

**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**  
Université Djilali Bounaama - Khemis Miliana



**Faculté des Sciences et de la Technologie**  
**Département de la Technologie**

Mémoire du Projet de Fin d'Etudes  
Pour l'obtention de diplôme

**Master 2**

« Electrotechnique »

Option :

«Électrotechnique Industriel»

Titre

**Etude du problème d'engagement des la turbine (unit  
commitment) par la méthode de programmation  
dynamique.**

Réalisé par :

❖ Noura youcef

❖ Medani abdelaziz

Encadré par :

Mr. Azizou fethi

Année Universitaire 2019/2020

# *Remerciement*

*Tout d'abord nous remercions dieu de nous avoir donné le courage et la volonté de réaliser ce travail ainsi que la famille universitaire de khemis-Miliana en particulier la faculté des sciences et technologie.*

*nous tenons aussi à remercier nos professeurs qui nous ont été d'un grand secours et soutien pédagogique et scientifique.*

*Nous adressons également nos remerciements à notre encadreur Mr AZIZOU Fethi qui nous a beaucoup aidé et soutenu sans faille.*

*Toute notre gratitude et notre respect aux membres de jury qui ont accepté de siéger cette commission.*

*A tous les étudiants de notre promotion Electrotechnique.*

## **Dédicace**

*Je Dédie ce modeste mémoire de fin d'études*

*A*

*Mon très cher père et a ma très chère mère*

*En témoignage de ma reconnaissance en vers le soutien, les sacrifices et tous les efforts qu'ils ont fait pour mon éducation ainsi que ma formation.*

*A*

*Tous ce qui ont une relation de proche ou de loin*

*Avec la réalisation de ce modeste travail*

*NOURA YOUCEF ----- MEDANI ABDELAZIZ*

## **Résumé :**

Le problème du dispatching économique de puissance c'est la minimisation du cout total de production en satisfaisant la demande de la charge. la résolution de ce problème est une manière de gestion d'un système de production électrique en tenant compte de contrainte d'égalités et d'inégalités, autrement dit c'est trouver la production optimale pour une combinaison donnée des unités en marche .avec l'apparition des méthodes méta-heuristique qui font partie de l'intelligence artificielle , dans ce mémoire nous avons proposé la méthode de programmation dynamique(pour résoudre ce problème ).Cet algorithme a été testé sur un système électrique à différentes unités et il a donné des résultats satisfaisants.

En comparant les résultats obtenus avec ceux trouvés par une autre méthode méta-heuristique dite colonie d'abeille artificielle (ABC), Nous avons constatés que cette méthode de programmation dynamique est meilleure que les autres méthodes.

## **Abstract :**

The problem with economical power dispatching is to minimize the total cost of production by satisfying the load demand solving this problem is way of managing an electricity production system taking into account the constraints of equality and inequality , in other words , it is to find the optimal production for a given combination of operating units. With the appearance of meta-heuristic methods that are part of artificial intelligence , in this thesis we have proposed the dynamic programming method (to solve this problem) this algorithm has been tested on an electrical system with different units and it has given satisfactory results.

By comparing the results obtained with those found by another meta-heuristic method called artificial bee colony (ABC), we found that this dynamic programming method is better than the other methods.

## **المخلص :**

تكمّن مشكلة إيفاد الطاقة الاقتصادية في تقليل التكلفة الإجمالية للإنتاج من خلال تلبية الطلب على الحمل. حل هذه المشكلة هو البحث عن طريقة لإدارة نظام إنتاج الكهرباء مع مراعاة قيود الكفاءة والمساواة وعدم المساواة بمعنى آخر هو إيجاد المجموعة معينة من وحدات التشغيل. مع ظهور الأساليب الفوقية التي هي جزء من الذكاء الاصطناعي في هذه الأطروحة اقترحنا طريقة البرمجة الديناميكية (لحل المشكلة). تم اختبار هذه الخوارزمية على نظام كهربائي بوحدات مختلفة وقد أعطت نتائج مرضية (ميتا اورستيك)

بمقارنة النتائج التي تم الحصول عليها مع تلك التي تم العثور عليها من خلال طريقة (ميتا اورستيك). وجدنا أن طريقة البرمجة الديناميكية هي أفضل من الطرق الأخرى .

## Table des matières

Résumé

Dédicaces

Introduction générale.....1

### Chapitre 1 : Généralités sur les centrales électriques

1.1-	Introduction .....	3
1.2-	Production électrique.....	3
1.3-	Production d'électricité en Algérie.....	4
1.4-	Les centrales électriques.....	4
	1.4.1-centrales thermiques.....	5
	1.4.2-Centrale à gaz.....	5
	1.4.3-Centrale à vapeur.....	8
	1.4.4-Centrale à cycle combiné.....	10
	1.4.5-centrale solaire.....	11
	1.4.6- centrales hydrauliques .....	12
	1.4.7-Centrale éoliennes .....	13
	1.4.8-centrales nucléaire.....	13
1.5-	Réseaux électriques.....	14
	1.5.1- Définition du réseau électrique.....	14
	1.5.2-Description des réseaux électriques .....	15
	1.5.3-topologie de réseau électrique.....	15
	1.5.4-Architectures des réseaux de distribution urbains et ruraux.....	16
1.6-	Poste de transformation.....	17
1.7-	La consommation électrique .....	19
	1.7.1 Fluctuations de la consommation .....	20
1.8-	Conclusion.....	20

### Chapitre 2 : Problème d'engagement des centrales Et méthodes de résolution

2.1-	Introduction.....	21
2.2-	Méthode de solution d'engagement des unités « unit commitment ».....	22
2.3-	Techniques des problèmes de l'engagement des unités « unit commitment ».....	23
2.4-	Formulation du problème de l'engagement des unités de production.....	24
2.5-	Contraintes de l'engagement des unités de production .....	24
	2.5-1. Contraintes de systèmes .....	24
	2.5-2. Contraintes des unités .....	24

2.6-	Techniques classiques de la résolution de l'engagement .....	25
2.6-1.	Liste des priorités .....	25
2.7-	Répartition économique des puissances avec les méthodes de calcul classiqu.....	26
2.7-1.	Solution de la répartition économique des puissances sans pertes.....	26
2.7-1.1.	la méthode de gradient.....	28
2.7-1.2.	La méthode de Kuhn-Tucker.....	28
2.7-1.3.	La méthode d'itération de Lambda .....	29
2.7-2.	La répartition économique des puissances avec pertes.....	29
2.7-2.1.	Méthode d'expression mathématique des pertes.....	30
2.7-2.2.	Méthode d'utilisation de l'OPF.....	30
2.8-	Méthode d'optimisation méta heuristiques .....	31
2.8-1.	Classification des méthodes méta heuristiques.....	32
2.8-2.	Optimisation basée sur la biogéographie (BBO).....	32
2.8-3.	Algorithme à évolution différentielle (DE).....	34
2.8-4.	Algorithme de luciole (FA).....	35
2.8-5.	Optimisation par essaim de particules(PSO).....	36
2.9-	Programmation dynamique.....	37
2.10-	Relaxation lagrangienne .....	37
2.11-	Conclusion .....	39

### **Chapitre 3 : Résultats et Interprétations**

3.1-	Introduction.....	40
3.2-	Programmation dynamique .....	40
3.2-1.	Méthodologie .....	40
3.3-	Types de programmation dynamique .....	41
3.3-1.	Programmation dynamique en arrière .....	41
3.3-2.	Programmation dynamique en avant .....	43
3.4-	Application sur la répartition économique de puissance EDF .....	44
3.5-	L'application de la programmation dynamique.....	44
3.5.1-	réseau IEEE 4 générateurs .....	44
3.5.2-	Réseaux IEEE de 10 Générateurs .....	46
3.6.	Conclusion .....	48

<b>Conclusion générale.....</b>	<b>49</b>
---------------------------------	-----------

## Liste des figures

	Page
Figure 1.1 : chaîne de production et distribution d'énergie électrique.....	5
Figure 1.2 : le principe de fonctionnement d'un central thermique.....	6
Figure 1.3: Turbine- Génératrice .....	7
Figure 1.4 : La turbine à vapeur .....	7
Figure 1.5 : chaîne de transformation d'une centrale a gaz.....	9
Figure 1.6 : Centrale à cycle combiné.....	11
Figure 1.7 : solaire photovoltaïque.....	11
Figure 1.8. centrale hydroélectrique.....	13
Figure 1.9 : centrale éolienne.....	13
Figure 1.10 : centrale nucléaire.....	14
Figure 1.11: Organisation d'un réseau électrique.....	14
Figure 1.12 : Chemin de l'énergie électrique.....	15
Figure 1.13 : Différentes topologies des réseaux électriques.....	16
Figure 1.14 : poste transformateur.....	18
Figure 1.15: Appareils électriques dans un poste.....	18
Figure 1.16 : Les deux principales architectures des postes.....	19
Figure 1.17 : fluctuations de la consommation.....	19
Figure 2.1 : méthode de la liste de priorité.....	26
Figure 2.2 : algorithme de Méthode d'utilisation de l'OPF.....	31
Figure 2.3 : Algorithme d' Optimisation basée sur la biogéographie (BBO).....	33
Figure 2.4 : algorithme de Algorithme à évolution différentielle (DE).....	34
Figure 2.5 : Les lucioles (lampyrides).....	35
Figure 2.6 : (a) nuage d'oiseaux (b) bancs de poissons.....	36
Figure 2.7 : procédure de la relaxation lagrangien.....	39
Figure 3.1 : Algorithme de programmation dynamique en arrière.....	42
Figure 3.2 : Algorithme de programmation dynamique en avant.....	43

## Liste des tableaux

	<b>page</b>
Tableau 1.1	production d'électricité par sources (TWh) .....4
Tableau 1.2	caractéristiques de la turbine.....6
Tableau 1.3	avantages et inconvénients turbine a gaz.....8
Tableau 1.4	Caractéristiques d'une turbine à vapeur. ....10
Tableau 3.1	Données des générateurs de réseau.....44
Tableau 3.2	Données des générateurs.....45
Tableau 3.3	demande à satisfaire .....45
Tableau 3.4	Résultats avec programmation dynamique en avant.....45
Tableau3.5	Données de générateurs du réseau IEEE 10 machines.....46
Tableau 3.6	La demande puissance.....47
Tableau 3.7	Résultats pour le système IEEE 10 machines.....47

## Introduction générale

La bonne exploitation du réseau électrique revient à dire de fournir au consommateur un service de qualité afin qu'il soit satisfait, mais aussi essayer de satisfaire sa demande avec le moindre coût. Dans notre travail nous allons parler du problème d'engagement des centrales « unit commutent » (UCP).

Puisque jusqu'à maintenant l'énergie électrique ne se stocke que dans des volumes limités et que les moyens de stockage sont peu performants et coûteux, il faut donc la consommer dès qu'elle est produite. En conséquence, toutes les entreprises de production et de distribution d'énergie électrique sont responsables de l'équilibre entre la production et la demande d'électricité. Pour assumer cette mission, il faut ajuster les puissances actives et réactives des générateurs interconnectés dans un réseau électrique dans leurs limites admissibles afin de satisfaire la charge électrique fluctuante avec un coût de production minimal en utilisant l'écoulement de puissance optimal.

L'écoulement de puissance optimal (OPF) est un secteur d'étude essentiel dans les réseaux électriques, où on doit minimiser le coût de production total et diminuer les pertes de puissance, et prendre en considération de nombreuses contraintes parmi lesquelles les limites de production des centrales, les capacités de transport des lignes électriques, les limites des transformateurs et d'autres limites.

L'optimisation est un ensemble de techniques permettant de trouver les valeurs des variables qui rendent optimale une fonction de réponse, appelée « fonction objectif ». Le problème d'OPF peut être résolu par deux types des méthodes d'optimisation : classiques (exactes) ou modernes (métaheuristiques). Les méthodes d'optimisation conventionnelles sont utilisées efficacement pour résoudre le problème de l'OPF, les plus courantes, sont la méthode de Gradient, la méthode de Newton, la Programmation linéaire, la Programmation quadratique et la méthode des points intérieurs. L'inconvénient des méthodes classiques est le manque de flexibilité pour intégrer diverses contraintes spécifiques.

L'engagement des centrales, Le « Unit commitment » ou aussi "*la planification de l'opération des unités de production*", est le processus de décider quand et quelle unité de génération doit fonctionner ou pas, donc on doit programmer les générateurs ('*on*' ou '*off*') pour répondre aux charges nécessaires à un coût minimum soumis aux pertes du réseau. En plus on doit satisfaire plusieurs autres contraintes comme les limites minimales et maximales des groupes, la réserve tournante, le temps de démarrage, le temps d'extinction, le temps de fonctionnement.

La présente mémoire est structurée en trois chapitres :

Dans le premier chapitre, une étude bibliographique sur les centrales électriques est présentée.

Dans le deuxième chapitre, nous avons présenté les méthodes d'optimisation conventionnelles les plus utilisées dans la résolution du problème d'OPF. Cinq méthodes d'optimisation métaheuristiques ont été présentées à savoir la méthode à évolution différentielle (DE), l'optimisation basée sur la biogéographie (BBO), l'algorithme de luciole (FA), l'optimisation par essaim de particules (PSO), l'algorithme multi-objectif de Fourmi-lion (MOALO).

Dans le chapitre trois, nous avons présenté la méthode unit commitment avec la programmation dynamique et la résolution de l'écoulement de puissance optimal.

Enfin, le mémoire se termine par une conclusion générale.

# *Chapitre 1*

## **Chapitre 1: Généralités sur les centrales électriques**

### **1.1- Introduction**

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. La production d'électricité est réalisée depuis la fin du XIXe siècle dans des centrales électriques. Les centrales transforment des énergies primaires, généralement grâce à des générateurs électriques entraînés soit par une machine thermique alimentée en combustible fossile (charbon, gaz naturel ou pétrole), en fission nucléaire, soit directement par l'énergie mécanique hydroélectrique ou éolienne ou solaire.

Ce chapitre présente la description générale des centrales de production d'énergie électrique. Les centrales électrique de différentes technologies sont en permanente évolution afin d'améliorer le rendement énergétique et la qualité de l'énergie produite. Les structures les plus couramment utilisées dans les centrales thermiques basées sur les turbines à vapeur et turbine à gaz sont abordées dans ce chapitre. Nous présentons également une description de quelques moyens de production d'énergie tels que, les centrales solaire, centrale hydroélectrique et centrale nucléaire et les turbine éolienne.

### **1.2- Production électrique**

La production d'électricité est tout simplement une conversion, une transformation d'énergie mécanique (liée au mouvement) en énergie électrique. Dans le monde actuel, l'énergie est de plus en plus consommée sous forme d'électricité. La diffusion à grande échelle de l'électricité prend forme aux Etats-Unis avec la concentration des producteurs distributeurs qui s'opère dès la fin du XIX siècle. Après la seconde guerre mondiale, la production, le transport et la distribution d'électricité sont quasi partout, les prix baissent, la diffusion est rapide est la consommation explose. A l'heure actuelle, l'électrification est proche de 100% dans les pays développés mais très inégalement répartie dans les pays du sud [1].

Le pétrole constitue avec les autres ressources fossiles gaz naturel et charbon 86% de la production d'énergie primaire mondiale selon l'EIA pour produire l'électricité [2], l'énergie hydroélectrique ne constituant que 6,3 %, le nucléaire 6% et les autres énergies renouvelables 0,9%. L'électricité résulte d'une transformation, on a recourt à des générateurs qui

transforment une énergie mécanique en énergie électrique. Lorsque la transformation en électricité est pratiquement le seul moyen de valoriser une source d'énergie (nucléaire-eau) on parle électricité primaire, par contre l'électricité produite dans une centrale thermique, du fuel ou du gaz est considérée comme de l'électricité secondaire car les sources d'énergie consommées auraient pu l'être pour d'autre type de transformation industrielle.

### **1.3- Production d'électricité en Algérie**

La consommation électricité en Algérie est en croissance sans cesse pour deux raisons : l'une est l'accroissement accéléré de la population, l'autre est le fait que le pays se développe en augmentant notablement la consommation énergétique. La production et la consommation dans le secteur de l'électricité, sont tirées des hydrocarbures à plus de 99 % [3]. Le secteur économique de l'énergie en Algérie occupe une place prédominante dans l'économie de l'Algérie. cependant, l'état algérien commence à envisager des solutions écologiques en investissant dans les énergies renouvelables. Ces Energie vont substituer les énergies fossiles qui sont disponibles sous forme de réserves. Par souci d'indépendance énergétique et de réduction des consommations, l'Algérie a commencé à s'intéresser à nouveau aux énergies renouvelables. De nombreux programmes très ambitieux, notamment sur le solaire et l'éolien ont été lancés. Le tableau 1.1 présente les sources de production de l'électricité en Algérie.

source	1990	%	2000	%	2010	%	2013	2014	%2014	Var 2014 /1990
pétrole	0.87	5.4	0.77	3.0	0.96	2.1	3.97	1.16	1.8	+33%
Gaz naturel	15.10	93.7	24.6	96.7	44.6	97.5	55.59	62.83	97.8	+316%
Total fossiles	15.97	99.2	25.36	99.8	45.56	99.6	56.56	63.99	99.6	+301%
hydraulique	0.135	0.8	0.054	0.2	0.17	0.4	0.33	0.25	0.4	+88%
Total	16.10	100	25.41	100	45.73	100	59.89	64.24	100	+299%

Tableau 1.1 Production d'électricité par sources (TWh) [3]

#### 1.4- Centrales électrique :

Une centrale de production d'énergie est un site industriel destiné à la production d'énergie électrique. Elles transforment différentes sources d'énergie naturelle en énergie électrique, afin d'alimenter les consommateurs, particuliers ou industriels relativement lointains. La figure 1.1 représente le réseau de distribution. Les réseaux de distribution d'électricité permettent de transporter puis de distribuer l'énergie jusqu'aux consommateurs.

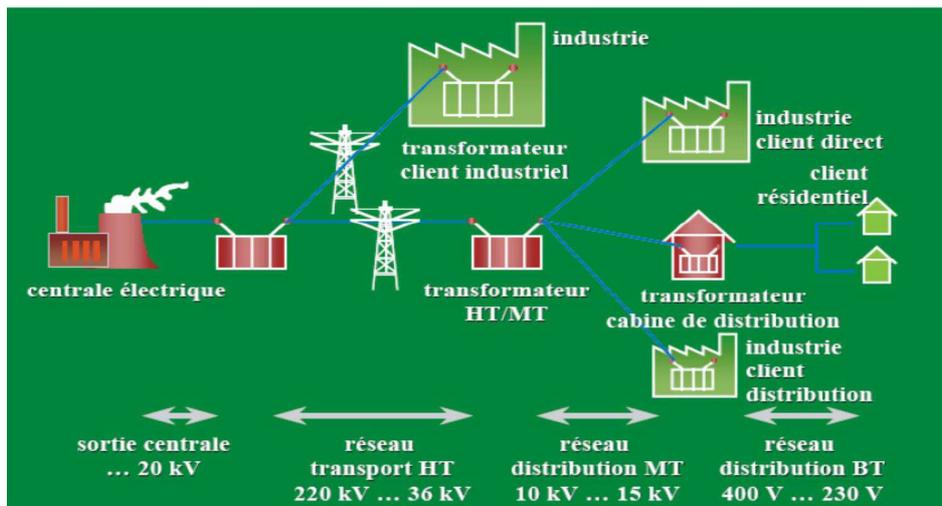


Figure 1.1 : chaîne de production et distribution d'énergie électrique

##### 1.4.1- Centrale thermique

Une centrale thermique classique produit de l'électricité en utilisant une source de chaleur. Des combustibles servent à alimenter la chaudière qui produit de la vapeur et qui va permettre d'actionner la turbine reliée à l'alternateur. Toutes ces phases conduisent à la production d'électricité, qui est ensuite redistribuée via le réseau électrique par le transformateur de la centrale thermique. C'est le type le plus répandu et le plus ancien. Il utilise des combustibles fossiles et fonctionne avec une chaudière à vapeur. On utilise souvent la technique de production, la cogénération [04] qui réalise dans une seule installation la production d'énergie électrique et la production de chaleur. La fraction d'énergie à la température la plus haute est convertie en énergie électrique et la fraction à la température la plus basse, au lieu d'être dissipée dans l'environnement, est rendue disponible pour des applications thermiques appropriées.

### 1.4.2-Centrale à gaz

Les turbines à gaz font partie des turbomachines, c'est des appareils dans lesquels a lieu un échange d'énergie entre un rotor tournant et un fluide en écoulement permanent. Une turbine à gaz, appelée aussi turbine à combustion, est une machine appartenant à la famille des moteurs à combustion interne dont le rôle est de produire de l'énergie mécanique (rotation d'un arbre). Une turbine à gaz fonctionne comme est schématisé sur la figure 2 :

- 1- elle extrait de l'air du milieu environnant (aspiration) ;
- 2- elle le comprime à une pression plus élevée par le compresseur (compression) ;
- 3- elle augmente le niveau d'énergie de l'air comprimé en ajoutant et en brûlant le combustible dans une chambre de combustion (gaz chaud) ;
- 4- elle achemine de l'air à pression et à température élevées vers la section de la turbine, qui convertit l'énergie thermique en énergie mécanique pour faire tourner l'arbre (expansion) ; ceci sert, d'un côté, à fournir l'énergie nécessaire pour la compression de l'air, qui a lieu dans un compresseur relié directement à la section turbine et, de l'autre côté à fournir l'énergie utile à la machine conduite, couplée avec la machine au moyen d'un accouplement comme par exemple un alternateur ou un compresseur centrifuge ;
- 5- elle décharge à l'atmosphère les gaz à basse pression.

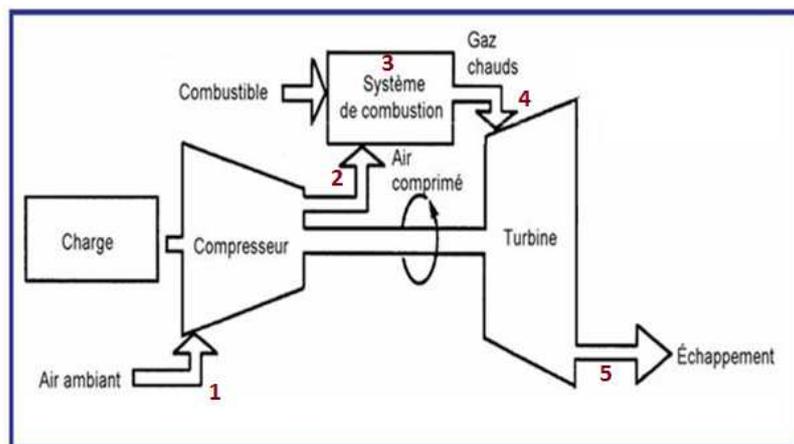


Figure 1. 2 : le principe de fonctionnement d'un central thermique.

Le tableau 1.2 présente à titre d'exemple les caractéristiques thermodynamiques de la turbine modèle MS7001EA est qui est une turbine à gaz équipée de chambres de combustion [5]

Température sèche	40°C
Humidité relative	72%
Pression d'admission	1013 mbar
Puissance normale ISO	82100 kw
Vitesse de rotation	3600 tr /min
Température d'échappement	555°C
Débit d'échappement	972.103 kg /h
Sortie nette	75000 kw
Consommation spécifique de chaleur	11270 kj /kwh

Tableau 1.2 : caractéristiques de la turbine

• **Les caractéristiques électriques d'une génératrice de courant sont :**

- tension nominal,
- couplage étoile ou triangle
- nombre de bornes du stator
- puissance apparente nominale, puissance active
- fréquence nominale
- vitesse nominale

Pour le choix de la génératrice, cette dernière est conçue pour tourner à la vitesse de rotation de la turbine, la tension qu'il produira, les limites de courant et autres caractéristiques sont intégrées. Ces informations sont généralement estampées sur une plaque signalétique sur le boîtier. La fréquence de la tension de sortie de l'alternateur dépend de la vitesse de rotation du rotor et de la Nombre de pôles.

La fréquence de tout générateur est en hertz (Hz), qui est le nombre de cycles par seconde, est lié au nombre de pôles et à la vitesse de rotation, exprimée par l'équation [6] :

$$F=NP/120$$

Où P est le nombre de pôles, N est la vitesse de rotation en tours par minute (rpm) et 120 est une constante pour permettre la conversion des minutes en secondes et des pôles en paires de pôles. La figure représente une installation d'une turbine avec une génératrice.

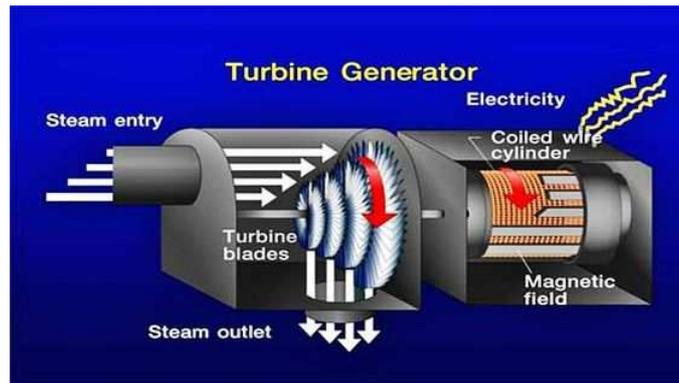


Figure 1.3: Turbine- Génératrice

La figure 1.3 représente une turbine a gaz couplé a la génératrice, c'est le principe de fonctionnement d'un central thermique. Le tableau 3 donne les principaux avantages et inconvénients de la technologie à base des turbines à gaz.

- **Temps de démarrage :**

En générale la turbine à gaz dispose d'équipements auxiliaires pour le démarrage, elle est équipé d'un moteur de démarrage qui lance l'arbre de rotation jusqu' à 25% de sa vitesse nominale. La durée de démarrage de la turbine est de quelque minute [7] .

Avantages	Inconvénients
Puissance à partir de 30 KW jusqu'à 300 MW	Faible rendement électrique pour les petites puissances
Bon rendement global	Nécessite en général du gaz naturel

Tableau 1.3 : avantages et inconvénients turbine a gaz

- **caractéristiques technico-économique des centrales électriques**

Les caractéristiques technico-économiques des centrales électriques sont déterminantes pour leurs exploitations. Trois types de caractéristiques ont une influence pour l'exploitation d'une centrale électrique à court terme : son coût de production ; ses contraintes techniques et sa fiabilité. Le plus important de ces trois caractéristiques est le coût variable de production.

Pour les centrales thermiques, il reflète principalement le coût du combustible utilisé et les autres coûts d'exploitation et de maintenance de la centrale. Le coût du combustible est évalué en utilisant des valeurs de consommation spécifiques de chaleur (une quantité d'énergie thermique nécessaire pour produire de l'électricité) de la centrale et le prix du combustible.

La fonction coût a une forme non linéaire qui peut être approximée à une courbe quadratique de type :

$$\text{Coût} = Fi(PGi) = ai + biPGi + ciPGi^2 \text{ u/h (I.1)}$$

Avec :

-**PGi** : la quantité de puissance produite par la i ème unité.

-**La constante (ai)** : est appelée coût de marche à vide de la i ème unité (elle représente le coût pour maintenir la marche d'une unité de production à production nulle).

-**La constante (bi)** : est appelée coefficient de cout linéaire de la i ème unité.

-**La constante (ci)** : est appelée coefficient de cout quadratique de la i ème unité.

**u** : une unité monétaire.

### 1.4.3-Centrale à vapeur :

Une turbine à vapeur est une machine qui extrait l'énergie thermique de la vapeur sous pression et l'utilise pour produire un travail mécanique de rotation de l'arbre de sortie.

Parce que la turbine génère un mouvement de rotation, elle est particulièrement bien adaptée pour entraîner un générateur électrique. La turbine à vapeur sur la figure 1.4 est une forme de machine thermique qui doit une grande partie de l'amélioration de son efficacité thermodynamique à l'utilisation de plusieurs étages dans l'expansion de la vapeur.

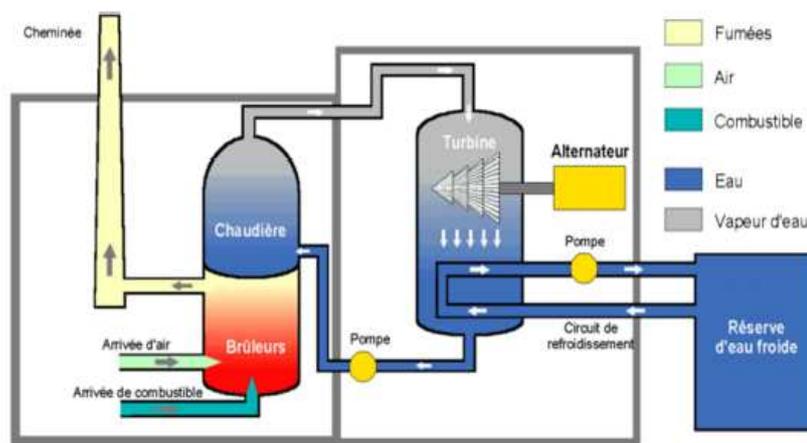


Figure 1.4 : La turbine à vapeur

Ces centrales thermiques ont une capacité jusqu'à 1.7 GW [8]. On la trouve souvent près d'une rivière ou d'un lac, car d'énormes quantités d'eau sont requises pour refroidir et condenser la vapeur sortant des turbines. Dans une centrale à turbine à vapeur, on distingue trois zones essentielles de conversion d'énergie comme on peut le voir sur la figure 1.5.

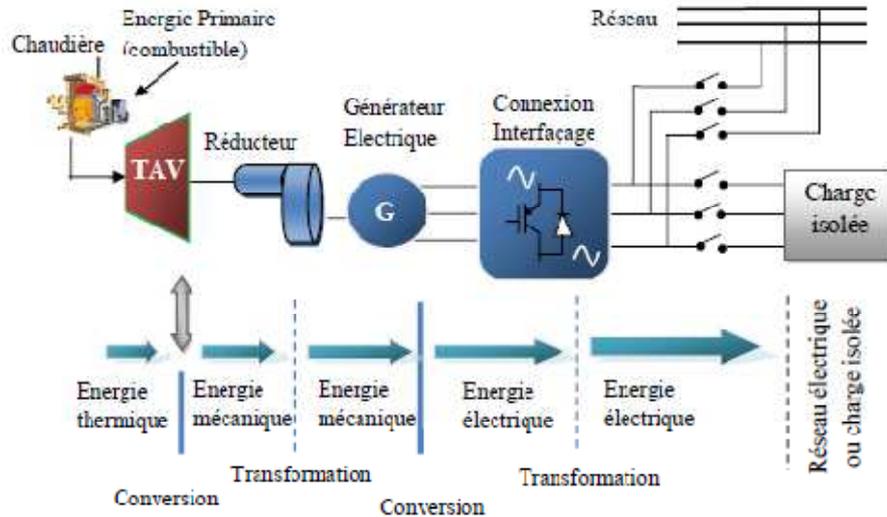


Figure 1. 5 : chaîne de transformation d'une centrale a gaz

- Combustion : transformation de l'enthalpie de formation contenue dans un combustible en vapeur sous pression, à haute température. Après préparation convenable du combustible, elle se produit grâce à des brûleurs dans un foyer ; en introduisant de l'oxygène nécessaire à cette combustion sous forme d'air, injecté dans les brûleurs et dans le foyer.
- Récupération de la chaleur à haute température contenue dans les gaz d'échappements au niveau de la chaudière, qui mettra de la vapeur à disposition finale.
- Au niveau de la turbine, l'énergie thermique de la vapeur surchauffée est transformée en énergie mécanique, grâce à la vapeur d'eau qui subit une détente à travers les roues de la turbine disponible sur le rotor ;
- Au niveau de la génératrice, qui reçoit l'énergie mécanique du rotor de la turbine et la convertie en énergie électrique, transmise par la suite au réseau électrique ou à une charge isolée.

Le tableau 1.4 donne les principaux avantages et inconvénients de la technologie à base des turbines à vapeur (TAV).

avantages	inconvénients
Convient à tous types de combustible Très bon rendement global	Peu intéressant pour les faibles besoins de chaleur
Cout d'entretien modique	Investissement élevé
Convient bien lorsque les besoins de vapeur sont nettement plus importants que les besoins électriques	Fonctionnement quasi-continu

Tableau 1.4 : Caractéristiques d'une turbine à vapeur. [9]

- **Temps de démarrage**

La turbine à vapeur est typiquement l'élément le plus restrictif du démarrage d'une centrale électrique en raison de l'inertie thermique importante. Pour cette raison le mode de fonctionnement de la turbine à vapeur est quasi- continu. Au cours des dernières années, le terme «démarrage rapide» est devenu courant dans l'industrie de la production d'électricité. Plus précisément pour nouvelles unités de cycle combiné.

#### 1.4.4-Centrale à cycle combiné :

On peut aussi combiner turbine à vapeur et turbine à gaz. Comme dit précédemment, la turbine à gaz peut produire de la vapeur à travers une chaudière de récupération, avec ou sans post-combustion. Cette vapeur peut aussi entraîner une turbine à vapeur au lieu d'être employée directement dans un process, et avec un alternateur placé sur l'axe de la turbine à vapeur, on peut ainsi produire un complément d'électricité [10]. La demande en chaleur peut être assouvie par de la vapeur à la sortie de la seconde turbine. De pareilles configurations permettent un haut rendement électrique, ce qui se traduit par un rendement thermique plus faible. (Figure 1.6).

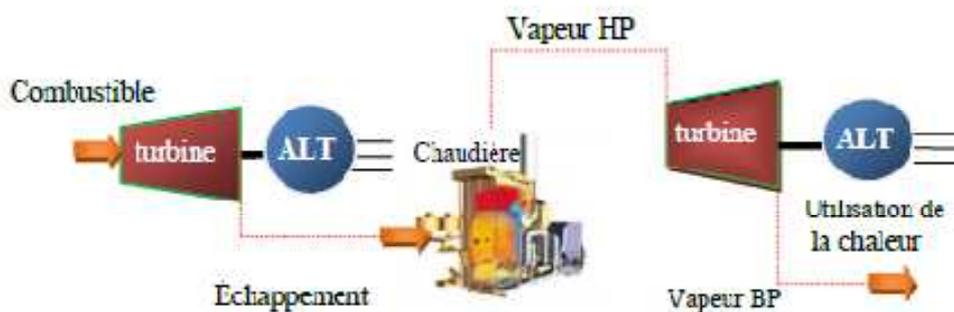


Figure 1.6 : Centrale à cycle combiné.

#### **1.4.5-centrale solaire :**

L'énergie solaire est le rayonnement électromagnétique transmise par le soleil. Elle représente environ 420 trillions de kilowattheures (kWh). L'énergie solaire est plusieurs milliers de fois plus importante que toutes les énergies cumulées utilisées par le monde. Depuis les années 1970, on cherche ainsi à utiliser l'énergie directe du soleil soit par conversion thermique, soit par l'utilisation de photovoltaïque. La conversion thermique de l'énergie solaire ou le Solaire thermique permet d'obtenir, grâce à des capteurs plans, des capteurs cylindriques ou des capteurs à concentration, de la chaleur utilisable. - Les capteurs plans sont constitués d'une surface absorbante placée derrière une vitre et chauffée par les rayons du soleil, ils sont souvent installés sur la toiture des immeubles (figure7). La chaleur absorbée par la surface noire est transmise à un fluide caloporteur (air, eau). Le solaire photovoltaïque, permet de produire de l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire avec une cellule photovoltaïque [11]. Les photopiles utilisent l'effet photovoltaïque, elles sont formées d'une couche d'un matériau semi-conducteur et d'une jonction semi-conductrice. Le silicium est le plus employé.



Figure 1.7 : solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la conversion de l'énergie apportée par les photons, (composants de la lumière) qui heurtent les électrons et les libèrent de matériaux semi-conducteurs comme le silicium ou des matériaux recouverts d'une mince couche métallique ou organique, induisant un courant électrique.

Un générateur solaire photovoltaïque est composé de modules photovoltaïques eux-mêmes composés de cellules photovoltaïques connectées entre elles. Les performances d'une

installation photovoltaïque dépendent de l'orientation des panneaux solaires et des zones d'ensoleillement.

#### 1.4.6-centrale hydroélectrique :

L'eau est un excellent vecteur d'énergie. Les barrages sur les rivières ont une capacité importante pour les pays riches en cours d'eau bénéficient d'une source d'énergie propre. En Europe, en 1999, on comptait environ 10000 MW de puissance hydraulique installée. L'énergie hydroélectrique met à profit l'énergie de l'eau qui se déplace d'un point haut vers un point bas pour produire de l'électricité [12]. La puissance que l'on peut tirer d'une chute dépend non seulement de la hauteur de la chute, mais aussi du débit du cours d'eau.

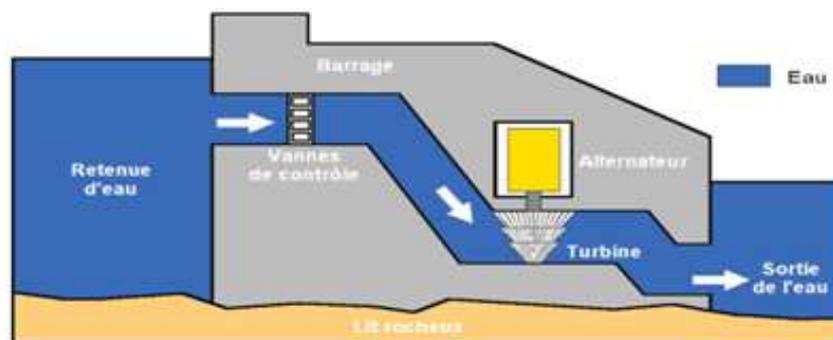


Figure1.8. centrale hydroélectrique

La figure 1.8 représente une centrale hydroélectrique ; dans une centrale hydroélectrique, la force de l'eau fait tourner une turbine, qui à son tour, fait fonctionner un alternateur qui produit un courant électrique alternatif. L'eau turbinée qui a perdu de sa puissance est rejetée dans le cours d'eau par un canal de fuite. La tension du courant électrique produit par l'alternateur est élevée à l'aide d'un transformateur.

#### 1.4.7-centrale éolienne

L'énergie éolienne qui doit son nom au dieu grecque responsable des vents nommé Eole, est produite par la force exercée par le vent. Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne (figure 1.9), est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice [13]. On distingue les installations au sol et en mer « éolien offshore ».

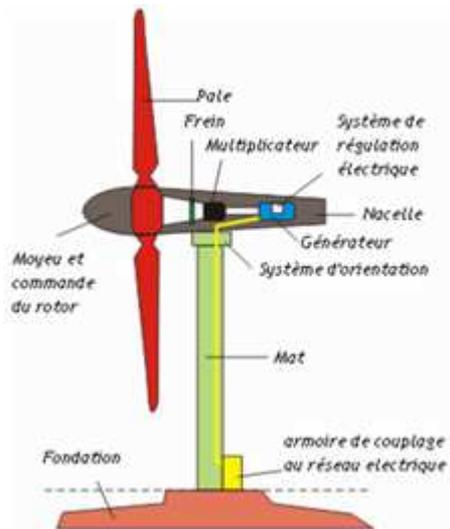


Figure 1.9 : éolienne

#### 1.4.8-Centrale nucléaire :

Une centrale nucléaire est un site industriel destiné à la production d'électricité et dont la chaudière est constituée d'un ou plusieurs réacteurs nucléaires ayant pour source d'énergie un combustible nucléaire l'Uranium. La figure 1.10 représente une centrale nucléaire. La puissance électrique d'une centrale varie de quelques mégawatts à plusieurs milliers de mégawatts en fonction du nombre et du type de réacteur en service sur le site [14]. L'énergie d'une centrale nucléaire provient de la fission de noyaux d'atomes lourds. Celle-ci dégage de la chaleur, qui sert dans un premier temps à vaporiser de l'eau, comme dans toute centrale thermique conventionnelle, puis la vapeur d'eau produite entraîne en rotation une turbine accouplée à un alternateur qui produit à son tour de l'électricité.

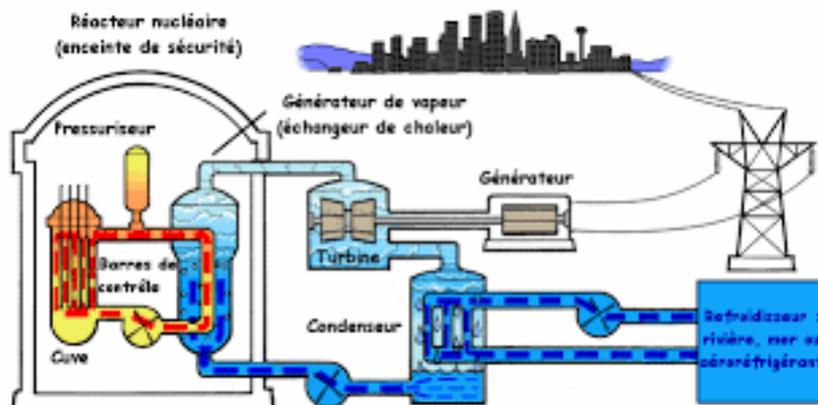


Figure 1.10 : centrale nucléaire

## 1.5- Réseaux électriques

### 1.5.1- Définition du réseau électrique

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production avec les centres de consommation (villes, usines...etc.). L'énergie électrique est transportée en haute tension et/ou très haute tension pour limiter les pertes à effet Joule (les pertes étant proportionnelles au carré de l'intensité du courant électrique), puis progressivement abaissées au niveau de la tension de l'utilisateur final (figure 1.11).

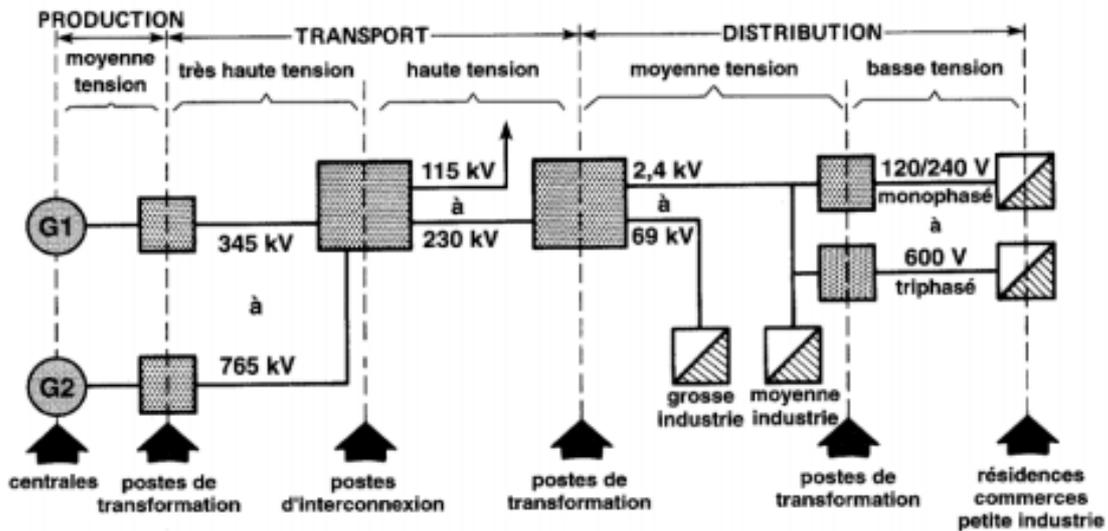


Figure 1.11: Organisation d'un réseau électrique

Donc, les réseaux électriques sont constitués par l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis les centrales de génération jusqu'aux maisons les plus éloignées.

### 1.5.2- Description des réseaux électriques

L'énergie électrique produite est directement injectée sur le réseau de transport maillé à très haute tension pour être transportée sur de grandes distances avec un minimum de pertes. Elle "descend" ensuite sur les réseaux de répartition, puis ceux de distribution d'où elle est distribuée aux gros consommateurs et aux réseaux de distribution à basse tension. Généralement, le réseau est composé dans le sens du transit de l'énergie comme montré sur la figure 1.12

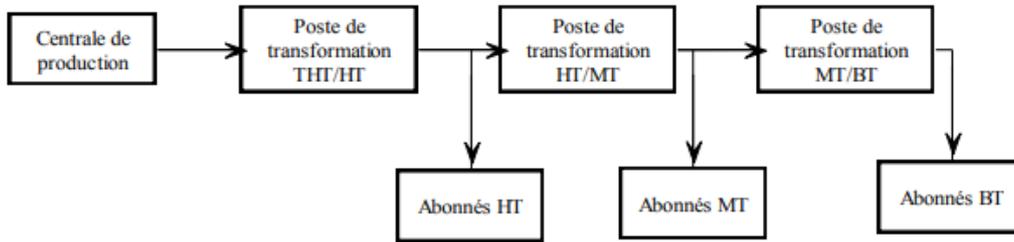


Figure 1.12 : Chemin de l'énergie électrique

Les niveaux de tension utilisés diffèrent d'un type de réseau à un autre et diffèrent d'un pays ou d'une région à une autre. Selon la norme IEC (International Electrotechnical Committee) les niveaux de tension sont définis comme suit :

**HT (HV) :** Haute tension (High voltage), des tensions composées supérieures comprises entre 33 kV et 220 kV ;

**MT (MV) :** Moyenne tension (Medium voltage), des tension composées comprises entre 1 kV et 33 kV ;

**BT (LV) :** Basse tension (Low voltage), tension comprise entre 100 V et 1 kV ;

**TBT (VLV) :** Très basse tension (Very low voltage), inférieure à 100 V.

### 1.5.3- Topologies des réseaux électriques

Les topologies diffèrent d'un type de réseau à un autre. Cette topologie est dictée par : le niveau fiabilité recherché, la flexibilité et la maintenance, ainsi que les coûts d'investissement et d'exploitation. Les différentes topologies qu'on trouve usuellement sont illustrées sur la Figure 1.13 :

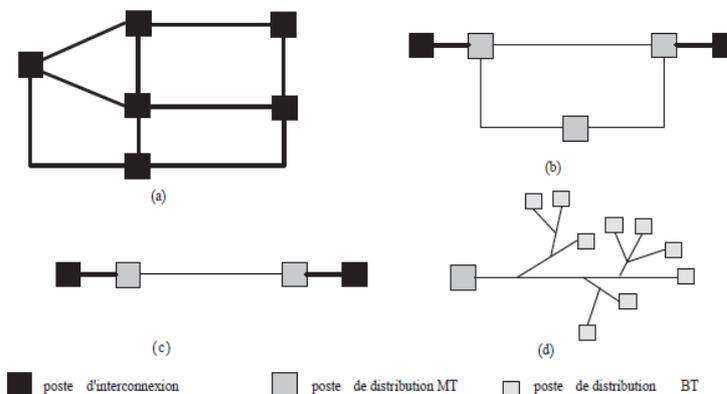


Figure 1.13 : Différentes topologies des réseaux électriques : (a) Réseau maillé, (b). Réseau bouclé, (c). Réseau radial, (d). Réseau arborescent.

### **Réseau maillé**

Cette topologie est presque la norme pour les réseaux de transport. Tous les centres de production sont liés entre eux par des lignes THT au niveau des postes d'interconnexion, ce qui forme un maillage. Cette structure permet une meilleure fiabilité mais nécessite une surveillance à l'échelle nationale.

### **Réseau bouclé**

Cette topologie est surtout utilisée dans les réseaux de répartition et distribution MT. Les postes de répartition HT ou MT alimentés à partir du réseau THT sont reliés entre eux pour former des boucles, ceci dans le but d'augmenter la disponibilité. Cependant, il faut noter que les réseaux MT ne sont pas forcément bouclés.

### **Réseau radial**

C'est une topologie simple qu'on trouve usuellement dans la distribution MT et BT. Elle est composée d'une ligne alimentée par des postes de distribution MT ou BT alimentés au départ par un poste source HT ou MT. En moyenne tension cette structure est souvent alimentée des deux côtés afin d'assurer la disponibilité.

### **Réseau arborescent**

Cette structure est très utilisée en milieu rural et quelque fois en milieu urbain où la charge n'est pas très sensible aux interruptions. Elle est constituée d'un poste de répartition qui alimente plusieurs postes de distribution (BT) grâce à des piquages à différents niveaux des lignes alimentant les postes MT/BT

En conclusion, le réseau de transport est souvent maillé, alors que le réseau de distribution MT est souvent bouclé. Néanmoins, on peut trouver des structures radiales simples. La distribution MT se fait souvent en double dérivation et en simple dérivation

#### **1.5.4- Architectures des réseaux de distribution urbains et ruraux**

Le réseau urbain peut être enterré ou aérien avec des postes maçonnés. La répartition géographique des charges est l'une des contraintes qu'il faut prendre en compte lors du choix d'une architecture. En effet, un milieu urbain, est caractérisé par une densité de charge élevée avec des longueurs de conducteurs faibles. Les puissances appelées sont importantes. Les architectures rencontrés habituellement en milieu urbain utilisent bouclées (parfois radiales) avec des dérivations double ou en coupure d'artère.

Le milieu rural se caractérise par une densité de charge faible répartie sur une grande zone. On a donc de grandes longueurs de conducteurs, souvent aériens. Ainsi, les problèmes qui peuvent intervenir dans les réseaux ruraux sont principalement liés aux chutes de tension admissibles en bout de ligne. Les réseaux ruraux ont des architectures arborescentes bouclées.

### **1.6- Poste de transformation**

Par définition, un poste de transformation est une installation d'organes de liaison et d'organes de manœuvre où parvient l'énergie des centrales. La figure 14 représente un poste de transformation.

Un poste électrique est considéré comme un équipement où transitent des flux de puissances, ce poste constitue une pièce majeure dans le système de la répartition ou de la distribution. Les postes électriques permettent d'adapter la tension en fonction des lignes et des réseaux, mais aussi à surveiller à distance les différentes lignes de courant. On distingue, suivant les fonctions qu'ils assurent.[12] :

- les postes d'interconnexion,
- les postes de transformation
- les postes mixtes



Figure 1.14 : poste transformateur

- **Équipements et architectures des postes :**

Les postes contiennent un certain nombre d'appareils électriques comme on peut le voir sur la figure 1.15, qui participent au bon fonctionnement du réseau : 1. Ligne électrique primaire ; 2.

Câble de garde ; 3. Ligne électrique ; 4. Transformateur de tension ; 5. Sectionneur ; 6. Disjoncteur ; 7. Transformateur de courant ; 8. Parafoudre ; 9. Transformateur de puissance ; 10. Bâtiment secondaire ; 11. Clôture ; 12. Ligne électrique secondaire.[12]

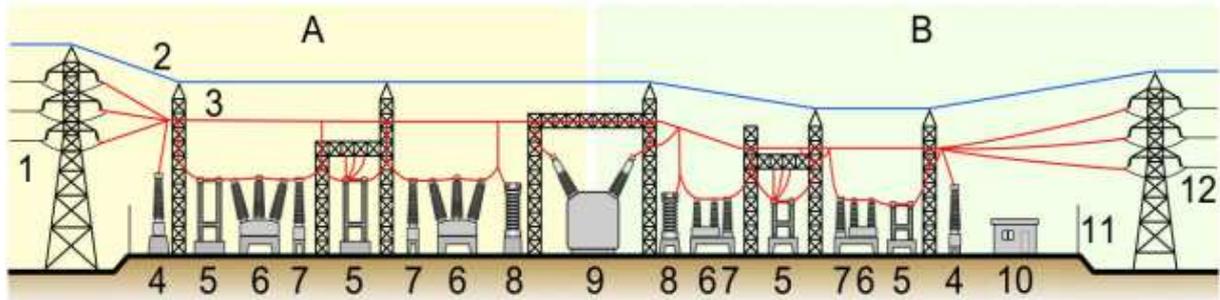


Figure 1.15: Appareils électriques dans un poste (A : côté primaire, B : côté secondaire)

L'architecture d'un poste électrique est dicté par les nombres et les dispositions des jeux de barres et des disjoncteurs ; Plusieurs jeux de barres ou tronçons de barres améliore la fiabilité du poste mais augmente ses coûts de réalisation et de maintenance ; Il y a deux architectures principales pour les postes électriques (figure 1.16); Architecture à couplage de barres, et architecture à couplage de disjoncteurs. Celle-ci est meilleure de point de vue fiabilité mais elle coûte souvent cher.

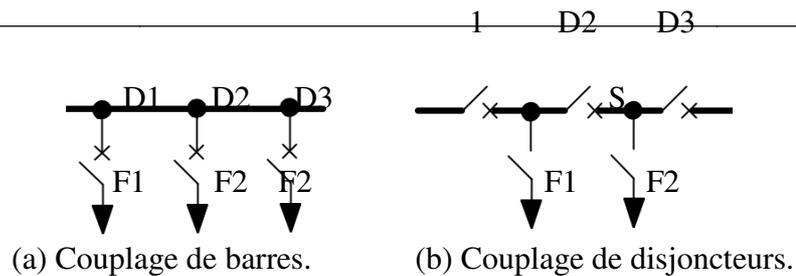


Figure 1.16 : Les deux principales architectures des postes. D : Disjoncteur, S : Sectionneur.

### 1.7- La consommation électrique

La consommation d'électricité se caractérise par ses fortes fluctuations et la difficulté de la prévoir de manière exacte .Connaître la consommation de l'électricité d'une période future est importante pour l'exploitation du système électrique. Pour ce faire, une multitude de variables

sont traditionnellement utilisées pour expliquer et prédire le niveau de consommation d'électricité : la température, l'heure de la journée, le jour de la semaine (jour ouvrable, week-end), le prix, etc. L'impact de la plupart de ces variables est lié aux conditions climatiques, aux habitudes de consommation, aux rythmes de vie et au pays considéré.

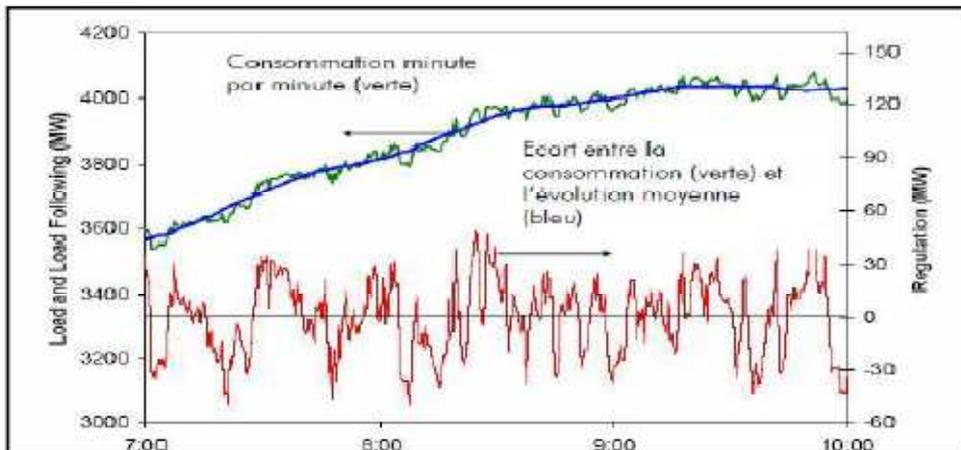


Figure 1.17 : fluctuations de la consommation

Bien que la prévision de la consommation s'affine lorsque l'on s'approche de la période prévue, il existe encore des écarts entre les prévisions faites la veille et la consommation réelle.

Ces écarts, ou erreurs de prévision, peuvent provenir des erreurs de prévision des variables explicatives (Température, nébulosité) ou des simplifications de modèle de prévision.

### 1.7.1- Fluctuations de la consommation :

La consommation d'électricité varie en permanence : au cours des saisons, au cours d'une journée, en suivant le rythme de l'activité quotidienne et économique et en temps réel en fonction de la météo du moment. Les différentes utilisations individuelles de l'énergie électrique à chaque moment se traduisent par de fortes fluctuations de la consommation dans le temps.

Il faut savoir aussi que la consommation d'électricité peut fluctuer très rapidement ; elle peut changer de plus de 10% de la consommation maximale en seulement 1 heure.

### **Les différentes fluctuations sont :**

- *Fluctuations infra journalières* : Durant une journée, la consommation d'électricité peut fluctuer d'une façon importante. Cette fluctuation est aléatoire au cours de 24 heures suivant les différentes utilisations individuelles de l'énergie électrique.
- *Fluctuation hebdomadaire* : Jour ouvrable/ Week-end. la consommation du jour ouvrable est supérieure à celle du jour férié.
- *Fluctuation saisonnière* : jour été/jour hiver : la pointe de jour ( de 7h00 à 12h00 ) concernant la journée d'été est plus importante que celle d'hiver. La demande de consommation de la journée d'été reste toujours supérieur à la journée d'hiver.

### **1.8- Conclusion :**

Nous avons abordé en premier lieu le contexte énergétique actuel, ensuite nous avons donné une description des centrales de production d'énergie ou nous avons présenté les différents concepts de production d'énergie les plus couramment utilisées dans les centrales basées sur les turbines à vapeur, turbine à gaz. En second lieu, nous avons présenté les réseaux électriques avec ces différentes configurations et enfin nous avons présenté les postes de transformation. Le chapitre suivant sera consacré à l'étude des techniques d'optimisation du réseau électrique.

# Chapitre 2

## Chapitre 2 :

### Problème d'engagement des centrales Et méthodes de résolution

#### 2.1- Introduction

Etant donné que l'énergie électrique n'est pas stockable pratiquement, les puissances générées par les unités de production doivent être à tout instant adapté à la consommation de façon à garder l'équilibre entre la consommation et la production. Ce pendant dans un système d'alimentation électrique, la consommation totale sur le système est généralement très élevée pendant la journée et en début de soirée lorsque les charges industrielles sont élevées, et plus bas en fin de soirée et tôt le matin lorsque la majeure partie de la population est endormie. Cette consommation ou la charge sur le réseau suit l'activité humaine et qui est cyclique. De même, l'utilisation de l'énergie électrique a un cycle hebdomadaire, la charge étant plus faible les jours de week-end que les jours de semaine. Ceci crée un problème dans le fonctionnement d'un système d'alimentation électrique.

Comme une solution facile, est d'engager simplement suffisamment d'unités pour couvrir la charge maximale du système et les laisser fonctionner. Le problème avec cette engagement de suffisamment d'unités et les laisser en ligne est une question d'économie.

La deuxième solution est la synchronisation des unités de production et mettre les unités à niveau avec le système et les connecter de manière qu'ils peuvent fournir de l'énergie au réseau. Ce qu'on appelle le problème d'engagement des unités de production qui consiste à choisir les unités de production qui seront opérationnelles sur une échelle de temps discrétisée, de manière à minimiser le cout 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.

Dans ce chapitre, nous traitons en premier lieu la répartition économique des puissances avec les méthodes de calcul classiques ensuite Méthode d'optimisation métaheuristiques et enfin les différentes techniques classiques utilisées pour résoudre le problème de l'engagement des unités de production « unit commitment »[15] qui sont la liste de priorités, la programmation dynamique en avant 'forward dynamique programming' et en arrière 'backward dynamic programming' et la méthode de relaxation lagrangienne.

## Chapitre 2 : Problème d'engagement des centrales Et méthodes de résolution

### 2.2- Méthode de solution d'engagement des unités « unit commitment »

Pour expliquer le problème de l'engagement considérons la situation suivante ou nous devons établir un modèle d'engagement pour M périodes (par exemple chaque heure) et nous avons N unités à engager. Supposons que nous allons établir l'engagement par un dénombrement. Le nombre total de combinaisons que nous devons essayer chaque heure est :

$$C(N,1) + C(N,2) + \dots + C(N, N-1) + C(N, N) = 2^N - 1 \quad (2.21)$$

Où C (N, j) est la combinaison j pris à la fois de N éléments. C'est,

$$C(N, j) = \left[ \frac{N!}{(N-j)! j!} \right] \quad (2.22)$$

Pour la période totale de M intervalles, le nombre maximum de combinaisons est  $(2^N - 1) M$ , qui est un nombre important. Par exemple, prenez une période de 24 heures (24 intervalles d'une heure) et envisagez systèmes avec 5, 10, 20 et 40 unités. La valeur de  $(z^N - 1) 24$  devient le Suivant. Ces très grands nombres sont la limite maximale du nombre requis des unités à engager. Heureusement que les contraintes sur les unités et la capacité de la charge limites ce grand nombre.

N	$(2^N - 1)^{24}$
5	$6.2 \times 10^{35}$
10	$1.73 \times 10^{72}$
20	$3.12 \times 10^{144}$
40	(Too big)

### 2.3- Techniques des problèmes de l'engagement des unités « unit commitment ».

Lorsque le problème prend une dimension dynamique, c'est-à-dire lorsque la demande évolue dans un intervalle de temps donné une heure par exemple, il faut alors tenir compte des états des centrales ainsi que des changements d'états qui occasionnent des coûts supplémentaires. Le traitement d'un tel problème est appelé « unit commitment ». Le « Unit commitment » ou 'la planification de l'opération des unités de production' [15], est le processus de décider quand et quelle unité de génération doit fonctionner ou pas, donc on doit programmer les

**Chapitre 2 : Problème d'engagement des centrales Et méthodes de résolution**

générateurs ('on' ou 'off') pour répondre aux charges nécessaires à un coût minimum soumis aux pertes du réseau. [19]

La véritable barrière pratique dans l'optimisation du problème d'engagement des unités est le grand nombre de solution possible. Pour cette raison on utilise des techniques de résolution du problème d'engagement des unités. Les techniques pour la solution du problème de l'engagement des unités sont:

- Schémas de listes de priorités,
- Programmation dynamique (DP),
- Relation de Lagrange (LR).

**2.4- Formulation du problème de l'engagement des unités de production**

L'objectif de l'engagement des unités de production est la minimisation de la fonction cout total de production , la fonction de cout total de production s'écrit :

$$\min F_T = \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i=1}^N [F_i(P_i(t)U_i(t) + ST_i(t).U_i(t) + DC_i(t)(1 - U_i(t)U(t-1))] \tag{2.23}$$

Avec  $U_i(t)$  : est l'état de l'unité  $i$  à l'instant  $t$  : un zéro signifie que le central est à l'arrêt , un 1 qu'elle marche.

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

$$F(P_i(t))=a_i+b_i.P_i(t)+C_i.P(t)^2 \tag{2.24}$$

$i=1, \dots, N$

$t=1, \dots, N_t$

$ST_i(t)$  : représente le cout de redémarrage de l'unité  $i$  à l'instant  $t$

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

Le problème d'engagement des unités de production, consiste a choisir les unités de production de production qui seront opérationnelles sur une période déterminé, de manière a minimiser le cout de production total. Les unités doivent satisfaire la charge ainsi que la réserve tournante. De plus, chaque unité possède sa propre limite de production et temps de redémarrage et d'arrêt. Il s'agit donc d'un problème d'optimisation complexe mixte.

## Chapitre 2 : Problème d'engagement des centrales Et méthodes de résolution

### 2.5- Contraintes de l'engagement des unités de production :

Le problème de d'engagement des unités est lié aux contraintes de systèmes et Contraintes des unités.

#### 2.5.1- Contraintes de systèmes :

Les contraintes du système sont la demande à satisfaire et la réserve à garantir.

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

$$\sum_{i=0}^N P_i(t)U_i(t) = P_D(t) + P_L(t) \quad (2.25)$$

- **réserve à garantir :** Une notion très important 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 :

Chaque instant t notée PR (t) on considère généralement que la réserve doit assurer 10% de I :  
Demande :

$$\sum_{i=0}^N P_i^{\max}(t)U_i(t) = P_D(t) + P_L(t) \quad (2.26)$$

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

$$P_i(t) = \sum_i \sum_{j=1}^1 B_{ij} P_j(t) + \sum_i P_i(t) + B_{00} \quad (2.27)$$

Avec :

$P_j$  : puissance minimal de l'unité j (mW)

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

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

$B_{00}$  : pertes constantes(MW)

#### 2.5.2- Contraintes des unités :

Les contraintes de l'unité sont la Puissance bornée, le Temps minimal d'allumage, le Temps minimal d'extinction, Elévation maximale de la puissance et Chute maximale de la puissance.

- **Puissance bornée :** Pour chaque unité allumée la puissance délivrée doit être incluse entre la limite minimale et la limite maximale de génération :

## Chapitre 2 : Problème d'engagement des centrales Et méthodes de résolution

$$p_i^{\min} \leq p_i(t) \leq p_i^{\max} \quad \text{si } u_i(t)=1 \quad (2.28)$$

- **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
- **Temps minimal d'extinction :** Quand une unité est éteinte, on ne peut pas démarrer que si le temps d'arrêt dépasse le temps minimal de fonctionnement de cette unité :
- **Élévation maximale de la puissance :**

$$P_i(t) \leq \min (p_i^{\max}, p_i(t-1) + UR_i) \quad \text{si } U_i(t-1)=1 \text{ et } U_i(t)=1 \quad (2.29)$$

- **Chute maximale de la puissance :**

$$P_i(t) \geq \max (p_i^{\min}, p_i(t-1) - DR_i) \quad \text{si } U_i(t-1)=1 \text{ et } U_i(t)=1 \quad (2.30)$$

### 2.6- Techniques classiques de la résolution de l'engagement :

Les techniques pour la solution du problème de l'engagement des unités sont:

- listes de priorités,
- Programmation dynamique,
- Relation de Lagrange.

#### 2.6-1. Liste des priorités :

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

$$a_i + b_i p_i^{\max} + c_i p_i^{\max 2} / p_i^{\max} \quad (2.31)$$

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

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

- les couts d'extinction des unités sont nuls ;
- les caractéristiques entré-sortie pour chaque unité sont linéaires entre zéro et la pleine charge.

## Chapitre 2 : Problème d'engagement des centrales Et méthodes de résolution

-le cout de redémarrage est fixe

-on ne considère que les contraintes (demande à satisfaire), (réserve) et (puissance bornée)

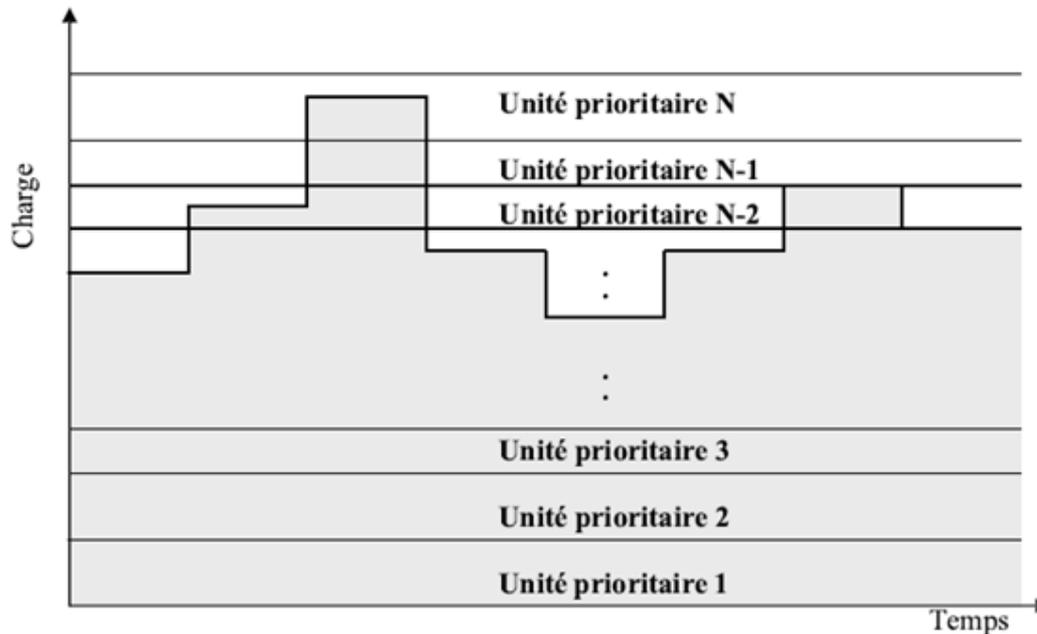


Figure2.1 : méthode de la liste de priorité

### 2.7- Répartition économique des puissances avec les méthodes de calcul classique

Dans la répartition économique des puissances avec les méthodes de calcul classiques qui est un problème d'optimisation statique [16]. On résout la répartition économique des puissances pour une demande à un instant précis.

Il y a deux solutions du problème de la répartition des puissances ou encore appelé la répartition économique des puissances : Solution la répartition économique des puissances sans pertes et avec pertes

#### 2.7.1- Solution de la répartition économique des puissances sans pertes

Le problème de la répartition économique des puissances économique sans perte est simple car le seul paramètre qui influence est le coût de la puissance active générée par la centrale sans tenir compte de la puissance perdue dans les lignes lors des transits de puissance entre les centrales et les charges.

La solution de la répartition économique des puissances est obtenue à l'aide de deux types de méthodes d'optimisation :

- le premier type utilise le gradient (fonction de Lagrange) comme : La méthode de Kuhn-Tucker et la méthode de gradient.

## Chapitre 2 : Problème d'engagement des centrales Et méthodes de résolution

- Le deuxième type utilise les itérations (minimisation sans gradient) : la méthode d'itération de Lambda.

### 2.7.1.1- la méthode de gradient

Le problème consiste donc à trouver un minimum global de la fonction erreur entre la fonction  $f(t)$  et les points [17]. En effet, afin de minimiser une fonction à partir d'une solution approchée, le plus simple est de suivre la ligne de plus grande pente. D'un point de vue mathématique, la pente d'une fonction correspond à la dérivée de cette dernière. Si l'on se place dans le cadre d'une fonction ayant plusieurs paramètres, la dérivée devient un vecteur : le gradient de la fonction.

Appliquant la méthode du gradient à la répartition économique des puissances, la fonction d'objet sera :

$$\text{Min}F = \sum_{i=1}^n f_i(P_{Gi}) \quad (2.1)$$

La contrainte est la fonction de puissances actives :

$$\sum_{i=1}^N P_{Gi} = P_D \quad (2.2)$$

Premièrement, on doit construire la fonction de Lagrange

$$L = F + \lambda(P_D - (\sum_{i=1}^N P_{Gi})) = \sum_{i=1}^N f_i(P_{Gi}) + \lambda(P_D - \sum_{i=1}^N P_{Gi}) \quad (2.3)$$

Le gradient de la fonction de Lagrange est :

$$\nabla L = \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial P_{G1}} \\ \frac{\partial L}{\partial P_{G2}} \\ \vdots \\ \frac{\partial L}{\partial P_{GN}} \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(P_{G1})}{\partial P_{G1}} - \lambda \\ \frac{\partial f_2(P_{G2})}{\partial P_{G2}} - \lambda \\ \vdots \\ \frac{\partial f_N(P_{GN})}{\partial P_{GN}} - \lambda \\ P_D - \sum_{i=1}^N P_{Gi} \end{bmatrix}$$

Pour utiliser le gradient  $\Delta L$  pour la solution de la répartition économique des puissances, les valeurs initiales  $P_{G1}^0, P_{G2}^0, \dots, P_{GN}^0$ , et  $\lambda^0$  doivent être données. Les nouvelles valeurs seront calculées avec les équations suivantes :

$$x^1 = x^0 - \xi \Delta L$$

où  $x^1, x^0$  sont des vecteurs

L'expression générale du gradient est :  $x^n = x^{n-1} - \xi \nabla L$  où  $n$  est le nombre d'itérations.

### 2.7.1.2- La méthode de Kuhn-Tucker

## Chapitre 2 : Problème d'engagement des centrales Et méthodes de résolution

Dans cette méthode le problème d'optimisation est non-linéaire et soumis à des contraintes d'égalité et d'inégalité. En effet, il faut que

$$\sum_i P_{Gi} = P_D \quad (2.5)$$

$$\text{Et que : } P_{Gi} - P_{\max i} \leq 0 \quad \text{et} \quad P_{\min i} - P_{Gi} \leq 0 \quad (2.6)$$

Tel que :

$P_{Gi}$ : La puissance générée dans la centrale  $i$

$P_D$ : La puissance demandée.

$P_{\max i}$  : La puissance maximale générée dans la centrale  $i$

$P_{\min i}$  : La puissance minimale générée dans la centrale  $i$

La méthode de « Kuhn-Tucker » consiste à construire le Lagrangien qui tient compte des contraintes d'égalité et des contraintes d'inégalité :

$$L(x, \lambda, \beta) = f(x) + \lambda h(x) + \sum \beta_i g_i(x) \quad (2.7)$$

$$L(P_{Gi}, \lambda) = C + \lambda(P_D - \sum P_{Gi}(x)) \quad (2.8)$$

Où  $C = f(x)$  est la fonction à optimiser

$h(x) = P_D - \sum P_{Gi}$  est la contrainte d'égalité mis sous la forme  $h(x) = 0$

et  $g_i(x)$  sont les contraintes d'inégalité mis sous la forme  $g_i(x) \leq 0$

Notre fonction à optimiser est bien entendu le coût total défini par

$$C = \sum C_i(P_{Gi}) \quad \text{avec} \quad C_i(P_{Gi}) = a_i + b_i P_{Gi} + C_i P_{Gi}^2 \quad (2.9)$$

L'optimum sera atteint dès que toutes les contraintes d'inégalités seront vérifiées. En effet, pour trouver le premier optimum des  $P_{Gi}$  (en négligeant donc les contraintes d'inégalité), il faut dériver notre Lagrangien en fonction du coefficient de Lagrange, et annuler ces dérivées de sorte à obtenir les conditions sur l'optimum suivantes :

$$\text{On a } P_{Gi} = \frac{1}{2c_i} \left( \left( \sum_i \frac{1}{2c_i} \right)^{-1} (P_D + \sum_i \frac{b_i}{2c_i} - b_i) \right) \quad (2.10)$$

L'expression nous donne l'ensemble des  $P_{Gi}$  minimisant le coût total (contraintes d'inégalité négligées)

**2.7.1.3- La méthode d'itération de Lambda**

La méthode d'itération de Lambda est une des méthodes utilisées pour trouver la valeur de Lambda du système et de trouver la répartition économique des puissances optimal des générateurs [18].

- 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 optimale

On choisi  $\lambda^L$  et  $\lambda^M$  tel que :

$$\sum_{i=1}^N P_{Gi}(\lambda^L) - P_D < 0 \quad \sum_{i=1}^N P_{Gi}(\lambda^M) - P_D \geq 0 \quad (2.11)$$

On fait le calcul jusqu'à  $|\lambda^L - \lambda^M| \geq \varepsilon$  (2.12)

$\varepsilon$  est la tolérance de convergence

Pour chaque valeur de lambda il y a une puissance unique pour chaque générateur.

**2.7.2- La répartition économique des puissances avec pertes**

Deux approches sont essentiellement utilisées pour la solution de la répartition économique des puissances avec pertes :

- la première est le développement d'une expression mathématique des pertes en fonction des puissances de sortie de chaque unité de production.
- La deuxième approche consiste à utiliser les équations de l'écoulement de puissances optimal (optimal power flow).

**2.7.2.1- Méthode d'expression mathématique des pertes**

La fonction à optimiser reste la même de la *fonction cout*, cependant, les pertes de transmission doivent être ajoutées aux contraintes d'égalité tel que :

$$P_D - P_L - \sum_{i=1}^N P_{Gi} = 0 \quad (2.13)$$

$P_L$ : Les pertes de la ligne de transmission.

$N$ : le nombre des unités de production.

La fonction de Lagrange pour ce nouveau cas est donnée par :

$$L(P_i, \lambda) = C + \lambda(P_D + P_L - \sum_{i=1}^N P_{Gi}) \quad (2.14)$$

Les dérivées de la fonction de Lagrange par rapport aux variables indépendantes nous donne

## Chapitre 2 : Problème d'engagement des centrales Et méthodes de résolution

$$\frac{\delta L}{\delta P_{Gi}} = \frac{dC_i(P_{Gi})}{dP_{Gi}} - \lambda \left(1 - \frac{\delta P_L}{\delta P_{Gi}}\right) = 0 \quad (2.15)$$

$$\lambda = \frac{dC_i(P_{Gi})}{dP_{Gi}} - \lambda \frac{\delta P_L}{\delta P_{Gi}} \quad (2.16)$$

$$\lambda = \frac{dC_i(P_{Gi})}{dP_{Gi}} \left(1 / \left(1 - \frac{\delta P_L}{\delta P_{Gi}}\right)\right) \quad (2.17)$$

$$\frac{\delta L}{\delta \lambda} = P_D + P_L - \sum_{i=1}^N P_{Gi} = 0 \quad (2.18)$$

Les équations (2.17) et (2.18) sont des conditions nécessaires pour solutionner le problème de dispatching avec pertes.

### 2.7.2.2- Méthode d'utilisation de l'OPF

La répartition économique des puissances avec pertes est un procédé itératif [2]. Pour tenir compte des pertes, nous allons évaluer celles-ci et les inclure dans la demande. Elles varient en fonction de la répartition des puissances entre les centrales et de la consommation locale de puissance. La répartition économique des puissances avec pertes tient compte de la topographie du réseau. Pour pénaliser les centrales qui produisent de la puissance dont le transit provoque d'importantes pertes, nous multiplions leur coût incrémental par un *facteur de pénalité*. La justification physique de ce facteur de pénalité s'explique par le fait des pertes, Voici le schéma bloc de l'algorithme appliqué :

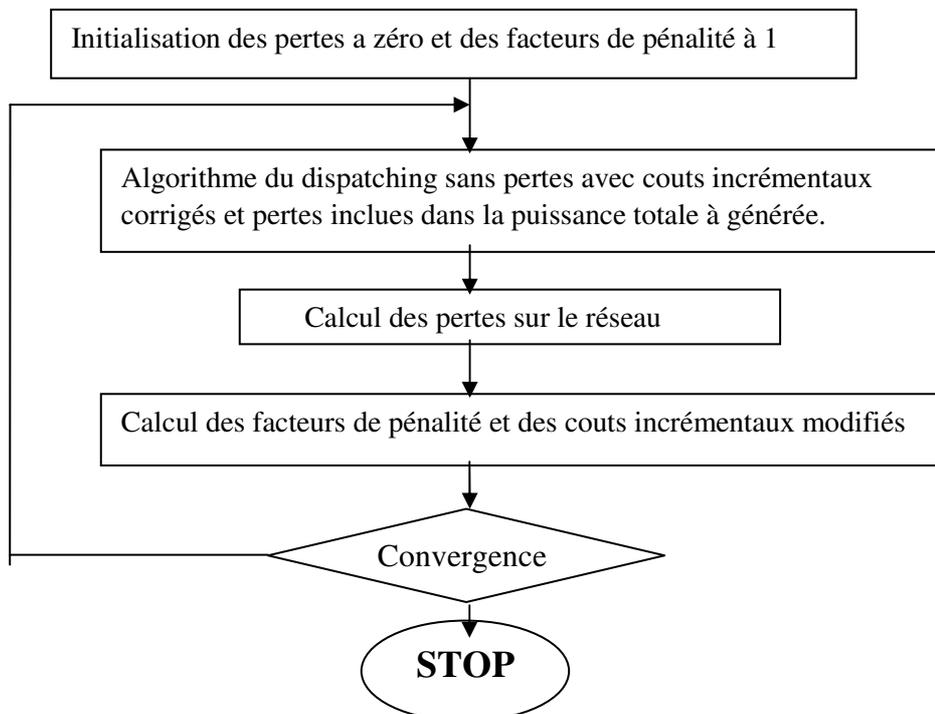


Figure 2.2 : algorithme de Méthode d'utilisation de l'OPF

## Chapitre 2 : Problème d'engagement des centrales Et méthodes de résolution

Pour l'appliquer la répartition économique des puissances avec perte, il nous faut :

- Calculer les pertes
- Calculer le facteur de pénalité
- Déterminer un critère de convergence

### **2.8- Méthode d'optimisation métaheuristiques :**

Le développement technologique a contribué à une augmentation de la complexité des problèmes liés aux réseaux électriques. A cause de cette complexité, la résolution du problème d'OPF par les méthodes d'optimisation classiques est plus difficile. Par conséquent, des nouvelles techniques d'optimisation intelligentes ont été proposées pour résoudre ce problème.

Récemment, plusieurs tendances d'algorithmes intelligents ont été appliquées au problème de l'OPF. Les méta heuristiques sont apparues à partir des années 80, le mot « métaheuristique » est composé de deux mots grecs, le premier est signifié : « au-delà ou dans un niveau supérieur » et le deuxième signifie : « trouver ou découvrir ».

Les méta heuristiques sont aujourd'hui considérées comme un outil puissant pour aider à résoudre les problèmes d'optimisation difficiles. Elles sont caractérisées par leurs caractères stochastiques, ainsi que par leurs origines discrètes. Généralement, les méthodes méta heuristiques sont inspirées par des analogies avec la physique ou la biologie [19].

Les techniques d'optimisation méta heuristiques sont des algorithmes heuristiques généraux applicables à une grande variété de problèmes, adaptées à la résolution de problèmes pour lesquels il est difficile de trouver un optimum global

Cependant les méthodes méta heuristiques elles ont l'inconvénient d'avoir plusieurs paramètres à régler, et le temps de calcul est élevé.

#### **2.8.1- Classification des méthodes méta heuristiques**

Généralement, les méthodes méta heuristiques sont classifiées en deux catégories :

- Les méthodes de trajectoire qui construisent une trajectoire dans l'espace des solutions et qui ne manipulent qu'une seule solution à chaque génération comme le recuit Simulé, la recherche taboue et la recherche à voisinage variable.
- Les méthodes basées sur une population de solutions comme les algorithmes évolutionnaires (les algorithmes génétiques GA, l'évolution différentielle DE ...) et l'intelligence en essaim (l'optimisation par essaim de particules PSO, l'optimisation basés sur la biogéographie BBO ...).

### 2.8.2- Optimisation basée sur la biogéographie (BBO)

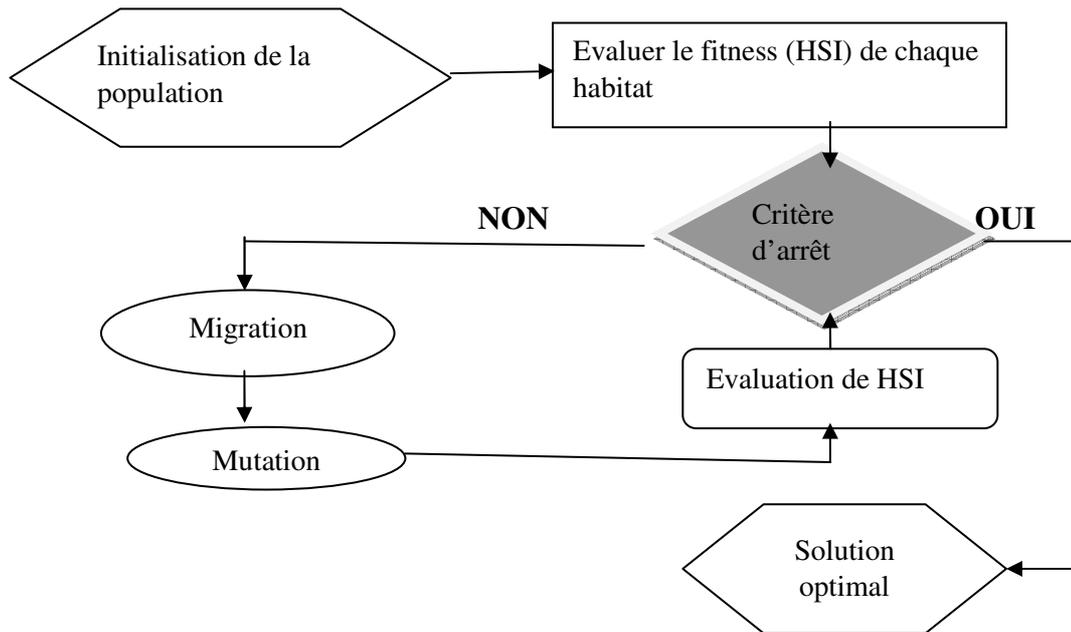
L'optimisation basée sur la biogéographie (Biogeography Based Optimization BBO) est une méthode évolutionnaire développée en 2008 par Dan Simon [20]. L'algorithme de BBO trouve ses origines dans la théorie de l'équilibre dynamique qui est appelée aussi théorie de la biogéographie insulaire. La biogéographie est l'étude de la répartition spatiale des espèces vivantes (végétales et animales), ce qui permet aux nombreuses espèces vivantes de migrer vers des habitats ou des îles pour leurs survies et une meilleure vie. Si les espèces migrantes ne trouvent pas l'environnement adéquat, elles vont s'éteindre. La richesse spécifique des peuplements insulaires dépend de l'équilibre entre le taux d'immigration et le taux d'extinction (mortalité, émigration). Le taux d'immigration diminue au fur et à mesure que le nombre des espèces établies sur l'île augmente.

Les modèles mathématiques du BBO décrivent la migration des espèces d'une île à l'autre, et montrent comment les espèces proviennent et disparaissent. Une île est définie comme la zone écologique habitée par des plantes particulières ou des espèces animales et géographiquement isolée des autres habitats.

L'algorithme de BBO utilise un vocabulaire similaire à celui de la biogéographie où la population de solutions est appelée îles ou habitats. Chaque solution (île) est appelée variable d'indice de pertinence SIV (Suitability Index Variable). Le *fitness* de chaque île est déterminé par son indice d'adéquation HSI (habitat suitability index). Une bonne solution est analogue à une île avec une grande HSI, ce qui correspond à une île avec un grand nombre des espèces. Inversement, une mauvaise solution représente une île avec un faible HSI, ce qui correspond à un habitat avec peu des espèces.

Dans l'algorithme BBO, l'habitat  $H$  est représenté par un vecteur initialisé aléatoirement par des variables d'indice de pertinence, comme suit :

L'algorithme général de BBO est résumé dans l'organigramme suivant :



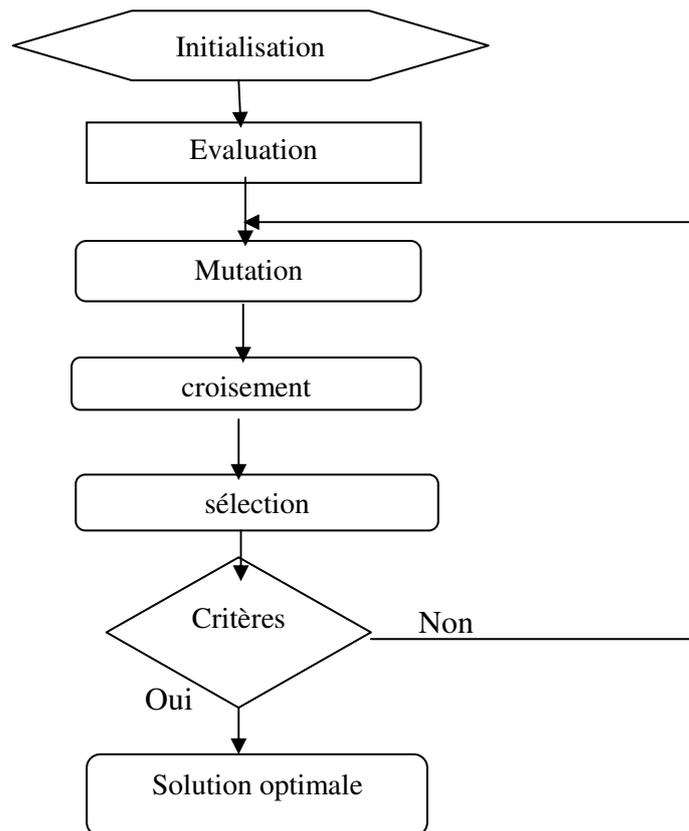
**Figure 2.3 :** Algorithme d' Optimisation basée sur la biogéographie (BBO)

### 2.8.3- Algorithme à évolution différentielle (DE)

L'algorithme à évolution différentielle DE (Differential Evolution) a été proposé par Storn et Price en 1995 [21] afin de résoudre le problème d'ajustement par polynômes de Tchebychev. L'évolution différentielle est un algorithme d'optimisation qui a connu énormément de succès depuis son apparition et qui fut initialement créé pour résoudre des problèmes continus. Sa stratégie consiste à biaiser un opérateur de mutation, appliqué à un individu, en fonction des différences calculées entre d'autres individus sélectionnés aléatoirement.

Dans cette méthode, chaque variable de décision est représentée dans le chromosome (l'individu) par un nombre réel. Comme tout algorithme évolutionnaire, la population initiale de DE est générée aléatoirement, puis évaluée. Elle est évoluée à travers des opérations de mutation, de croisement et de sélection.

Les étapes principales de l'algorithme de sont résumés dans l'organigramme suivant :



**Figure 2.4 :** algorithme de Algorithme à évolution différentielle (DE)

#### 2.8.4- Algorithme de luciole (FA)

L'algorithme des lucioles FA (Firefly algorithm) est une méthode d'optimisation basée sur le concept d'intelligence en essaim. Elle a été développée par Xin-She Yang en 2008 [22]. L'algorithme de FA est inspiré par la phosphorescence clignotante des lucioles et du comportement d'attraction de ces derniers vis-à-vis d'une source lumineuse.

Les lucioles (lampyrides) sont de petits coléoptères ailés capables de produire une lumière clignotante froide pour une attraction mutuelle (Figure 2.1).

Cette production de lumière est due à un type de réaction chimique appelée bioluminescence. Les éclats lumineux représentent un moyen de sélection de partenaires. Des espèces de lucioles sont distinguées grâce à leur modèle spécifique des flashes de lumière que les mâles diffusent dans le but de trouver des femelles. D'autre part, il existe une espèce dont les femelles peuvent imiter les signaux lumineux des autres espèces afin d'attirer des mâles qu'elles les capturent et les dévorent.



Figure 2.5 : Les lucioles (lampyrides)

Dans l'algorithme de lucioles (FA), trois règles idéalisées sont réalisées pour simplifier l'algorithme et améliorer son efficacité :

- Toutes les lucioles sont unisexes, ce qui signifie qu'elles vont se déplacer vers d'autres plus attrayants et plus lumineux quel que soit leur sexe.
- L'attractivité des lucioles est proportionnelle à la luminosité, et elle est plus forte si la distance entre les deux lucioles est plus petite.
- La luminosité est déterminée par la fonction objectif à minimiser.

#### **2.8.5- Optimisation par essaim de particules(PSO)**

L'optimisation par essaim de particules (Particle Swarm Optimization PSO) est une méthode d'optimisation méta heuristique, proposée par J.Kennedy et R.Eberhart en 1995 [23]. PSO est inspirée du comportement social des nuages d'oiseaux ou des bancs de poissons (Figure 2.2). Elle est basée sur une règle d'interaction entre individus appelés « particules », dans le but d'atteindre un objectif donné dans un espace de recherche commun où chaque particule a une certaine capacité de mémorisation et de traitement de l'information. Cette règle consiste au fait que chaque individu du groupe cherche à rester avec l'autre (attraction), mais en même temps, il garde une distance de sécurité vis-à-vis de son voisinage pour éviter les collisions (répulsion).

Dans un système PSO, un essaim d'individus parcourt l'espace de recherche. Chaque particule représente une solution candidate au problème d'optimisation. Le déplacement d'une particule (Figure 2.16) est influencé par les trois composantes suivantes :

- une composante physique : la particule tend à suivre sa direction courante de déplacement.
- une composante cognitive : la particule tend à se diriger vers le meilleur site par lequel elle

## Chapitre 2 : Problème d'engagement des centrales Et méthodes de résolution

est déjà passée. – une composante sociale : la particule tend à se fier à l'expérience de ses congénères et, ainsi, à se diriger vers le meilleur site déjà atteint par ses voisins.



**Figure 2.6 :** (a) nuage d'oiseaux (b) bancs de poissons

Dans l'algorithme de PSO, un essaim est réparti aléatoirement dans un espace de recherche. Supposant que l'espace de recherche est de dimension  $D$ , chaque particule  $p$  est caractérisée par sa position  $X_p$  et sa vitesse (appelée vélocité)  $V_p$ . Cette particule garde en mémoire la meilleure position par laquelle elle est déjà passée. La meilleure position atteinte par toutes les particules de l'essaim est indiquée par un vecteur  $G_p$ . Avec ces notations, à chaque génération  $k$ , le mouvement d'une particule est déterminé par les équations (2.19) et (2.20) :

$$V_p^{(k+1)} = w.V_p^{(k)} + c_1.(B_p^{(k)} - X_p^{(k)}) + c_2.(G_p^{(k)} - X_p^{(k)}) \quad (2.19)$$

$$X_p^{(k+1)} = X_p^{(k)} + V_p^{(k+1)} \quad (2.20)$$

### **2.9- Programmation dynamique**

La programmation dynamique a été introduite la première fois en 1950 par le mathématicien américain richard Bellman qui a décrit une façon résoudre les problèmes d'optimisation de manière séquentielle. Durant plus de quarante années depuis son développement, le nombre d'usage et d'application de programmation dynamique a augmenté énormément. Cette méthode sera détaillé en chapitre 3.

### **2.10- Relaxation lagrangienne :**

La méthode de relaxation lagrangienne a été appliquée avec succès sur le problème Pour des systèmes de grande taille de l'unit commit ment pendant des années et elle a démontré sa

## Chapitre 2 : Problème d'engagement des centrales Et méthodes de résolution

performance de résoudre ce problème pour les systèmes de grands tailles (bertsekas et al , 1983 ; Muckstadt and koenig ,1977.)

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 introduites dans la fonction objectives sous la forme d'une pénalité qui combiné linéairement les contraintes relaxées.les coefficients de cette combinaison linières sont appelés les variables duales associés à la relaxation lagrangienne.

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

Le principe retenu consiste donc à traiter chaque séparément en :

-dualisant les contraintes couplantes

-résolvant le problème relâché par la 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 unités .la méthode de relaxation lagrangienne se propose donc de scinder le problème et procéder par itération .dans un premier temps , on relâche les contraintes « couplantes » (demande et réserver) 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 heures par heures. S'il reste de la demande ou, de la réserve non satisfait, une pénalité importante est infligée. Ce sous problème est appelé problème primal

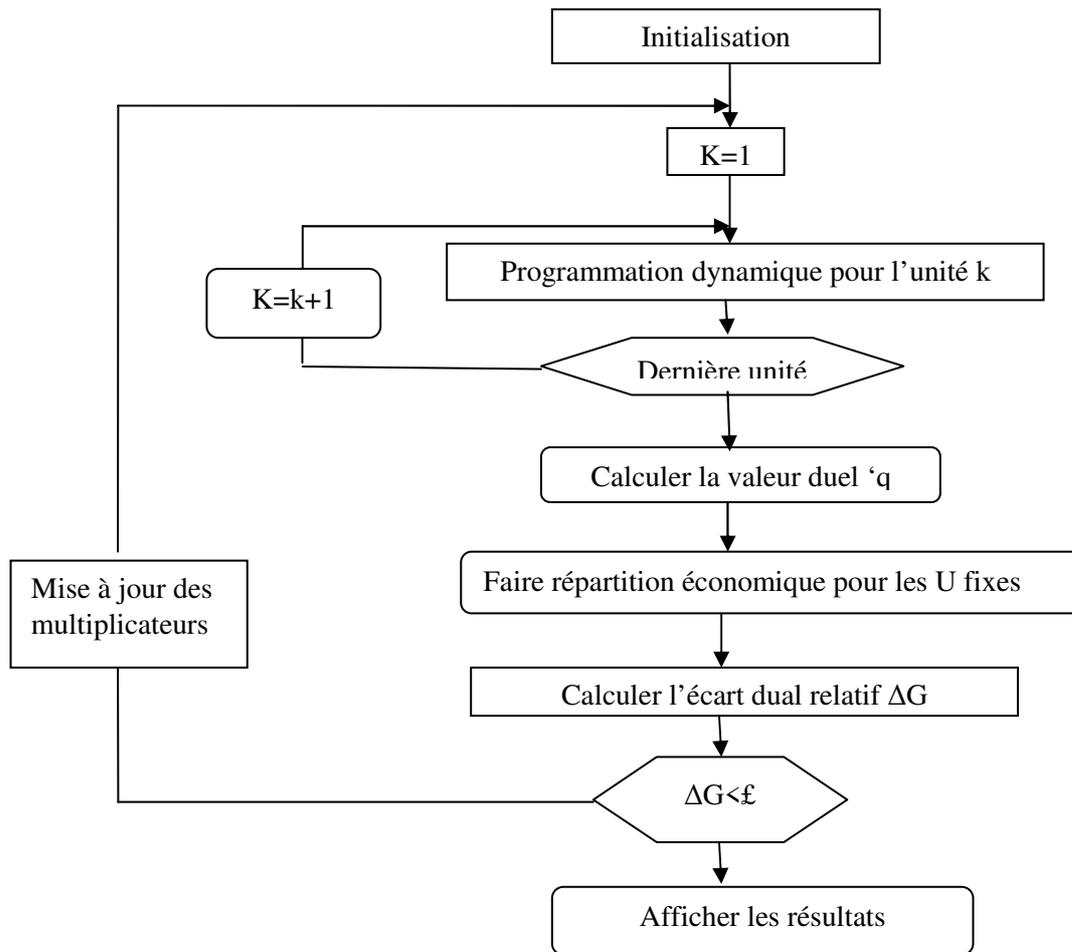


Figure 2.7 : procédure de la relaxation lagrangien

### 2.11- Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons exposé les différentes techniques classiques et Les méta heuristiques utilisées pour la résolution du problème de dispatching économique des puissances électriques. Les différentes contraintes du problème d'engagement des unités de production d'une centrale thermique ont été présentées. Nous devons prendre en considération le problème auquel nous sommes confrontés, qui est de choisir une méthode efficace et pour parvenir à la meilleure solution d'utilisation des unités électriques. Si nous prenons en compte toutes les restrictions, notre tâche peut se compliquer, mais d'un autre côté elle peut réduire le nombre de solutions possibles, ce qui réduit le temps de calcul. Il existe des méthodes inévitables qui nous donnent des solutions précises, mais elles prennent beaucoup de temps et c'est ce qui nous a fait utiliser des méthodes qui donnent des résultats approximatifs en peu de temps. Dans le chapitre suivante, nous parlerons la méthode dynamique en avant et Nous expliquons les résultats de cette méthode.

# *Chapitre 3*

## Chapitre 3

### Résultats et Interprétations

#### 3.1- Introduction

Ce chapitre est consacré pour résoudre le problème de la répartition économique de puissance au niveau des systèmes électrique à plusieurs générateurs .Pour cela un réseau test a été choisi pour valider les programmes sous l'environnement Matlab.

La véritable barrière pratique dans l'optimisation du problème d'engagement des unités est le grand nombre de solution possible. Pour cette raison on utilise des techniques de résolution du problème d'engagement des unités. La technique pour la solution du problème de l'engagement des unités utilisé est la Programmation dynamique (DP), Le calcul sera fait en utilisant l'algorithme d'optimisation dynamique qui est bien définie dans ce chapitre ainsi que son principe de fonctionnement et son application à la résolution du problème de dispatching économique.

#### 3.2- Programmation dynamique :

La programmation dynamique est une méthode d'optimisation opérant phase par phases (ou séquences) dont l'efficacité repose sur le principe : toute politique optimale est composée de sous-politiques optimales [15].

##### 3.2.1- Méthodologie :

La programmation dynamique consiste en un algorithme récursif parcourant le problème d'heure en heure. On distingue la programmation dynamique en avant 'forward dynamic programming' et la programmation dynamique en arrière 'backward dynamic programming' suivant que l'on parcourt le problème dans un sens ou dans l'autre [18]. 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 ou est-ce qu'on pouvait être à l'heure d'avant pour atteindre l'optimal (backward), ou ou est 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.

### Chapitre 3 : Résultats et Interprétations

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

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

- 1- Trouver pour chaque période toutes les combinaisons possibles qui satisfont les contraintes : somme de puissances maximales des unités allumées doit être supérieure ou égale à la somme de la charge et du réserve et somme de puissance minimales des unités allumés doit être inférieure ou égale à la somme de la charge et du réserve.
- 2- calculer le cout de production total pour toutes les combinaisons possible à chaque étape.
- 3- depuis la première étape, établir toutes 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 supérieur ou égal au temps minimal d'extinction.
- 4- calculer le cout de production total pour chaque chemin possible, il est égal à la somme des productions pour chaque étape plus les couts de redémarrage et les couts d'extinction de toutes les unités.
- 5- établir la planification optimale correspondant au chemin le moins couteux.

#### **3.3- Types de programmation dynamique :**

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

- Programmation dynamique arrière (backward dynamic programming)
- Programmation dynamique avant (forward dynamic programming)

##### **3.3.1- Programmation dynamique en arrière :**

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.

### Chapitre 3 : Résultats et Interprétations

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

$$F_{\text{cost}}(k,i)=\min(j)[P_{\text{cost}}(K,I)+S_{\text{cost}}(K,I:k+1,j)+F_{\text{cost}}(k+1,j)]$$

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

Avec:

M: nombre d'intervalles de temps

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

$P_{\text{cost}}(k,I)$  : cout 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.

$S_{\text{cost}}(k,I:k+1,j)$  :cout de transition de l'état I dans l'intervalle K vers l'état j dans l'intervalle k+1 (couts de redémarrage et d'extinction des unités).

(J) : est l'ensemble des états réalisables l'intervalle K+1.

Algorithme de programmation dynamique en arriere est :

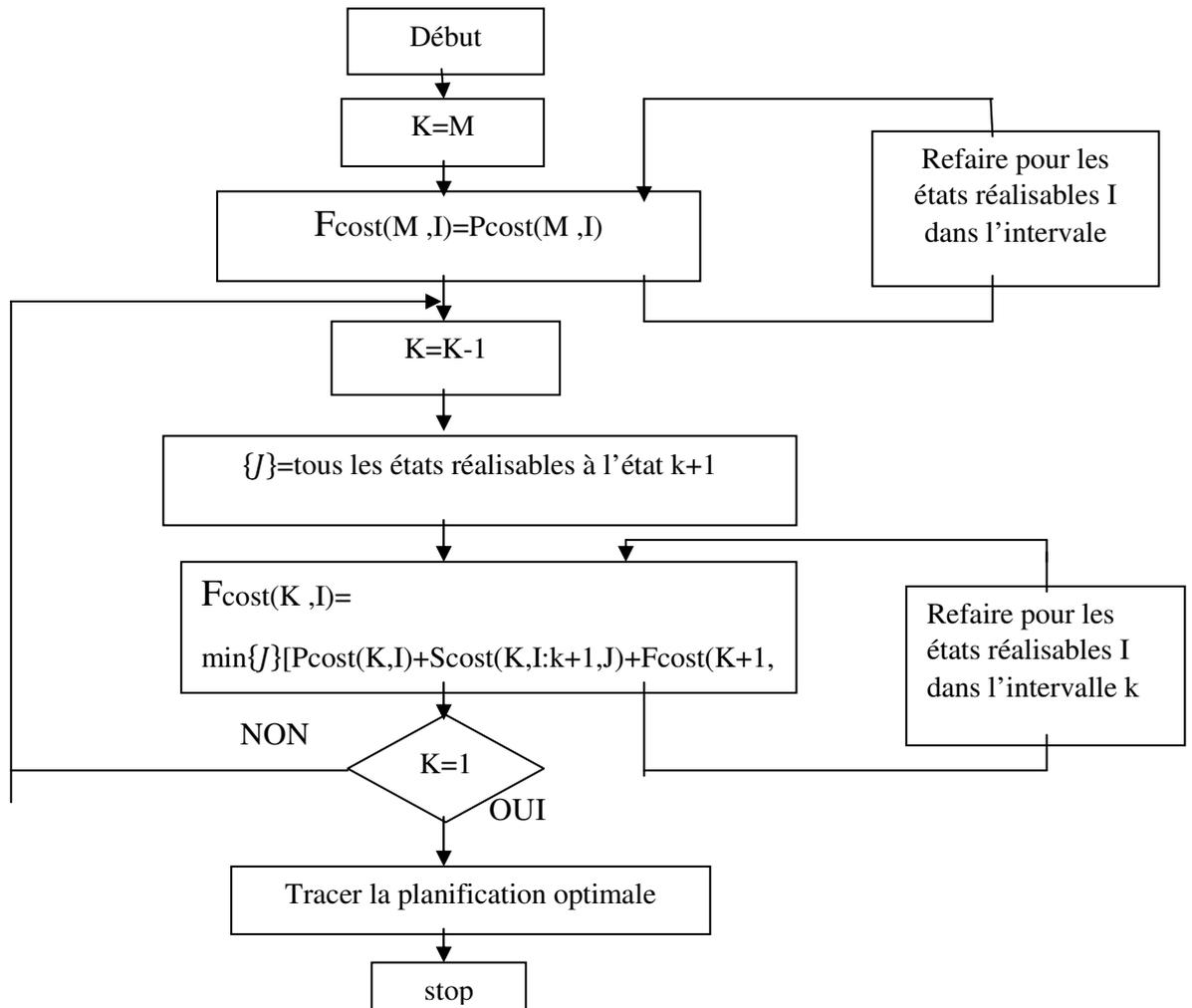


Figure 3.1 : Algorithme de programmation dynamique en arriere

### Chapitre 3 : Résultats et Interprétations

#### 3.3.2- Programmation dynamique en avant :

La programmation dynamique en arrière ne couvre pas beaucoup de situation pratiques, par exemple si le cout de redémarrage d'une unité est une fonction de temps pendant lequel l'unité est hors ligne .dans ce cas la programmation dynamique en avant est plus convenable puisque à chaque étape, en peut calculer ce temps.

Algorithme de programmation dynamique en avant est comme suit :

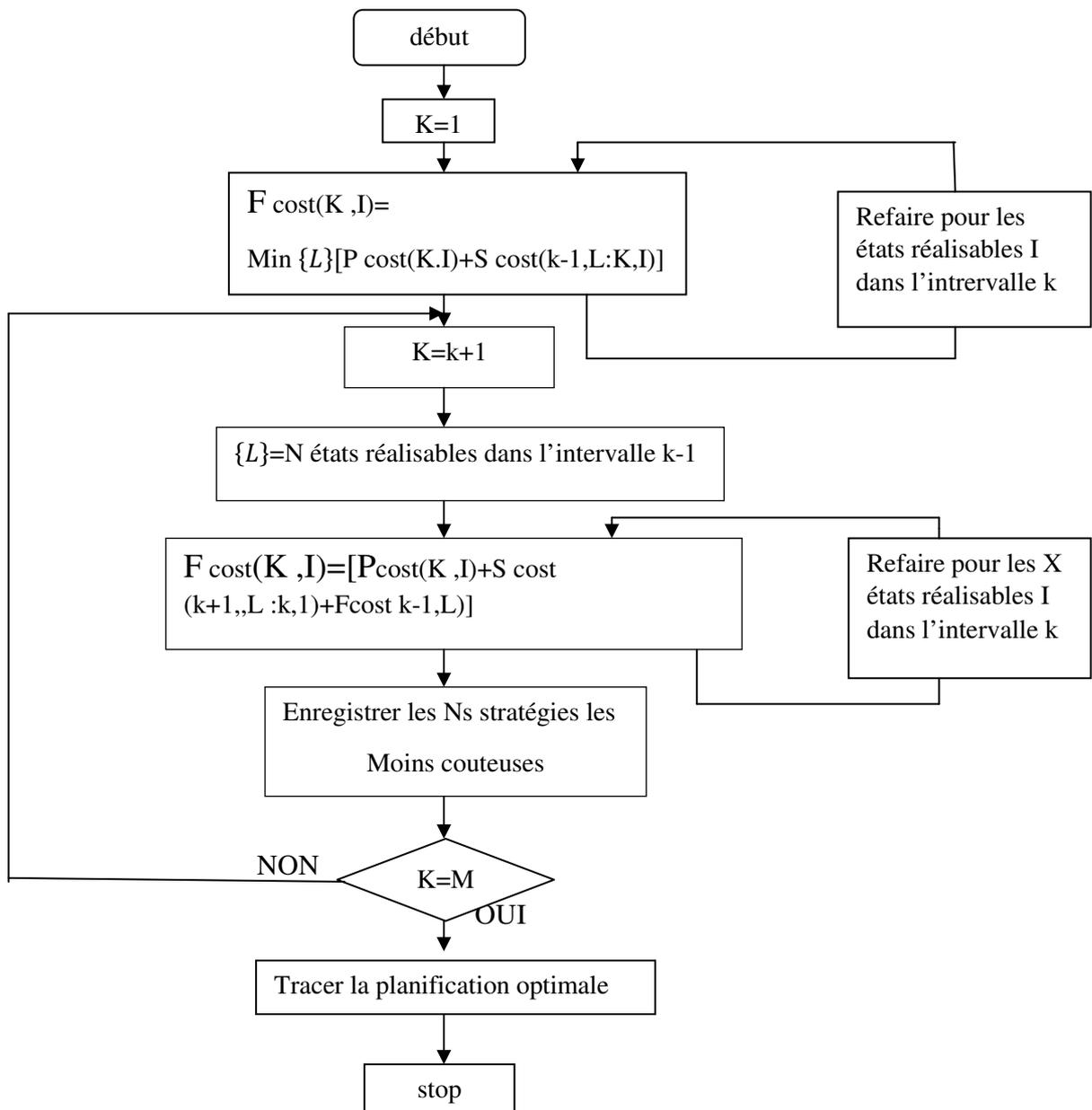


Figure 3.2 : Algorithme de programmation dynamique en avant

### Chapitre 3 : Résultats et Interprétations

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

$$F_{\text{cost}}(k,i)=\min\{L\}[P_{\text{cost}}(K,I)+S_{\text{cost}}(k-1,L:k,1)+F_{\text{cost}}(k-1,L)]$$

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

$P_{\text{cost}}(k,I)$  : cout 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.

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

#### **3.4- Application sur la répartition économique de puissance EDF :**

Nous avons un réseau avec 4 générateurs dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau 3.1 suivant :

<b>unité</b>	<b>P min (MW)</b>	<b>P max(MW)</b>	<b>A (s)</b>	<b>B (S /MW)</b>	<b>C (S/MW<sup>2</sup>)</b>
<b>1</b>	25	80	213,00	20,74	0,0018
<b>2</b>	60	250	585,62	16,95	0,0042
<b>3</b>	75	300	648,74	16,83	0,0021
<b>4</b>	20	60	252,00	23,60	0,0034

**Tableau 3.1. :** Données des générateurs de réseau

#### **3.5- L'application de la programmation dynamique au problème d'engagement des centrales :**

##### **3.6.1- réseau IEEE 4 générateurs :**

Nous avons un réseau à 4 générateurs IEEE dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau suivant :

### Chapitre 3 : Résultats et Interprétations

unité	Pmin (MW)	Pmax (MW)	a (S)	b (S/W)	c (S/W <sup>2</sup> )	MUT (hrs)	MDT (hrs)	HSC (£)	CSC (£)	CS (hrs)	IS (hr)s
1	25	80	213,0 0	20,74	0,0018	4	2	150	350	4	-5
2	60	250	585,6 2	16,95	0,0042	5	3	170	400	5	+8
3	75	300	648,7 4	16,83	0,0021	5	4	500	1100	5	+8
4	20	60	252,0 0	23,60	0,0034	1	1	0	0.00 2	0	-6

**Tableaux 3.2 :** Données des générateurs

Et pour une demande sur 8 heures présentées dans le tableau suivant :

heurs	charge	heurs	charge
1	450	5	400
2	530	6	280
3	600	7	290
4	540	8	500

**Tableau 3.3** demande à satisfaire

Le tableau 3.4 présente les résultats de la programmation dynamique en avant pour le système IEEE de 04 générateurs:

### Chapitre 3 : Résultats et Interprétations

unités	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1
4	0	0	1	0	0	0	0	0
<b>P cost(s)</b>	9208	10648	12450	10828	8308	6192	6366	10108
<b>F cost(s)</b>	9208	19857	32307	43135	51444	57635	64002	74110

**Tableau 3.4** Résultats avec programmation dynamique en avant

**NOTE :**

**-ON :** la puissance de centrale (i)  $\neq 0$

**-OFF :** la puissance de centrale (i) =0

**P cost :** le cout de production instantané

**F cost :** le cout de production total (P cost+ cout de transition d'un état à un autre + le cout production total de l'état d'avant)

On remarque qu'il y a une petite différence dans le coût instantané **pcost**, et inversement dans le coût total **Fcost**, il y a une grosse différence, c'est pour ça nous utilisons la méthode de la programmation dynamique pour obtenir le cout plus bas par la demande. temps d'exécution est 0.1162s.

Comme pour la programmation dynamique en avant le temps d'exécution du programme pour des systèmes comprenant un faible nombre d'unités est vraiment acceptable. Et les résultats sont satisfaisants.

#### **3.6.2- Réseaux IEEE de10 Générateurs :**

Pour la deuxième application on utilise le system IEEE avec 10 machines. Le tableau 3.5 présenter différent donnés de ce système le tableau 3.5 est. La charge à satisfaire pendant 24 heures.

Présentation des données de générateurs du réseau IEEE 10 machines :

### Chapitre 3 : Résultats et Interprétations

unit	Pmin	Pmax	A	B	C	MUT	MDT	HSC	CSC	CS	IS
	MW	MW	S	S/W	S/W <sup>2</sup>	hrs	hrs	S	S	hrs	hrs
1	150	455	1000	16.19	0.00048	5	5	4500	4500	4	+8
2	150	455	970	17.26	0.00031	5	5	5000	5000	4	+8
3	20	130	700	16.60	0.00200	2	2	550	550	2	-5
4	20	130	680	16.50	0.00211	2	2	560	560	2	-5
5	25	162	450	19.70	0.00398	2	2	900	900	2	-6
6	20	80	370	22.26	0.00712	2	2	170	170	2	-3
7	25	85	480	27.74	0.00079	1	1	260	260	2	-3
8	10	55	660	25.92	0.00413	0	0	30	30	1	-1
9	10	55	665	27.27	0.00222	0	0	30	30	1	-1
10	10	55	670	27.79	0.00173	0	0	30	30	1	-1

**Tableau3.5 :** Données de générateurs du réseau IEEE 10 machines

Le tableau 3.6 présente la demande puissance à fournir pour chaque heure:

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

**Tableau 3.6 :** La demande puissance

On présente dans le tableau 3.7 les résultats de la programmation dynamique pour le système IEEE de 10 générateurs :

**Chapitre 3 : Résultats et Interprétations**

	<i>Unité</i>	
<b>H</b>	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10	F cost (£)
<b>1</b>	1 1 0 0 0 0 0 0 0 0	12683
<b>2</b>	1 1 0 0 0 0 0 0 0 0	28338
<b>3</b>	1 1 0 0 0 0 0 0 0 0	44540
<b>4</b>	1 1 0 0 1 0 0 0 0 0	64927
<b>5</b>	1 1 0 0 1 0 0 0 0 0	84536
<b>6</b>	1 1 0 1 1 0 0 0 0 0	107512
<b>7</b>	1 1 1 1 1 0 0 0 0 0	131872
<b>8</b>	1 1 1 1 1 0 0 0 0 0	156022
<b>9</b>	1 1 1 1 1 1 0 0 0 0	182951
<b>10</b>	1 1 1 1 1 1 1 0 0 0	212836
<b>11</b>	1 1 1 1 1 1 1 1 0 0	244116
<b>12</b>	1 1 1 1 1 1 1 1 1 0	277381
<b>13</b>	1 1 1 1 1 1 1 0 0 0	306747
<b>14</b>	1 1 1 1 1 1 0 0 0 0	333336
<b>15</b>	1 1 1 1 1 0 0 0 0 0	357486
<b>16</b>	1 1 0 1 1 0 0 0 0 0	378382
<b>17</b>	1 1 0 1 1 0 0 0 0 0	398402
<b>18</b>	1 1 0 1 1 0 0 0 0 0	420262
<b>19</b>	1 1 0 0 0 0 0 0 0 0	417382
<b>20</b>	0 0 0 0 0 1 1 0 0 0	418362
<b>21</b>	0 0 0 0 1 0 0 0 0 1	408347
<b>22</b>	0 0 0 0 1 0 0 0 1 0	386432
<b>23</b>	0 0 0 0 1 0 0 1 0 0	428357
<b>24</b>	0 0 1 0 0 0 0 0 0 1	465386

**Tableau 3.7-** Résultats pour le système IEEE 10 machines

### Chapitre 3 : Résultats et Interprétations

On note que la première et la deuxième unité fonctionnent de la première heure jusqu'à la dix-neuvième heure, et après cela elles ne fonctionnent pas. La troisième unité fonctionne de sept heures à quinze heures et fonctionne à la dernière heure, et le reste du temps elle n'est pas allumé. Il y a les centrales 4, 5 et 6 qui sont aussi utilisées dans la majorité du temps. Et le temps d'exécution est 1s.

Nous utilisons la méthode de la programmation dynamique pour obtenir le cout le plus bas par la demande, pour la programmation dynamique en avant le temps d'exécution du programme pour des systèmes comprenant un faible nombre d'unités est vraiment acceptable et les résultats sont satisfaisants.

#### **La note générale :**

En comparant les résultats on remarque que les combinaisons de centrales trouvées ne sont pas les mêmes que celles de la programmation dynamique en avant. Mais les coûts totaux des de programmation en avant sont proches. La différence est due à la cause que nous avons citée dans l'application précédente. En parlant de l'application précédente nous avons constaté qu'il ya une énorme différence dans le temps d'exécution qui était de l'ordre de quelques millisecondes pour la première et qui fait 0.1162s pour le présente exemple.

Nous n'avons pas utilisé la limitation de l'espace de recherche afin de trouver la planification optimale d'où ce temps d'exécution considérable que fait le programme pour terminer le calcul.

#### **3.6- Conclusion :**

Dans ce chapitre nous avons vu en détails la programmation dynamique en avant appliquée au problème d'engagement des centrales.

Pour résoudre le problème de répartition économique de puissance au niveau des systèmes électrique à plusieurs générateurs nous utilisons le programmation dynamique Et vous obtenez des résultats très satisfaisants dans un laps de temps de 0.1162 en 4 génératrice et en dix génératrice 1s seconde Ceci montre que la méthode dynamique Donne des résultats en peu de temps et près de la précision. Nous utilisons la méthode de la programmation dynamique pour obtenir le cout le plus bas par la demande, pour la programmation dynamique en avant le temps d'exécution du programme pour des systèmes comprenant un faible nombre d'unités est vraiment acceptable et les résultats sont satisfaisants.

# *Conclusion générale*

## Conclusion générale

Pour trouver une solution de problème d'engagement de centrales électriques nous avons parlé dans le premier chapitre la définition de la production d'électricité et nous avons défini les types de centrales électriques et présenté le réseau électrique avec ces différentes configurations et enfin nous avons présenté les postes de transformation.

Dans le deuxième chapitre. Nous avons exposé les différentes méthodes classiques et le méta heuristique utilisé pour la résolution du problème de dispatching économique des puissances électriques. Les différentes contraintes du problème d'engagement des unités de production d'une centrale thermique ont été présentées.

Dans le troisième chapitre nous avons vu en détails la programmation dynamique en avant appliquée au problème d'engagement des centrales. . Nous avons vu qu'elle donnait d'excellents résultats en matière de planification et temps d'exécution pour des réseaux qui ne comptent pas un grand nombre d'unités, mais lorsqu'on augmente en nombre de centrales et en nombre de période (heures) la méthode prend plus temps dans le calcul ceci est dû à l'augmentation de l'espace de solutions d'une manière exponentielle avec l'augmentation de la taille du réseau de le nombre de période de calcul.

Plusieurs méthodes d'optimisation ont été définies tels que les méthodes classiques (méthodes des couts marginaux et itération lambda) et les méthodes méta-heuristiques (algorithme génétique, réseaux neurones, colonies d'abeilles artificielle et optimisation à essaims de particules).

On a choisi dans ce mémoire la programmation dynamique à cause de ses avantages prédits par les chercheurs car il représente un équilibre entre l'exploration de l'espace de recherche et l'exploitation des meilleures solutions.

## Référence bibliographique

- [1] Agence International de l'Energie 2016
- [2] Agence Gouvernementale Américaine d'Information sur l'Energie (EIA)
- [3] <https://wikipedia.org/> énergie en Algérie
- [4] Chenna Amina « Etude et commande d'une centrale de cogénération basé sur une turbine à vapeur ». Mémoire de Magister en Electrotechnique Université de Bejaia 2010
- [5] Metallaoui nassim « étude therodynamique de la turbine à gaz MS7001EA au niveau du complexe GNL1K de Skikda » Mémoire de master 2017
- [6] A. Bhatia “AC Generators and Motors Course” CED Continuing Education and Development, Inc. 9 Greyridge Farm Court Stony Point, NY 10980 USA
- [7] Benikhlef mohamed - Etude et rénovation de la turbine a gaz MS2002C de Hassi R'mel Mémoire de master 2014
- [8] Wikipedia  
**[HTTPS://FR.WIKIPEDIA.ORG/WIKI/TURBINE %C3%A0 VAPEUR#UTILISATION](https://fr.wikipedia.org/wiki/Turbine_%C3%A0_vapeur#Utilisation)**
- [9] IBGE « guide cogénération : Comment estimer la pertinence d'une installation de cogénération », Institut de Bruxelles pour la gestion de l'environnement. Page 13 août 2009.
- [10] Eric Goncalvès, Jean-Paul Thibault Jean Paul T, « Cycles thermodynamiques des machines thermiques », HAL Institut National Polytechnique de Grenoble. page 30 2008.
- [11] Nakoul Zakia « Optimisation d'une centrale solaire a base d'un generateur pv » Mémoire de magister université de Tlemcen 2010
- [12] EDF la production d'électricité d'origine hydraulique France 2017
- [13] Tony. BURTON. « Wind energy Hand Book »
- [14] EDF la production d'électricité d'origine nucléaire France 2018
- [15] Unit commitment John Wiley and Sons retrieved from **[WWW.KNOVEL.COM](http://www.knovel.com)** 1996
- [16] F. Michael, L. Yun Kang, Projet de Conduite des réseaux électriques ELE234 : dispatching économique avec/sans pertes. Université libre de Bruxelles, 2007.

- [17] J. Zhu, Optimization of power system operation, Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE press series on power engineering, 8/2009, 604 p.
- [18] Jcmiras.Net\_01, The lambda iteration method for solving optimal dispatch  
[HTTP://WWW.JCMIRAS.NET/JCM/ITEM/15/](http://www.jcmiras.net/jcm/item/15/)
- [19] Ouafa Herbadji « Contribution à l'optimisation des réseaux électriques en présence des Multi- FACTS par des méthodes métaheuristiques hybrides » thèse de doctorat 2019 Université Ferhat Abbas Sétif
- [20] D. Simon, « Biogeography-based optimization », IEEE Transaction on evolutionary computation, vol. 12, No16, pp. 702-713, 2008
- [21] R. Storn et K. Price, «Differential Evolution - A Simple And Efficient Heuristic For Global Optimization Over Continuous Spaces» Journal of global optimization, Springer, vol. 11
- [22] X.-S. Yang, «Nature-inspired metaheuristic algorithms», Luniver press, 2008.
- [23] J. Kennedy et R. Eberhart, «A Particle Swarm Optimization,» Proceedings of IEEE Inter conf on Neural Networks, vol. 4 , pp. 1942-1948, 1995.



