

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université 8 Mai 1945 – Guelma
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Électrotechnique et Automatique

Réf:...../2025



MÉMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER Académique**

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Électrotechnique

Spécialité : Réseaux Électriques

Par : - BEKAKRIIA Marouane

Thème

Répartition optimale de puissances dans un réseau électrique.

Soutenu publiquement, le 23/06/2025, devant le jury composé de :

Mr. LEMZADMI Ahcene
Mr. BOUDEFEL Amar
Mr. BELOUCIF Faissel

Professeur
MCA
MCA

Univ. Guelma Président
Univ. Guelma Encadreur
Univ. Guelma Examineur

Année Universitaire : 2024/2025

ملخص

الهدف الرئيسي من حساب تدفق الطاقة (PF) هو تحديد ظروف التشغيل المستقرة لنظام الطاقة من حيث طولية الجهد وزوايا الطور عند كل عقدة، بالإضافة إلى كميات أخرى مثل تدفق الإستطاعات الفعالة والغير فعالة (الردية) عبر الفروع (خطوط النقل والمحولات)، والإستطاعات الغير فعالة (الردية) المتولدة في عقد الإنتاج، وكمية فقد الإستطاعات الفعالة والغير فعالة في الخطوط.

في نظام الطاقة العملي، لا تقع محطات توليد الطاقة على نفس المسافة من مركز الحمل، وتختلف في تكاليف وقودها. علاوة على ذلك، في ظروف التشغيل العادية، تتجاوز سعة التوليد إجمالي الطلب على الحمل وخسائره. وبالتالي، تتوافر خيارات عديدة لجدولة التوليد. في نظام الطاقة المترابط، يتمثل الهدف في إيجاد جدولة الطاقة الفعالة والتفاعلية لكل محطة طاقة بطريقة تقلل تكاليف التشغيل. هذا يعني أنه يُسمح للقدرات الفعالة والتفاعلية للمولد بالتغير ضمن حدود معينة لتلبية طلب حمل معين بأقل تكلفة وقود. تُسمى هذه المشكلة بمشكلة تدفق الطاقة الأمثل (OPF). تُستخدم OPF لتحسين حلول تدفق الطاقة لأنظمة الطاقة واسعة النطاق. يتحقق ذلك بتقليل دوال الأهداف المختارة مع الحفاظ على أداء مقبول للنظام من حيث حدود سعة المولد ومخرجات أجهزة التعويض. تُمثل دوال الأهداف، المعروفة أيضًا باسم دوال التكلفة، التكاليف الاقتصادية، أو أمن النظام، أو أهدافًا أخرى.

في هذا العمل، نقدم تحليلًا أمثل لتدفق الطاقة في أنظمة الطاقة. وقد وُجد أن حساب تدفق الطاقة باستخدام الطرق التكرارية يُعطي توزيعًا طبيعيًا للطاقة؛ ومع ذلك، يمكن تحسين هذه النتائج لتحقيق توزيع أمثل للطاقة من خلال تقليل تكاليف التوليد وخسائر الطاقة.

الكلمات المفتاحية: تدفق الطاقة، طريقة نيوتن-رافسون، التدفق الأمثل الطاقة، تكلفة الإنتاج.

Résumé

L'objectif principal du calcul de l'écoulement des puissances (EP) est de déterminer les conditions de fonctionnement du système électrique en régime permanent en termes d'amplitudes de tension et d'angles de phase à chaque nœud, ainsi que d'autres quantités, telles que les flux des puissances active et réactive à travers les branches (lignes de transmission et transformateurs), les puissances réactives générées aux nœuds de production, les pertes de puissance actives et réactives dans les lignes.

Dans un système électrique pratique, les centrales électriques ne sont pas situées à la même distance du centre des charges et leurs coûts de combustible sont différents. De plus, dans des conditions de fonctionnement normales, la capacité de production est supérieure à la demande totale de charge et aux pertes. Ainsi, il existe de nombreuses options pour planifier la production. Dans un système électrique interconnecté, l'objectif est de trouver la planification de la puissance active et réactive de chaque centrale électrique de manière à minimiser les coûts d'exploitation. Cela signifie que les puissances active et réactive du générateur sont autorisées à varier dans certaines limites afin de répondre à une demande de charge particulière avec un coût de combustible minimal. Ceci est appelé le problème de l'écoulement de puissance optimal (EPO). L'EPO est utilisé pour optimiser la solution de l'écoulement de puissance des systèmes électriques à grande échelle. Cela se fait en minimisant les fonctions objectives sélectionnées tout en maintenant une performance acceptable du système en termes de limites de capacité des générateurs et de la sortie des dispositifs de compensation. Les fonctions objectives, également connues sous le nom de fonctions de coût, elles peuvent représenter des coûts économiques, la sécurité du système ou d'autres objectifs.

Dans ce travail nous présentons une analyse optimale de l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques. On a trouvé que le calcul de l'écoulement de puissance par les méthodes itératives donne une répartition normale des puissances, cependant on peut améliorer ces résultats pour aboutir à une distribution optimale des puissances en minimisant le coût de production et les pertes de puissances.

Mots clefs : écoulement des puissances, méthode de Newton-Raphson, écoulement optimale des puissances, coût de production.

Abstract

The main objective of power flow (PF) calculation is to determine the steady-state operating conditions of the power system in terms of voltage amplitudes and phase angles at each node, as well as other quantities such as active and reactive power flows through branches (transmission lines and transformers), reactive power delivered to generation nodes, and active and reactive power losses in the lines.

In a practical power system, power plants are not located at the same distance from the load center, and their fuel costs vary. Furthermore, under normal operating conditions, generation capacity exceeds total load demand and losses. Thus, there are many options for generation scheduling. In an interconnected power system, the objective is to find the active and reactive power scheduling for each power plant in a way that minimizes operating costs. This means that the active and reactive powers of the generator are allowed to vary within certain limits in order to meet a particular load demand with minimal fuel cost. This is called the optimal power flow (OPF) problem. OPF is used to optimize the power flow solution for large-scale power systems. This is achieved by minimizing selected objective functions while maintaining acceptable system performance in terms of generator capacity limits and the output of compensation devices. Objective functions, also known as cost functions, can represent economic costs, system security, or other objectives.

In this work, we present an optimal power flow analysis in power systems. It has been found that calculating power flow using iterative methods yields a normal power distribution; however, these results can be improved to achieve an optimal power distribution by minimizing generation costs and power losses.

Keywords: power flow, Newton-Raphson method, optimal power flow, production cost.

Sommaire

Introduction générale	01
CHAPITRE 1 – Analyse de l'écoulement de puissance	
I.1. Introduction	03
I.2. Modélisation des éléments d'un réseau électrique	03
I.2.1. Modélisation des générateurs	03
I.2.2. Modélisation des charges	04
I.2.3. Modélisation des éléments shunts	05
I.2.4. Modélisation des transformateurs	05
I.3. Classification des jeux de barres (JB)	06
I.4. Matrice admittance des JB	08
I.5. Forme générale de l'équation de l'écoulement de puissance	08
I.6. Application de la méthode de Newton-Raphson dans l'écoulement de puissance	09
I.6.1 Détermination des sous matrices de la matrice Jacobienne J	11
I.6.2 Algorithme de la méthode de Newton-Raphson	12
I.7 Conclusion	
CHAPITRE II – Écoulement optimale des puissances de génération	
II.1. Introduction	15
II.2. Coût d'exploitation d'une centrale thermique	15
II.3. Répartition économique en négligeant les pertes de puissance et fonctionnement des générateurs sans limites	17
II.4. Répartition économique en négligeant les pertes et en incluant les limites des générateurs	20
II.5. Répartition économique incluant les pertes de puissance	21
II.6. Dérivation de la formule des pertes	26
II.7. Conclusion	32
CHAPITRE III – Application sur un réseau électrique	
III.1. Introduction	33
III.2. Données du réseau à calculer	33
III.3. Résultat de calcul de l'écoulement de puissance	35
III.4. Interprétations des résultats	41
III.5. Conclusion	41
Conclusion générale	43
Bibliographie	44

Introduction Générale

Introduction générale

La répartition des charges (puissances) est l'un des principaux problèmes qui se pose aux gestionnaires des systèmes électro-énergétiques. Les centrales de production de l'énergie électrique alimentent un ensemble de consommateurs par l'intermédiaire d'un réseau de transport maillé, on doit déterminer la répartition des puissances fournies par ces centrales à un instant donné tout en respectant un ensemble de contraintes techniques et économiques.

L'analyse de la répartition des puissances dans un réseau électrique composé d'un certains nombres de générateurs, lignes de transmission et des charges est très importante pour les études, la planification et l'exploitation d'un réseau électrique. Cela permet de connaître les conditions de production, de charge et les niveaux de tensions du réseau. Les calculs permettant d'obtenir ces informations sont connus sous le nom (écoulement des puissances ou Load Flow ou encore Power Flow).

Le problème de l'écoulement de puissance (EP) peut être formulé mathématiquement comme un ensemble d'équations algébriques non linéaires. L'objectif principal du calcul de l'EP est de déterminer les conditions de fonctionnement du système électrique en régime permanent en termes d'amplitudes de tension et d'angles de phase à chaque noeud. Une fois les tensions connues, d'autres quantités peuvent être calculées, telles que les flux des puissances active et réactive à travers les branches (lignes de transmission et transformateurs), les puissances réactives générées aux noeuds de production, les pertes de puissance actives et réactives dans les lignes, et ainsi de suite [1].

Habituellement, le problème de l'écoulement de puissance est résolu par les méthodes itératives de Newton-Raphson, Gauss-Seidel ou par la méthode de Découplée rapide. En général, l'état de fonctionnement d'un système est obtenu après quelques itérations, quel que soit la méthode utilisée.

Un type de JB (bus) dans l'écoulement de puissance était le JB à tension contrôlée, où la puissance active générée et l'angle de tension étaient spécifiées. La solution de l'écoulement de puissance fournissait l'angle de phase de la tension et la puissance réactive générée. Dans un système électrique pratique, les centrales électriques ne sont pas situées à la même distance du centre des charges et leurs coûts de combustible sont différents. De plus, dans des conditions de fonctionnement normales, la capacité de production est supérieure à la demande totale de

charge et aux pertes. Ainsi, il existe de nombreuses options pour planifier la production. Dans un système électrique interconnecté, l'objectif est de trouver la planification de la puissance active et réactive de chaque centrale électrique de manière à minimiser les coûts d'exploitation. Cela signifie que la puissance active et réactive du générateur est autorisée à varier dans certaines limites afin de répondre à une demande de charge particulière avec un coût de combustible minimal. Ceci est appelé le problème de l'écoulement optimal de puissance (EOP). L'EOP est utilisé pour optimiser la solution de l'écoulement de puissance des systèmes électriques à grande échelle. Cela se fait en minimisant les fonctions objectives sélectionnées tout en maintenant une performance acceptable du système en termes de limites de capacité des générateurs et de la sortie des dispositifs de compensation. Les fonctions objectives, également connues sous le nom de fonctions de coût, elles peuvent représenter des coûts économiques, la sécurité du système ou d'autres objectifs. Une planification efficace de la puissance réactive améliore à la fois l'exploitation économique et la sécurité du système. L'EOP a été étudié par de nombreux chercheurs, et de nombreux algorithmes utilisant différentes fonctions objectifs et méthodes ont été présentés.

Dans ce travail, nous limiterons notre analyse à l'optimisation économique des puissances actives de génération.

Notre mémoire est structurée en trois chapitres comme suit :

Dans le premier chapitre, nous présentons les différents modèles des éléments d'un réseau électrique (générateur, transformateur, ligne et charge), la forme générale de l'équation de l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques, ainsi que la méthode de Newton-Raphson qui représente la meilleure méthode dans le calcul de l'écoulement de puissance.

Dans le deuxième chapitre, on présente une analyse sur l'optimisation économique des puissances actives générées et les programmes de calculs correspondants.

Le dernier chapitre, est une application sur un réseau électrique de transport à 09 jeux de barres et plusieurs sources de production.

Nous clôturons notre travail par une conclusion générale.

CHAPITRE 1

Analyse de l'écoulement de puissance

Chapitre I

Analyse de l'écoulement de puissance

I.1. Introduction

La formulation mathématique du problème de l'écoulement de puissance aboutit à un système d'équations non linéaires, ces équations sont écrites en termes de matrice d'admittance des jeux de barres (bus). Les études de l'écoulement de puissance sont essentielles pour planifier le développement futur du système : lorsque de nouvelles charges ou de nouvelles lignes de transport sont ajoutées ou installées, nous pouvons détecter l'effet de ces ajouts sur le réseau et trouver une condition de fonctionnement appropriée.

Le but de l'étude est de calculer les conditions de fonctionnement en régime permanent, telles que les amplitudes des tensions et les angles de phase au niveau des bus d'un système particulier. Par conséquent, avec ces valeurs, d'autres grandeurs telles que les puissances des lignes, les puissances active et réactive fournies par les générateurs peuvent être calculées. Outre ces quantités, nous pouvons également trouver les conditions de surcharge, les tensions faibles dans toutes les parties du système et des problèmes de tension qui peuvent être résolus en introduisant des dispositifs tels que des condensateurs, des réacteurs et des compensateurs statiques VAR. [1]

I.2. Modélisation des éléments d'un réseau électrique

Un réseau électrique se compose de plusieurs éléments : générateurs, transformateurs, lignes, charges et les moyens de compensations, dans ce qui suit on va donner la représentation de chaque élément dans le système électrique.

I.2.1 Modélisation des générateurs

Les générateurs sont les éléments du réseau, leur rôle principal est de fournir de la puissance active au système électrique. Ils peuvent aussi produire ou consommer de la puissance réactive de manière à maintenir un certain niveau de tension. Les limites de production des générateurs sont définies par :

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \dots \dots \dots (1.1)$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max} \dots \dots \dots (1.2)$$

Avec :

P_{Gi}^{min} et P_{Gi}^{max} : puissances active générées maximale et minimale au nœud i.

Q_{Gi}^{min} et Q_{Gi}^{max} : puissances réactive générées maximale et minimale au nœud i.

P_{Gi} et Q_{Gi} : puissances active et réactive générées au nœud i.

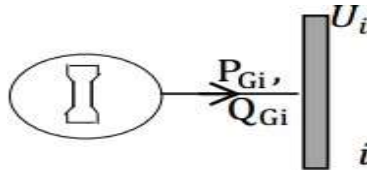


Figure I.1: Modèle d'un Générateur.

I.2.2 Modélisation des charges

Les charges sont modélisées par des puissances constantes indépendantes de la tension du nœud.

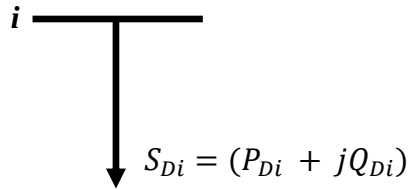


Figure I.2 : Modèle d'une charge

$$S_{Di} = (P_{Di} + jQ_{Di}) \dots \dots \dots (1.3)$$

Avec :

S_{Di} : Puissance apparente complexe demandée de la charge ;

P_{Di} : Puissance active demandée ;

Q_{Di} : puissance réactive demandée ; cette puissance réactive peut être positive ou négative selon que la charge est de nature inductive ou capacitive.

I.2.3 Modélisation des éléments shunts

Les dispositifs shunt sont généralement utilisés pour la compensation de la puissance réactive et le maintien de la tension, sont modélisés par des admittances y_i de la forme :

$$y_i = g_i + jb_i \dots \dots \dots (1.4)$$

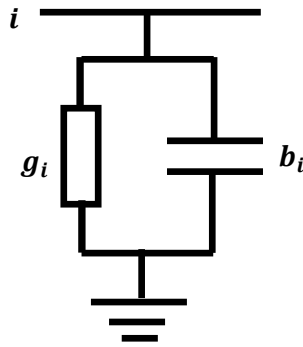


Figure I.3 : Modèle d'élément shunt

I.2.4. Modélisation des transformateurs

Un transformateur d'énergie électrique est représenté par un quadripôle en π non symétrique. Les grandeurs associées sont le rapport de transformation 'a' et l'impédance de fuite. Les rapports a_{ij} sont inclus dans les éléments de la matrice admittance, c'est-à-dire que les susceptances de la matrice admittance b_{ij} sont vues comme des fonctions de rapports de transformation a.

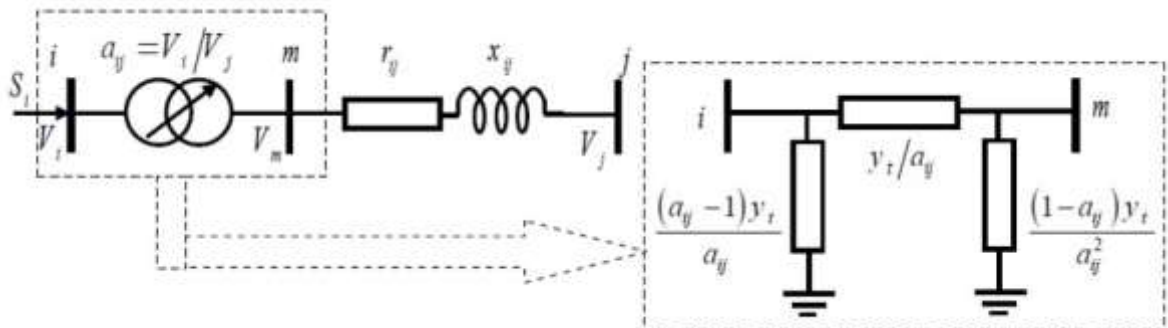


Figure I.4 : Représentation des transformateurs. [3]

La matrice d'admittance d'un transformateur inséré entre un nœud i et un nœud j s'écrit :

$$Y = \begin{pmatrix} \frac{1}{a^2} y_{ij} & -\frac{1}{a} y_{ij} \\ -\frac{1}{a} y_{ij} & y_{ij} \end{pmatrix} \dots \dots \dots (1.5)$$

Avec :

'a' : le rapport de transformation.

'y_{ij}' : l'admittance de la branche i-j.

Dans certains cas, la branche magnétisante est prise en compte dans le modèle. Elle se présente alors sous la forme d'une susceptance inductive shunt.

I.3 Classification des jeux de barres (JB)

Généralement, quatre grandeurs sont associées à un JB particulier. Il s'agit de l'amplitude de tension |V|, de l'angle de phase de la puissance active injectée P ; puissance réactive injectée Q.

La puissance active injectée P sur un JB particulier peut généralement être représentée par

(P_G - P_D). Avec P_G est la puissance active générée par le générateur sur le JB particulier et P_D est la puissance active utilisée par les charges sur le JB.

De même, Q est représenté par (Q_G - Q_D) où Q_G est la puissance réactive générée par le générateur sur le JB particulier et Q_D est la puissance réactive utilisée par la charge sur le JB.

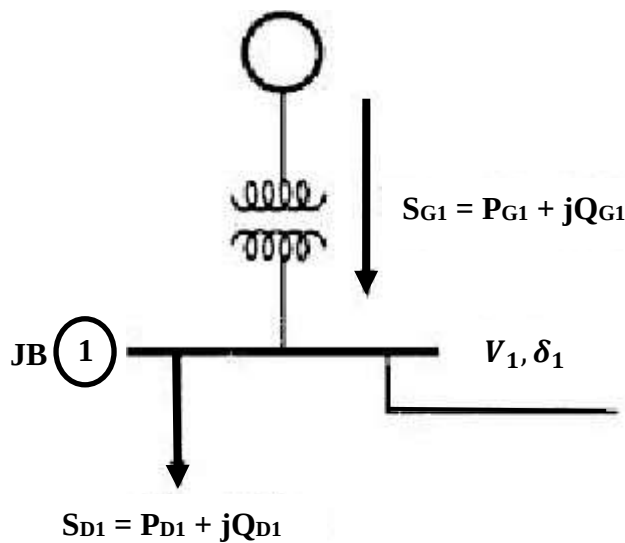


Figure I.5 : Données d'un JB [1]

Donc les puissances du JB 1 seront :

$$S_1 = S_{G1} - S_{D1}$$

$$= (P_{G1} + jQ_{G1}) - (P_{D1} + jQ_{D1}) \dots \dots \dots (1.6)$$

$$= (P_{G1} - P_{D1}) + j(Q_{G1} - Q_{D1}) \dots \dots \dots (1.7)$$

Ainsi, les JB peuvent être classés comme suit :

1) JB de référence (Slack bus) :

Il est également connu sous le nom de **JB balancier** ou **JB de référence**. En général, un JB est considéré comme un JB de référence pour l'ensemble du réseau sur lequel le flux des puissances est effectué. Les grandeurs habituelles spécifiées pour le JB balancier sont l'amplitude de la tension et l'angle de phase de la tension.

2) JB P-V : Il est également appelé **JB générateur** ou **JB P-V**.

Un JB P-V est un JB dans lequel l'injection de puissance active (P) et l'amplitude de tension (V) sont spécifiées.

3) JB de charge ou JB P-Q :

Un JB P-Q est un JB dans lequel la puissance totale injectée (puissance active P et réactive Q) est spécifiée. Les valeurs inconnues sont le module de la tension V et l'angle de phase de la tension. Les paramètres connus et inconnus pour chaque type de JB sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau I.1 : Classification des JB [1]

Type de JB	Pch	Qch	P _G	Q _G	V	Angle de phase de la tension
JB de référence	✓	✓	?	?	✓	✓
JB de charge	✓	✓	---	---	?	?
JB P-V	✓	✓	✓	?	✓	?

I.4 Matrice admittance des JB

On représente l'impédance de la ligne par :

$$z_{ij} = r_{ij} + jx_{ij} \dots \dots \dots (1.8)$$

"r" est la résistance ;

"x" est la réactance ;

"i, j" numéros des JB.

"ij" liaison entre les JB i et j.

$$y_{ij} = y_{ji} = \frac{1}{z_{ij}} = \frac{1}{r_{ij} + jx_{ij}} = g_{ij} + jb_{ij} \dots \dots \dots (1.9)$$

Où : y_{ij} est l'admittance entre les nœuds ou les JB i et j.

'g' est la conductance ;

'b' est la susceptance ;

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} = -(y_{ij}) \dots \dots \dots (1.10)$$

Les éléments (i – j) de Y_{ij} sont la somme négative des admittances connectées entre les JB i et j, Y_{ij} est appelée admittance mutuelle ou de transfert.

Aussi, on a :

$$Y_{ii} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n y_{ij} \dots \dots \dots (1.11)$$

Avec 'n' est le nombre des JB.

Les éléments (i – i) de Y_{ii} sont la somme de toutes les admittances connectées au JB i, Y_{ii} est appelée admittance propre.

$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$ (est la représentation rectangulaire ou complexe de l'admittance).

$Y_{ij} = Y_{ij} \angle \phi_{ij}$ (est la forme polaire de l'admittance).

I.5. Forme générale de l'équation de l'écoulement de puissance

Le courant au JB 'i' peut être déterminé par l'expression suivante :

$$I_i = V_i \sum_{\substack{j=0 \\ j \neq i}}^n y_{ij} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n y_{ij} V_j \dots \dots \dots (1.12)$$

La puissance complexe injectée à un JB ' i ' est donnée par l'expression suivante :

$$P_i + jQ_i = V_i I_i^* \quad (\text{en p.u.}) \dots \dots \dots (1.13)$$

Ce qui donne :

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \dots \dots \dots (1.14)$$

Alors :

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = V_i \sum_{\substack{j=0 \\ j \neq i}}^n y_{ij} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n y_{ij} V_j \dots \dots \dots (1.15)$$

Ce qui donne enfin :

$$P_i - jQ_i = V_i^* \left[V_i \sum_{\substack{j=0 \\ j \neq i}}^n y_{ij} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n y_{ij} V_j \right] \dots \dots \dots (1.16)$$

C'est la forme générale de l'équation de l'écoulement de puissance.

I.6. Application de la méthode de Newton-Raphson dans l'écoulement de puissance

Le problème de l'écoulement de puissance conventionnelle peut être résolu par la méthode de Newton-Raphson; en utilisant un ensemble d'équations non linéaires pour exprimer les puissances actives et réactives spécifiées en fonction des tensions ; ces tensions sont exprimées sous leurs formes polaires pour faire apparaître les différents gradeurs caractérisant le réseau électrique.

L'application de la méthode de N-R est basée sur le développement du premier ordre en série de Taylor des équations non linéaires de l'écoulement de puissance.

Cette méthode permet la résolution d'un système d'équations non linéaires exprimant les puissances actives et réactives en fonction des tensions nœudales.

La puissance injectée au nœud i , S_i est :

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i \cdot I_i^* \quad (1.17)$$

Les tensions des nœuds et les admittances des lignes sont exprimées sous la forme polaire suivante :

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i ; \quad V_j = |V_j| \angle \delta_j$$

$$Y_{ij} = G_{ij} - jB_{ij} = |Y_{ij}| \angle (-\theta_{ij})$$

Ce qui donne

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle (-\theta_{ij} + \delta_j) \quad (1.18)$$

Et on a

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* I_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |Y_{ij}| |V_j| \angle -(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \quad (1.19)$$

Sachant que

$$e^{-(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j)} = \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) - j\sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \quad (1.20)$$

Donc la puissance active et réactive peuvent être exprimées :

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |Y_{ij}| |V_j| \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \quad (1.21)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |Y_{ij}| |V_j| \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \quad (1.22)$$

On peut clairement voir que toute variation des modules des tensions et des angles de phases entraîne des variations des puissances active et réactive.

Pour la détermination des éléments du jacobien, nous utiliserons les équations qui donnent les puissances. Les variations des puissances sont les différences entre les valeurs planifiées et calculées :

$$\Delta P_i = P_i^{spec} - P_i^{cal} \quad (1.23)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{spec} - Q_i^{cal} \quad (1.24)$$

Avec :

$$P_i^{spec} = P_G - P_D \quad (1.25)$$

$$Q_i^{spec} = Q_G - Q_D \quad (1.26)$$

Où ΔP_i et ΔQ_i représentent respectivement les écarts entre les puissances actives spécifiées et calculées et les écarts entre les puissances réactives spécifiées et calculées.

La méthode de Newton-Raphson exige qu'un système d'équations linéaires soit formé exprimant les relations entre les variations des puissances actives et réactives et aussi celles des composantes réelles et imaginaires des tensions noeudales. Le développement doit donner 2(n-1) équations linéaires comme l'indique ci-dessous :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_{n-1} \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_{n-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{n-1}} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_{n-1}} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial P_{n-1}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial \delta_{n-1}} & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial V_{n-1}} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_{n-1}} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_{n-1}} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial \delta_{n-1}} & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial V_{n-1}} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \vdots \\ \Delta \delta_{n-1} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_{n-1} \end{bmatrix} \quad (1.27)$$

Où les coefficients de la matrice sont les éléments de la matrice Jacobienne et le n^{ème} nœud est le nœud de référence.

Sous la forme matricielle, le système précédent devient :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (1.28)$$

I.6.1 Détermination des sous matrices de la matrice Jacobienne J

La dernière équation peut être exprimée comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (1.29)$$

Les éléments du sous matrice J_1 sont déterminés comme suit :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |V_i| |Y_{ij}| |V_j| \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \quad \text{pour } i \neq j \quad (1.30)$$

$$= |Y_{ii}||V_i|^2 \sin(\theta_{ii}) \quad \text{pour } j = i \quad (1.31)$$

De même pour la sous matrice J_2 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_i||Y_{ij}||V_j| \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \quad \text{pour } i \neq j \quad (1.32)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = \sum_{j=1}^n |V_j||Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) + |V_i||Y_{ii}| \cos(\theta_{ii}) \quad (1.33)$$

$$= \frac{P_i}{|V_i|} + |V_i||Y_{ii}| \cos(\theta_{ii}) \quad \text{pour } i = j \quad (1.34)$$

Pour la sous matrice J_3 :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = |V_i||Y_{ij}||V_j| \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \quad \text{pour } i \neq j \quad (1.35)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1}^n |V_j||Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) + |V_i||Y_{ii}| \cos(\theta_{ii}) \quad (1.36)$$

$$= -|Y_{ii}||V_i|^2 \sin(\theta_{ii}) + P_i \quad \text{pour } i = j \quad (1.37)$$

Pour la sous matrice J_4 :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = |V_i||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \quad \text{pour } i \neq j \quad (1.38)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = \sum_{j=1}^n |V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) + |V_i||Y_{ii}| \sin(\theta_{ii}) \quad (1.39)$$

$$= \frac{Q_i}{|V_i|} + |V_i||Y_{ii}| \sin(\theta_{ii}) \quad \text{pour } i = j \quad (1.40)$$

I.6.2 Algorithme de la méthode de Newton-Raphson

La procédure de calcul de l'écoulement de puissance en utilisant la méthode de Newton–Raphson est résumée dans les étapes suivantes :

- 1- Initialiser le compteur d'itération, $k=0$.
- 2- A partir des données du système, on détermine la matrice d'admittance Y .

3- Affecter des valeurs initiales aux modules et phases des tensions V_i^0 et θ_i^0

4- On calcule P_i^{cal} et Q_i^{cal} qui nous donne les écarts de puissances ΔP_i et ΔQ_i comme suit :

$$\Delta P_i = P_i^{spec} - P_i^{cal}$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{spec} - Q_i^{cal}$$

5- Formation de la matrice Jacobienne.

6- Calcul de l'inverse de Jacobienne.

7- On calcule :

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (1.41)$$

8- Calculer les nouvelles estimations, on obtient :

$$\delta_i^{k+1} = \delta_i^k + \Delta \delta_i^k \quad (1.42)$$

$$V_i^{k+1} = V_i^k + \Delta V_i^k \quad (1.43)$$

9- Vérifier la convergence. Si le vecteur des écarts de puissance est inférieur à une certaine précision $\max(\Delta P_i, \Delta Q_i) \leq \varepsilon$, stop. Sinon, continuer.

10- Incrémenter k de 1 et retourner à l'étape 4.

Les valeurs des tensions de la dernière itération sont retenues, on calcule :

- Les puissances transmises entre les nœuds.
- Les puissances injectées aux nœuds.
- Pertes de puissances totales dans les lignes.

I.7 Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté les modèles des différents éléments d'un réseau électrique (générateur, transformateur, ligne et charge), ensuite on a vu comment on détermine la matrice d'admittance d'un réseau électrique qui est la partie principale du calcul d'un réseau électrique, on a présenté la forme générale de l'équation de l'écoulement de puissance dans les réseaux

électriques, on a présenté aussi dans ce chapitre la meilleure méthode du calcul de l'écoulement de puissance à savoir la méthode de Newton-Raphson.

CHAPITRE 2

Écoulement optimale des puissances de
génération

Chapitre II

Écoulement optimale des puissances de génération

II.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous limiterons notre analyse au dispatch économique de la génération de puissance active. Le coût de production incrémental de la génération est introduit, puis on présente le dispatch économique de la génération pour la minimisation du coût total d'exploitation, en négligeant les pertes de puissances. Ensuite, on détermine la formule des pertes de puissances ainsi que le dispatch économique de la génération basé sur la formule des pertes. Un programme nommé **bloss** est développé pour l'évaluation des coefficients de perte B , qui peut être utilisé après l'un des programmes de l'écoulement de puissance **lfgauss**, **lfnewton** ou **decouple** discutés dans la référence [1]. De plus, un programme général appelé **dispatch** est développé pour la planification optimale de la génération de puissance active et peut être utilisé conjointement avec le programme **bloss**.

II.2 Coût d'exploitation d'une centrale thermique

Les facteurs influençant la production d'électricité à moindre coût sont l'efficacité opérationnelle des générateurs, le coût du carburant et les pertes de puissance. Le générateur le plus efficace du système ne garantit pas un coût minimal, car il peut être situé dans une zone où le coût du carburant est élevé. De plus, si la centrale est située loin du centre de charge, les pertes de puissance peuvent être considérablement plus élevées, ce qui rend la centrale peu économique.

Par conséquent, le problème consiste à déterminer la production des différentes centrales de manière à ce que le coût d'exploitation total soit minimal. Le coût d'exploitation joue un rôle important dans la planification économique et est discuté ici.

L'entrée de la centrale thermique est généralement mesurée en Btu/h, et la sortie est mesurée en MW. Une courbe simplifiée entrée-sortie d'une unité thermique, appelée courbe de taux de chaleur, est donnée dans la Figure II.1(a).

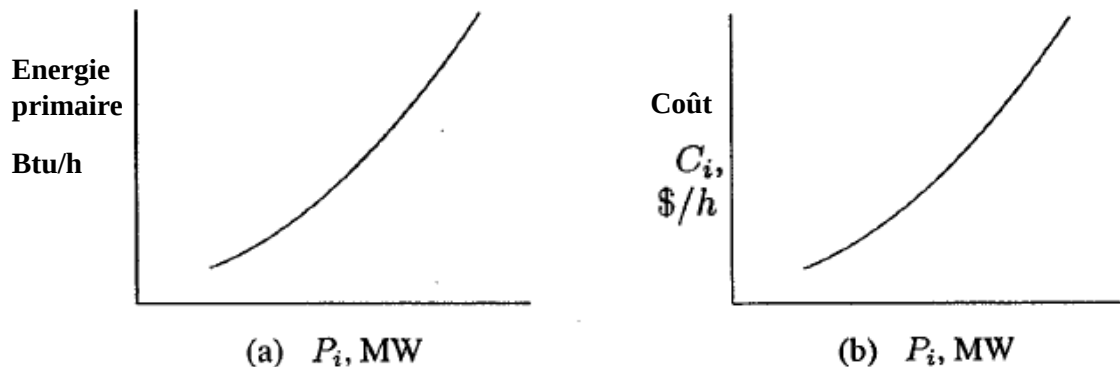


Figure II.1 (a) Courbe de taux de chaleur, (b) Courbe du coût du carburant

La conversion de l'ordonnée de la courbe de taux de chaleur La conversion de la courbe de Btu/h en \$/h donne la courbe de coût du carburant illustrée dans la Figure II.1(b). Dans tous les cas pratiques, le coût du carburant du générateur i peut être représenté par une fonction quadratique de la puissance réelle générée de la forme :

$$C_i = \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \quad (2.1)$$

Une caractéristique importante est obtenue en traçant la dérivée de la courbe de coût du carburant par rapport à la puissance réelle. Cela est connu sous le nom de courbe de coût incrémental du carburant, illustrée dans la Figure II.2.

$$\frac{dC_i}{dP_i} = 2\gamma_i P_i + \beta_i \quad (2.2)$$

La courbe de coût incrémental du carburant mesure le coût de production de la prochaine unité de puissance.

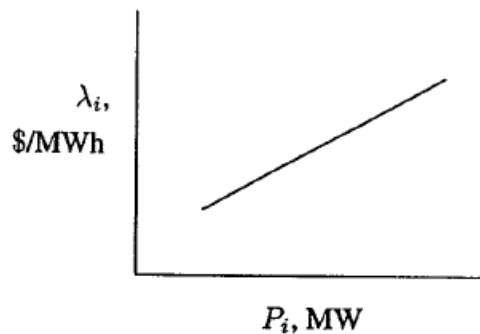


Figure II.2 Courbe typique du coût incrémental du carburant

Le coût d'exploitation total comprend le coût du carburant, ainsi que les coûts de main-d'œuvre, d'approvisionnement et de maintenance. Ces coûts sont supposés être un pourcentage fixe du coût du carburant et sont généralement inclus dans la courbe de coût incrémental du carburant.

NB : Conversion et Utilisation

Conversion : 1 Btu/h équivaut à environ 0,293 watts (W). Ainsi, 1 000 Btu/h $\approx$ 293 W.

Utilité : Cette unité permet de quantifier l'efficacité énergétique d'une centrale thermique. Plus le taux de chaleur (Btu/h par MW) est faible, plus la centrale est efficace.

II.3. Répartition économique en négligeant les pertes de puissance et fonctionnement des générateurs sans limites

Le problème de répartition économique le plus simple est celui où les pertes de puissance sont négligées. Autrement dit, le modèle du problème ne prend pas en compte la configuration du système et les impédances des lignes. En substance, le modèle suppose que le système est un seul JB (bus) avec toute les générateurs et les charges sont connectées à celui-ci, comme illustré schématiquement dans la Figure II.3.

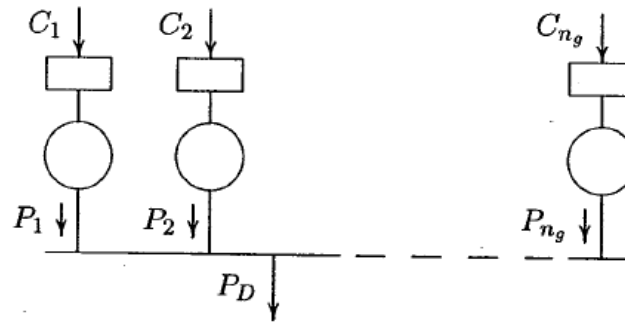


Figure II.3 Centrales et charges connectées à un JB commun

Comme les pertes de puissance sont négligées, la puissance de charge totale demandée P_D est la somme de toute la production. Une fonction de coût C_i est supposée connue pour chaque centrale. Le problème consiste à trouver la puissance réelle générée par chaque centrale de sorte que la fonction objectif (c'est-à-dire le coût total de production) soit définie par l'équation.

$$C_t = \sum_{i=1}^{n_g} C_i$$

$$= \sum_{i=1}^n \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \quad (2.3)$$

Est minimisé, sous la contrainte

$$\sum_{i=1}^{n_g} P_i = P_D \quad (2.4)$$

Où C_t est le coût total de production, C_i est le coût de production de la i -ème centrale, P_i est la production de la i -ème centrale, P_D est la puissance totale demandée totale de la charge, et n_g est le nombre total de centrales de production.

Une approche typique consiste à intégrer les contraintes dans la fonction objectif en utilisant les multiplicateurs de Lagrange :

$$\mathcal{L} = C_t + \lambda \left(P_D - \sum_{i=1}^{n_g} P_i \right) \quad (2.5)$$

Le minimum de cette fonction non contrainte est trouvé au point où les dérivées partielles de la fonction par rapport à ses variables sont nulles.

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_i} = 0 \quad (2.6)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = 0 \quad (2.7)$$

La 1^{ère} condition (2. 6), nous donne :

$$\frac{\partial C_t}{\partial P_i} + \lambda(0 - 1) = 0$$

Avec :

$$C_t = C_1 + C_2 + \dots + C_{n_g}$$

Et

$$\frac{\partial C_t}{\partial P_i} = \frac{dC_i}{dP_i} = \lambda$$

Et donc la condition pour une répartition optimale est

$$\frac{dC_i}{dP_i} = \lambda \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2.8)$$

Mais :

$$\beta_i + 2\gamma_i P_i = \lambda \quad (2.9)$$

La 2^{ème} condition (2.7), nous donne :

$$\sum_{i=1}^{n_g} P_i = P_D \quad (2.10)$$

L'équation (2.10) est précisément la contrainte d'égalité qui devait être imposée. En résumé, lorsque les pertes de puissance sont négligées et qu'il n'y a pas de limites de puissance des générateurs, pour une opération économique optimale, toutes les centrales doivent fonctionner à un coût de production incrémental égal tout en satisfaisant la contrainte d'égalité donnée par (2.10). Pour trouver la solution, l'équation (2.9) est résolue pour P.

$$P_i = \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} \quad (2.11)$$

Les relations données par (2.11) sont connues sous le nom **d'équations de coordination**. Elles sont des fonctions de λ . Une solution analytique pour λ peut être obtenue en substituant P_i dans (2.10), c'est-à-dire,

$$\sum_{i=1}^{n_g} \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} = P_D \quad (2.12)$$

Avec

$$\lambda = \frac{P_D + \sum_{i=1}^{n_g} \frac{\beta_i}{2\gamma_i}}{\sum_{i=1}^{n_g} \frac{1}{2\gamma_i}} \quad (2.13)$$

La valeur de λ obtenue à partir de (2.13) est substituée dans (2.11) pour obtenir la planification optimale de la production.

La solution pour la répartition économique en négligeant les pertes a été trouvée analytiquement. Cependant, lorsque les pertes sont prises en compte, les équations résultantes, deviennent non linéaires et doivent être résolues de manière itérative. Ainsi, une procédure itérative est introduite ici, et (2.11) est résolue itérativement. Dans une technique de recherche itérative, en commençant avec deux valeurs de λ , une meilleure valeur de λ est obtenue par extrapolation, et le processus se poursuit jusqu'à ce que ΔP soit dans une précision spécifiée. Cependant, comme mentionné précédemment, une solution rapide est obtenue en utilisant la méthode du gradient.

Pour ce faire, (2.12) est écrit comme :

$$f(\lambda) = P_D \quad (2.14)$$

En développant le côté gauche de l'équation ci-dessus en série de Taylor autour d'un point de fonctionnement $\lambda(k)$ et en négligeant les termes d'ordre supérieur, on obtient.

$$f(\lambda)^{(k)} + \left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda} \right)^{(k)} \Delta\lambda^{(k)} = P_D \quad (2.15)$$

Mais

$$\begin{aligned} \Delta\lambda^{(k)} &= \frac{\Delta P^{(k)}}{\left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda} \right)^{(k)}} \\ &= \frac{\Delta P^{(k)}}{\sum \left(\frac{dP_i}{d\lambda} \right)^{(k)}} \end{aligned} \quad (2.16)$$

Mais

$$\Delta\lambda^{(k)} = \frac{\Delta P^{(k)}}{\sum \frac{1}{2\gamma_i}} \quad (2.17)$$

Et donc

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta\lambda^{(k)} \quad (2.18)$$

Avec

$$\Delta P^{(k)} = P_D - \sum_{i=1}^{n_g} P_i^{(k)} \quad (2.19)$$

II.4. Répartition économique en négligeant les pertes et en incluant les limites des générateurs

La puissance de sortie de tout générateur ne doit pas dépasser sa capacité nominale ni être inférieure à celle nécessaire pour un fonctionnement stable de la chaudière. Ainsi, les productions sont limitées à des valeurs minimales et maximales données. Le problème consiste à trouver la puissance réelle de chaque centrale de sorte que la fonction objectif (c'est-à-dire le coût total de la production) définie par (2.3) soit minimale, sous réserve de la contrainte donnée par (2.4) et des contraintes d'inégalité données par

$$P_{i(min)} \leq P_i \leq P_{i(max)} \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2.20)$$

Où $P_{i(min)}$ et $P_{i(max)}$ représentent respectivement les limites minimales et maximales de production de la centrale i . Les conditions de Kuhn-Tucker complètent les conditions lagrangiennes pour inclure les contraintes d'inégalité comme termes supplémentaires. Les conditions nécessaires pour la répartition optimale en négligeant les pertes deviennent

$$\begin{aligned} \frac{dC_i}{dP_i} &= \lambda \quad \text{pour} \quad P_{i(min)} \leq P_i \leq P_{i(max)} \\ \frac{dC_i}{dP_i} &\leq \lambda \quad \text{pour} \quad P_i = P_{i(max)} \\ \frac{dC_i}{dP_i} &\geq \lambda \quad \text{pour} \quad P_i = P_{i(min)} \end{aligned} \quad (2.21)$$

La solution numérique est la même qu'auparavant. C'est-à-dire que, pour une valeur estimée de λ , les valeurs de P sont trouvées à partir de l'équation de coordination (2.11), et l'itération se poursuit jusqu'à ce que $\sum_{i=1}^{n_g} P_i = P_D$. Dès qu'une centrale atteint un maximum ou un minimum, elle est fixée à cette limite. En effet, la production de la centrale devient une constante, et seules les centrales non limitées doivent fonctionner à un coût incrémental égal.

II.5. Répartition économique incluant les pertes de puissance

Lorsque les distances des lignes de transport sont très courtes et que la densité de charge est très élevée, les pertes de puissances peuvent être négligées et la répartition optimale de la production est obtenue avec toutes les centrales fonctionnant à un coût de production marginal égal. Cependant, dans un grand réseau interconnecté où l'énergie est transmise sur de longues distances dans des zones à faible densité de charge, les pertes de puissances sont un facteur majeur et affectent la répartition optimale de la production.

Une pratique courante pour inclure l'effet des pertes de puissances consiste à exprimer les pertes de puissances totales comme une fonction quadratique des puissances de sortie des générateurs. La forme quadratique la plus simple est

$$P_L = \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{j=1}^{n_g} P_i B_{ij} P_j \quad (2.22)$$

Une formule plus générale incluant un terme linéaire et un terme constant, appelée formule de perte de Kron, est

$$P_L = \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{j=1}^{n_g} P_i B_{ij} P_j + \sum_{i=1}^{n_g} B_{0i} P_i + B_{00} \quad (2.23)$$

Les coefficients B_{ij} sont appelés les coefficients de perte ou coefficients B . Les coefficients B sont supposés constants, et une précision raisonnable peut être attendue à condition que les conditions de fonctionnement réelles soient proches du cas de base où les constantes B ont été calculées. Il existe diverses manières d'obtenir une équation de perte. Une méthode pour obtenir ces coefficients B est présentée dans la section suivante. Le problème de répartition économique consiste à minimiser le coût total de production C_i , qui est fonction de la production de la centrale.

$$\begin{aligned} C_t &= \sum_{i=1}^{n_g} C_i \\ &= \sum_{i=1}^n \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \end{aligned} \quad (2.24)$$

Sous la contrainte que la production doit être égale à la puissance de charge totale demandée plus les pertes, c'est-à-dire,

$$\sum_{i=1}^{n_g} P_i = P_D + P_L \quad (2.25)$$

Satisfaisant les contraintes d'inégalité, exprimées comme suit :

$$P_{i(min)} \leq P_i \leq P_{i(max)} \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2.26)$$

Où $P_{i(min)}$ et $P_{i(max)}$ sont les limites minimales et maximales de production, respectivement, pour la centrale i .

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

$$\begin{aligned} \mathcal{L} = C_t + \lambda \left(P_D + P_L - \sum_{i=1}^{n_g} P_i \right) + \sum_{i=1}^{n_g} \mu_{i(max)} (P_i - P_{i(max)}) \\ + \sum_{i=1}^{n_g} \mu_{i(min)} (P_i - P_{i(min)}) \end{aligned} \quad (2.27)$$

Les contraintes doivent être comprises comme signifiant que $\mu_{i(max)} = 0$, lorsque $P_i < P_{i(max)}$ et que $\mu_{i(min)} = 0$, lorsque $P_i > P_{i(max)}$. Le minimum de cette fonction non contrainte est trouvé au point où les dérivées partielles de la fonction par rapport à ses variables sont nulles.

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_i} = 0 \quad (2.28)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = 0 \quad (2.29)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \mu_{i(max)}} = P_i - P_{i(max)} = 0 \quad (2.30)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \mu_{i(min)}} = P_i - P_{i(min)} = 0 \quad (2.31)$$

Les équations (2.30) et (2.31) impliquent que P_i ne doit pas dépasser sa limite, et lorsque P_i est dans ses limites, $\mu_{i(min)} = \mu_{i(max)} = 0$, et la fonction de Kuhn-Tucker devient la même que celle de Lagrange. La première condition, donnée par (2.28), donne comme résultat :

$$\frac{\partial C_t}{\partial P_i} + \lambda \left(0 + \frac{\partial P_L}{\partial P_i} - 1 \right) = 0$$

Comme

$$C_t = C_1 + C_2 + \dots + C_{n_g}$$

Donc

$$\frac{\partial C_t}{\partial P_i} = \frac{dC_i}{dP_i}$$

Et donc la condition pour une répartition optimale est

$$\frac{dC_i}{dP_i} + \lambda \frac{\partial P_L}{\partial P_i} = \lambda \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2.32)$$

Le terme $\frac{\partial P_L}{\partial P_i}$ est connu sous le nom de perte de puissance incrémentale. La deuxième condition, donnée par (2.29), donne comme résultat :

$$\sum_{i=1}^{n_g} P_i = P_D + P_L \quad (2.33)$$

L'équation (2.33) est précisément la contrainte d'égalité qui devait être imposée. Classiquement, l'équation (2.32) est réarrangée comme suit

$$\left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i}} \right) \frac{dC_i}{dP_i} = \lambda \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2.34)$$

Où

$$L_i \frac{dC_i}{dP_i} = \lambda \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2.35)$$

Où L_i est le facteur de pénalité de la centrale i et est donné par

$$L_i = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i}} \quad (2.36)$$

Ainsi, l'effet des pertes de puissance est d'introduire un facteur de pénalité dont la valeur dépend de l'emplacement de la centrale. L'équation (2.35) montre que le coût minimum est obtenu lorsque le coût incrémental de chaque centrale multipliée par son facteur de pénalité est le même pour toutes les centrales.

Le coût de production incrémental est donné par (2.2), et les pertes de puissance incrémentale sont obtenue à partir de la formule de perte (2.23), ce qui donne :

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_i} = 2 \sum_{j=1}^{n_g} B_{ij} P_j + B_{0i} \quad (2.37)$$

En substituant l'expression du coût de production incrémental et les pertes de puissance incrémentales dans (2.32), on obtient

$$\beta_i + 2\gamma_i P_i + 2\lambda \sum_{j=1}^{n_g} B_{ij} P_j + B_{0i} \lambda = \lambda$$

Où

$$\left(\frac{\gamma_i}{\lambda} + B_{ii} \right) P_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_g} B_{ij} P_j = \frac{1}{2} \left(1 - B_{0i} - \frac{\beta_i}{\lambda} \right) \quad (2.38)$$

L'extension de (2.38) à toutes les centrales donne les équations linéaires suivantes sous forme matricielle

$$\begin{bmatrix} \frac{\gamma_1}{\lambda} + B_{11} & B_{12} & \dots & B_{1n_g} \\ B_{21} & \frac{\gamma_2}{\lambda} + B_{22} & \dots & B_{2n_g} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{n_g 1} & B_{n_g 2} & \dots & \frac{\gamma_{n_g}}{\lambda} + B_{n_g n_g} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_{n_g} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 - B_{01} - \frac{\beta_1}{\lambda} \\ 1 - B_{02} - \frac{\beta_2}{\lambda} \\ \vdots \\ 1 - B_{0n_g} - \frac{\beta_{n_g}}{\lambda} \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

Ou sous la forme simple suivante

$$EP = D \quad (2.40)$$

Pour trouver la répartition optimale pour une valeur estimée de $\lambda^{(1)}$, l'équation linéaire simultanée donnée par (2.40) est résolue. Dans MATLAB, utilisez la commande $P = E \backslash D$.

Ensuite, le processus itératif se poursuit en utilisant la méthode du gradient. Pour ce faire, à partir de (2.38), P_i à la k-ième itération est exprimé comme suit :

$$P_i^k = \frac{\lambda^{(k)}(1 - B_{0i}) - \beta_i - 2\lambda^{(k)} \sum_{j \neq i} B_{ij} P_j^k}{2(\gamma_i + \lambda^{(k)} B_{ii})} \quad (2.41)$$

En substituant P_i , de (2.41) dans (2.33), on obtient :

$$\sum_{i=1}^{n_g} \frac{\lambda^{(k)}(1 - B_{0i}) - \beta_i - 2\lambda^{(k)} \sum_{j \neq i} B_{ij} P_j^k}{2(\gamma_i + \lambda^{(k)} B_{ii})} = P_D + P_L^{(k)} \quad (2.42)$$

Où

$$f(\lambda)^{(k)} = P_D + P_L^{(k)} \quad (2.43)$$

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

$$f(\lambda)^{(k)} + \left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda} \right)^{(k)} \Delta(\lambda)^{(k)} = P_D + P_L^{(k)} \quad (2.44)$$

Où

$$\begin{aligned} \Delta(\lambda)^{(k)} &= \frac{\Delta P^{(k)}}{\left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda} \right)^{(k)}} \\ &= \frac{\Delta P^{(k)}}{\sum \left(\frac{dP_i}{d\lambda} \right)^{(k)}} \end{aligned} \quad (2.45)$$

Où

$$\sum_{i=1}^{n_g} \left(\frac{\partial P_i}{\partial \lambda} \right)^{(k)} = \sum_{i=1}^{n_g} \frac{\gamma_i(1 - B_{0i}) + B_{ii}\beta_i - 2\gamma_i \sum_{j \neq i} B_{ij}P_j^k}{2(\gamma_i + \lambda^{(k)}B_{ii})^2} = P_D + P_L^{(k)} \quad (2.46)$$

Et donc

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta\lambda^{(k)} \quad (2.47)$$

Où

$$\Delta P^{(k)} = P_D + P_L^{(k)} - \sum_{i=1}^{n_g} P_i^{(k)} \quad (2.48)$$

Le processus se poursuit jusqu'à ce que $\Delta P^{(k)}$ soit inférieur à une précision spécifiée. Si une formule de perte approximative exprimée par

$$P_L = \sum_{i=1}^{n_g} B_{ii}P_i^2 \quad (2.49)$$

Si une formule de perte approximative est utilisée, $B_{ij} = 0$, $B_{00} = 0$, et la solution de l'équation simultanée donnée par (2.41) se réduit à l'expression simple suivante :

$$P_i^{(k)} = \frac{\lambda^{(k)} - \beta_i}{2(\gamma_i + \lambda^{(k)}B_{ii})} \quad (2.50)$$

Et (2.46) se réduit à :

$$\sum_{i=1}^{n_g} \left(\frac{\partial P_i}{\partial \lambda} \right)^{(k)} = \sum_{i=1}^{n_g} \frac{\gamma_i + B_{ii}\beta_i}{2(\gamma_i + \lambda^{(k)}B_{ii})^2} \quad (2.51)$$

II.6 Dérivation de la formule des pertes

L'une des étapes principales dans le calcul de la répartition optimale de la production consiste à exprimer les pertes du système en fonction des puissances actives des générateurs. Il existe plusieurs méthodes pour obtenir la formule de perte. Une méthode développée par Kron et adoptée par Kirchmayer est la méthode des coefficients de perte ou méthode des coefficients B.

La puissance complexe totale injectée au nœud i , notée S_i , est donnée par :

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i I_i^* \quad (2.52)$$

La somme des puissances sur tous les nœuds donne les pertes totales du système :

$$P_L + jQ_L = \sum_{i=1}^n V_i I_i^* = V_{bus}^T I_{bus}^* \quad (2.53)$$

Où P_L et Q_L sont respectivement les pertes de puissance active et réactive du système.

V_{bus} est le vecteur colonne des tensions nodales et I_{bus} est le vecteur colonne des courants injectés aux nœuds. L'expression des courants aux nœuds en fonction des tensions nodales est donnée par :

$$I_{bus} = Y_{bus} V_{bus} \quad (2.54)$$

Où Y_{bus} est la matrice d'admittance des JB(bus) avec la terre comme référence. En résolvant pour V_{bus} , nous obtenons :

$$\begin{aligned} V_{bus} &= Y_{bus}^{-1} I_{bus} \\ &= Z_{bus} I_{bus} \end{aligned} \quad (2.55)$$

L'inverse de la matrice d'admittance des JB (bus) est appelé la matrice d'impédance des JB.

En substituant V_{bus} de (2.55) dans (2.53), on obtient :

$$P_L + jQ_L = [Z_{bus} I_{bus}]^T I_{bus}^* \quad (2.56)$$

Z_{bus} est une matrice symétrique, donc $Z_{bus}^T = Z_{bus}$ et les pertes de puissances totales deviennent :

$$P_L + jQ_L = I_{bus}^T Z_{bus} I_{bus}^* \quad (2.57)$$

L'expression dans (2.57) peut également être exprimée en utilisant la notation indicielle suivante :

$$P_L + jQ_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n I_i Z_{ij} I_j^* \quad (2.58)$$

Puisque la matrice d'impédance du bus est symétrique, c'est-à-dire $Z_{ij} = Z_{ji}$, l'équation ci-dessus peut être réécrite comme suit :

$$P_L + jQ_L = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n Z_{ij} (I_i I_j^* + I_j I_i^*) \quad (2.59)$$

La quantité entre parenthèses dans (2.59) est réelle ; ainsi, la perte de puissance peut être décomposée en ses composantes réelle et imaginaire comme suit :

$$P_L = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n R_{ij} (I_i I_j^* + I_j I_i^*) \quad (2.60)$$

$$Q_L = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n X_{ij} (I_i I_j^* + I_j I_i^*) \quad (2.61)$$

Avec R_{ij} et X_{ij} sont respectivement les éléments réels et imaginaires de la matrice d'impédance des JB. Encore une fois, puisque $R_{ij} = R_{ji}$, l'équation de la perte de puissance active peut être reconvertie en :

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n I_i R_{ij} I_j^* \quad (2.62)$$

Où, sous forme matricielle, l'équation de la perte de puissance active du système devient :

$$P_L = I_{bus}^T R_{bus} I_{bus}^* \quad (2.63)$$

Où R_{bus} est la partie réelle de la matrice d'impédance des JB. Afin d'obtenir la formule générale des pertes de puissance du système en termes de puissances des générateurs, nous définissons le courant de charge total comme la somme de tous les courants de charge individuels, c'est-à-dire :

$$I_{L1} + I_{L2} + \dots + I_{Ln_d} = I_D \quad (2.64)$$

Où n_d est le nombre de JB de charge et I_D est le courant de charge total. Maintenant, les courants individuels des JB sont supposés varier comme une fraction complexe constante du courant de charge total, c'est-à-dire :

$$I_{Lk} = \ell_k I_D \quad k = 1, 2, \dots, n_d \quad (2.65)$$

Où

$$\ell_k = \frac{I_{Lk}}{I_D} \quad (2.66)$$

En supposant que le JB 1 soit le JB de référence (bus slack), l'expansion de la première ligne dans (2.65) donne :

$$V_1 = Z_{11} I_1 + Z_{12} I_2 + \dots + Z_{1n} I_n \quad (2.67)$$

Si n_g est le nombre de JB de générateurs et n_d est le nombre de JB de charge, l'équation ci-dessus peut être écrite en termes de courants de charge et de courants de générateurs comme suit :

$$V_1 = \sum_{i=1}^{n_g} Z_{1i} I_{gi} + \sum_{k=1}^{n_d} Z_{1k} I_{Lk} \quad (2.68)$$

En substituant I_{Lk} de (2.65) dans (2.68), nous obtenons :

$$\begin{aligned} V_1 &= \sum_{i=1}^{n_g} Z_{1i} I_{gi} + I_D \sum_{k=1}^{n_d} \ell_k Z_{1k} \\ &= \sum_{i=1}^{n_g} Z_{1i} I_{gi} + I_D T \end{aligned} \quad (2.69)$$

Avec

$$T = \sum_{k=1}^{n_d} \ell_k Z_{1k} \quad (2.70)$$

Si I_0 est défini comme le courant du JB 1, avec tous les autres courants de charge égale zéro, nous avons :

$$V_1 = -Z_{11} I_0 \quad (2.71)$$

En substituant V_1 dans (2.69) et en résolvant pour I , nous obtenons :

$$I_D = -\frac{1}{T} \sum_{i=1}^{n_g} Z_{1i} I_{gi} - \frac{1}{T} Z_{11} I_0 \quad (2.72)$$

En substituant I_D de (2.72) dans (2.65), les courants de charge deviennent :

$$I_{Lk} = -\frac{\ell_k}{T} \sum_{i=1}^{n_g} Z_{1i} I_{gi} - \frac{\ell_k}{T} Z_{11} I_0 \quad (2.73)$$

Soit

$$\rho = -\frac{\ell_k}{T} \quad (2.74)$$

Donc

$$I_{Lk} = \rho_k \sum_{i=1}^{n_g} Z_{1i} I_{gi} + \rho_k Z_{11} I_0 \quad (2.75)$$

En augmentant les courants des générateurs avec la relation ci-dessus sous forme matricielle, nous obtenons :

$$\begin{bmatrix} I_{g1} \\ I_{g2} \\ \vdots \\ I_{gn_g} \\ I_{L1} \\ I_{L2} \\ \vdots \\ I_{Ln_d} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & 1 & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 1 & 0 \\ \rho_1 Z_{11} & \rho_1 Z_{12} & \cdots & \rho_1 Z_{1n_g} & \rho_1 Z_{11} \\ \rho_2 Z_{11} & \rho_2 Z_{12} & \cdots & \rho_2 Z_{1n_g} & \rho_2 Z_{11} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \rho_k Z_{11} & \rho_k Z_{12} & \cdots & \rho_k Z_{1n_g} & \rho_k Z_{11} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{g1} \\ I_{g2} \\ \vdots \\ I_{gn_g} \\ I_0 \end{bmatrix} \quad (2.76)$$

En représentant la matrice ci-dessus par C, l'équation (2.76) devient :

$$I_{bus} = CI_{new} \quad (2.77)$$

En substituant I_{bus} dans (2.63), nous obtenons :

$$\begin{aligned} P_L &= [CI_{new}]^T R_{bus} C^* I_{new}^* \\ &= I_{new}^T C^T R_{bus} C^* I_{new}^* \end{aligned} \quad (2.78)$$

Si S_{gi} est la puissance complexe au JB i , le courant du générateur sera :

$$\begin{aligned} I_{gi} &= \frac{S_{gi}^*}{V_i^*} = \frac{P_{gi} - jQ_{gi}}{V_i^*} \\ &= \frac{1 - j \frac{Q_{gi}}{P_{gi}}}{V_i^*} P_{gi} \end{aligned} \quad (2.79)$$

Où

$$I_{gi} = \psi_i P_{gi} \quad (2.80)$$

Avec

$$\psi_i = \frac{1 - j \frac{Q_{gi}}{P_{gi}}}{V_i^*} \quad (2.81)$$

En ajoutant le courant I_0 au vecteur colonne des courants I_{gi} dans (2.80), nous obtenons :

$$\begin{bmatrix} I_{g1} \\ I_{g2} \\ \vdots \\ I_{gn_g} \\ I_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \psi_1 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & \psi_2 & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \psi_{n_g} & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & I_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \vdots \\ P_{gn_g} \\ 1 \end{bmatrix} \quad (2.82)$$

Ou sous la forme simplifiée :

$$I_{new} = \Psi P_{Gi} \quad (2.83)$$

Où

$$P_{Gi} = \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \vdots \\ P_{gn_g} \\ 1 \end{bmatrix} \quad (2.84)$$

En substituant I de (2.83) dans (2.78), l'équation des pertes devient :

$$\begin{aligned} P_L &= [\Psi P_{G1}]^T C^T R_{bus} C^* \Psi^* P_{G1}^* \\ &= P_{G1}^T \Psi^T C^T R_{bus} C^* \Psi^* P_{G1}^* \end{aligned} \quad (2.85)$$

La matrice résultante dans l'équation ci-dessus est complexe et les pertes de puissance active sont obtenue à partir de sa partie réelle, donc :

$$P_L = P_{G1}^T \Re[H] P_{G1}^* \quad (2.86)$$

Avec

$$H = \Psi^T C^T R_{bus} C^* \Psi^* \quad (2.87)$$

Puisque les éléments de la matrice H sont complexes, sa partie réelle doit être utilisée pour calculer les pertes de puissance active. On constate que H est une matrice hermitienne. Cela signifie que H est symétrique et $H = H^*$. Ainsi, la partie réelle de H est obtenue à partir de :

$$\Re[H] = \frac{H + H^*}{2} \quad (2.88)$$

La matrice ci-dessus est partitionnée comme suit :

$$\Re[H] = \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & \cdots & B_{1n_g} & B_{01}/2 \\ B_{21} & B_{22} & \cdots & B_{2n_g} & B_{02}/2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ B_{n_g1} & B_{n_g2} & \cdots & B_{n_g n_g} & B_{0n_g}/2 \\ B_{01}/2 & B_{02}/2 & \cdots & B_{0n_g}/2 & B_{00} \end{bmatrix} \quad (2.89)$$

En substituant $\Re[H]$ dans (7.106), on obtient :

$$P_L = [P_{g1} \ P_{g2} \ \cdots \ P_{gn_g} \ 1] \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & \cdots & B_{1n_g} & B_{01}/2 \\ B_{21} & B_{22} & \cdots & B_{2n_g} & B_{02}/2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ B_{n_g1} & B_{n_g2} & \cdots & B_{n_g n_g} & B_{0n_g}/2 \\ B_{01}/2 & B_{02}/2 & \cdots & B_{0n_g}/2 & B_{00} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \cdots \\ P_{gn_g} \\ 1 \end{bmatrix} \quad (2.90)$$

Où

$$\begin{aligned}
 P_L = & [P_{g1} \ P_{g2} \ \dots \ P_{gn_g}] \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & \dots & B_{1n_g} \\ B_{21} & B_{22} & \dots & B_{2n_g} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{n_g1} & B_{n_g2} & \dots & B_{n_gn_g} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \dots \\ P_{gn_g} \end{bmatrix} \\
 & + [P_{g1} \ P_{g2} \ \dots \ P_{gn_g}] \begin{bmatrix} B_{01}/2 \\ B_{02}/2 \\ \dots \\ B_{0n_g}/2 \end{bmatrix} + B_{00}
 \end{aligned} \tag{2.91}$$

Pour trouver les coefficients de perte, une solution de l'écoulement de puissance est d'abord obtenue pour l'état de fonctionnement initial. Cela fournit le module de la tension et les angles de phase à tous les JB. À partir de ces résultats, les courants de charge I_{Lk} , le courant de charge total I , et les rapports ℓ_k sont obtenus. Ensuite, la matrice des JB Z_{bus} est déterminée. Cela peut être obtenu en convertissant la matrice d'admittance des JB trouvée à partir de **lfybus**. Ensuite, les matrices de transformation C , I et H sont déterminés. Enfin, les coefficients B sont calculés à partir de l'équation (2.89). Il convient de noter que les coefficients B sont des fonctions de l'état de fonctionnement du système. Si une nouvelle planification de la production n'est pas différente de l'état de fonctionnement initial, les coefficients de perte peuvent être supposés constants. Un programme nommé **bloss** est développé pour le calcul des coefficients B . Ce programme nécessite la solution de l'écoulement de puissance et peut être utilisé après l'un des programmes de calcul de l'écoulement de puissance tels que **lfgauss**, **lfnewton** ou **decouple**.

II.7 Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté une analyse sur le l'optimisation économique des puissances actives de la génération et les programmes de calculs correspondants.

CHAPITRE 3

Application sur un réseau électrique

Chapitre III

Application sur un réseau électrique

III.1 Introduction

Dans ce chapitre on va faire une application sur un réseau de transport haute tension, le réseau (et ses données) proposé à l'étude est pris de la référence [2] et se compose de :

- Le jeu de barre de référence est (1)
- Nombre de JB est (9)
- Nombre de lignes est (11)
- Nombre de générateurs est (3)

L'objectif est d'étudier la répartition optimale des puissances de production entre les centrales de production.

III.2. Données du réseau à calculer

Le réseau proposé à l'étude est représenté par la (Figure III.1).

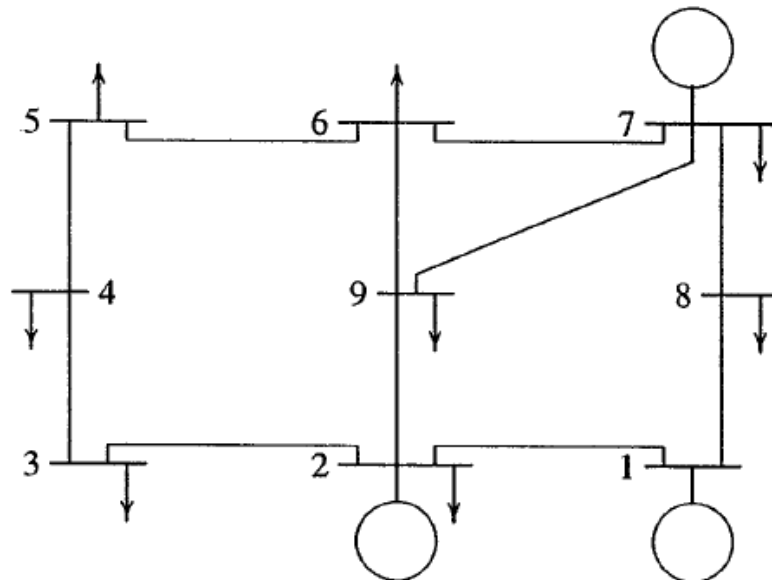


Figure III.1 : schéma du réseau de calcul [2]

a- **Données des JB**

Tableau III.1 : Données des JB

N°	Code	Tension en (p.u)	Angle (deg)	Pch (MW)	Qch (MVar)	P _G (MW)	Q _G (MVar)	Qmin	Qmax	Qshunt
1	1	1.03	0	0	0	0	0	0	0	0
2	2	1.04	0	20	10	120	0	0	250	0
3	0	1	0	25	15	20	0	0	0	1
4	0	1	0	10	5	100	0	0	0	3
5	0	1	0	40	20	300	0	0	0	0
6	0	1	0	60	40	0	0	0	0	0
7	0	1.01	0	10	5	120	0	0	100	0
8	0	1	0	80	60	0	0	0	0	0
9	0	1	0	100	80	0	0	0	0	0

Remarque

Dans la 2^{ème} colonne du tableau III.1 on a le code du JB, on affecte 1 pour le JB de référence, 2 pour les JB P-V et 0 pour les JB de charge (P-Q).

b- **Données des lignes**

Tableau III.2 : Données des lignes

Départ	Arrivée	R en (p.u)	X en (p.u)	B/2 Ysh/2 en (u.r)	Type ligne
1	2	0.018	0.054	0.0045	1
1	8	0.014	0.036	0.0030	1
2	9	0.006	0.030	0.0028	1
2	3	0.013	0.036	0.0030	1
3	4	0.010	0.050	0.0000	1
4	5	0.018	0.056	0.0000	1
5	6	0.020	0.060	0.0000	1
6	7	0.015	0.045	0.0038	1
6	9	0.002	0.066	0.0000	1
7	8	0.032	0.076	0.0000	1
7	9	0.022	0.065	0.0000	1

c- Coûts de Fonctionnement des Générateurs

Les coûts de fonctionnement des générateurs sont exprimés en \$/h et sont donnés par les équations suivantes :

$$C_1 = 240 + 6.7P_1 + 0.009P_1^2$$

$$C_2 = 220 + 6.1P_2 + 0.005P_2^2$$

$$C_7 = 240 + 6.5P_7 + 0.008P_7^2$$

Ces équations décrivent les coûts en fonction de la puissance réelle (P) produite par chaque générateur.

d- Limites de Puissance Réelle des Générateurs

Les limites de puissance réelle pour chaque générateur sont également fournies, indiquant les valeurs minimales et maximales en MW :

Générateur 1 : 50 MW (min) à 200 MW (max)

Générateur 2 : 50 MW (min) à 200 MW (max)

Générateur 7 : 50 MW (min) à 100 MW (max).

III.3 Résultat de calcul de l'écoulement de puissance

Dans ce qui suit on va utiliser des programmes de calcul écrit en Matlab par l'auteur Hadi Saadat [2], le programme de calcul de la répartition optimale des puissances de production entre les centrales électriques s'appelle : **dispatch** et qui s'exécute avec d'autres programmes.

L'exécution du programme nécessite les fichiers de données suivants :

basemva = 100 ; accuracy= 0.00001; maxiter =15 ;

```
busdata=[1 1 1.03 0 00 00 0 0 0 50 0  
2 2 1.04 0 20 10 80 0 00 250 0  
3 0 1.00 0 25 15 0 0 0 0 1  
4 0 1.00 0 10 5 0 0 0 0 3  
5 0 1.00 0 40 20 0 0 0 0 0  
6 0 1.00 0 60 40 0 0 0 0 0  
7 2 1.01 0 10 5 120 0 0 100 0  
8 0 1.00 0 80 60 0 0 0 0 0  
9 0 1.00 0 100 80 0 0 0 0 0];
```

```
linedata= [1  2    0.018    0.054    0.0045    1
           1  8    0.014    0.036    0.0030    1
           2  9    0.006    0.030    0.0028    1
           2  3    0.013    0.036    0.0030    1
           3  4    0.010    0.050    0.0000    1
           4  5    0.018    0.056    0.0000    1
           5  6    0.020    0.060    0.0000    1
           6  7    0.015    0.045    0.0038    1
           6  9    0.002    0.066    0.0000    1
           7  8    0.032    0.076    0.0000    1
           7  9    0.022    0.065    0.0000    1];
```

```
cost= [240  6.7  0.009
       220  6.1  0.005
       240  6.5  0.008];
mwlimits=[50  200
          50  200
          50  100];
```

Le calcul de la répartition optimale des puissances de production entre les centrales électriques nécessite les programmes suivants :

```
lfbus      % Forme la matrice d'admittance des nœuds
lfnewton   % Solution de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson
busout    % Affiche la solution de l'écoulement de puissance à l'écran
bloss     % Obtient les coefficients de la formule de perte
gencost   % Calcule le coût total de génération en $/h
dispatch % Obtient la répartition optimale de la puissance générée
            % dpslack est la différence (valeur absolue) entre la puissance
            % de génération au nœud de référence planifiée à partir de
            % l'équation de coordination, et celle obtenue à partir de la solution de
            % l'écoulement de puissance.
while dpslack > 0.001 % Répéter jusqu'à ce que dpslack soit dans la tolérance
lfnewton      % Nouvelle solution de l'écoulement de puissance
bloss        % Les coefficients de perte sont mis à jour
dispatch     % Répartition optimale de la génération avec les nouveaux coefficients B
end
busout       % Affiche la solution finale de l'écoulement de puissance
gencost      % Coût de génération avec planification optimale des générateurs
```

Après exécution de tous ces programmes nous avons obtenus les résultats suivants :

Power Flow Solution by Newton-Raphson Method

Maximum Power Mismatch = 2.11579e-011

No. of Iterations = 4

Bus No.	Voltage Mag.	Angle Degree	-----Load-----		---Generation---		Injected
			MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	1.030	0.000	0.000	0.000	150.435	9.887	0.000
2	1.040	-2.301	20.000	10.000	80.000	202.154	0.000
3	1.019	-3.082	25.000	15.000	0.000	0.000	1.000
4	1.004	-3.759	10.000	5.000	0.000	0.000	3.000
5	0.988	-4.141	40.000	20.000	0.000	0.000	0.000
6	0.991	-3.376	60.000	40.000	0.000	0.000	0.000
7	1.010	-1.637	10.000	5.000	120.000	33.469	0.000
8	1.001	-1.289	80.000	60.000	0.000	0.000	0.000
9	1.004	-3.100	100.00	80.000	0.000	0.000	0.000
Total			345.000	235.000	350.435	245.510	4.000

>> blossom

B =

0.0108 0.0011 -0.0006

0.0011 0.0308 -0.0010

-0.0006 -0.0010 0.0078

B0 =

1.0e-003 *

0.0143 0.2625 0.0096

B00 =

1.4232e-006

Total system loss = 5.4149 MW

>> gencost

Total generation cost = 3326.79 \$/h

>> dispatch

Incremental cost of delivered power (system lambda) = 8.585995 \$/MWh

Optimal Dispatch of Generation:

93.4517

161.2240

100.0000

Absolute value of the slack bus real power mismatch, **dpslack = 0.5698 pu**

>> while dpslack > 0.001

lfnewton

bloss

dispatch

end

1ère itération

B =

0.0120 0.0013 -0.0007

0.0013 0.0092 -0.0009

-0.0007 -0.0009 0.0082

B0 =

1.0e-003 *

0.0662 0.1113 0.0120

B00 =

1.4243e-006

Total system loss = 4.12666 MW

Incremental cost of delivered power (system lambda) = 8.164875 \$/MWh

Optimal Dispatch of Generation:

71.9980

179.3812

97.9427

Absolute value of the slack bus real power mismatch, **dpslack = 0.1592 pu**

2ème itération

B =

0.0133 0.0014 -0.0007

0.0014 0.0080 -0.0008
-0.0007 -0.0008 0.0082

B0 =

1.0e-004 *

0.9491 0.9575 0.1204

B00 =

1.4247e-006

Total system loss = 4.02054 MW

Incremental cost of delivered power (system lambda) = 8.152344 \$/MWh

Optimal Dispatch of Generation:

70.4917

181.3637

97.1862

Absolute value of the slack bus real power mismatch, **dpslack = 0.0122 pu**

3ème itération

B =

0.0135 0.0014 -0.0007
0.0014 0.0078 -0.0008
-0.0007 -0.0008 0.0082

B0 =

1.0e-004 *

0.9761 0.9427 0.1219

B00 =

1.4247e-006

Total system loss = 4.01647 MW

Incremental cost of delivered power (system lambda) = 8.151350 \$/MWh

Optimal Dispatch of Generation:

70.3503

181.5573

97.1107

Absolute value of the slack bus real power mismatch, **dpslack = 0.0013 pu**

4ème itération

B =

0.0135 0.0014 -0.0007
 0.0014 0.0078 -0.0008
 -0.0007 -0.0008 0.0082

B0 =

1.0e-004 *
 0.9788 0.9413 0.1220

B00 =

1.4247e-006

Total system loss = 4.01613 MW

Incremental cost of delivered power (system lambda) = 8.151257 \$/MWh

Optimal Dispatch of Generation:

70.3366

181.5760

97.1034

Absolute value of the slack bus real power mismatch, **dpslack = 0.0002 pu**

>> busout

Power Flow Solution by Newton-Raphson Method

Maximum Power Mismatch = 1.55082e-008

No. of Iterations = 2

Bus No.	Voltage		Angle		-----Load-----		--Generation---		Injected
	Mag.	Degree	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	
1	1.030	0.000	0.000	0.000	70.360	35.459	0.000	0.000	
2	1.040	-0.142	20.000	10.000	181.557	169.819	0.000	0.000	
3	1.019	-1.066	25.000	15.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000
4	1.004	-1.937	10.000	5.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3.000
5	0.988	-2.554	40.000	20.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	0.992	-2.046	60.000	40.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

7	1.010	-0.738	10.000	5.000	97.111	36.642	0.000
8	1.001	-1.006	80.000	60.000	0.000	0.000	0.000
9	1.005	-1.426	100.00	80.000	0.000	0.000	0.000
Total			345.000	235.000	349.028	241.919	4.000

>> gencost

Total generation cost = 3194.85 \$/h

III.4 Interprétations des résultats

Tableau III.3 : Comparaison de la répartition des puissances avant et après optimisation

		Générateur 1	Générateur 2	Générateur 7
Avant optimisation	Puissances	150.435	80	120
	Pertes de puissances totales	5.4149		
	Coût total de génération	3326.79 \$/h		
Après optimisation	Puissances (MW)	70.36	181.557	97.111
	Pertes de puissances totales	4.01613		
	Coût total de génération	3194.85 \$/h		

D'après le tableau III.3, on voit clairement que la répartition optimale des puissances générées, nous permet d'optimiser les puissances des sources de productions avec un gain dans les pertes de puissances (diminution de 5.4149 à 4.01613 MW) et dans les coûts de production (diminution de 3326.79 \$/h à 3194.85 \$/h).

Concernant les coûts de production, l'optimisation nous permet de gagner (3326.79-3194.85=131.94 \$/h), ce qui représente (131.94 * 365* 24 =1.155.794,4 \$/an).

III.5 Conclusion

Dans ce chapitre on a fait une application sur un réseau électrique à 09 jeux de barres, le calcul de l'écoulement de puissance de ce réseau par la méthode de Newton-Raphson nous a permet

de trouver une répartition de puissance, on a amélioré ces résultats par l'utilisation d'autres programmes avec lesquelles on a déterminé une répartition optimale des puissances en minimisant le coût de production et les pertes de puissance active.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Notre travail a porté sur l'analyse optimale de l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques. Pour aborder ce problème, nous avons exploré et utilisé plusieurs programmes de calcul en Matlab.

On commence le calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson qui est la meilleure méthode itérative [1], la répartition des puissances obtenus n'est pas optimale, pour cela pour améliorer ces résultats, on utilise d'autres programmes pour aboutir à une répartition optimale en réduisant en 1^{er} lieu le coût de production et en 2^{ème} lieu minimisant les pertes de puissances.

L'application sur un réseau à 09 JB et 03 sources de production, le calcul de la répartition optimale nous a permis d'obtenir une répartition optimale des puissances actives de génération avec un gain annuel important du coût de production et diminution des pertes de puissances.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] SELLAOUI Billal, LEGRINI Aida « Répartition de puissances dans un réseau électrique » Mémoire de Master en réseaux électriques, Université 8 mai 1945 Guelma, 2024.
- [2] Hadi SAADAT, “Power system analysis”, Editions: McGraw Hill, New Delhi, 2002.
- [3] G. SHRINIVASAN, “Power system analysis”, second revised edition, technical publications pune, India, 2009.

.