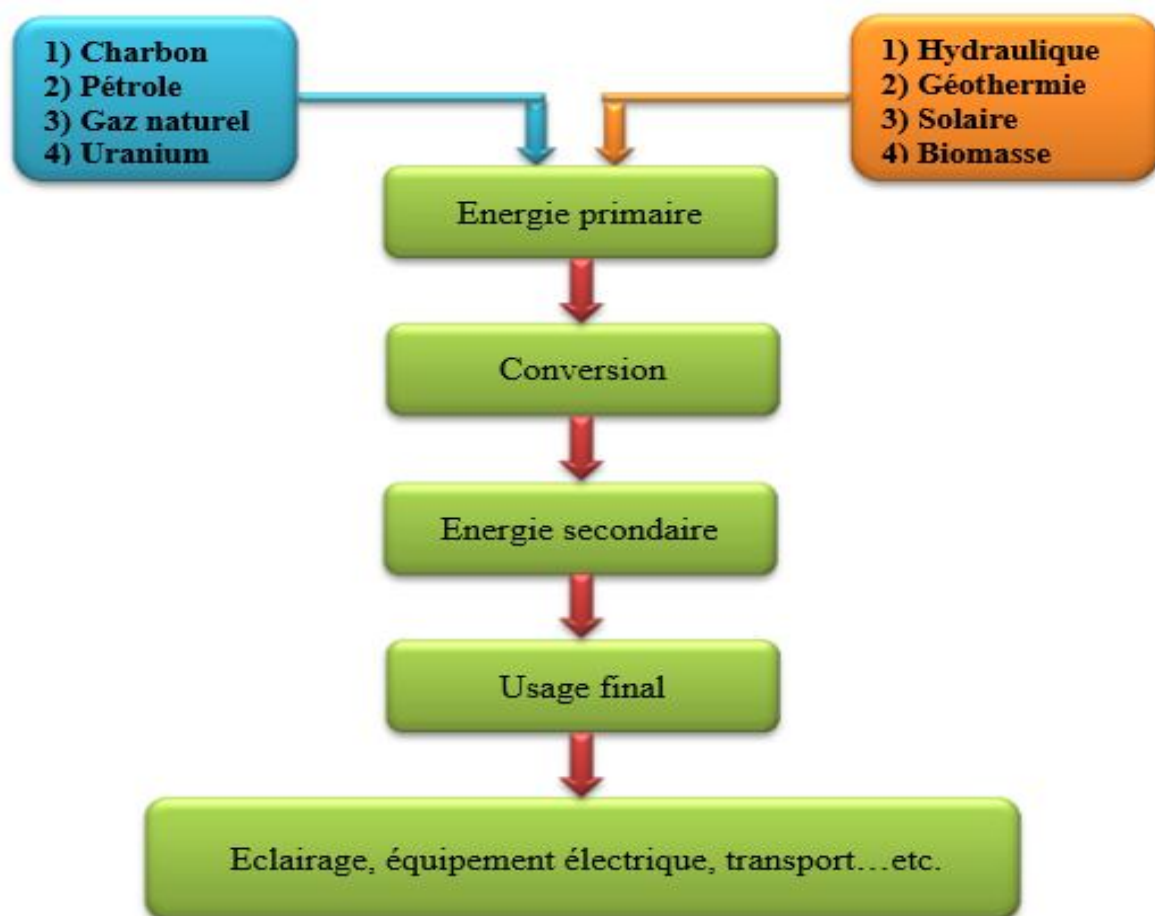


Figure (I.02) : Organigramme représentant les étapes de la production d'électricité

I.2.2.1 Les énergies renouvelables :

Les sources de ces énergies sont : Le soleil, le vent, la biomasse, l'eau. Elles sont inépuisables. Elles doivent être captées, et stockées. Pour la fabrication de l'électricité, les solutions utilisées sont:

- ❖ Les aérogénérateurs ou éoliennes qui captent le vent.
- ❖ Les turbines hydrauliques qui captent la force de l'eau.
- ❖ Les cellules photovoltaïques qui captent l'énergie de la lumière.
- ❖ Les moteurs thermiques alimentés au biogaz qui entraîne des alternateurs.
- ❖ L'énergie thermique des profondeurs du sol : la géothermie.
- ❖ ...etc.

I.2.2.1.1 Les Centrales hydrauliques :

Les centrales hydrauliques transforment l'énergie potentielle de pesanteur de l'eau en énergie électrique. La puissance produite dépend de la hauteur de chute et du débit d'eau.[6]

a) Principe de fonctionnement :

L'énergie hydraulique est transformée en énergie mécanique, pour entraîner une turbine. Cette turbine entraîne un alternateur \Rightarrow production d'énergie électrique.

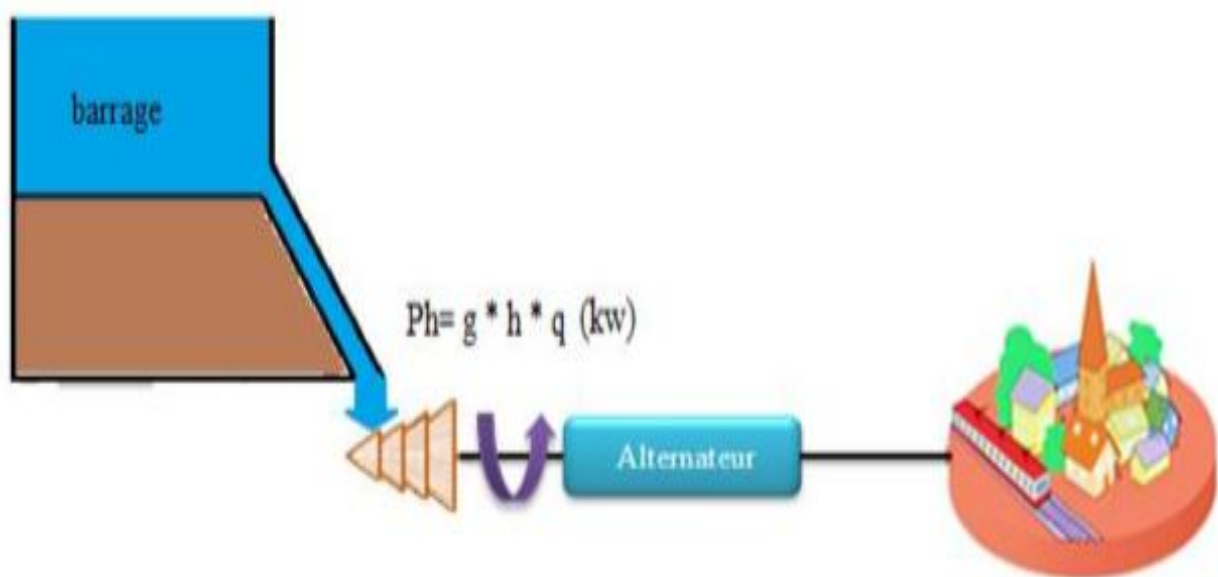


Figure (I.03) : schéma représente le principe de fonctionnement d'une centrale hydraulique

b) Les différents types des centrales hydrauliques:

En peut le classer suivant leur hauteur de chute [6]:

- ❖ Les centrales de haute chute : hauteur > 300m
- ❖ Les centrales de moyenne chute : 30m < hauteur < 300m
- ❖ Les centrales de basse chute : hauteur < 30m

c) Caractéristiques :

- ❖ Matière primaire : l'eau.
- ❖ Emplacement : près d'une ressource d'eau.
- ❖ Capacité: de quelque KW jus que des centaines de MW.
- ❖ Rendement : global est de l'ordre 75% à 90% [6].

I.2.2.2 Les énergies non renouvelables :

I.2.2.2.1 Les centrales thermiques :

Dans les centrales thermiques la production de l'énergie électrique sera à partir des quantités de la chaleur qu'est se produit par la combustion du combustible dans le bruleur.

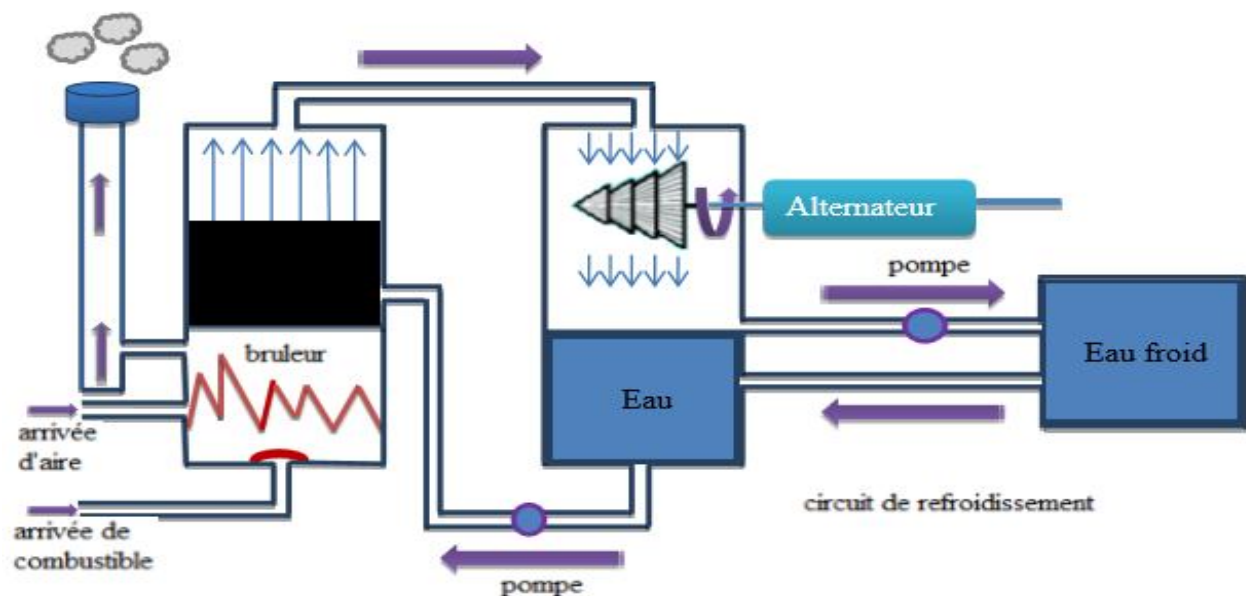


Figure (I.04) : schéma représente le principe de fonctionnement d'une centrale thermique

Caractéristiques :

- ❖ Combustible : charbon, du mazout ou de gaz naturel.
- ❖ Emplacement : près d'un lac ou d'une rivière pour le circuit de refroidissement.

- ❖ Capacité : entre 200 MW et 2000 MW.
- ❖ Rendement : global est de l'ordre 40%. [6].

I.2.2.2 Les centrales nucléaires :

Les turbines sont actionnées par de la vapeur surchauffée. Cette chaleur de vaporisation est produite par un réacteur nucléaire dont le combustible est l'uranium ^{235}U ou du plutonium. Ce phénomène est provoqué par la division du noyau d'un atome, procédé qu'on appelle fission nucléaire .

Une centrale nucléaire est identique à une centrale thermique, sauf que la chaudière brûlant le combustible fossile est remplacée par un réacteur contenant le combustible nucléaire en fission.

La puissance électrique d'un réacteur nucléaire de centrale thermique est comprise entre quelque MW et 1500 MW [6].

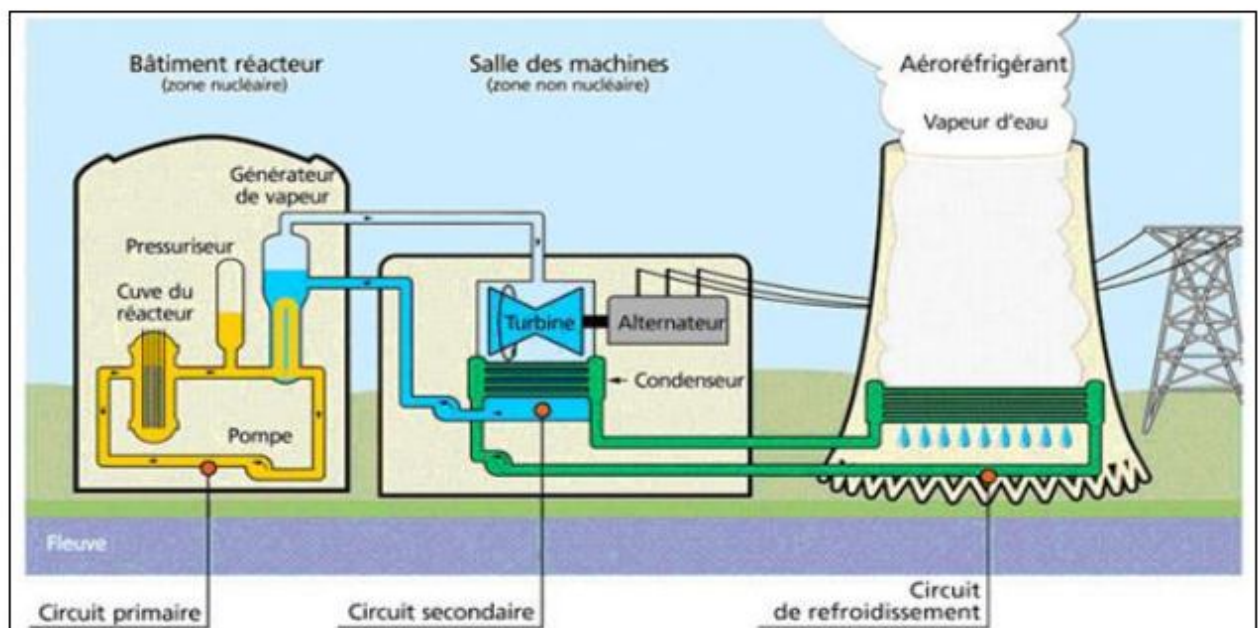


Figure (I-05) : schéma représente le principe de fonctionnement d'une centrale nucléaire

Caractéristiques :

- ❖ Combustible : uranium.
- ❖ Emplacement : près d'un lac ou d'une rivière.
- ❖ Capacité : de quelque MW à plus de 1.5 GW.
- ❖ Rendement : global est de l'ordre 30% à 40%. [6]

I.3. Stratégie du fonctionnement des Centrales électriques :

Il existe un nombre infini des formes de fonctionnement pour assurer un chargement précis d'un système. On distingue chacune des unités de génération en désignant les puissances spécifiques de chacune d'elles en (MW) ou (MVAR). La figure (I-6), illustre comment fonctionne à 100% de leurs capacités pendant 24 heures supportent la charge de base. Des générateurs intermédiaires commandés fonctionnent la plupart du temps mais pas nécessairement sous une charge totale. On procède au couplage des unités des pointes à la ligne pendant des heures chaque jour. On a besoin d'une capacité de réserve pour affronter le cas d'urgences. [7]

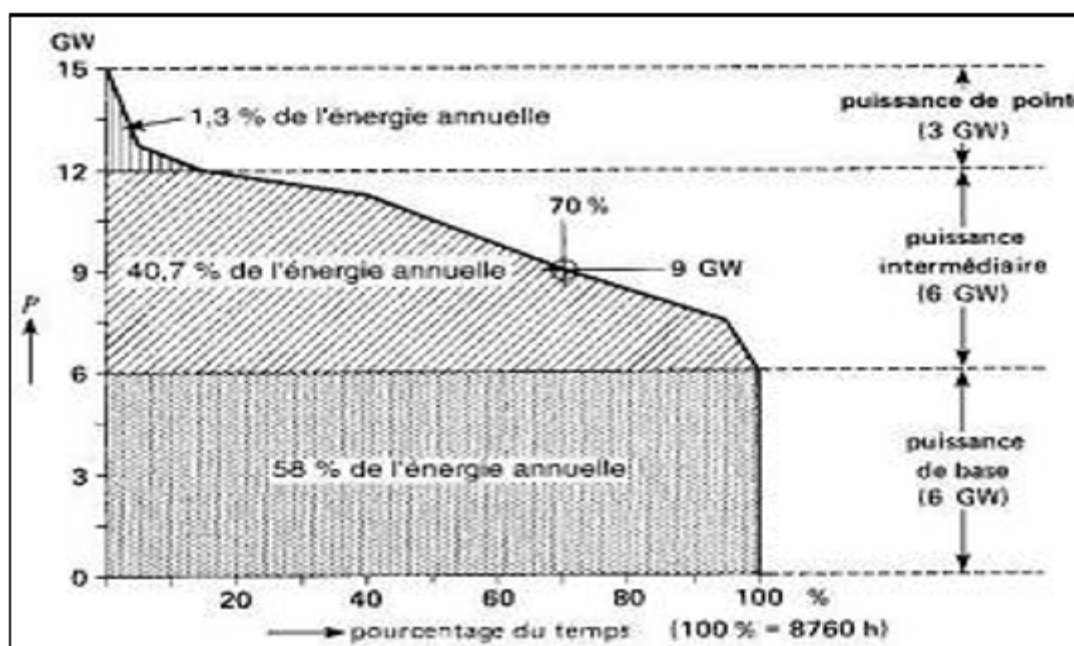


Figure (I.06) : La courbe de charge pour une année.

I.3.1 Les unités électriques :

I.3.1.1 Les unités de base :

Les centrales de base de grande puissance qui débitent leur pleine capacité en tout temps. Les unités nucléaires sont généralement rangées dans cette catégorie à cause du besoin de conservation de l'équilibre thermique entre le réacteur atomique et le générateur de vapeur, il est préférable de stabiliser les puissances actives délivrées pour ce genre d'unités à un niveau constant dans la mesure du possible, et faire fonctionner les unités dans des valeurs constantes de puissance. [6]

❖ Unité de réserve :

La gamme des générateurs demandés peut être constituée de générateurs conservés à la sortie partielle (capacité de réserve) ou des générateurs intermédiaires à des degrés différents de disposition. Le coût d'énergie varie en grande partie en fonction du dollar par (MW heures) entre les différentes unités précédentes. L'unité de pointe est considérée la plus chère, car elle n'est pas exploitée toujours et on peut s'abstenir d'acheter ce type d'unités pour des années en minimisant le pic de demande par le contrôle de la charge. Il est primordial pour n'importe quelle entreprise de production d'énergie électrique de conserver les unités mixtes convenables et cela ne soit pas due seulement à la variation de l'énergie demandée par heure, mais il est obligatoire de procéder régulièrement à la maintenance de toutes les centrales électriques.

En ce qui concerne les centrales nucléaires, il faut les alimenter en combustible. La réussite de l'unité productrice d'énergie à gérer les différentes unités dépend essentiellement de sa capacité à réaliser le compromis entre la génération de l'énergie et la demande de la charge non pas pour 24 heures mais pour des années entières.

I.3.1.2. Les Unités intermédiaires :

Les centrales intermédiaires de puissance moyenne qui peuvent réagir rapidement aux fluctuations de la demande. C'est le cas des centrales hydrauliques dont le débit est facilement contrôlable. Quand il faut organiser les puissances actives délivrées, on préfère utiliser les unités fonctionnant hydrauliquement, car on contrôle l'énergie générée par celle-ci en jouant sur le débit d'eau entrant à la turbine.

Les centrales électriques ne sont pas toutes hydrauliques, mais on utilise des centrales thermiques contrôlables. À cause des constantes de temps thermique d'un système à vapeur, il est toujours nécessaire d'organiser ces centrales dans les limites de leurs moyennes maximales. C'est-à-dire la moyenne où l'on peut varier le niveau d'énergie ou puissance en (MW) par minute. [6]

I.3.1.3 Unités de pointe :

Les générateurs entraînés par des turbines à gaz peuvent répondre à l'augmentation de la charge avec une grande vitesse. Pour cela, ils sont utilisés fréquemment pour les heures de pointes, mais lorsqu'on dispose des générateurs entraînés hydrauliquement ceux-ci sont préférés en premier lieu. Les centrales de pointe doivent être mises en marche dans un délai très court, elles utilisent donc

des moteurs à diesel, des turbines à gaz, des moteurs à air comprimé ou des turbines hydrauliques à réserve pompée.

Remarquons que la période d'amorçage est de 4 à 8 heures pour les centrales thermiques et de quelques jours pour les centrales nucléaires. Il n'est donc pas économique d'utiliser ces centrales pour fournir la puissance de pointe. [6]

I.4. Aspect technique de l'exploitation :

Dans l'utilisation des moyens de production il y'a une caractéristique très importante c'est la constante de temps de la mise en action de ce moyen (temps de réponse) dans l'utilisation des moyens de production, et qui limité par les caractéristiques des turbines de chaque centrale de production, est appelée « contrainte de rampe » ce temps nécessaire pour fournir la puissance demandé à partir de l'arrêt.

Tableau (I.01) : temps de réponse des moyens classiques de production [8]

Nucléaire	Charbon	Gaz	Fioul	Hydraulique
4 heures	1 heure	30 minutes	1 heure	1 minute

I.5. Aspect économique : Le coût d'exploitation de ces moyens de production est lié à la source d'énergie primaire, qui est à la base de ce moyen de production. On trouvera ci-dessous le coût de la puissance fournie en fonction de la source primaire classé par ordre croissant : Hydraulique, nucléaire, charbon, gaz, fioul.

Les producteurs vont donc, lors des contrats bilatéraux ou des enchères en bourse, privilégier en priorité les moyens de production les moins chers avant de mettre en œuvre les moyens les plus onéreux.

L'autre caractéristique importante est le coût d'exploitation, qui va être déterminant dans la construction du prix de vent de l'énergie produite.

Le tableau suivant présente une perspective des coûts d'exploitation des différents moyens de production.

Ces chiffres sont donnés à titre comparatif. Pour obtenir des chiffres actualisés plus précis, nous invitons le lecteur à se référer à des documents officiels spécialisés. [8]

Tableau (I.02) : coût moyen d'exploitation pour différents types de production

Euro / kWh	Coût, hors combustible	Coût du combustible	Total 1	Coût externes	Total 2
Charbon (SC)	0.019	0.015	0.034	0.024	0.058
IGCC	0.026	0.016	0.042	0.018	0.060
Turbine à gaz	0.046	0.032	0.078	0.015	0.093
TGV	0.011	0.021	0.032	0.010	0.042
nucléaire	0.022	0.009	0.031	0.0009	0.032
Gazéification Du bois +TGV	0.022	0.049	0.071	0.0089	0.080

Telle que :

SC : centrale à charbon.

IGCC : centrale à cycle combiné avec gazéification intégrée du charbon.

TGV : turbín gaz/ vapeur ou système de production à cycle combiné.

I.6. Les différentes fonctions du réseau :

I.6.1 Réseaux de transport : Le rôle principal du réseau de transport est la liaison entre les grands centres de consommation et les moyens de productions.

Il est à haute et très haute tension pour raison économique notamment, afin de minimiser les pertes de la ligne. Alors on peut dit que le réseau de transport capable de transporter une puissance importante avec une faible perte et faible chute de tension.

I.6.2 Les réseaux d'interconnexion :

L'interconnexion liée entre le réseau de transport et réseau de répartition cette interconnexion utilise pour des raisons de techno-économique elle assurer l'échange énergétique.

I.6.3 Réseaux de répartition :

Ce sont les réseaux HT/MT, ils fournissent les puissances nécessaires aux réseaux de distribution reliés entre eux, ils facilitent le secours mutuel entre régions.

I.6.4 Réseaux de distribution :

Ce sont les réseaux de moyenne tension (MT) qui fournissent aux réseaux d'utilisation les puissances nécessaires demandées. Ils doivent observer des distances limitées de voisinage, c'est pour cela que ces réseaux se réalisent en souterrain dans les villes .

I.6.5 Réseau d'utilisation :

Ces sont les réseaux de base tension (BT) qui alimentent les foyers, l'éclairage, les moteurs, les appareils domestiques et doivent présenter une sécurité totale.

I.6.6 Les consommateurs :

La consommation d'énergie électrique sur un territoire est diffusée car elle est répartie sur de nombreux appareils électriques différents.

I.7. Réglage de la fréquence :

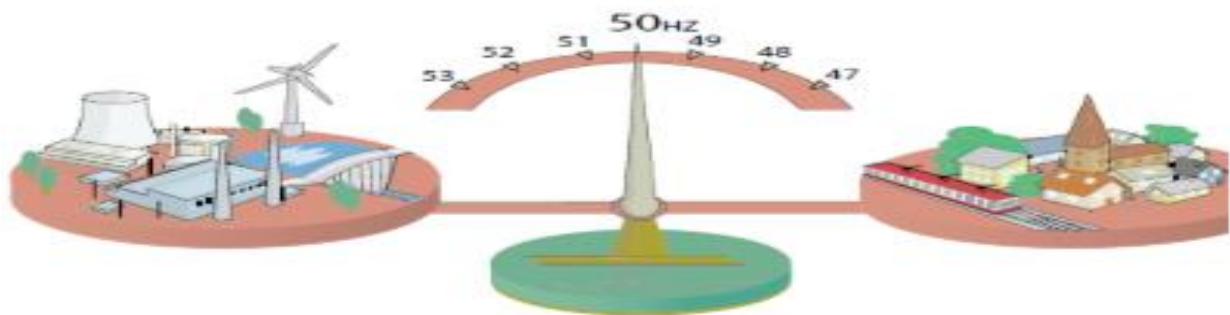


Figure (I.07) : L'équilibre entre la production et la consommation

Le problème du réglage de la fréquence est global (en régime permanent la fréquence est identique dans tout le réseau). Ceci est dû au fait que le système de production – transport est un réseau électrique interconnecté.

Le réglage de la fréquence consiste à réaliser l'équilibre, à tout instant, entre la production et la demande.

La puissance moyenne qui sera absorbée par l'ensemble des charges peut être prévue avec une bonne précision. En pratique, il y a des écarts inévitables entre la prévision de la consommation et la production des centrales.

Or, tout écart entre la puissance électrique appelée par les charges connectées au réseau et la puissance mécanique fournie par les machines d'entraînement aux alternateurs provoque des variations de vitesse de ces derniers, donc de la fréquence du réseau. En cas de surproduction ou de sous-consommation, la fréquence augmente ; en sous-production ou surconsommation, la fréquence diminue.



Figure (I.08): la relation entre la consommation et la fréquence

Face à une augmentation de la puissance appelée et pour éviter une baisse de la fréquence :

- ❖ Chaque groupe de production dispose d'une régulation rapide de vitesse qui permettra de maintenir la fréquence proche de celle de référence. Cette régulation joue sur la puissance active produite.
- ❖ En cas de surcharge des groupes, on ajuste la production à la demande par la mise en marche de centrales thermiques ou hydrauliques.
- ❖ En cas de pénurie ou pour éviter la propagation d'incidents, on peut ajuster la consommation à la production (baisse momentanée du niveau de tension, délestage...)

I.8. Réglage de tension :

La tension avec la fréquence, sont des paramètres les plus importants pour la sûreté et la stabilité du système électrique. Le législateur définit des normes d'exploitation des réseaux que les gestionnaires doivent appliquer. Ces normes permettent notamment d'assurer la sûreté du système électrique et la qualité de l'énergie délivrée.

Les gestionnaires ont donc mis en place sur leurs réseaux des systèmes de réglage de tension qui leur permettent de respecter ces normes et donc d'améliorer la qualité et la sûreté sur les réseaux.

Le réglage de la tension en point du réseau est réalisé par la modulation de la puissance réactive produite ou consommée en ce point. Le composant le plus facile à activer est la machine synchrone conventionnelle connectée en ce nœud. Donc on déduit que la tension est un élément très important pour les réglages entre la puissance active et réactive pour les réglages de la tension on utilise AVR au niveau du centrale et on peut utiliser le transformateur de réglage pour régler la tension de chaque points du réseau .

I.9.Conclusion :

Après l'analyse du réseau électrique et après la connaissance des différents centres de production on peut dire que le système énergétique est plus difficile car les différents problèmes qui peut être imposés dans le domaine de réseau électrique. Et en même temps les savants est toujours en état de recherche pour résoudre ces obstacles définitivement. Alors l'objectif étant, d'assurer un haut niveau de sécurité, de fiabilité et un coût de production optimal. Dans le chapitre suivant on a intéressé d'assurer un coût de production optimal et ici nous allons voir l'importance de dispatching économique .

Chapitre n° II

*l'optimisation de l'écoulement
de puissance*

Chapitre n° II

L'optimisation de l'écoulement de puissance

II.1.Introduction :

Les problèmes d'optimisation occupent actuellement une place de choix dans la communauté scientifique. Non pas qu'ils aient été un jour considérés comme secondaires mais l'évolution des techniques informatiques a permis de dynamiser les recherches dans ce domaine.

Le monde réel offre un ensemble très divers de problèmes d'optimisation:

- ❖ problème combinatoire ou à variables continues.
- ❖ problème à un ou plusieurs objectif(s).
- ❖ problème statique ou dynamique.
- ❖ problème dans l'incertain.

Cette liste n'est évidemment pas exhaustive, et un problème peut être à la fois multi-objectif et dynamique.

II.2.Définition de l'optimisation :

Un problème d'optimisation se définit comme la recherche du minimum ou du maximum (de l'optimum) d'une fonction donnée [9]. 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. [10]

Donc optimiser, revient à minimiser ou maximiser une fonction en respectant certaine condition préalable. 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. [10]

Dans l'analyse de réseaux électrique plusieurs fonctions peuvent être optimisées (coût de production, l'émission des gazes toxique, les pertes de transmission...etc.) avec considération les contraintes d'égalité et d'inégalité pour obtient des solutions optimal acceptable.

Dans la figure suivante nous allons expliquer quelles conditions exigées pour pouvoir formuler un problème d'optimisation et la possibilité d'obtenir une solution optimale.

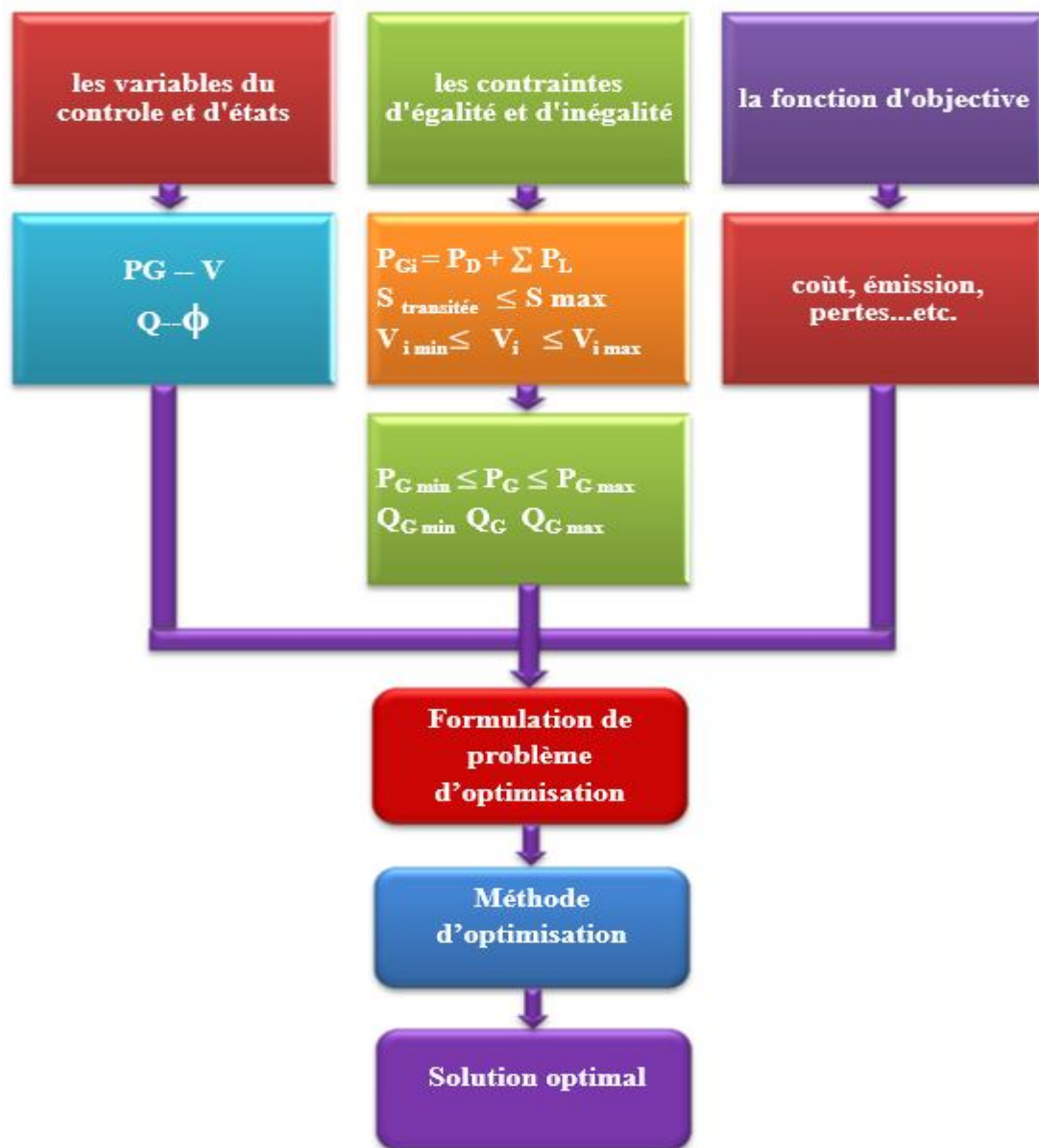


Figure (II.01) : schéma bloc représente les conditions exigées pour pouvoir formuler un problème d'optimisation.

II.2.1 La fonction d'objective :

C'est le nom donné à la fonction f (on l'appelle aussi fonction de coût ou critère d'optimisation). C'est cette fonction que l'algorithme d'optimisation va devoir optimiser (trouver un optimum). [11]

II.2.2 Variables de décision :

Elles sont regroupées dans le vecteur \vec{x} . C'est en faisant varier ce vecteur que l'on recherche un optimum de la fonction f . [9]

II.2.3 Définition des contraintes :

Définit des conditions sur l'espace d'état que les variables doivent satisfaire. Ces contraintes sont souvent des contraintes d'inégalité ou d'égalité et permettent en général de limiter l'espace de recherche.

II.3. La classification des problèmes d'optimisation :

On peut classer les différents problèmes d'optimisation que l'on rencontre dans la vie courante en fonction de leurs caractéristiques :

1. Nombre de variables de décision :

- ❖ Une \Rightarrow mono variable.
- ❖ Plusieurs \Rightarrow multi variable

2. Type de la fonction objectif :

- ❖ Fonction quadratique
- ❖ Fonction non linéaire

3. Formulation du problème :

- ❖ Avec des contraintes
- ❖ Sans contraintes

II.3.1 Formulation d'un problème d'optimisation mono-objective :

Un problème d'optimisation en général est défini par un espace de recherche S et une fonction d'objectif f . Le but est de trouver la solution $s^* \in S$ de meilleure qualité $f(s^*)$. Suivant le problème posé, on cherche soit le minimum soit le maximum de la fonction f . Dans la suite de ce document, nous aborderons les problèmes d'optimisation essentiellement sous l'aspect minimisation, maximiser une fonction f étant équivalent à minimiser $-f$.

Un problème d'optimisation mono-objectif est présenté sous la forme suivante:

$$\begin{cases} \min \text{ ou } \max f(x) \\ \text{sous les contraintes} \\ g(x) = 0 \quad \text{et } h(x) \leq 0 \end{cases} \quad (\text{II.01})$$

Tel que $f(x)$ est la fonction d'objective à optimiser. Et $g(x)$, $h(x)$ représentent respectivement les contraintes d'égalité et d'inégalité.

II.3.1.1 Minimum global :

On a la fonction $f: \Omega \in \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$, tel que $\Omega \neq \emptyset$. pour $x^* \in \Omega$, On dit que x^* est un optimum global si et seulement si:

$$\forall x \in \Omega : f(x^*) \leq f(x) \quad (\text{II.02})$$

Tel que:

- ❖ x^* : L'optimum global.
- ❖ F : La fonction objective
- ❖ Ω : La région faisable ($\Omega \in S$)
- ❖ S : L'espace de recherche global.

Le minimum global est illustré par le point \mathbf{M}_3 dans la Figure (II-02)

II.3.1.2 Minimum local :

Un point x^* est un minimum local de la fonction f si et seulement si :

$$f(x^*) < f(x), \forall x \in V(x^*) \text{ et } x^* \neq x \quad (\text{II.03})$$

D'où $V(x^*)$ définit un voisinage de x^* .

Deux minimums locaux sont illustrés dans la figure (II-02) sont les points \mathbf{M}_1 et \mathbf{M}_2 . [12]

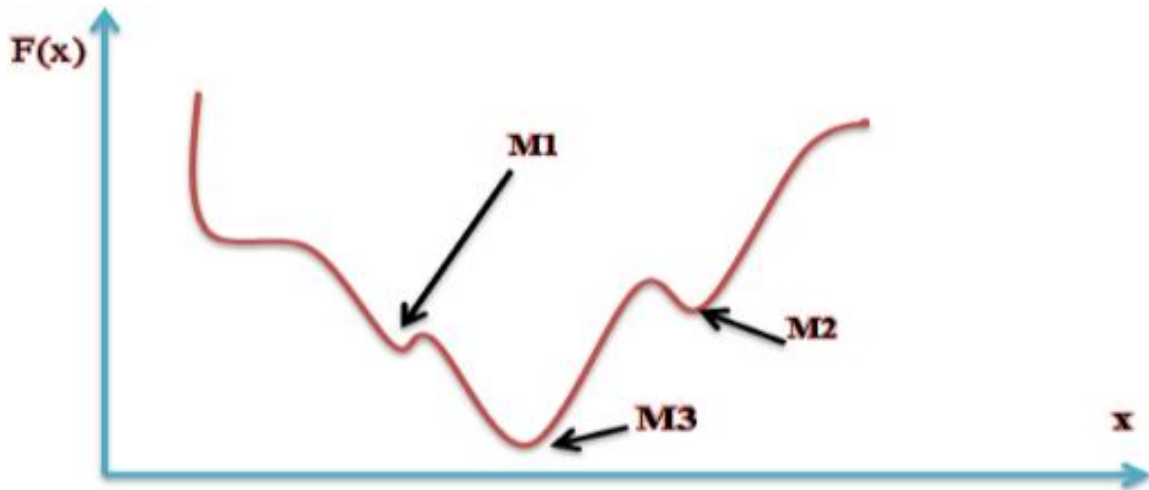


Figure (II.02) : Illustration des différents minima d'une fonction objective.

II.4.L'optimisation multi-objective :

La formulation précédente était relative à un problème dans lequel on recherchait un optimum pour une fonction objectif (f dans l'expression précédente).

Cependant, lorsque l'on modélise un problème, on cherche souvent à satisfaire plusieurs objectifs. Par exemple, on veut un système performant et on veut aussi que ce système consomme peu. Dans ce cas, on parle de problème d'optimisation multi-objective (ou problème d'optimisation multicritère). Celui-ci s'écrit de la manière suivante [13]: Un problème multi-objectif ou multicritère peut être défini comme un problème dont on recherche l'action qui satisfait un ensemble de contraintes et optimise un vecteur de fonctions objectives .

Par la suite, nous allons voir que les problèmes d'optimisation ont en général plusieurs solutions car la définition d'un optimum ne peut pas être établie dans les problèmes multiobjectifs.

Le paragraphe suivant donne la définition mathématique d'un problème d'optimisation multiobjectif. Nous conserverons les mêmes notations dans la suite du document. [14]

II.4.1 Définition :

Un problème d'optimisation multi-objectif peut être formulé, d'une façon générale, selon les équations suivantes :

Minimiser : $y = f(x) = [f_1(x) , f_2(x) ; \dots, f_n(x)]^T$ (II.04)

Chercher le vecteur $x^* = [x_1^*, x_2^*, x_3^*, \dots, x_n^*]^T$ qui satisfait les conditions suivantes :

$$g_j(x) \leq 0 \quad i = 1, 2, \dots, M$$

$$\text{Tel que : } x = [x_1, x_2, x_3, \dots, x_n]^T \in \Omega$$

D'où,

- ❖ y Représente le vecteur des fonctions objectives.
- ❖ g_j Représente les contraintes.
- ❖ x Représente le vecteur des variables de décision dans l'espace de recherche Ω .

L'espace de recherche occupé par les fonctions objectives appelé l'espace des objectifs. Le sous-espace des fonctions objectives qui satisfait les contraintes s'appelle l'espace de recherche réalisable.

Les problèmes d'optimisations multi-objectifs n'ont pas une seule solution mais un ensemble des solutions dites solutions de compromis. Généralement, il n'existe aucune solution pour laquelle tous les objectifs sont optimisés, dû au fait que les objectifs sont, souvent, conflictuels. Un produit, par exemple, ne peut pas être très performant au plus bas prix. Dans ce cas, plusieurs compromis sont possibles et souvent c'est le facteur humain qui décide de l'optimalité d'une solution [15].

La solution utopique de c est la solution optimale pour tous les objectifs

$$x_0^* \in \Omega : \forall x \in \Omega \quad f_i(x_0^*) \leq f_i(x) \quad \text{pour } i \in \{1, 2, 3, \dots, n\} \quad (\text{II.05})$$

Dans le cas où $n = 1$, le problème d'optimisation multi-objectif est réduit à un problème d'optimisation mono-objectif. Dans ce cas, la solution utopique est simplement l'optimum global. Dans le cas général où $n > 1$, la solution utopique n'existe pas puisque les fonctions objectives sont généralement contradictoires. Dans ce cas, il existe un ensemble de solutions nommées les solutions non dominées (pour lesquels une fonction ne peut pas être améliorée sans dégrader au moins une autre équation) qui représentent le compromis entre les fonctions objectives.

II.4.1.1 Choix d'une méthode

La nature des variables, des domaines des définitions et des critères à optimiser va influencer le choix de la méthode d'optimisation utilisée.

Il y'a deux grandes familles de méthode d'optimisation :

- ✚ Les méthodes déterministes, qui assurent la convergence vers l'optimum de la fonction le plus proche de la solution courante en explorant son voisinage.
- ✚ Les méthodes stochastiques, qui s'attachent à faire converger la solution vers l'optimum global de la fonction.

II.4.1.2 Les différentes méthodes :

La manière la plus naturelle et la plus ancienne de résoudre un problème d'optimisation est la méthode par essai/erreur. Le décideur corrige ses actions en fonction des résultats jusqu'à obtenir Une solution satisfaisante. Cette méthode, apparemment simpliste, est à la base d'un très grand nombre de méthodes d'optimisation. [14]

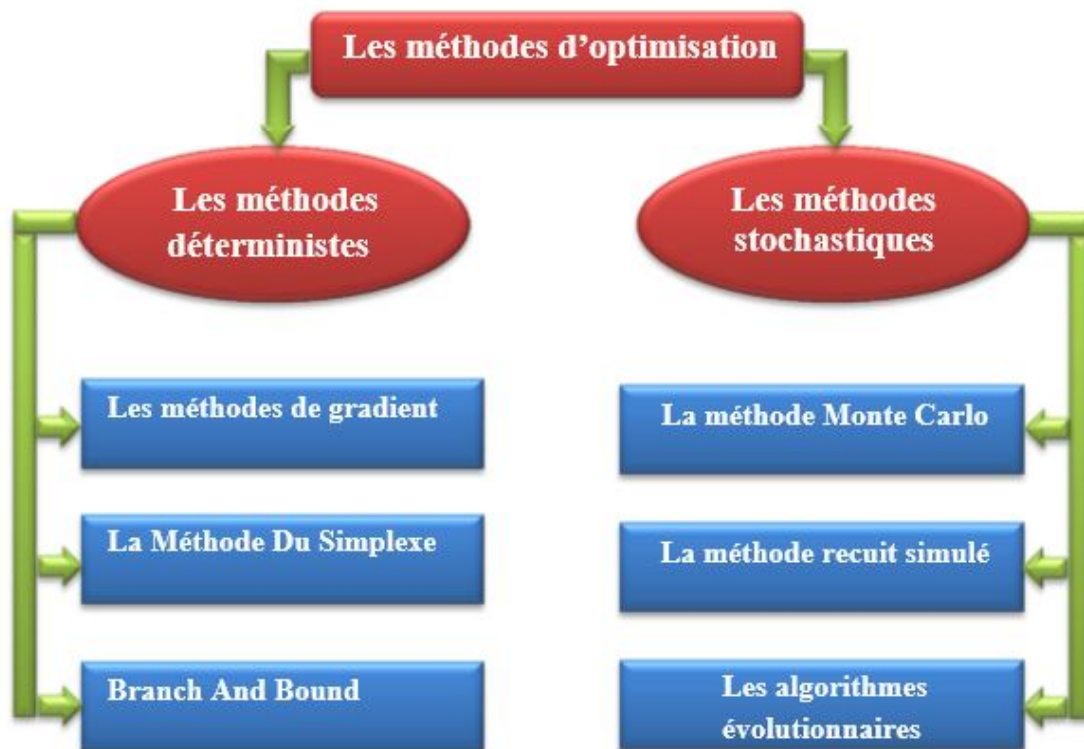


Figure (II.03) : schéma bloc représente les différentes méthodes d'optimisation.

II.4.2 Les méthodes déterministes :

II.4.2.1 Définition :

Les méthodes déterministes se caractérisent par une exploration systématique de l'espace de recherche. Il existe de nombreuses méthodes d'optimisation déterministes. Les méthodes locales qui assurent la convergence vers l'optimum de la fonction le plus proche de la solution courante en explorant son voisinage et les méthodes globales qui s'attachent à faire converger la solution vers l'optimum global de la fonction.

Parmi les méthodes déterministes on va citer quelques méthodes:

- ❖ Les méthodes de gradient.
- ❖ La méthode multi-start.
- ❖ La méthode De Nelder Mead Ou La Méthode Du Simplexe.
- ❖ L'algorithme de séparation - évaluation : Branch And Bound.

Généralement Les méthodes déterministes vues ci-dessus sont très efficaces sur des problèmes particuliers et en général de petite taille. Mais sur des problèmes de grande taille, la probabilité de trouver l'optimum global en un temps raisonnable dépend essentiellement de la bonne connaissance du problème par le décideur. Si les conditions exposées ci-dessus ne sont pas réunies, le décideur devra plutôt s'orienter vers des méthodes stochastiques.

II.4.3. Les méthodes stochastiques :

II.4.3.1 Définition :

Les méthodes stochastiques sont caractérisées par un processus de création aléatoire ou pseudo-aléatoire des points dans l'espace d'état, une heuristique qui permet de guider la convergence de l'algorithme.

Ces méthodes sont utilisées dans des problèmes où on ne connaît pas d'algorithme de résolution en temps polynomial et pour lesquels on espère trouver une solution approchée de l'optimum global. D'un point de vue théorique, il existe des théorèmes de convergence pour les algorithmes génétiques [16] et pour le recuit simulé qui justifient l'usage de ces méthodes. En général, il est établi que l'on a une probabilité très élevée de trouver une solution optimale, si un temps de calcul très important est alloué.

Parmi les méthodes stochastiques on va citer quelques méthodes:

- ❖ La méthode Monte Carlo.
- ❖ La méthode recuit simulé.
- ❖ La méthode branch and bound stochastique.
- ❖ La méthode Tabou. La méthode des algorithmes évolutionnaires.

II.5. Les méta-heuristiques

Les méta-heuristiques sont des algorithmes stochastiques itératifs qui utilisent alternativement des phases d'exploitation, d'exploration et d'apprentissage (mémorisation) pour rechercher la solution optimale. Elles partent en général d'une solution arbitraire, puis progressent dans la recherche jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt spécifié soit atteint. Elles visent à converger vers ce qu'on appelle l'optimum global, Ces algorithmes essaient donc de trouver une approximation de la meilleure solution. La qualité de la solution obtenue résulte donc d'un compromis avec le temps de calcul.

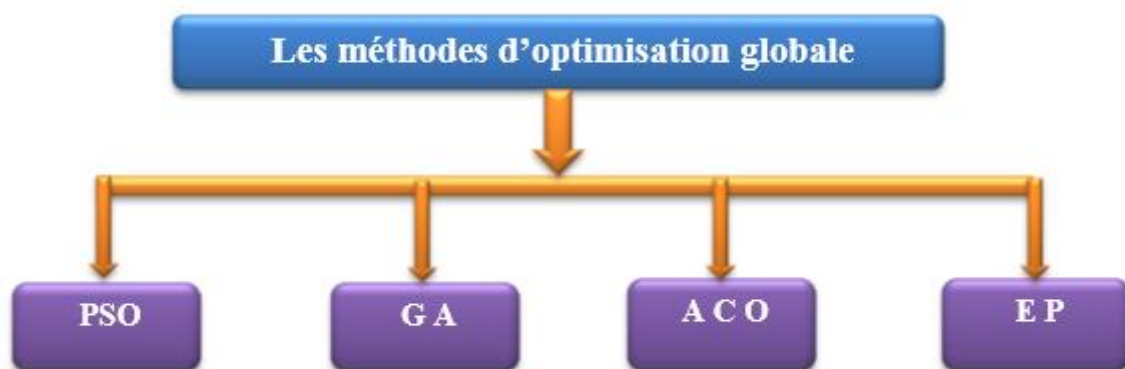


Figure (II.04) : schéma représente quelques méthodes globales.

II.6. Conclusion :

On a présenté dans ce chapitre des connaissances de base sur l'optimisation d'une façon générale. Par la suite, on a été intéressés à la méthode d'optimisation multi objective est son principe de base, sa formulation mathématique ainsi qu'on a été cité quelques méthodes évolutionnaires ou méta-heuristique, après avoir une idée claire sur la notion de l'optimisation mono et multi-objectif, ainsi que les méthodes et les techniques de résolution correspondante, il est temps maintenant d'aborder avec détail la méthodes adoptée pour notre étude, celle dite « les algorithmes génétiques ». On développe ce titre dans le prochain chapitre.



Chapitre n^o III

Méthode statique et dynamique

Chapitre n⁰III

Méthode statique et dynamique

III.1. Introduction :

L'optimisation de l'écoulement de puissance consiste à répartir les puissances actives et réactives demandées entre les différentes centrales interconnectées dans un réseau électrique avec un coût minimal. Cette distribution doit évidemment respecter les limites de production des centrales et les capacités de transport des lignes électriques et les transformateurs. La variable à optimiser est donc le coût de production [2]. Le but de ce chapitre est de montrer comment peut-on résoudre le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance avec un coût de production minimal en utilisant des méthodes d'optimisation classiques et dynamique .

III.2. Écoulement de Puissance Optimal (OPF) :

En doit déterminer la contribution de chaque centrale électrique en service pour satisfaire la demande des consommateurs en énergie électrique de sorte que le coût de production de l'énergie totale soit le moins cher possible.

III.2.1. Classification des variables de l'OPF :

Les variables existant dans le problème de l'OPF, sont classés en trois catégories.

- ✚ **Les variables des contrôles** : Représentées par les quantités qui peuvent être manipulées arbitrairement dans leurs limites de fonctionnement. Celles-ci incluent les puissances actives des générateurs, les tensions des jeux de barres générateurs, les sources de puissance réactive, les rapports de transformation des transformateurs à prises de charges et les angles de déphasage des transformateurs déphaseurs.
- ✚ **Les variables d'état**: Représentées par les quantités dépendant des variables de contrôles, et qui doivent être contrôlées durant le processus d'optimisation. Ces variables incluent les tensions de jeux de barres de charge ainsi que les angles de phase de tous les jeux de barres du système électrique (sauf le jeu de barre de référence).

- ✚ **Les variables des contraintes:** Représentées par les variables associées aux contraintes. Celles-ci incluent tous les multiplicateurs de Lagrange. [17]

III.3. Dispatching économique classique. [18]

La fonction principale du dispatching économique consiste à optimiser le coût de la totalité des puissances générées, en supposant que chaque générateur selon la courbe du coût (en fonction de sa propre puissance active) a des limites supérieure et inférieure.

La somme de toutes les puissances actives générées doit être égale à la charge totale du système donnée.

Dans le dispatching économique, la fonction d'optimisation ne prend pas en considération les équations non linéaires de l'écoulement de puissance.

Le problème est défini en se basant sur l'alimentation d'une charge concentrée ou un ensemble de générateurs sont liés avec cette charge unique.

Chaque générateur i va produire sa propre puissance P_{Gi} selon une fonction coût donnée par la fonction quadratique suivante :

$$C_i = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad \text{(III.01)}$$

Avec : a_i, b_i, c_i sont numériquement communs.

III.4. Modèle mathématique relatif à l'optimisation de l'écoulement de puissance :

III.4.1. Présentation du problème de l'optimisation d'écoulement de puissance: [19]

Les Problèmes d'optimisation ont pour but de trouver la meilleure valeur maximum ou minimum, de certains indices de performance soit par exemple la fonction objective F qui dépend d'un ensemble de paramètres (c'est-à-dire des variables d'état x) en adaptant un autre ensemble de paramètres (des variables de contrôle u). En général, pour un modèle, pas toutes les valeurs des variables sont acceptables et par conséquent des restrictions ou contraintes, sont imposées sur la formulation pour obtenir une solution satisfaisante.

Considérant la fonction objective F qui est une fonction des variables de contrôle u et des variables incontrôlables x :

$$F = f(x, u) \quad \text{(III.02)}$$

Cette fonction sera réduite au minimum sous réserve des contraintes d'égalité décrivant les lois de Kirchhoff:

$$g(x, u) = 0 \quad \text{(III.03)}$$

Chapitre n⁰ III Méthode statique et dynamique

Il faut imposer des limites du matériel en ajoutant des restrictions au problème sous forme des contraintes d'inégalité sur les variables de contrôle :

$$\mathbf{u}_{\min} \leq \mathbf{u} \leq \mathbf{u}_{\max} \quad (\text{III.04})$$

Par exemple : des limites sur les tensions aux jeux de barres de génération.

Les contraintes d'inégalité fonctionnelles sont de la forme:

$$h(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \geq 0. \quad (\text{III.05})$$

Les limites de variables d'état sont :

$$\mathbf{x}_{\min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{\max} \quad (\text{III.06})$$

Par conséquent, le problème d'optimisation non linéaire à résoudre est le suivant: minimiser la

fonction scalaire $F(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ sous les conditions suivantes :

$$g(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = 0 \quad (\text{III.07})$$

$$h(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq 0$$

$g(\mathbf{x}, \mathbf{u})$: représente les contraintes d'égalité non-linéaire (équations d'écoulement de puissance).

$h(\mathbf{x}, \mathbf{u})$: représente les contraintes d'inégalité non-linéaire des vecteurs \mathbf{x} et \mathbf{u} .

Le vecteur \mathbf{x} contient les variables dépendantes composé du module et l'angle de phase de la tension, l'angle de phase de la tension du jeu de barre de référence, les puissances réactives générées au niveau des jeux de barre de contrôle etc...

Le vecteur \mathbf{u} contient les variables de contrôle, citant parmi ces variables les puissances actives et réactives de génération, les dispositifs de réglage de l'angle de phase de la tension (phase-shifter angles), les transformateurs de réglage du module et de la phase de tension (variable transformer tap ratio for magnitude and phase of voltage), etc...

Les contraintes d'égalité sont présentées par les équations suivantes :

$$\begin{aligned} P_i(V, \delta) - P_{gi} + P_{di} &= 0 \\ Q_i(V, \delta) - Q_{gi} + Q_{di} &= 0 \end{aligned} \quad (\text{III.08})$$

Quelques exemples des contraintes d'inégalité peuvent se présenter sous la forme suivante :

$$P_{Gi} - P_{Gi(\max)} \leq 0 \quad P_{Gi(\min)} - P_{Gi} \leq 0$$

P_{Gi} : Puissance générée au Jeu de barre i

$$V_i - V_{i(\max)} \leq 0 \quad V_{i(\min)} - V_i \leq 0$$

V_i : Module de la tension au Jeu de barre i

$$t_{km} - t_{km(\max)} \leq 0 \quad t_{km(\min)} - t_{km} \leq 0$$

$$\alpha_{km} - \alpha_{km(\max)} \leq 0 \quad \alpha_{km(\min)} - \alpha_{km} \leq 0$$

$$|S_{km}|^2 - |S_{km(\max)}|^2 \leq 0$$

t_{km} : Rapport de transformation du transformateur entre le jeu de barre k et le jeu de barre m.

α_{km} : angle de phase du transformateur entre le jeu de barre k et le jeu de barre m.

III.4.2. Application des méthodes mathématiques d'optimisation à l'optimisation de l'écoulement de puissance :

Une variété des méthodes d'optimisation mathématiques a été proposée pour résoudre le problème d'OPF, citant parmi ces méthodes :

- ✚ **Méthode généralisée du gradient réduit (Generalized Reduced Gradient)** : Cette méthode proposée pour la première fois par Abadie et Carpentier (1969), est une extension de la méthode de gradient réduit (Wolf 1967) dans les cas des contraintes non-linéaires. Peschon en 1971 et Carpentier en 1973 applique cette méthode à l'OPF. [20]
- ✚ **Méthode du gradient réduit (Reduced Gradient Method)** : Cette méthode a été appliquée à l'OPF pour la 1^{ère} fois par Dommel et Tinney (1968) par une augmentation de la fonction de Lagrangien. La valeur négative du gradient réduit $\partial L / \partial u$ décrit la direction de la descente du gradient. Cette direction part d'un point d'une valeur initiale à une autre avec la plus petite valeur de f. [20]
- ✚ **Méthode du gradient conjugué** : En 1982, Burchett utilise la méthode du Gradient conjugué qui fait l'objet de l'amélioration de la méthode du gradient réduit. Au lieu de l'utilisation du gradient négatif ∇f comme une direction de la descente du gradient, les directions de la descente aux points adjacents sont linéairement combinées d'une manière récursive [17]. $\Gamma_k = -\nabla f + \beta_k \Gamma_{k-1} \beta_0 = 0$
- ✚ **Méthode de Newton** : La méthode de Newton pour l'OPF a été formulée par Sun et al (1984), ultérieurement par Maria et al. (1987). Un lagrangien augmenté a été formulé initialement. L'ensemble des dérivées premières de Lagrangien augmenté par rapport aux variables de contrôle donne l'ensemble des équations non-linéaires, qui doivent être résolu par la méthode de Newton. [19]
- ✚ **Méthode de la programmation linéaire** : Cette méthode utilise la linéarisation par partie de la courbe de la fonction objective (fonction coût). La méthode de simplex est utilisée dans quelques applications (Bentall 1968, Shen et Laughton 1970, Stoff et Hobson 1978, Wells 1968). Les contraintes de l'écoulement de puissance dans le réseau sont

linéarisées en négligeant les pertes et les puissances réactives pour obtenir des équations d'écoulement de puissance avec un modèle DC. Merlin (1972) utilise la technique de linéarisation successive et renouait la méthode du simplexe double. [20]

✚ **Méthodes de la programmation quadratique** [20]: Dans ces méthodes, au lieu de résoudre le problème d'origine, une séquence des problèmes quadratiques sont résolus par la convergence vers la solution optimale du problème d'origine. Burchett et al utilise une exécution serrée des différents points des solutions possibles.

Minimiser la fonction $f(x)$ sous contraintes $g(x)=0$

Le problème revient à minimiser $g^T p + \frac{1}{2} p^T H p$ sous contraintes $Jp=0$ où $p=x-x_k$: est le gradient de f : Le Jacobien H : Matrice Hessian

III.5. Méthode Numérique Pour le Dispatching Economique Optimal :

III.5.1. Méthode lagrangien :

Donc, on remarque que cette formulation est caractérisée par une fonction de coût qui est la seule non-linéarité, une contrainte d'égalité scalaire unique et des contraintes d'inégalités sous forme de limites inférieures et supérieures sur les puissances produites. [21]

Pour résoudre le problème du dispatching économique, on fait appel à la fonction de Lagrange, formulée comme suit : [22]

$$L = \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i P g_i + c_i P g_i^2) + \lambda (P_D - \sum_{i=1}^{ng} P g_i) \quad \text{(III.09)}$$

Les conditions d'optimalités nécessaire sont les équations suivantes :

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial P g_i} = b_i + 2c_i P g_i - \lambda = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_D - \sum_{i=1}^{ng} P g_i = 0 \\ P g_i^{min} \leq P g_i \leq P g_i^{max} \end{cases} ; i = 1, ng \quad \text{(III.10)}$$

On peut résoudre ce système d'équations d'ordre $ng+2$ par la substitution des valeurs $P g_i$ des premières équations dans l'avant dernière équation.

$$P g_i = \frac{\lambda - b_i}{2c_i} ; i = 1, ng \quad \text{(III.11)}$$

En remplaçant l'équation (III.11) dans l'équation (III.12) on aura :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_D \tag{III.12}$$

$$\sum_{i=1}^{ng} \frac{\lambda}{2c_i} = P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{b_i}{2c_i} \tag{III.13}$$

La valeur optimale de lambda déterminée de l'équation (III.13) est comme suit :

$$\lambda = \lambda_{opt} = \left(P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{b_i}{2c_i} \right) / \sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2c_i} \tag{III.14}$$

La valeur numérique optimale de lambda peut être remplacée dans l'équation (III.12) pour obtenir toutes les valeurs optimales des puissances générées :

$$P_{gi} = P_{g_{opt_i}} = \frac{1}{2c_i} \left(\left(P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{b_i}{2c_i} \right) / \sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2c_i} - b_i \right); i = 1, ng \tag{III.15}$$

III.5.1.1. Dispatching Economique Optimal Dans Un Réseau Sans Perte :

Cette fonction optimise le coût de la totalité des puissances actives générées, en supposant que chaque générateur a une courbe du coût convexe liée à sa propre puissance active ayant des limites supérieure et inférieure. La somme de toutes les puissances actives.

Générées doit être égale à la charge totale du système donné. Donc les pertes de puissances actives dans les transformateurs et les lignes de transport sont considérées négligeables. [23]

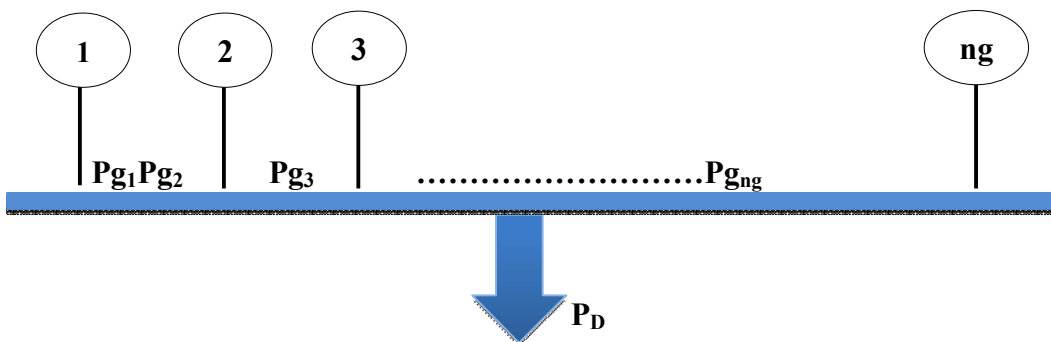


Figure III.01. Modèle d'un réseau électrique concentré à un seul jeu de barres artificiel

Ainsi, dans le dispatching économique, la fonction d'optimisation ne prend pas en considération les équations non-linéaires de l'écoulement de puissance. On suppose que tous les générateurs de puissances et toutes les charges électriques sont connectés directement à un seul jeu de barres artificiel du réseau électrique (Figure2-1). Ces qui réduit les équations de l'écoulement de puissances à une seule équation montrant que: « la somme des puissances produites doit être égale à la somme de puissances consommées ».

Chapitre n⁰III Méthode statique et dynamique

Le problème est défini en se basant sur l'alimentation d'une charge concentrée où un ensemble de générateurs sont liés avec cette charge unique. Chaque générateur i va produire sa propre puissance P_{gi} selon une fonction de coût convexe donnée par la fonction quadratique suivante :

$$C_i = a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2 \quad ; \quad i = 1, 2, \dots, \dots, ng \quad (\text{III.16})$$

Où les coefficients a_i , b_i et c_i sont numériquement connus et $a_{i2} > 0$.

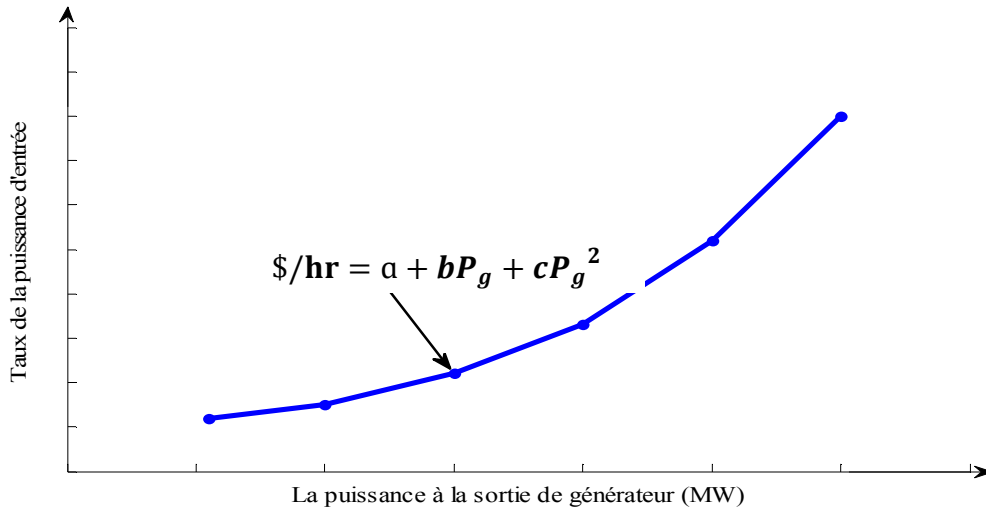


Figure III.02. Fonction du coût convexe du générateur

La Figure III.02. montre cette fonction quadratique, dont l'axe y est l'énergie à l'entrée de la Chaudière (en MBtu/h ou \$/h) et l'axe x est la puissance à la sortie du générateur (en Mw). Cela est fait en variant la puissance du générateur P_{gi} entre $P_{gi \min}$ et $P_{gi \max}$ et le Mbtu/hr correspondant à chaque puissance P_{gi} de sortie est enregistré. Ensuite ces points sont ajustés, dans une courbe, à une équation quadratique.

Le problème d'optimisation est la minimisation de la somme de ces coûts individuels :

$$C = \sum_{i=1}^{ng} C_i = \sum_{i=1}^{ng} a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2 \quad (\text{III.17})$$

Selon une seule contrainte d'égalité qui est « la somme de toutes les puissances générées égale à la charge P_D ». La puissance demandée P_D peut être considérée numériquement donnée :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_D \quad (\text{III.18})$$

En pratique, la puissance générée P_{gi} est limitée par une borne inférieure $P_{gi \min}$ et une borne supérieure $P_{gi \max}$:

$$P_{gi \min} \leq P_{gi} \leq P_{gi \max} ; \quad i = 1 \dots ng \quad (\text{III.19})$$

III.5.1.2. Dispatching Economique avec pertes :

Le problème du dispatching économique associé à cette configuration est très compliqué par rapport au cas où les pertes sont négligées, à cause que la contrainte d'égalité contient les pertes totales actives de transmission P_L .

L'équation de contrainte d'égalité est donnée par :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_d + P_L \quad (\text{III.20})$$

Les pertes actives sont fonction de l'impédance du réseau électrique et du courant électrique des lignes de transport, par conséquent, le courant électrique est lié seulement aux puissances générées et ou puissances demandées. [23]

L'augmentation de Lagrange pour ce type de problème est :

$$L = \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2) + \lambda \left(P_d + P_L - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} \right) \quad (\text{III.21})$$

Les conditions nécessaires pour un minimum sont données par :

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial P_{gi}} &= a_i + 2c_i P_{gi} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} \right) = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} &= P_d + P_L - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = 0 \quad i = 1, 2, 3, \dots, ng \\ P_{gi \min} &\leq P_{gi} \leq P_{gi \max} \end{aligned} \quad (\text{III.22})$$

On peut donc considérer que les courants sont fonction des variables indépendantes, (P_{gi}) et (P_d).

La première équation de l'expression (III.22), nous donne une relation directe entre la puissance générée (P_{gi}) et le multiplicateur de Lagrange (λ), donnée par

$$\lambda = \frac{\frac{dC_i}{dP_{gi}}}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}} = L_i \cdot \frac{dC_i}{dP_{gi}} \quad (\text{III.23})$$

Le terme $\left(L_i = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}} \right)$ est appelé: "facteur de pénalité" du générateur i .

Chapitre n⁰III Méthode statique et dynamique

Il existe trois approches générales pour résoudre le problème du dispatching économique avec pertes de puissance:

- ✚ La première approche consiste à considérer les pertes des puissances actives constantes, dans la contrainte d'égalité donnée par l'équation (III.20).
- ✚ La deuxième approche consiste à développer une expression mathématique des pertes de puissances actives, en fonction des puissances actives des générateurs. Celle-ci est connue par la méthode de «formule des pertes», ou méthode des «coefficients B» (voir formule (III.24)).
- ✚ La troisième approche consiste à introduire les équations de l'écoulement de puissance comme contraintes essentielles dans la formulation du problème d'optimisation.

Cette approche est connue par l'Écoulement de puissance optimal (OPF), qui sera discutée dans le paragraphe (III.5.1.2).

La méthode de «formule des pertes» est basée sur l'approximation des pertes totales de puissance active par une fonction directe des puissances actives des générateurs (P_{gi}), donnée par l'équation suivante :

$$P_L = \sum_{i=1}^{ng} \sum_{j=1}^{ng} B_{ij} P_{gi} P_{gj} + \sum_{i=1}^{ng} B_{i0} P_{gi} + B_{00} \quad (\text{III.24})$$

Où, P_{gi} : puissance active du générateur i .

B_{ij} , B_{i0} et B_{00} : coefficients de pertes (constantes réelles).

Les coefficients de pertes sont des constantes réelles spécifiques au réseau étudié, et sont calculés en fonction de la matrice impédance du réseau, des puissances actives et réactives demandées et des tensions. Dans la littérature, Il existe beaucoup de formules pour le calcul des coefficients de pertes. [23]

III.5.2. La méthode d'itération de Lambda :

La méthode d'itération de Lambda est l'une des méthodes utilisées pour trouver la valeur de Lambda du système et trouver le dispatching économique optimal des générateurs.

Contrairement aux autres méthodes d'itération, comme : Gauss-Seidel et Newton-Raphson, la méthode d'itération de Lambda n'utilise pas la valeur précédente de l'inconnue pour trouver la valeur suivante c'est-à-dire il n'y a pas une équation qui calcule la valeur suivante en fonction de la valeur précédente. La valeur suivante est prédéfinie par intuition, elle est projetée avec interpolation de la bonne valeur possible jusqu'à ce que le décalage spécifié soit obtenu.

Chapitre n⁰ III Méthode statique et dynamique

On va maintenant discuter comment trouver le dispatching économique optimal utilisant cette dernière.

✚ la méthode exige qu'il y ait une correspondance entre une valeur lambda et l'output (en MW) de chaque générateur.

✚ la méthode commence avec des valeurs de lambda en-dessous et en-dessus de la valeur optimale (qui est inconnue), puis par itération limite la valeur optima

On choisit λ^L et λ^H

telque :

$$P_{gi}(\lambda^L) - P_d < 0 \quad (\text{III.25})$$

ET

$$P_{gi}(\lambda^H) - P_d > 0 \quad (\text{III.26})$$

on pose :

$$\lambda^M = \frac{\lambda^L + \lambda^H}{2} \quad (\text{III.27})$$

$$\sum_{i=1}^m P_{gi}(\lambda^M) - P_d > 0 \quad (\text{III.28})$$

On pose :

$$\lambda^M = \lambda^H \quad (\text{III.29})$$

$$\sum_{i=1}^m P_{gi}(\lambda^M) - P_d < 0 \quad (\text{III.30})$$

On pose :

$$\lambda^L = \lambda^M \quad (\text{III.31})$$

On refait le calcul jusqu 'a

$$|\lambda^L - \lambda^H| > \varepsilon \quad (\text{III.32})$$

D'où ε est la tolérance de convergence :

$$\frac{dC_i(P_{gi})}{dP_{gi}} - \lambda \frac{dP_L}{dP_{gi}} = \lambda \quad (\text{III.33})$$

III.7.Exemple :

$$C1=284.74+16.83p_{g1}+0.0021p_{g1}^2$$

$$C2=585.62+16.95p_{g2}+0.0042p_{g2}^2$$

$$C3=213+20.74 p_{g3}+0.0018 p_{g3}^2$$

$$C4=252+23.60p_{g4}+0.0034p_{g4}^2$$

D'après la méthode de : lagrangien la résolution de la répartition optimale de l'énergie sera :

Avec : $P_d=650$ (MW)

$$\lambda = \frac{650 + \frac{16.83}{0.0042} + \frac{16.95}{0.0084} + \frac{20.74}{0.0036} + \frac{23.60}{0.0068}}{\frac{1}{0.0042} + \frac{1}{0.0084} + \frac{1}{0.0036} + \frac{1}{0.0068}} = 20.3415$$

$$P_{gi} = \frac{\lambda - b_i}{2c_i}$$

On à :

$$P_{g1} = \frac{20.3415 - 16.83}{0.0042} = 836.0714 \text{ (MW)}$$

$$P_{g2} = \frac{20.3415 - 16.95}{0.0084} = 403.75 \text{ (MW)}$$

$$P_{g3} = \frac{20.3415 - 20.74}{0.0036} = -110.6944 \text{ (MW)}$$

$$P_{g4} = \frac{20.3415 - 23.60}{0.0068} = -479.1911 \text{ (MW)}$$

Dans la pratique, chaque puissance générée (P_{gi}) est limitée par une limite inférieure (P_{gimin}) et une autre supérieure (P_{gimax}), ce qui donne la contrainte d'inégalité suivante:

$$P_{gi \min} \leq P_{gi} \leq P_{gimax}$$

$$i=1,2,\dots,ng$$

L'exemple précédent explique ces conditions avec les données suivantes :

$$\text{Unit1 } 75 \leq p_{g1} \leq 300$$

$$\text{Unit2 } 60 \leq p_{g2} \leq 250$$

$$\text{Unit3 } 25 \leq p_{g3} \leq 80$$

$$\text{Unit4 } 20 \leq p_{g4} \leq 60$$

En effet: la solution sera

$$P_{g1}=836.0714 \text{ (MW)}$$

$$P_{g2}=403.75 \text{ (MW)}$$

$$P_{g3}=-110.6944 \text{ (MW)}$$

$$P_{g4}=-479.1911 \text{ (MW)}$$

Chapitre n⁰III Méthode statique et dynamique

Mais on constate que les résultats ne respect pas les limites de la production de centrale .

D'après le système on pose que :

$$P_{g1} = P_{g1 \max} = 300 \text{ (MW)}$$

$$P_{g2} = P_{g2 \max} = 250 \text{ (MW)}$$

$$P_{g3} + P_{g4} = P_d - (P_{g1} + P_{g2}) = 650 - 550 = 100 \text{ (MW)}$$

$$\lambda = \frac{100 + \frac{20.74}{0.0036} + \frac{23.60}{0.0068}}{\frac{1}{0.0036} + \frac{1}{0.0068}} = 21.9653$$

On trouve que :

$$P_{g3} = \frac{\lambda - b_3}{2c_3} = \frac{21.9653 - 20.74}{2 * 0.0018} = 340.3611 \text{ (MW)}$$

$$P_{g4} = \frac{\lambda - b_4}{2c_4} = \frac{21.9653 - 23.60}{2 * 0.0034} = -240.3970 \text{ (MW)}$$

Mais on constate que les résultats ne respect pas les limites de la production de centrale .

D'après le système on pose que :

$$P_{g3} = p_{g3 \max} = 80 \text{ (MW)}$$

$$P_{g4} = P_d - (P_{g1} + P_{g2} + P_{g3}) = 650 - (300 + 250 + 80) = 20 \text{ (MW)}$$

Donc la solution optimale de ce problème sera :

$$P_{g1} = 300 \text{ (MW)}$$

$$P_{g2} = 250 \text{ (MW)}$$

$$P_{g3} = 80 \text{ (MW)}$$

$$P_{g4} = 20 \text{ (MW)}$$

Donc :

$$C_1 = 284.74 + 16.83 (300) + 0.0021 (300)^2 = 5522.74 \text{ (\$/Mbtu)}$$

$$C_2 = 585.62 + 16.95 (250) + 0.0042 (250)^2 = 5085.62 \text{ (\$/Mbtu)}$$

$$C_3 = 213 + 20.74 (80) + 0.0018 (80)^2 = 1883.72 \text{ (\$/Mbtu)}$$

$$C_4 = 252 + 23.60 (20) + 0.0034 (20)^2 = 725.36 \text{ (\$/Mbtu)}$$

$$C_T = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 = 13217.44 \text{ (\$/Mbtu)}$$

III.8. Commutation des unités de production 'Unit Commitment':

Définition :

Le problème de commutation des unités de production ou d'engagement des turbines 'Unit Commitment problem' (UCP) consiste à choisir les unités de production qui seront opérationnelles sur une échelle de temps discrétisée, de manière à minimiser le coût de production total. Les unités doivent satisfaire la charge ainsi que la réserve tournante. De plus, chaque unité possède ses propres limites de production et un temps minimal de redémarrage et d'arrêt. Il s'agit donc d'un problème d'optimisation complexe mixte, combinatoire et non linéaire. [24]

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

- ❖ Méthodes déterministes.
- ❖ Méthodes méta-heuristiques.
- ❖ Méthodes hybrides (déterministe-méta-heuristique) ou (méta-heuristique-méta-heuristique).

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

III.9. Formulation du Problème de l'UCP :

III.9.1 Fonction objectif de l'UCP [25][26] :

L'objectif du problème de l'Unit Commitment est la minimisation de la fonction coût totale de production :

$$TC = \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i=1}^N [F_i(P_i(t))U_i(t) + ST_i(t)U_i(t) + DC_i(t)(1 - U_i(t))U_i(t-1)] \quad (\text{III.34})$$

Avec

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

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

$$F_i(P_i(t)) = a_i + b_i P_i(t) + c_i P_i^2(t) \quad (\text{III.35})$$

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

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

$ST_i(t)$ Représente le coût de redémarrage de l'unité i à l'instant t , il dépend du temps pendant lequel l'unité i a été éteinte T_i^{OFF} , il peut être représenté par l'une des deux formes:

Fonction à deux pas [27]:

$$ST_i(t) = \begin{cases} HSC_i, & \text{Si } MDT_i \leq T_i^{OFF} \leq MDT_i + SC_i \\ CSC_i, & \text{Si } T_i^{OFF} > MDT_i + SC_i \end{cases} \quad (\text{III.36})$$

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

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

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

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

Remarque

Pour tenir compte des contraintes des zones interdites et des contraintes environnementales, la fonction de coût de production $F_i(P_i(t))$ sera modifiée suivant le cas, ses contraintes sont considérées parmi les contraintes du sous- problème de répartition économique de puissance.

III.9.2 Contraintes de l'UCP :

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

III.9.2.1 Contraintes du Système :

III.9.2.1.1 Demande à satisfaire :

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

$$\sum_{i=1}^N P_i(t)U_i(t) = P_D(t) + P_L(t) \quad t = 1, \dots, N_t \quad (\text{III.37})$$

III.9.2.1.2 Réserve à garantir :

Une notion très importante est celle de la sécurité. En effet, on n'est jamais à l'abri d'une défaillance technique, et on ne peut tolérer le fait de couper l'électricité dans tout un secteur dès qu'une unité est forcée de déclencher. Il faut donc une certaine quantité de réserves tournantes à chaque instant t notée $P_R(t)$. On considère généralement que la réserve doit assurer 10% de la demande :

$$\sum_{i=1}^N P_i^{max}(t)U_i(t) \geq P_D(t) + P_R(t) \quad t = 1, \dots, N_t \quad (\text{III.38})$$

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

$$P_L(t) = \sum_{i=1}^N P_i(t) B_{ij} P_j(t) + \sum_{i=1}^N B_{i0} P_i(t) + B_{00} \quad (\text{III.39})$$

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

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

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

B_{00} Pertes constantes (MW).

III.9.2.2 Contraintes des Unités :

III.9.2.2.1 Puissance Bornée :

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

$$P_i^{min} \leq P_i(t) \leq P_i^{max} \text{ Si } U_i(t) = 1 \quad (\text{III.40})$$

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

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

III.9.2.2.2 Temps minimal d'allumage :

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

$$MUT_i \leq T_i^{ON} \text{ si } i = 1, \dots, N \quad (\text{III.41})$$

III.9.2.2.3 Temps minimal d'extinction :

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

$$MDT_i \leq T_i^{OFF} \text{ si } i = 1, \dots, N \quad (\text{III.42})$$

L'inertie propre des moyens de production limite la vitesse à laquelle les unités de production peuvent changer leur niveau de production. La vitesse maximale de changement du niveau de production pour une période de temps donné est appelée contrainte de rampe (*ramp rate*). Pour chaque unité i , on exige une élévation maximale de production UR_i et une chute maximale de production DR_i ce qui ajoute les deux contraintes suivantes :

III.9.2.2.4 Élèvement maximale de la puissance :

$$P_i(t) \leq \min(P_i^{max}, P_i(t-1) + UR_i) \text{ Si } \quad (\text{III.43})$$

$$\begin{aligned}
 U_i(t-1) &= 1 \quad \text{et} \quad U_i(t) = 1 \\
 i &= 1, \dots, N \\
 t &= 1, \dots, N_t
 \end{aligned}$$

III.9.2.2.5 Chute maximale de la puissance :

$$P_i(t) \leq \max(P_i^{\min}, P_i(t-1) - DR_i) S_i \quad (\text{III.44})$$

$$\begin{aligned}
 U_i(t-1) &= 1 \quad \text{et} \quad U_i(t) = 1 \\
 i &= 1, \dots, N \\
 t &= 1, \dots, N_t
 \end{aligned}$$

III.9.2.2.6 Autres contraintes :

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

III.10. Programmation Dynamique :

La Programmation Dynamique a été introduite la première fois en 1950 par le mathématicien américain Richard Bellman qui a décrit une façon de résoudre les problèmes d'optimisation de manière séquentielle [28]. Durant plus de quarante années depuis son développement, le nombre d'usages et d'applications de Programmation Dynamique a augmenté énormément.

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

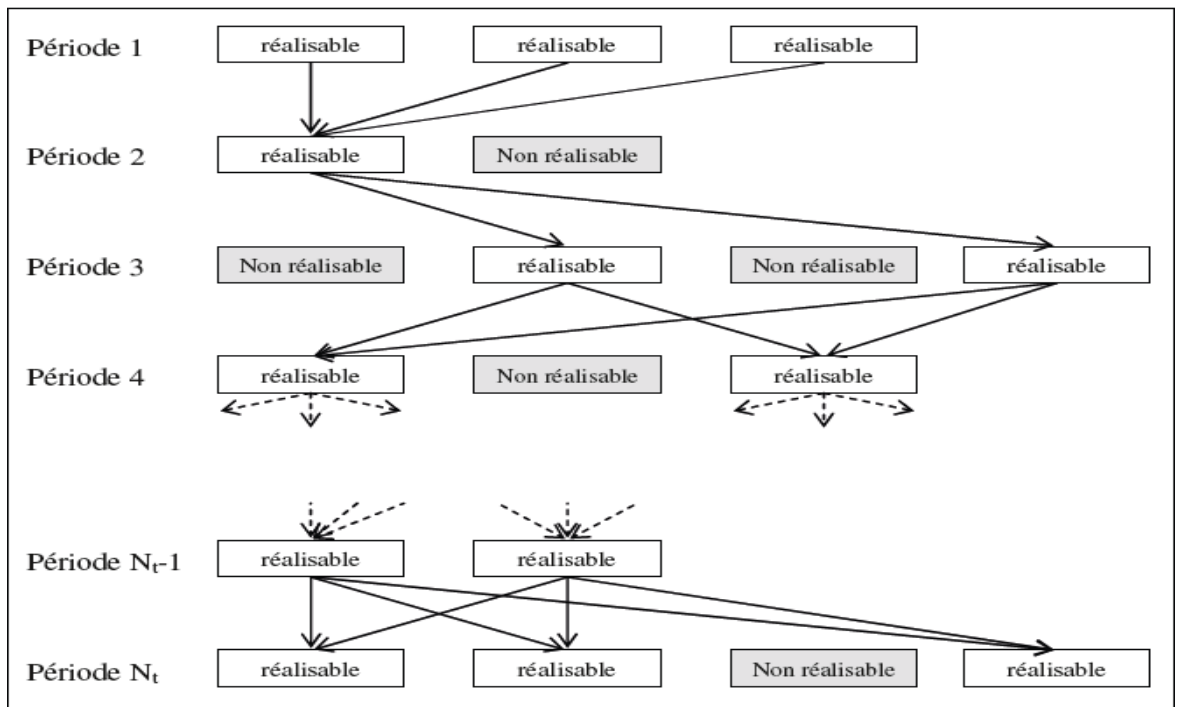
III.10.1 Méthodologie :

La programmation dynamique consiste en un algorithme récursif parcourant le problème d'heure en heure. On distingue la programmation dynamique en avant 'forward dynamic programming' et la programmation dynamique en arrière 'backward dynamic programming' suivant que l'on parcourt le problème dans un sens ou dans l'autre. Le principe est que l'on part d'un état optimal et que l'on trouve l'optimal à l'heure précédente/suivante en utilisant le 'backward'/'forward', c'est-à-dire que l'on va tester où est-ce qu'on pouvait être à l'heure d'avant pour atteindre l'optimal (backward), ou où est-ce que l'on sera à l'heure d'après en partant de l'optimal (forward) et trouver ainsi un nouvel état optimal. On procède ainsi de suite de proche en proche, sans oublier qu'il y aura nécessairement des conditions à l'arrivée qu'il faudra respecter.[28]

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

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

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



FigureIII.03 :Exemple de recherche d'un chemin optimalpour la Programmation Dynamique

III.10.2 Types de programmation dynamique :

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

- ❖ Programmation Dynamique en Arrière (Backward Dynamic Programming)
- ❖ Programmation Dynamique en Avant (*Forward Dynamic Programming*)

III.10.2.1 Programmation Dynamique en Arrière :**Principe[29] :**

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

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

$$F_{cost}(K, I) = \min_{\{J\}} [P_{cost}(K, I) + S_{cost}(K, I: K + 1, J) + F_{cost}(K + 1, J)] \quad (\text{III. 45})$$

$$F_{cost}(M, I) = P_{cost}(M, I) \quad (\text{III. 46})$$

Avec: M = Nombre d'intervalles de temps.

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

$P_{cost}(K, I)$ = Coût de production minimal qui alimente la charge durant l'intervalle

K avec l'état I , il est obtenu en calculant la répartition économique des unités allumées à l'état I .

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

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

III .10.2.2 Programmation Dynamique en Avant :**Principe :**

La Programmation Dynamique en arrière ne couvre pas beaucoup de situations pratiques. Par exemple si le coût de redémarrage d'une unité est une fonction du temps pendant lequel l'unité est hors ligne, dans ce cas la Programmation Dynamique en Avant est plus convenable puisque à chaque étape, on peut calculer ce temps.[30]

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

$$F_{cost}(K, I) = \min_{\{L\}} [P_{cost}(K, I) + S_{cost}(K - 1, L: K, I) + F_{cost}(K - 1, L)] \quad (\text{III. 47})$$

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

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

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

$\{L\}$ = est l'ensemble des états faisables dans l'intervalle $K - 1$.

III.10.3 Limitation de l'espace de recherche :

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

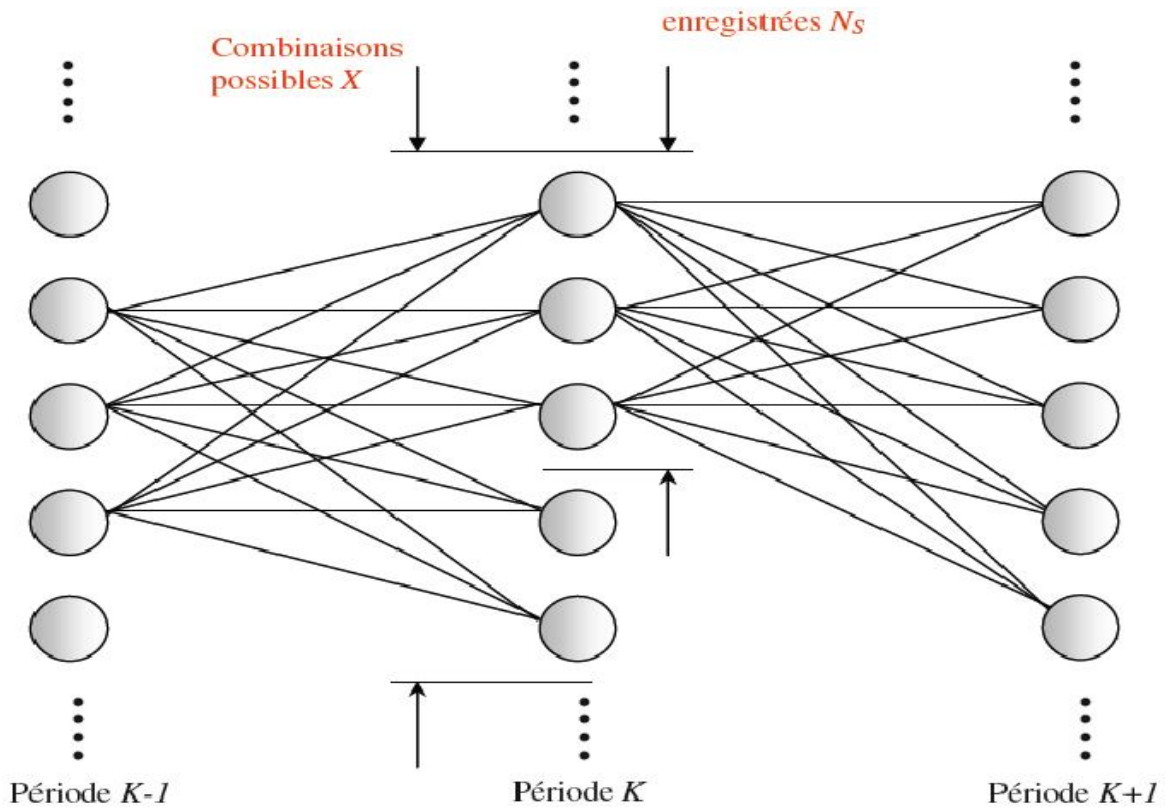
Dans la programmation dynamique en avant, on appelle une *stratégie* la transition, ou chemin depuis une combinaison à une heure donnée vers une autre combinaison à l'heure suivante.

Deux autres variables seront introduites (figure III.04)

- ❖ X : nombre d'états possibles à chaque période,
- ❖ N_S : nombre de stratégies, ou chemins, enregistrés à chaque étape.

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

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



FigureIII 04 :Restriction des chemins de recherche avec $N_s=3$ et $X=5$

III.10.4 Exemple:

Cet exemple considère un système de quatre unités, les caractéristiques des générateurs sont présentées dans le tableau (III.01) et les charges durant 8 heures dans le tableau (III.02).

Unité	P_{\min} 1W	P_{\max} MW	A \$	b \$/MW	C \$/MW ²	MUT hrs	MDT hrs	HSC \$	CSC \$	CS hrs	IS hrs
1	75	300	284.74	16.83	0.0021	5	4	500	1100	5	+8
2	60	250	585.62	16.95	0.0042	5	3	170	400	5	+8
3	25	80	213.00	20.74	0.0018	4	2	150	350	4	-5
4	20	60	252.00	23.60	0.0034	1	1	0.00	0.02	0	-6

Tableau III.01:Caractéristiques des générateurs (exemple)

Avec une demande sur 8 pas de temps définie par le tableau suivant :

Heures	P _D (MW)
1	460
2	570
3	620
4	650
5	560
6	450
7	430
8	390

Tableau III.02:Variation de la charge durant 8 heures (exemple)

Résultat :

La solution optimale du problème est présentée dans le tableau suivant :

	Les heures							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Unité 1	300	300.00	300.00	300.00	300.00	300	296.1905	269.5238
Unité 2	160	245.00	250.00	250.00	235.00	150	133.8095	120.4762
Unité 3	0	25.00	70.00	80.00	25.00	0	0	0
Unité 4	0	0	0	20.00	0	0	0	0
Coût de production total :84869.325 \$								

Tableau III.03:Les résultats du système à 4 générateurs

III.10.5. Relaxation Lagrangienne :

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

La relaxation lagrangienne a été appliquée avec succès sur le problème de l'Unit Commitment pendant des années et elle a démontré sa performance de résoudre ce problème pour les systèmes de grandes tailles (Bertsekas *et al.*, 1983; Muckstadt and Koenig, 1977)[27].

III.10.5.1 Principe :

La relaxation Lagrangienne est une manipulation classique en optimisation sous contraintes. Elle permet d'obtenir des bornes de la valeur optimale de certains problèmes d'optimisation combinatoire dure. L'idée consiste à *relaxer* (supprimer) une partie des contraintes (en principe, celles qui rendent le problème compliqué) qui sont introduites dans la fonction objective sous la

forme d'une pénalité qui combine linéairement les contraintes relaxées. Les coefficients de cette combinaison linéaire sont appelés les variables duales associées à la relaxation Lagrangienne.

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

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

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

La méthode de la relaxation Lagrangienne consiste à relaxer les contraintes couplantes (demande et réserve) et les incorporer dans la fonction objective (équation de Lagrange) en la pénalisant si ces contraintes ne sont pas respectées. De cette manière la fonction objective peut être séparée en deux fonctions indépendantes pour chaque unité.

La méthode de relaxation lagrangienne se propose donc de scinder le problème et de procéder par itération. Dans un premier temps, on relâche les contraintes "couplantes" (demande et réserve), ce qui nous permet de résoudre le problème unité par unité.

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

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

$$J^* = \min_{P_i(t)} \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i=1}^N [F_i(P_i(t)) + S_i(t)] U_i(t) \quad (\text{III. 48})$$

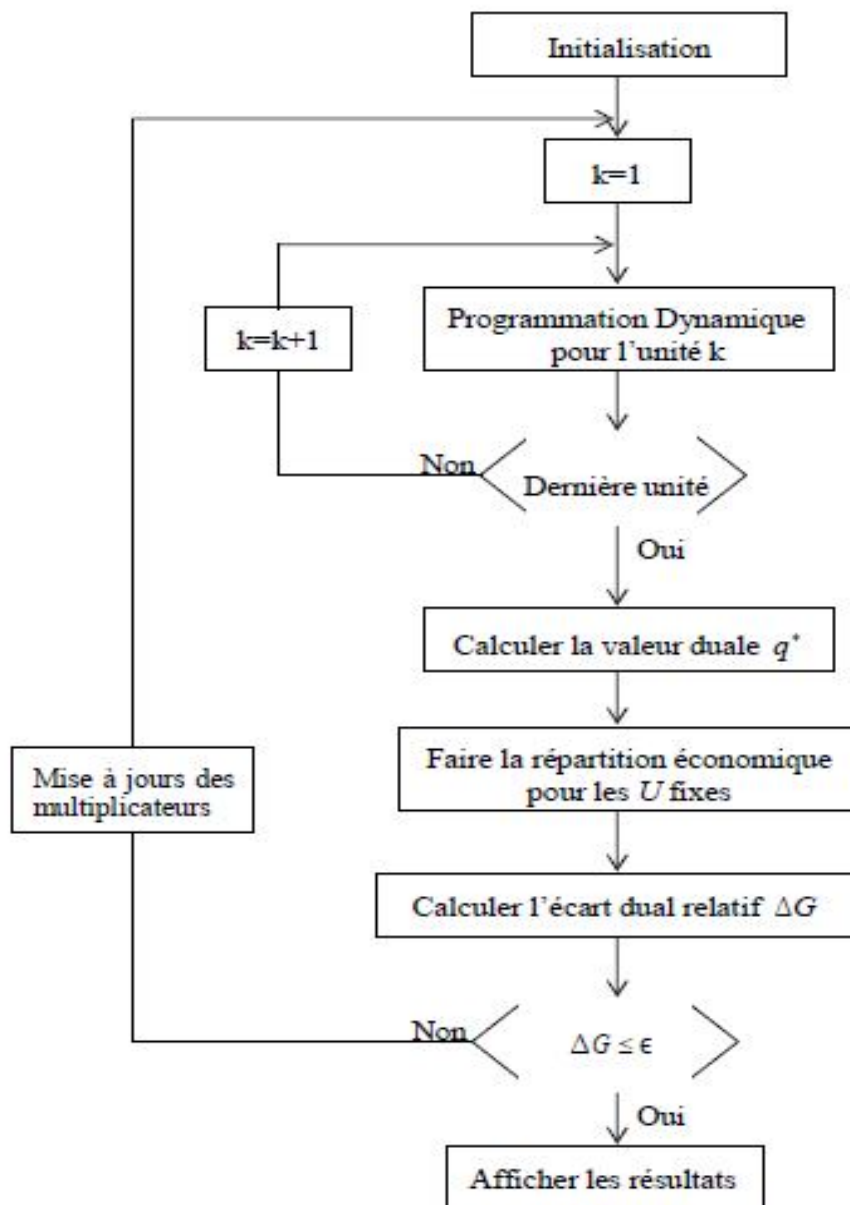


Figure III.05 : Procédure de la relaxation Lagrangienne

III.11. Techniques avancées de résolution de l'engagement des unités :

III.11.1. Métaheuristiques :

Les métaheuristiques forment une famille d'algorithmes d'optimisation (également appelés algorithmes d'approximation) visant à résoudre des problèmes d'optimisation difficile issus de la recherche opérationnelle pour lesquels on ne connaît pas de méthode classique plus efficace. Elles permettent de résoudre des problèmes d'optimisation auxquels les ingénieurs et les décideurs sont

régulièrement confrontés. Les métaheuristiques sont généralement des algorithmes stochastiques itératifs, qui progressent vers un optimum par échantillonnage d'une fonction objectif. [31] [32]

L'exécution des métaheuristiques se déroule en trois phases :

- ❖ Diversification
- ❖ Intensification
- ❖ Mémoire

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

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

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

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

III.11.2 Recuit Simulé (RS) :

Principe [33] :

Le Recuit Simulé (*Simulated Annealing*) a été proposé par les physiciens Kirkpatrick, Gelatt et Vecchi en 1983 [34]. Le recuit s'inspire de méthodes de simulation de Metropolis (années 50) en mécanique statistique. L'analogie historique s'inspire du *recuit des métaux (annealing)* en métallurgie : un métal refroidi trop vite présente de nombreux défauts microscopiques, c'est l'équivalent d'un minimum local pour un problème d'optimisation combinatoire. Si on le refroidit lentement, les atomes se réarrangent, les défauts disparaissent, et le métal a alors une structure très ordonnée, équivalente du minimum global pour un problème d'optimisation combinatoire (figure III.06).

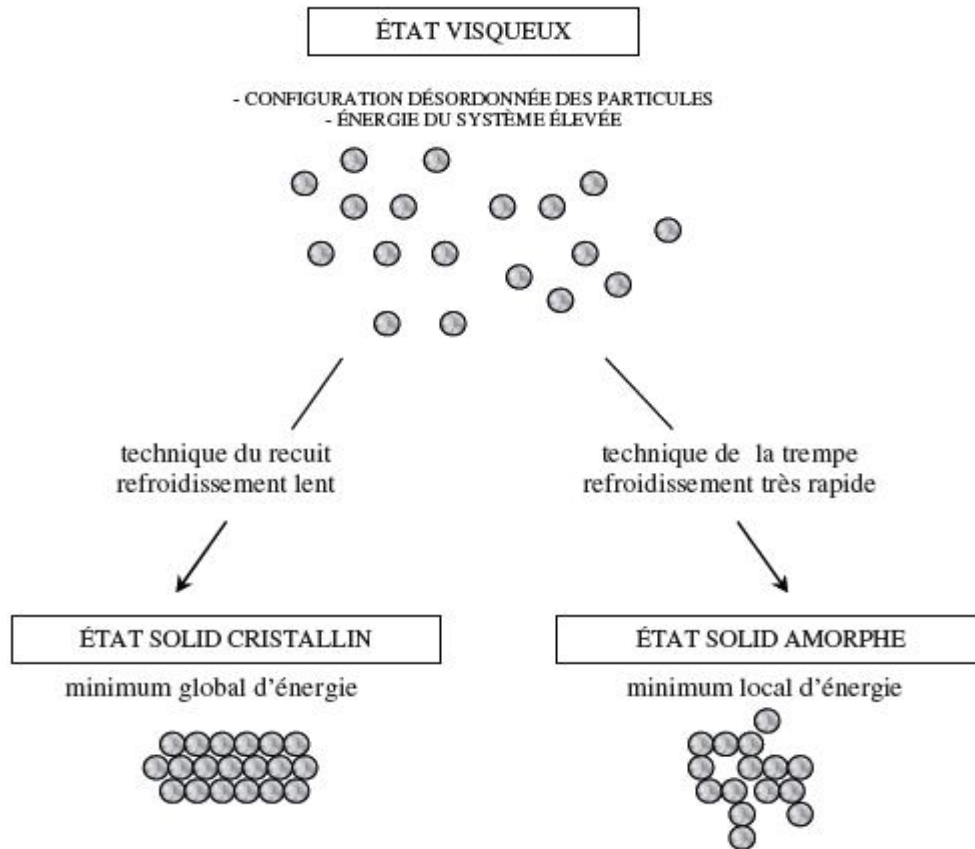


Figure III.06 : Comparaison des techniques du recuit et de la trempe.

Une autre analogie est de voir l'ensemble des solutions comme un paysage de montagne comme la figure III.07. Une pierre lâchée dans un tel paysage va glisser dans le premier creux venu : c'est l'analogie d'une recherche locale simple. Une balle élastique peut, au contraire, rebondir et contourner les obstacles. L'énergie initiale de la balle va diminuer lentement à chaque rebond, et la balle finira plus bas que la pierre, du moins en probabilité.

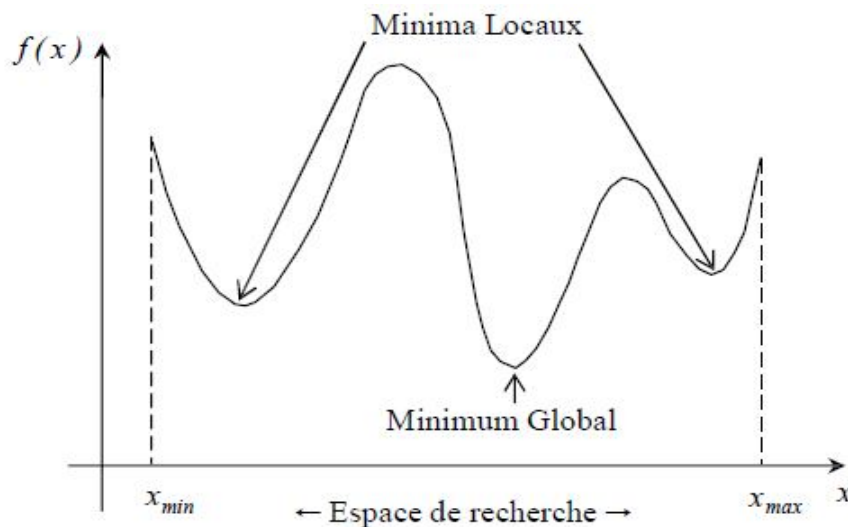


Figure III.07: Minimum locaux et minimum global.

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

- ❖ On tire au sort une transformation $s \rightarrow s', s' \in V(s)$, au lieu de chercher la meilleure ou la première solution voisine améliorante comme une recherche locale classique.
- ❖ On calcule la variation de coût $\Delta f = f(s') - f(s)$.
- ❖ Si $\Delta f \leq 0$, le coût diminue et on effectue la transformation améliorante comme dans une recherche locale ($s := s'$).
- ❖ Si $\Delta f > 0$, le coût remonte, c'est un rebond, On calcule une probabilité d'acceptation
- ❖ $p_a = \exp(-\Delta f / T)$, puis on tire au sort p dans $[0, 1]$. Si $p \leq p_a$, la transformation est déclarée acceptée, bien qu'elle dégrade le coût, et on fait ($s := s'$).
- ❖ Sinon, la transformation est rejetée : on garde s pour l'itération suivante.
- ❖ Pour assurer la convergence (analogie avec la balle qui rebondit de moins en moins),
- ❖ T est diminuée lentement à chaque itération, par exemple $T = k \cdot T$, $k = 0.999$ par exemple. On peut aussi décroître T par paliers. Pour être efficace, un recuit doit diminuer T assez lentement, en plusieurs milliers ou dizaines de milliers d'itérations.
- ❖ Il dure en tout cas beaucoup plus longtemps qu'une recherche locale, puisque les transformations améliorantes de cette dernière sont diluées parmi de nombreux rebonds.
- ❖ On s'arrête quand T atteint un seuil fixe ϵ , proche de 0.

III.11.3 Méthode de recherche taboue (RT) :

III.11.3.1 Principe :

Les méthodes Taboues (*tabusearch*) ont été proposées par Glover en 1986 [34]. Elles sont de conception plus récente que le recuit. Elles ont trois caractéristiques fondamentales :

- ❖ A chaque itération, on examine complètement le voisinage $V(s)$ de la solution
- ❖ actuelle s , et on va sur la meilleure solution s' , même si le coût remonte.
- ❖ On s'interdit de revenir sur une solution visitée dans un passé proche grâce à une liste taboue TL (tabulist) de longueur limitée NT, qui stocke de manière compacte les NT dernières solutions visitées. On cherche donc s' dans $V(s) - T$.
- ❖ On conserve en cours de route la meilleure solution trouvée s^* car, contrairement au recuit, c'est rarement la dernière. On stoppe après un nombre maximal N_{Max} d'itérations, ou après un nombre maximal d'itérations sans améliorer la meilleure solution, ou quand $V(s) - T$

= \emptyset . Ce dernier cas, très rare, ne peut se reproduire que sur des très petits problèmes, pour lesquels le voisinage tout entier peut être enfermé dans TL . [24][35]

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

III.11.3.2 Liste taboue TL :

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

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

III.12. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons exposé la formulation mathématique de la fonction objectif et les différentes contraintes du problème de planification des unités de production (unit commitment). Ensuite, les différentes techniques classiques utilisées pour la résolution de ce problème telles que la méthode de la liste de priorité, la programmation dynamique en avant et en arrière ont été détaillées.

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

Chapitre n^o IV
Résolution du problème d'unit
commitment par la programmation
dynamique

Chapitre IV

Résolution du problème d'unit commitment par la programmation dynamique

IV -1 Introduction :

Dans ce chapitre, on va tester le programme qu'est l'unit commitment et le dispatching économique optimal en utilisant la programmation dynamique sur des sites de production d'énergie électrique, les méthodes qui tiennent compte de la nature quadratique de la fonction objective, ainsi que l'optimisation par la programmation dynamique.

Ainsi l'analyser et optimiser les performances des réseaux électriques en utilisant la technique de la programmation visuelle sous l'environnement MATLAB 7.11.

La figure IV01 montre une représentation matricielle d'une x_i individu dans la population. Lorsque la taille de la population est NP, la dimension de la population est égale à $10 \times 24 \times NP$. Nous pouvons utiliser les valeurs des lignes de la matrice pour juger si chaque unité programmée satisfait la MUT / contraintes MDT, et pour résoudre le coût de transition pendant toute la période prévue. Nous pouvons utiliser les valeurs de colonne pour résoudre la solution ED et le coût de production [36].

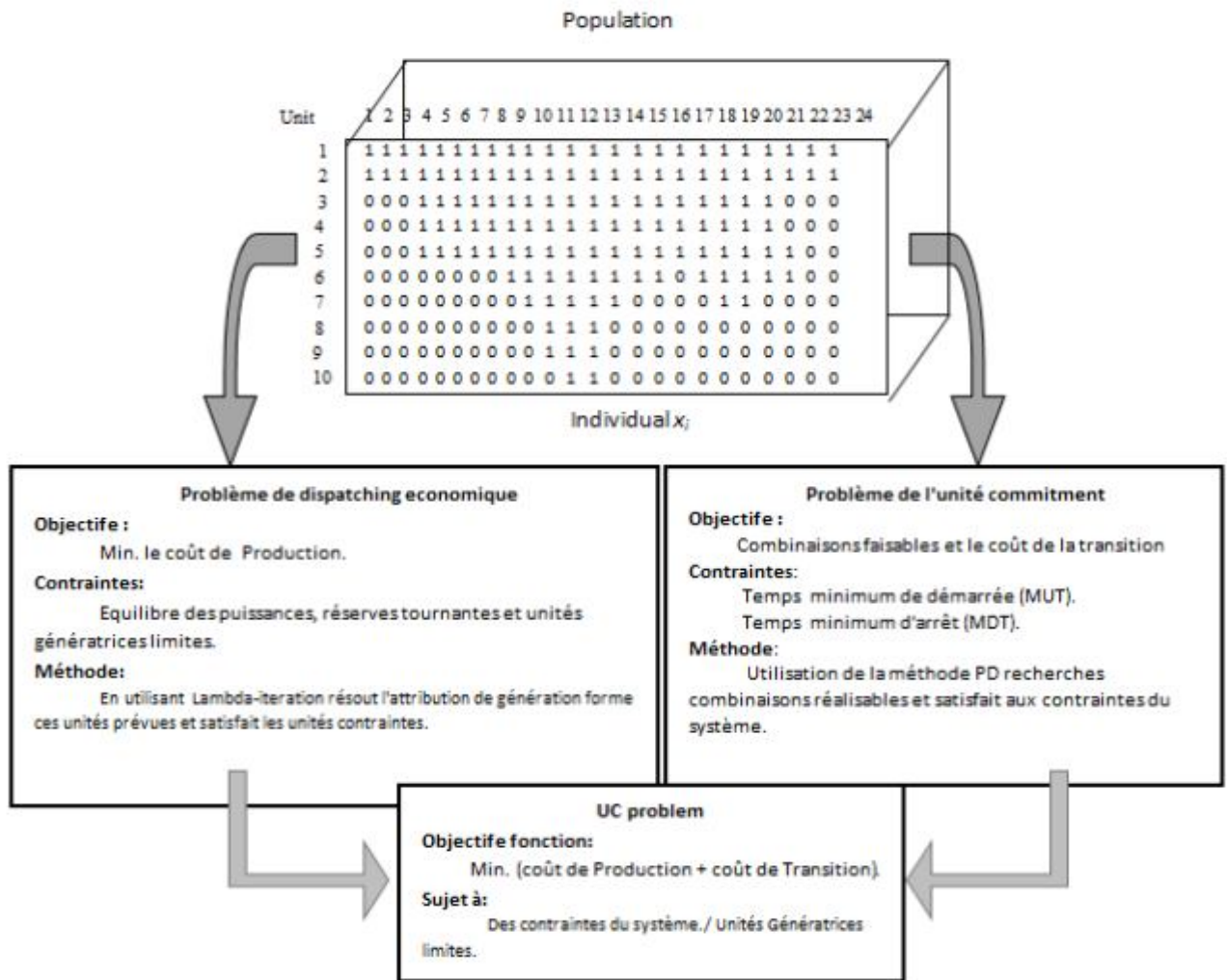


Figure IV.01: Représentation binaire d'un xi individu de la population pour une solution du problème UC [36].

IV.2 Test de la méthode proposée pour la résolution du problème d'UC :

Nous appliquons ici la méthode d'PD étape par étape pour résoudre le problème d'UC sur un simple réseau de 5 et de 10 générateurs. La réserve tournante est 10% de la puissance demandée et le coût de redémarrage est calculé à partir de la formule suivante [36]:

$$ST_i = \sigma_i + \delta_i [1 - \exp(-T_{off_{it}} / \tau_i)] \tag{IV.01}$$

Où : $\sigma_i, \delta_i, \tau_i$: sont les coefficients du coût de redémarrage.

$-T_{off_{it}}$: Le nombre de périodes quand le générateur i est à l'état d'arrêt avant l'instant t.

Le coût d'arrêt est supposé égal à zéro.

IV.2.1 Test de système 5 unités :

- ✚ L'approche mentionnée dans le chapitre III est appliquée à un système composé de 5 unités de production dont les données comme modèle de charge de 12 heures. Les Paramètres de système à 5 unités se trouvent dans (Tableau IV.01) [37],
- ✚ La répartition de puissance demandée durant 12 heures se trouve dans (Tableau IV.02).

Tableau IV.01: Paramètres de système à 5 unités

no. Unité	P_i [MW]	F_i [MW]	a_i [¢]	b_i [¢/MW]	c_i [¢/MW ²]	T_i [h]	T_i [h]	HSC _i [¢]	CSC _i [¢]	CST _i [¢]	Heur Initial	Fuel cost [¢/MW]
1	455	150	1000	16.19	0.00048	8	8	4500	9000	5	+8	2.00
2	130	20	700	16.6	0.002	5	5	550	1100	4	-5	2.00
3	130	20	680	16.5	0.00211	5	5	560	1120	4	-5	2.00
4	80	20	370	22.26	0.00711	3	3	170	130	2	-3	2.00
5	55	55	660	25.92	0.00413	1	1	30	60	0	-1	2.00

Tableau IV.02: Puissance demandée durant 12 heures

Heur	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Charge	400	450	480	500	530	550	580	600	620	650	680	700

- ✚ Le graphique de la demande de charge représentée sur la fig. VI.02 a 12 points, dont la première et la dernière valeur de l'heure.

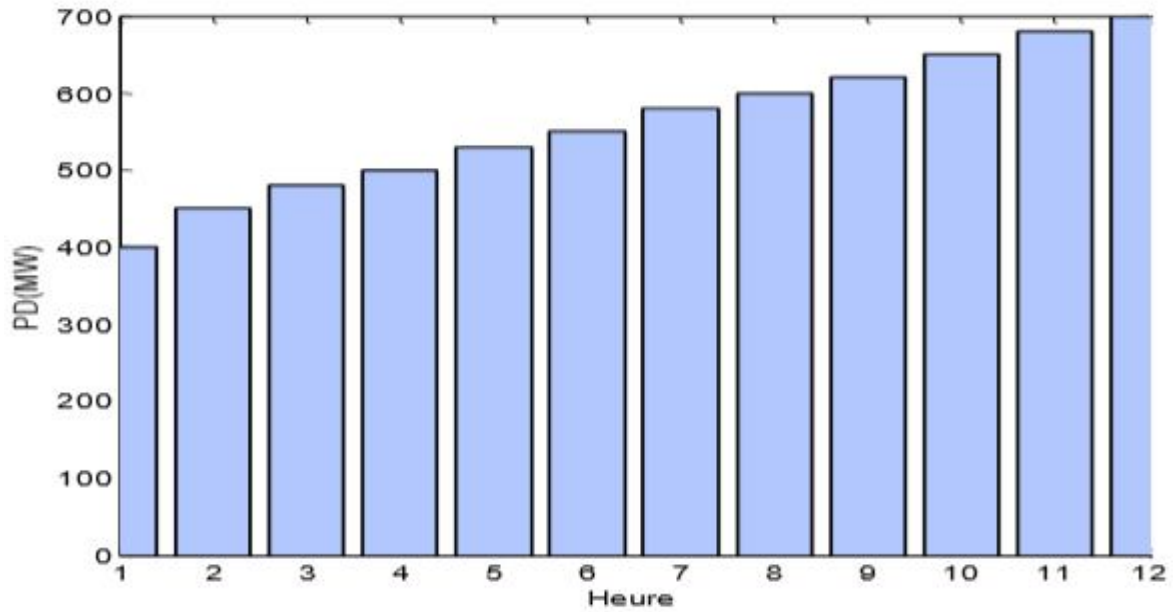


Figure IV.02: La demande de la charge pendant 12 h

✚ Tableau IV.03 fournit les données de distribution du coût horaire de 5—generator dans la période de temps de 12 heures à chaque heure, la sortie attendue de chaque unité de génération est évaluée, de sorte que les exigences de charge sont respectées.

Tableau IV .03: Les données de distribution de charge pour le 5 générateur

Heur	Demande	Tot Gen	PMin	PMax	ST-UP Cost	ProdCost	F-Cost	Units ON/OFF
0	-	-	150	455	0	0	0	1 0 0 0 0
1	400	400	150	455	0	7553	7553	1 0 0 0 0
2	450	450	150	455	0	8383	15936	1 0 0 0 0
3	480	480	170	485	1120	9560	26615	1 0 1 0 0
4	500	500	170	485	0	9893	36508	1 0 1 0 0
5	530	530	170	485	0	10395	46903	1 0 1 0 0
6	550	550	170	485	0	10732	57635	1 0 1 0 0
7	580	580	170	485	0	11241	68877	1 0 1 0 0
8	600	600	190	715	1100	12267	82243	1 1 1 0 0
9	620	620	190	715	0	12604	94847	1 1 1 0 0
10	650	650	190	715	0	13112	107959	1 1 1 0 0
11	680	680	190	715	0	13621	121580	1 1 1 0 0
12	700	700	190	715	0	13962	135542	1 1 1 0 0

✚ Pour résoudre le problème en utilisant des conditions initiales conventionnelles de programmation dynamique sont prises comme suit:

1. L'unité 1 sont initialement ON.
2. Unité 2 et 3 est sur OFF dans les deux dernières heures.
3. Unité 4 et 5 est sur OFF dans les douze heures.
4. Initialement, les pertes et les réserves tournant sont négligeables

✚ Le tableau IV.04 présente le coût totale et le calendrier de la combinaison de l'unité pour le système de test, où 0 représente l'état d'arrêt et 1 sur l'état marche en utilisant le modèle de charge par les programmation dynamique (PD) (négliger les pertes et les réserves)

Tableau VI.04: La commutation d'unités et les coûts de production totale

Heur	L'état des unités et la nombre d'unité				
1	1	2	3	4	5
2	1	0	0	0	0
3	1	0	0	0	0
4	1	0	1	0	0
5	1	0	1	0	0
6	1	0	1	0	0
7	1	1	1	0	0
8	1	1	1	0	0
9	1	1	1	0	0
10	1	1	1	0	0
11	1	1	1	0	0
12	1	1	1	0	0
	coûtde production totale (\$) =135543				

✚ Le graphique comparaison de la puissance demande de charge et P_{max} , P_{min} représentée sur la fig. IV03 a 5 pointes, dont la première et la dernière valeur de l'heur .

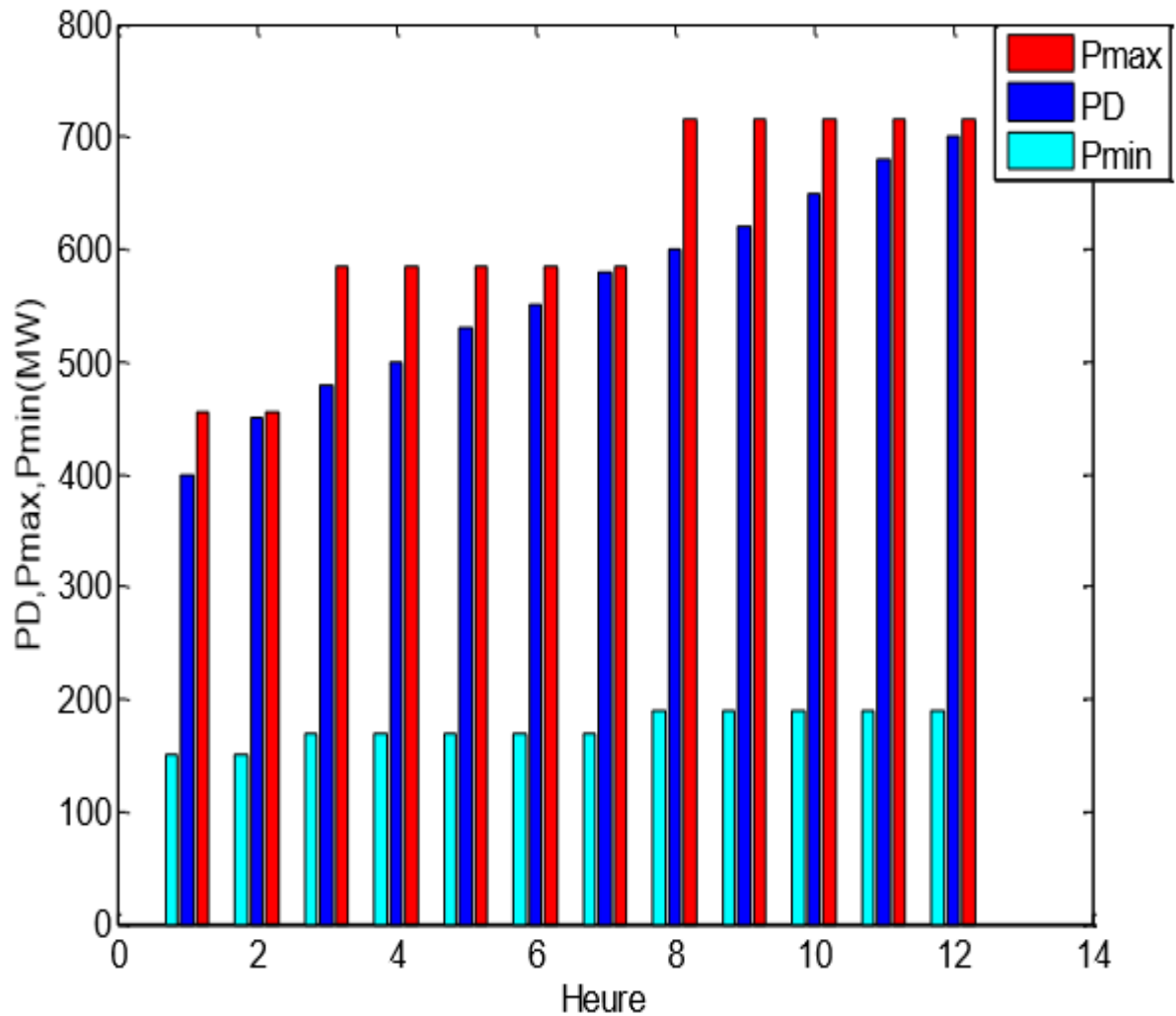


Figure IV.03: La demande de la charge et Pmax et Pmin pendant 12 h

- Le tableau IV.05 donne les données de distribution du coût horaire et le coût total de l'unité de 5—générateurs dans la période de temps de 12 heures à chaque heure, la sortie attendue de chaque unité de production est évaluée, de sorte que les exigences de charge sont respectées.

Tableau IV.05: Les données de distribution de charge pour le générateur.

h	Puissance délévrée par chaque générateur(MW)										
	Etat des énérateur					1	2	3	4	5	Cout de production(\$/hr)
1	1	0	0	0	0	400	0	0	0	0	7553
2	0	1	0	0	0	450	0	0	0	0	8383
3	1	0	0	0	0	450.888	0	29.112	0	0	9560
4	1	0	1	0	0	455	0	45	0	0	9893
5	1	0	1	0	0	455	0	75	0	0	10395
6	1	0	1	0	0	455	0	95	0	0	10732
7	1	0	1	0	0	455	0	125	0	0	11241
8	1	0	1	0	0	455	62.2749	82	0	0	12267
9	1	1	1	0	0	455	72.5426	92	0	0	12604
10	1	1	1	0	0	455	87.944	107	0	0	13112
11	1	1	1	0	0	455	103.3455	121	0	0	13621
12	1	1	1	0	0	455	115	130	0	0	13962
La somme des coûts de production										133323 \$	
coût de transition(les coûts de redémrrage des générateurs)										2220 \$	
Le coût totale										135543 \$	

✚ Le graphique de la coût de production représentée sur la fig. IV.04 a 12 pointes, dont la première et la dernière valeur de l'heur .

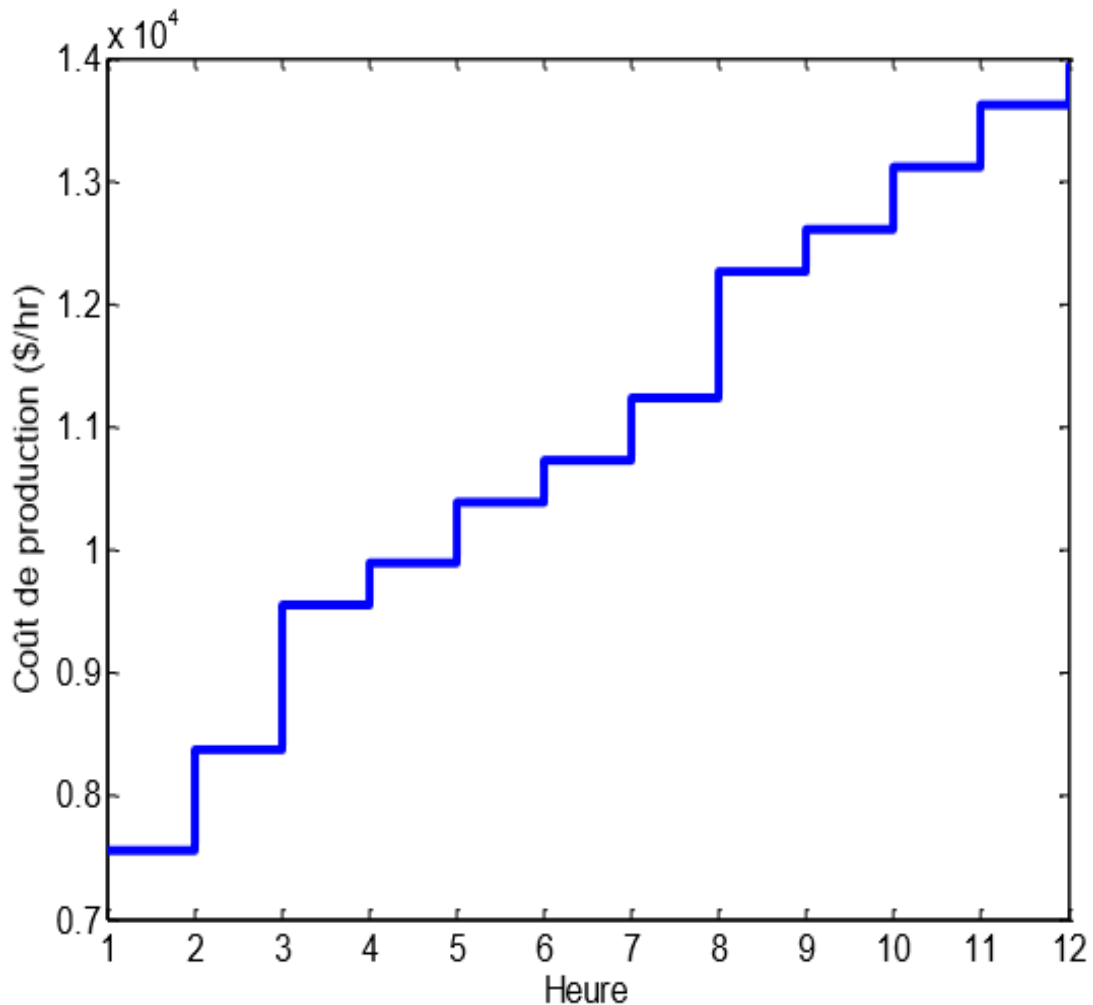


Figure IV.04: Le coût de production pendant 12 h.

IV.2.2 Test de système de dix (10) unités :

Les résultats obtenus par notre approche les paramètres de l'algorithme sont définis comme suit:

L'algorithme proposé a été testé avec 10 systèmes d'unités. Les données de 10 unités et la demande de charge de 24 heures sont présentés dans les tableaux IV.06 et IV.07, respectivement [38]. Pour la configuration de 10 unités, les données initiales du système 10 de l'unité ont été dupliquées. Le montant des réserves obligatoires était de 10% de la charge horaire. Compte tenu de la nature stochastique de l'algorithme, 10 essais de tests ont été effectués pour chaque cas.

Tableau IV.06: Paramètres de système a 10 unités

no. Unité	P _[MW]	F _[MW]	a _i [\$]	b _i [\$/MW]	c _i [\$/MW ²]	T _[h]	τ _[h]	HSC _i [\$]	CSC _i [\$]	CST _i [\$]	Heur initial	Fuel cost [\$/MW]
1	455	150	1000	16.19	0.00048	8	8	4500	9000	5	+8	2.00
2	455	150	970	17.29	0.00031	8	8	5000	10000	5	+8	2.00
3	130	20	700	16.6	0.002	5	5	550	1100	4	-5	2.00
4	130	20	680	16.5	0.00211	5	5	560	1120	4	-5	2.00
5	162	25	450	19.7	0.00398	6	6	900	1800	4	-6	2.00
6	80	20	370	22.26	0.00712	3	3	170	340	2	-2	2.00
7	85	25	480	27.74	0.00079	3	3	260	520	2	-3	2.00
8	55	10	660	25.92	0.00413	1	1	30	60	0	-1	2.00
9	55	10	665	27.27	0.00222	1	1	30	60	0	-1	2.00
10	55	10	670	27.79	0.00173	1	1	30	60	0	-1	2.00

Tableau IV.07: Puissance demandé durant 24 heures

Heur	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Charge	700	750	850	950	1000	1100	1150	1200	1300	1400	1450	1500
Heur	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Charge	1400	1300	1200	1050	1000	1100	1200	1400	1300	1100	900	800

✚ Le graphique de la demande de charge représentée sur la fig. VI.05 a 12 pointes, dont la première et la dernière valeur de l'heure .

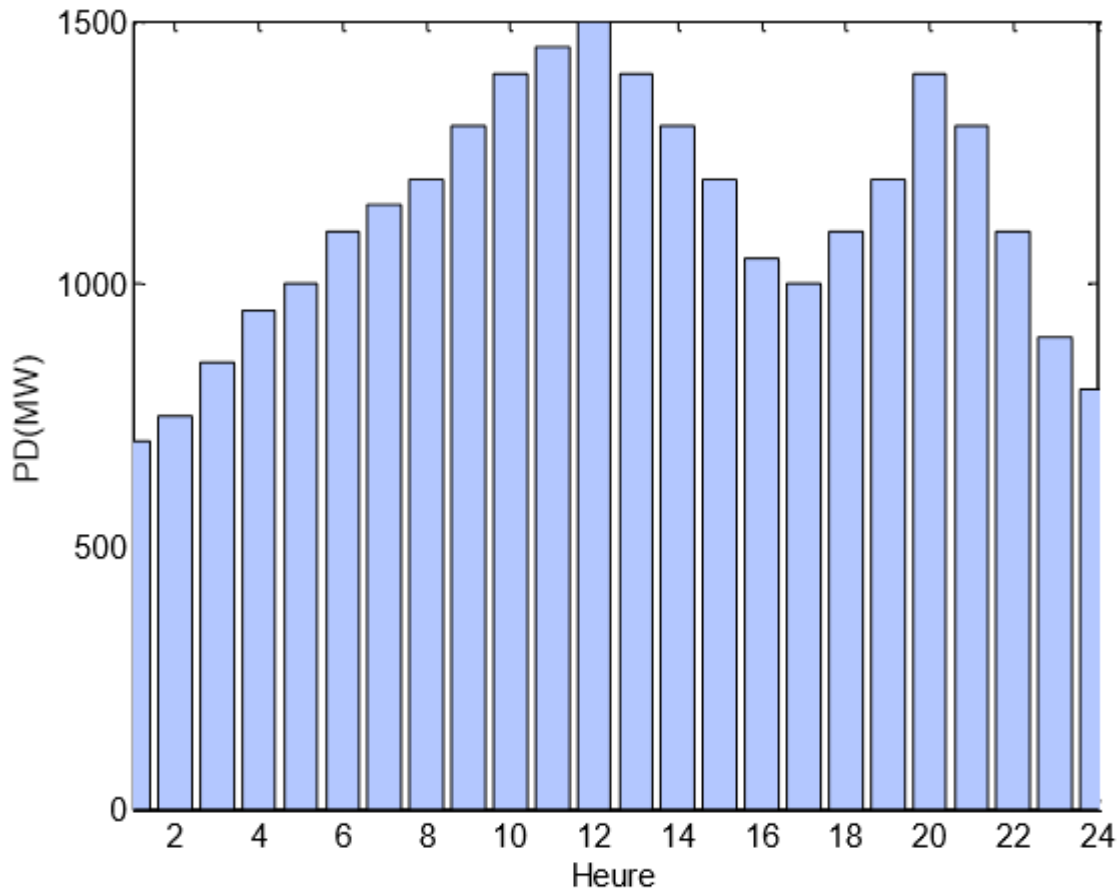


Figure IV.05: La demande de la charge pendant 24 h.

IV.2.2.A - Cas le réserve négligeable ($PR(t)=0$):

Dans ce cas on exécute le programme et la puissance demandée est égale à la puissance de charge comme montré à l'équation (III.23). Le tableau IV.07) donne la charge demandée durant 24 heures.

- ✚ Le tableau IV.08 présente le coût total et le calendrier de la combinaison de l'unité pour le système de test, où 0 représente l'état d'arrêt et 1 sur l'état marche en utilisant le modèle de charge par la programmation dynamique (PD) (négliger les pertes et les réserves).

Tableau IV.08 : Commutation de l'unité produite pour le système de 10 unités.

Heur	L'état des unités et le nombre d'unité									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0
5	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0
6	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
7	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
8	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
9	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
10	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
11	1	1	1	1	1	1	0	1	0	0
12	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0
13	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
14	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
15	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
16	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
17	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
18	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
19	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
20	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
21	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0
22	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
23	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
24										
coût de production totale (\$) =552376										

✚ Le tableau IV.09 donne les données de distribution du coût horaire et le coût total de l'unité de 10—générateurs dans la période de temps de 24 heures à chaque heure, la sortie attendue de chaque unité de production est évaluée, de sorte que les exigences de charge sont respectées.

Tableau IV.09: Les données de distribution de charge pour le 10 générateur (PR(t)=0)

H	Etat des générateur	Puissance délivrée par chaque générateur(MW)										coût de production (\$/hr)	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
1	1100000000	455	245	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13683
2	1100000000	455	295	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14554
3	1100000000	455	395	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16302
4	1101000000	455	365	0	130	0	0	0	0	0	0	0	18638
5	1101000000	455	415	0	130	0	0	0	0	0	0	0	19513
6	1101100000	455	455	0	130	60	0	0	0	0	0	0	21860
7	1101100000	455	455	0	130	110	0	0	0	0	0	0	22879
8	1101100000	455	455	0	130	160	0	0	0	0	0	0	23918
9	1111100000	455	455	130	130	130	0	0	0	0	0	0	26184
10	1111110000	455	455	130	130	162	68	0	0	0	0	0	28768
11	1111110100	455	455	130	130	162	80	0	38	0	0	0	30699
12	1111110110	455	455	130	130	162	80	0	55	33	0	0	32713
13	1111110000	455	455	130	130	162	68	0	0	0	0	0	28768
14	0111110000	455	455	130	130	130	0	0	0	0	0	0	26184
15	1101100000	455	455	0	130	160	0	0	0	0	0	0	23918
16	1101100000	455	455	0	130	25	0	0	0	0	0	0	20896
17	1101100000	455	455	0	130	25	0	0	0	0	0	0	20020
18	1101100000	455	455	0	130	60	0	0	0	0	0	0	21860
19	1101100000	455	455	0	130	160	0	0	0	0	0	0	23918
20	1111110000	455	455	130	130	162	68	0	0	0	0	0	28768
21	1111110000	455	455	130	130	110	20	0	0	0	0	0	26589
22	1001110000	455	455	130	0	0	60	0	0	0	0	0	21976
23	0011100000	455	315	130	0	0	0	0	0	0	0	0	17795
24	0011100000	455	215	130	0	0	0	0	0	0	0	0	16053
La somme des coûts de production												546456 \$	
coût de transition(les couts de redémrrage des générateurs)												5920 \$	
Le coût totale												55237\$	

- ✚ Pendant de notre travaille on remarque le développement de temps d'exécuter si on augmenter le nombre populations.

I.2.2.B - Cas en compte tenu des réserve :

La puissance demande et Le réserve qu'est prend 10 % de la charge demande comme affiche dans le tableau IV.10. [39]

Tableau IV.10: La charge et le réserve tournante pour le système de 10 unités présidente

Heur	Charge (MW)	Reserve (MW)	Heur	Charge (MW)	Reserve (MW)	Heur	Charge (MW)	Reserve (MW)
1	700	70	9	1350	135	17	1000	100
2	750	75	10	1400	140	18	1100	110
3	850	85	11	1450	145	19	1200	120
4	950	95	12	1500	150	20	1400	140
5	1000	100	13	1400	140	21	1300	130
6	1100	110	14	1300	130	22	1100	110
7	1150	115	15	1200	120	23	900	90
8	1200	120	16	1050	105	24	800	80

- ✚ Pour cette simulation, la dimension de UCP sont (10*24), (10 : Le nombre de générateur du réseau test, 24 : Le nombre des périodes). D'apert l'excitation notre programme on obtient les états des unités (0 arrêt et 1 marche) et le coût de production totale des 24 heures de jour en utilisant le modèle de charge par les programmation dynamiques (PD) (négliger les pertes et en compte tenu des réserve) comme illustre dans le tableau IV.11.

Tableau IV.11 : Commutation de l'unité produite pour le système de 10 unité

Heur	L'état des unités et le nombre d'unité									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0
5	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0
6	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
7	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
8	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
9	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
10	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
11	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
15	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
16	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
17	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
18	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
19	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
20	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
21	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
22	1	1	0	0	1	1	1	0	0	0
23	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0
24										
	coût de production totale (\$) =565827									

✚ Le tableau IV.12 donne les données de distribution du coût horaire et le coût total de l'unité de 10—générateurs dans la période de temps de 24 heures à chaque heure, la sortie attendue de chaque unité de production est évaluée, de sorte que les exigences de charge sont respectées.

Tableau VI.12: Les données de distribution de charge pour le 10 générateur (PR(t)≠0).

H	Puissance délivrée par générateur (MW)											coût de Production (\$/hr)
	Etat des Générateurs	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	11 0 0 0 0 0 0 0 0 0	455	245	0	0	0	0	0	0	0	0	13683
2	11 0 0 0 0 0 0 0 0 0	455	295	0	0	0	0	0	0	0	0	14554
3	11 0 0 0 0 0 0 0 0 0	455	370	0	0	25	0	0	0	0	0	16809
4	11 0 0 1 0 0 0 0 0 0	455	455	0	0	40	0	0	0	0	0	18598
5	11 0 0 1 0 0 0 0 0 0	455	390	0	130	25	0	0	0	0	0	20020
6	11 0 1 1 0 0 0 0 0 0	455	360	130	130	25	0	0	0	0	0	23387
7	11111 0 0 0 0 0 0	455	455	130	130	25	0	0	0	0	0	23262
8	11111 0 0 0 0 0	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0	2415
9	11111 0 0 0 0 0	455	455	130	130	85	20	25	0	0	0	27251
10	1111111 0 0 0	455	455	130	130	162	33	25	10	0	0	30058
11	11111111 0 0	455	455	130	130	162	73	25	10	10	0	31916
12	111111111 0	455	455	130	130	162	80	25	43	10	10	33890
13	1111111111	455	455	130	130	162	33	25	10	0	0	30058
14	1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0	455	455	130	130	85	20	25	0	0	0	27251
15	1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0	455	455	130	130	30	0	25	0	0	0	24150
16	1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0	455	310	130	130	25	0	0	0	0	0	21514
17	1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0	455	260	130	130	25	0	0	0	0	0	20642
18	1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0	455	360	130	130	25	0	0	0	0	0	22387
19	1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0	24150
20	1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0	455	455	130	130	162	33	25	10	0	0	30058
21	1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0	455	455	130	130	85	20	25	0	0	0	27251
22	1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0	455	455	0	0	145	20	25	0	0	0	22736
23	1 1 0 0 1 1 1 0 0 0 0	455	455	0	0	0	20	0	0	0	0	17645
24	1 1 0 0 0 1 0 0 0 0 0	455	345	0	0	0	0	0	0	0	0	15427
La somme des coûts de production												559847 \$
coût de transition(les coûts de redémrrage des générateurs)												5980 \$
Le coût totale												565827 \$

✚ Pour montrer les avantages de la méthode proposée (PD), nous allons comparer les performances de la méthode de la proposition avec d'autres méthodes méta-heuristiques dans le tableau IV.13 [37].

Tableau IV.13: Comparaison de la qualité de la solution avec d'autres méthodes de PD avec 10% des réserves tournante

Méthode	Meilleur coût de production	Le temps de calcul(sec)
GA[11]	565,866	113
GA[16]	570,781	62.29
GA[19]	609,023.69	73.68
SGA[29]	565,121	462.31
TLGA[23]	56,4426	439.313
FPGA[18]	564,094	-
GA[15]	565,825	-
ICGA[14]	566,404	-
GA[39]	564,483.01	112.52
PD	565,827	61.856

Connectez-vous (-) signifie qu' aucun montant n'a été rapporté

IV.2.2.C. Comparaison le coût de production :

Nous allons comparer le coût de production avec et sans réserve comme illustre dans le Figure IV.06

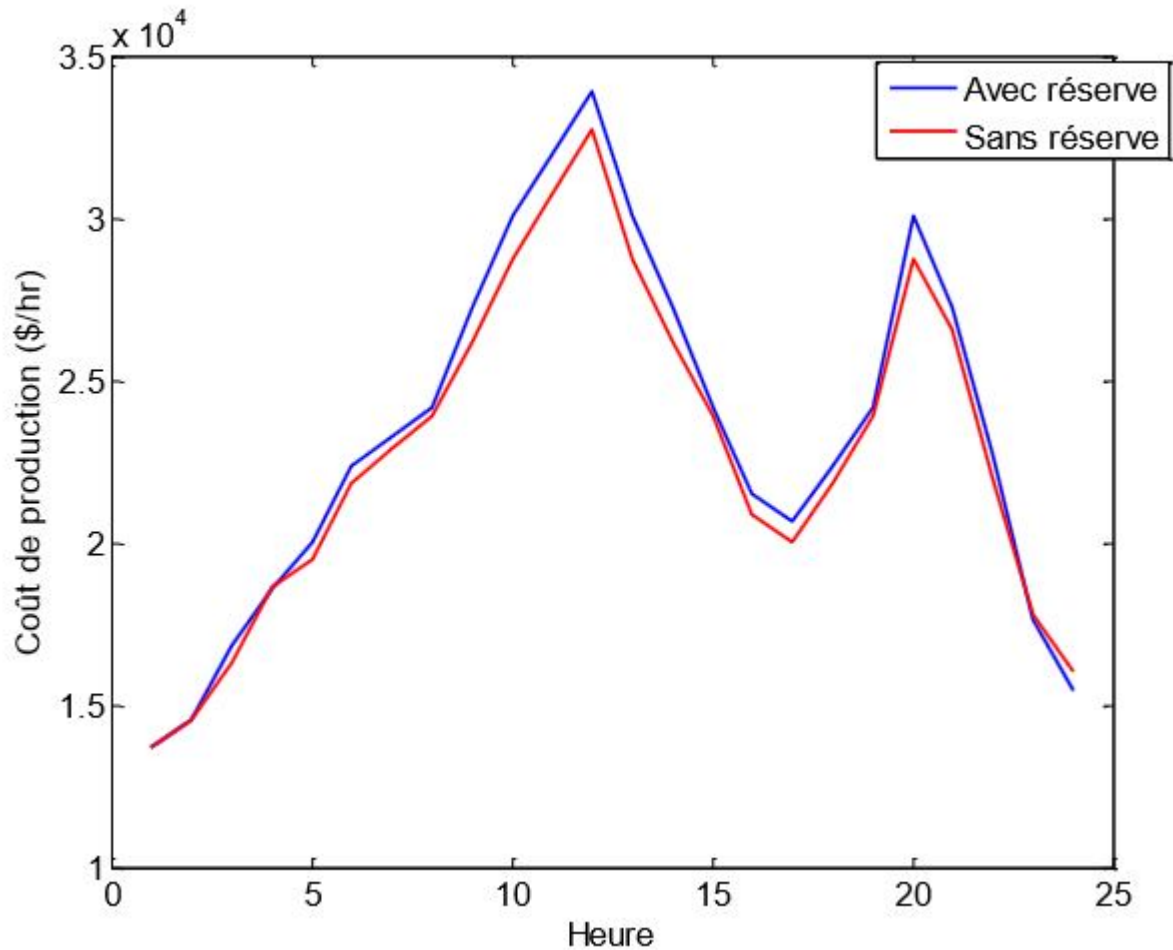


Figure IV.06: La Comparaison du coût du production (avec et sans) réserve

IV.4. Conclusion :

La programmation dynamique est une technique d'optimisation générale appropriée pour résoudre les multiples contraintes et problèmes d'optimisation combinatoire. Depuis, l'UCP est un processus de prise de décision complexe, donc PD convient de modéliser et de gérer les mathématiques complexes de ce problème plus efficacement.

Ce chapitre présente une approche basée sur la programmation dynamique pour résoudre le problème à court terme de commutation des unités de production. L'énoncé du problème et la procédure de solution compte tenu de la minimisation du coût total de production et les contraintes du système d'exploitation sont fournis. Le coût de production comprend le coût du carburant des unités d'exploitation et les coûts de démarrage, tandis que les contraintes opérationnelles comprennent les limites de capacité, réserve tournante, temps minimum haut / bas, et les taux de rampe de chaque unité de production. L'algorithme a été appliqué avec succès à 5 et 10 systèmes de production d'appareil afin de trouver l'état optimal des unités pour répondre aux exigences de la demande de charge du système pendant une durée de 12 et 24 heures. En outre, les résultats obtenus sont comparés avec d'autres méthodes.

Les résultats montrent l'efficacité de la proposition de PD pour obtenir l'état optimal avec une précision suffisante et faible temps de calcul. Il est prévu que dans un grand système, le temps de calcul sera beaucoup plus réduit de façon significative. Les travaux en cours visent à obtenir la commutation des unités optimale en tenant compte des contraintes de transport et des pertes du système.

Conclusion générale

Les travaux présentés dans ce thème traitent deux axes de recherches. Le premier est relatif aux problèmes d'optimisation de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique et le deuxième est lié à la commutation des unités de production de l'énergie électrique sur les sites de production .

Dans cette thème on a exploré et testé l'optimisation de l'écoulement de puissance dans un système de l'électricité par des méthode : Programmation Dynamique de résolution cette problème à savoir : L'Optimisation par le PD, ainsi qu'un ensemble de méthodes classiques.

Les algorithmes PD peuvent être appliqués à tout problème, du moment qu'il est formulé sous la forme de l'optimisation des critères. Ils progressent vers un optimum par échantillonnage d'une fonction objectif. Ils se prêtent aussi à toutes sortes d'extensions, notamment en optimisation multi-objectif.

La première partie du troisième chapitre a été consacrée à la définition et la formulation du modèle mathématique convenable du réseau électrique décrivant d'une façon suffisante les relations entre les tensions et les puissances dans le système interconnecté, puis la spécification des limites d'énergie et des tensions qui doivent être appliquées aux différents jeux de barres. La troisième partie a été consacrée à la modélisation du problème d'optimisation de l'écoulement de puissance. une méthode classique sont détaillée à savoir : Méthode lagrangien . Les résultats de simulation sur le réseau

Dans le troisième chapitre, on a étudié, en détail, le problème de commutation des unités de productions par les méthode Programmation Dynamique. Les résultats de simulation sur des fonctions multi-objectifs ont montrés que ces méthodes possèdent des caractéristiques bien souhaitables dans le problème d'OPF.

Dans le quaterième chapitre, nous avons étudié les caractéristiques spécifiques de l'optimisation le Programmation Dynamique en début partie a été consacrée à la compréhension l'optimisation le Programmation Dynamique pour résoudre le problème de commutation d'unité de production, et à la fin on tester notre méthode (PD) sur trois système (5 générateurs, 10 générateurs (avec et sans réserve)) et présenter les résultats obtenus.

Une étude comparative entre ces méthodes a montré qu'elles convergent vers presque les mêmes solutions. Mais reste la méthode PD comme la plus adaptée puisqu'elle nécessite que peu de paramètres à ajuster pour résoudre les différents problèmes UCP.

On peut conclure que la complexité des problèmes liés aux réseaux électriques surtout dans un marché de l'électricité libéralisé fait en sorte qu'il est souvent difficile d'utiliser des méthodes exactes de solution puisque d'une part le manque de flexibilité des méthodes classiques pour intégrer diverses contraintes spécifiques et d'autre part la solution de ces problèmes par ces méthodes est complexe de point de vue modélisation et calcul.

Bibliographie

- [01] Sayeh Samir “Application de l’Intelligence Artificielle pour le Fonctionnement Optimal des Systèmes Electriques Thèse de doctorat université de Sétif Algérie.
- [02] Yang Jun-jie, Zhou Jian-zhong, YU Jing, et al., “A Hybrid Intelligent Genetic Algorithm For Large- Scale Unit Commitment”, Power System Technology, Vol.28, No.19,2004, pp. 47-50.
- [03] A.J. Wood, B.F. Wollenberg, Power generation operation and control, Second. Edition, John Wiley & Sons, New York, NY, 1996.
- [04] Wang C, Shahidehpour SM. Effects of ramp rate limits on unit commitment and economic dispatch. IEEE Trans Power Syst 1993;8:1341–50.
- [05] A. J. Svoboda, C. Tseng , C. Li, R. B. Johnson“Short-Term Resource Scheduling with Ramp Constraints”, submitted to the IEEE PES 1996 Winter meeting.
- [06] Cours de l’enseignant Mer SALHI Ahmad. Université de Biskra 2012.
- [07] WILDI.DE.BOECK. Juin 2005
- [08] Jean-Claude Sabonnadière et Nour Eddine Hadj said. Livre de lignes et réseaux électriques. LAVOISIER, Paris. 2008.
- [09] Y. Colletto et P. Siarry, ” Optimisation Multi-objectif,” EYROLLES, Nov. 2002
- [10] Cours de l’enseignant Me. NAIMI Djemai. Université de Biskra 2012
- [11] A. Laifa. thèse de Magister. Ecole Nationale polytechnique, Evaluation de la Stabilité de Tension d’un Réseau d’énergie électrique Développement et Application Des Indices De Stabilité. 27 juin 1995.
- [12] Rabah BENABID. Mémoire de Magister. Optimisation Multi-objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques. 04/09/2007.
- [13] Yann collette et Patrick Siarry. optimisation multi-objectif. Groupe Eyrolles, 2002,
- [14] Alain Berro. thèse doctorat. Optimisation multi-objectif et stratégies d’évolution en environnement dynamique. Université des sciences sociales Toulouse I, le 18 décembre 2001.
-

- [15] A.A. Ladjici. thèse de Magister. Ecole Nationale polytechnique, Calcul évolutionnaire application sur l'optimisation de la planification de la puissance réactive.2005.
- [16] B. Hajek, Cooling Schedules for Optimal Annealing, Mathematics of Operations Research, vol.13, n° 2, p. 311-329, 1988
- [17] H. Wayne Beaty «Handbook of Electric Power Calculations ». New York, NY: Mc GrawHill, Inc., 2001
- [18] A. J. Svoboda, C. Tseng , C. Li, R. B. Johnson""Short-Term Resource Scheduling with Ramp Constraints"" , submitted to the IEEE PES I996 Winter meeting.
- [19] Vincent Rious, « Le développement du réseau de transport dans un système électrique libéralisé, un problème de coordination avec la production », Thèse de Doctorat en Sciences économiques, U-Paris- Sud 11, 2007.
- [20] Slimanilinda ,,“ Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes metaheuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé. Thèse de doctorat université de Batna 12/2009.
- [21] Labbi Yacine et Barka Nour el-dinne. «Etude et analyse le problème du dispatching économique par les algorithmes génétiques». Université de Med khider Biskra, Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en électrotechnique. Promotion Juin 2006.
- [23] Ben Amor Riad et Naroura Abderrahmane.
- [22] Sayah Samir, «Application des Ensembles Flous à la Repartition Optimale de la Puissance Dans les Réseaux Electriques», Mémoire de magister, université de setif (2005).
- [24] Sayeh Samir “Application de l'Intelligence Artificielle pour le Fonctionnement Optimal des Systèmes Electriques Thèse de doctorat université de Sétif Algérie.
- [25] JoergFlottemesch, Marcus Rother:" Optimized Energy Exchange in Primary Distribution Networks with DC Links".IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies (DRPT2004) April 2004 Hong Kong.
- [26] fuyuhikonishimura:" benefit optimization of electric energy exchange and power system operation". ieee catalogue no. 95th8130.
-

- [27] C.W. Yu *, T.S. Chung, C.T. Tse, C.Y. Chung:" Energy transaction scheduling with interchange capability assessment under open transmission access". *Electric Power Systems Research* 67 (2003) 59_/66. Elsevier.
- [28] V.MANZO“ Traitement des congestions dans les réseaux de transport et dans un Environnement dérégulé”, Mémoire de Doctorat, Institut National Polytechnique De Grenoble , 2004.
- [29] Lan Zhang, Peter B. Luh, Xiaohong Guan, George Merchel:" Optimization-Based Inter- Utility Power Purchases". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, May 1994.
- [30] Y.Y. Xu, Rex Hsieh, Y.L. Lu, Christoph Bock H.T. Pao:" Forecasting Electricity Market Prices: A Neural Network based Approach". 04/2004 IEEE.
- [31] G.B. Shrestha_, Song Kai, L. Goel:" An efficient stochastic self-scheduling technique for power producers in the deregulated power market". *Electric Power Systems Research* 71 (2004) 91–98. Elsevier.
- [32] . A. Momoh, M. E. El-Hawary and R. Adapa, “Nonlinear and Quadratic Programming Approaches”A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993 Part I:, *IEEE Trans on Power Systems*, Vol. 14, No. 1, pp. 96-104, February 1999.
- [33] Réseau de Transport d’Electricité (RTE),
- [34] A.J. Wood, B.F. Wollenberg, *Power Generation, Operation, and Control*, Second ed, Wiley, 1996.
- [35] Dorigo M., Caro G. D., « The Ant Colony Optimization Meta-Heuristic », in D. Corne, M. Dorigo, F. Glover (eds), *New Ideas in Optimization*, McGraw-Hill, London, pp. 11-32, 1999
- [36] Y.Labbi. “ Thermal UC solution applyingGAs ”, Mémoire de Doctorat , Université de Baiskra , 2016.
- [37] Gambardella, L. and Dorigo, M. “Ant-Q : A Reinforcement Learning Approach to the Travelling Salesman Problem”. In (Prieditis and Russell), pages 252–260, 1995.
- [38] M. Dorigo, “Optimization, learning, and natural algorithms,” Ph.D. dissertation (in Italian), Dipartimento di Elettronica, Politecnico di Milano, Italy, 1992.
-

- [39] M. den Besteb, T. Stützle, and M. Dorigo, “Ant colony optimization for the total weighted tardiness problem,” in Proc. 6th Int. Conf. Parallel Problem Solving From Nature (PPSN VI), Berlin, pp. 611–620, 2000.