

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université A MIRA-BEJAIA



Faculté de Technologie

Départements de Génie Electrique

Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique

Option : Réseaux électriques

Thème :

Le dispatching économique dans les réseaux électriques par les algorithmes génétiques

Présenté par :

Mr HIDRA Lahlou & M^{lle} YDJEDD Kenza

Devant le jury composé de :

Mr. A.MEDJDOUB

Dr. A. BOUZIDI

M^M L.CHEKAL

M. OUAkli Mohand Akli

MCA

/

Président

Encadreur

Examineur

Co-Encadreur

Année Universitaire : 2021-2022

Remerciements

On tient tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous 'a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.

*Nos sincères remerciements pour notre encadreur **Dr. Athman Bouzidi**, maître de conférences à l'université Tharga ouzemmour de Bejaïa, et notre co-encadreur **M. Ouakli Mohand Akli** pour leurs disponibilités, leurs conseils lucides et pertinents, leurs patiences et leurs précieux suivis durant toute la période du travail.*

*Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury **Mr. Abdellah Medjdoub** et madame **Lila Chekal** pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre travail en acceptant d'examiner notre mémoire et de l'enrichir par leurs recommandations.*

Nous remercions également tous les enseignants de département Génie Electrique de l'université de Bejaïa qui ont participé à notre formation pendant tout le cycle universitaire.

Nous remercions tous nos Ami(e)s qu'on aime tant à qui on doit notre reconnaissance et notre attachement : pour leur sincère amitié et confiance et aussi pour leurs aides durent cette période.

Enfin nous exprimons nos profonds remerciements et tous nos respects pour nos très chers parents, qui nous ont éduqué, encadré et soutenu par tous les moyens, jours après jours, depuis notre naissance jusqu'à ce jour-là.

À tous ces intervenants, en présente nous remerciements, notre respect et notre gratitude.



- Lahlou & Kenza -

Dédicace

*Je dédie ce mémoire de fin d'études
Aux deux êtres les plus chers, mes parents*

"Hocine & Hamida"

Tous les mots du monde ne sauraient exprimer l'immense amour que je vous porte, ni la profonde gratitude que je vous témoigne pour tous les efforts et les sacrifices que vous n'avez jamais cessé de consentir pour mon instruction et mon bien-être. C'est à travers vos encouragements que j'ai opté pour la réussite dans mes études, et c'est à travers vos critiques que je me suis réalisée. J'espère avoir répondu aux espoirs que vous avez fondés en moi.

Je vous rends hommage par ce modeste travail en guise de ma reconnaissance éternelle et de mon amour infini. Que Dieu tout puissant vous garde et vous procure santé, bonheur et longue vie.

A ma seule sœur " Lylia" et mon unique frère " Menad "

A mon cher oncle" Mhanna "et sa petite fille " Ania " et sa femme " Kaissa "

Pour l'accueille dans leur maison et qui m'encourageait toujours et ont été une aide pour moi, ainsi que toute mes grandes mère " Yamma Zeja & Jidda henifa" et ma tante " khalti dalida " et ces enfants " Ali & Sylia & Elyne & Seddik ".

A ma binome " Ydjedd kenza" et mes meilleurs amis : " A/Rahim Ouyougoute, Abdeslam kara, Lotfi Belkhir, Keiredine Ikhlef, Samira Imadalou, Meriem Ydjedd, Nadir Yahiaoui, Lamine Bournine, samir Issadounene, Réda Idir, Massine Idri, Aïmed Boucherba, Yassmina Ben Meziane, Kenza Bakdi, Nassim kadi, Camy Rachedi, Ameel YD, Massi Moussaoui,

Yanis louasli, Samy Ikken, Idir Sadeli, Serhan Farouk".

Pour leurs soutien, que vous excite dans ma vie.

A toute mes collègues chacun de son nom de la promotion 2022 " Réseaux Electrique".

A tous les enseignants de ma période d'étude.



- Laħlou -

Dédicace

Je dédie ce travail

A mon père Mohamed qui a toujours rêvé de ce jour.

Et ma maman Dalila qui m'a soutenue et encouragé durant ces années d'études. Qu'elle trouve ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.

A mes frères, Kousséila Zinedine mes sœurs Meriem Lynda Sabrina Amel Manel Mouna Imene Thileli Thinhinane mes grands-parents ma grand-mère Hassina et Djamila

et ceux qui ont partagé avec moi tous les moments d'émotion lors de la réalisation de ce travail. Ils m'ont chaleureusement Supporté et encouragé tout au long de mon parcours.

A ma famille, mes proches Khali Hassen , dada Waki Nana Tassadit , Mima et Hanene

et à ceux qui me donne de l'amour et de la vivacité

*A mon oncle Loucif qui m'a encouragé durant mes moments difficiles.
A tous mes amis qui m'ont toujours aidé, et à qui je souhaite plus de succès.*

A tous ceux que j'aime.



- Kenza -

Remerciements

Dédicace

Table des matières

Liste des symboles & acronymes

Liste des tableaux

Liste des figures

Introduction Générale.....0

Chapitre I

Modélisation des éléments de puissance dans les réseaux électriques

| | |
|---|----|
| I.1. Introduction..... | 3 |
| I.2. Histoire de l'écoulement de puissance..... | 3 |
| I.3. Généralité sur l'écoulement de puissance..... | 4 |
| I.3.1. Définition l'écoulement de puissance..... | 4 |
| I.3.2. But de l'étude de l'écoulement de puissance..... | 4 |
| I.4. Modélisations des éléments de puissance d'un réseau électrique..... | 5 |
| I.4.1. Générateurs de puissance..... | 5 |
| I.4.2. Lignes de transport..... | 6 |
| I.4.2.1 Ligne de transmission courte ($l < 80\text{Km}$)..... | 6 |
| I.4.2.2 Ligne de transmission moyenne ($80\text{Km} < l < 240\text{Km}$)..... | 7 |
| I.4.2.3 Ligne transmission longue ($l > 240\text{Km}$)..... | 8 |
| I.4.3. Charges électriques..... | 10 |
| I.4.4. Transformateur de puissance..... | 11 |
| I.4.5. Éléments shunt..... | 11 |
| I.5. Équations d'écoulement de puissance..... | 12 |
| I.5.1. Matrice Admittances..... | 13 |
| I.5.1.1. Formation de la matrice admittance nodale [<i>Ynodale</i>] à partir des admittances des éléments du réseau..... | 13 |
| I.5.2 Équation de calcul d'écoulement de puissance d'un réseau à n accès..... | 15 |
| I.6. Formulation du problème..... | 15 |
| I.6.1. Équation générale de la puissance..... | 15 |
| I.6.2. Puissance écoulee dans les lignes..... | 16 |
| I.6.3. Puissance écoulee dans les transformateurs régulateurs..... | 16 |
| I.6.4. Calcul des pertes totales dans le réseau..... | 18 |
| I.7. Méthodes numérique de résolution d'un problème d'écoulement de puissance..... | 18 |
| I.7.1. Méthode Newton-Raphson..... | 19 |
| I.7.1.1. Représentation géométrique de la méthode Newton-Raphson..... | 19 |

Table des matières

| | |
|--|----|
| I.7.1.2. Principe de la méthode Newton-Raphson | 19 |
| I.7.1.3. Application de la méthode Newton-Raphson pour l'écoulement de puissance | 20 |
| I.7.1.4. Système d'équation à résoudre..... | 22 |
| I.7.1.5. Calcul des éléments du Jacobien..... | 23 |
| I.7.1.6. Résolution | 24 |
| I.7.2. Méthode de Newton-Raphson découplée..... | 25 |
| I.7.3. Méthode de Newton-Raphson découplée rapide..... | 26 |
| I.6.4. Algorithme pour la méthode de Newton-Raphson..... | 26 |
| I.7.5. Avantages et inconvénients de la méthode Newton-Raphson..... | 28 |
| I.8. Conclusion | 28 |

Chapitre II

Dispatching économique dans les réseaux électriques

| | |
|---|----|
| II.1. Introduction..... | 30 |
| II.2. Description de répartition économique de l'électricité..... | 31 |
| II.3. Aperçu sur l'architecteur des réseaux électrique | 32 |
| II.4 Stratégie du fonctionnement des centrales électriques | 33 |
| II.4.1. Unités de charge de base..... | 34 |
| II.4.2. Unités intermédiaires | 34 |
| II.4.3. Unités de pointes..... | 34 |
| II.4.4. Unité de réserve | 35 |
| II.5. Dispatching économique | 35 |
| II.5.1. Définition dispatching économique | 35 |
| II.5.2. Objectif du dispatching économique | 36 |
| II.5.3. Fonction objectif..... | 37 |
| II.5.4. Contraintes..... | 40 |
| II.5.4.1. Contraintes d'égalité..... | 40 |
| II.5.4.2 Contraintes d'inégalité..... | 41 |
| II.6. Formulation mathématique du problème dispatching économique | 41 |
| II.7. Méthode de résolution du dispatching économique..... | 42 |
| II.7.1. Dispatching économique sans pertes | 42 |
| II.7.1.1. Méthode de Lagrange | 42 |
| II.7.1.2 Méthode graphique du problème dispatching économique | 43 |
| II.7.2. Dispatching économique avec pertes..... | 44 |
| II.7.2.1. Calcule des pertes | 45 |
| II.7.2.2. Méthode de Lagrange | 47 |
| II.7.2.3. Méthode de gradient | 52 |
| II.8. Conclusion | 55 |

Table des matières

Chapitre III

Méthode d'optimisation par les algorithmes génétiques

| | |
|--|----|
| III.1. Introduction | 56 |
| III.2. Définition de l'optimisation | 56 |
| III.2.1. Fonction Objectif..... | 57 |
| III.2.2. Variables de décision..... | 57 |
| III.2.3. L'espace d'état (l'espace de recherche)..... | 57 |
| III.2.4. Contraintes..... | 57 |
| III.3. Méthodes méta-heuristiques | 57 |
| III.4. Propriétés des méta-heuristiques | 58 |
| III.5. Classification des méthodes méta-heuristiques | 58 |
| III.5.1. Méthodes méta-heuristiques à population (évolutionnaires)..... | 58 |
| III.5.2. Méthodes méta-heuristiques à solution uniques (parcours)..... | 58 |
| III.6. Principe des méthodes méta-heuristiques les plus répondues | 60 |
| III.6.1. Recuit simulé (RS) | 60 |
| III.6.2. Optimisation par Essaims de particules (PSO)..... | 60 |
| III.6.3. Recherche Tabou (TabouSearch TS)..... | 60 |
| III.6.4. Optimisation colonie de fourmis (AntcolonyOptimization ACO) | 61 |
| III.6.5. Algorithmes Evolutionnaires..... | 61 |
| III.7. Algorithmes génétiques (AG)..... | 62 |
| III.7.1. Introduction | 62 |
| III.7.2. Historique | 62 |
| III.7.3. Principes d'algorithmes génétiques | 62 |
| III.7.3.1. Présentation des algorithmes génétiques | 64 |
| III.7.4. Codage..... | 64 |
| III.7.4.1. Codage binaire..... | 64 |
| III.7.4.2. Codage réel..... | 65 |
| III.7.4.3. Génération aléatoire de la population initiale..... | 65 |
| III.7.4.4 .Fonction de performance | 66 |
| III.7.5. Opérateur des algorithmes génétiques..... | 66 |
| III.7.5.1. Sélection | 66 |
| III.7.5.2. Croisement | 68 |
| III.7.5.3. Mutation | 70 |
| III.7.5.4. Critère d'arrêt | 71 |
| III.7.6. Domaine d'application des algorithmes génétiques | 71 |
| III.7.7. Organigramme de l'algorithme génétique..... | 72 |
| III.8. Conclusion..... | 73 |

Table des matières

Chapitre IV

Simulation et interprétation des résultats

| | |
|--|------------|
| IV.1. Introduction | 74 |
| IV.2. Stratégie de notre travail | 74 |
| IV.3. Caractéristique du réseau test IEEE30bus..... | 75 |
| IV.4. Formulation du problème..... | 75 |
| IV.4.1. Minimisation de coût total de production..... | 77 |
| IV.4.2. Minimisation d'émission de gaz à effet de serre (NO _x , SO ₂ , CO ₂ et CO)..... | 77 |
| IV.5. Optimisation par les algorithmes génétiques (AG)..... | 77 |
| IV.5.1. Paramètres de l'algorithme génétique | 78 |
| IV.6. Simulation du dispatching économique par les algorithmes génétique..... | 78 |
| IV.6.1. Dispatching économique sans pertes..... | 78 |
| IV.6.2. Dispatching économique avec pertes avec minimisation du coût total de production C_t .. | 79 |
| IV.6.3. Dispatching économique avec minimisation des coûts de production et des pertes | 81 |
| IV.6.4. Dispatching économique avec minimisation du coût total de production et des gaz à effet serre | 83 |
| IV.6.5. Dispatching économique avec minimisation du coût total, des pertes et des gaz à effet serre | 85 |
| IV.6.6. Dispatching économique avec l'augmentation de la charge | 87 |
| IV.7. Écoulement de puissance par la méthode de N-R du réseau surchargé | 88 |
| IV.8. Comparaison et interprétation des résultats : | 91 |
| IV.9. Conclusion..... | 93 |
| Conclusion générale | 93 |
| Références bibliographiques..... | 96 |
| Annexe..... | 100 |

Liste des symboles & acronymes

Liste des symboles

| | |
|--------------------|---|
| V_{min}, V_{max} | limites minimale et maximale de la tension Respectivement |
| Q_{min}, Q_{max} | Limites minimale et maximale de La puissance réactive Respectivement |
| Eg | La force électromagnétique du générateur |
| Xg | La réactance du générateur |
| V_i | La tension à l'accès i |
| φ_i | Angle de phase à l'accès i |
| Π | modèle la ligne électrique en Π . |
| \bar{Z}_c | L'impédance caractéristique de la ligne donnée par la relation |
| J.D.B | Jeu de barre |
| P | La puissance active |
| Q | La puissance réactive |
| P_D, Q_D | Les puissance demandé (active et réactive) |
| X | Variables d'état |
| U | Vecteur de contrôle |
| n | Nombre de jeux de barres de tout le réseau |
| P_G, Q_G | Les puissances générer (active et réactive) |
| Y_{bus} | La matrice nodale des admittances carrée d'ordre $(n \times n)$. |
| Z_{bus} | Matrice impédance nodale. |
| I_{bus} | Vecteur courant aux J.d.B |
| I_i | Le courant injecté à l'accès i. |
| I_{ij} | Le courant qui circule entre l'accès i et l'accès j à travers la branche (i-j) |
| V_i, V_j | Sont respectivement les tensions aux accès i et j |

Liste des symboles & acronymes

| | |
|---|--|
| y_{ij} | L'admittance propre de la branche (i-j) |
| y_{pij} | Admittance shunt de la ligne. |
| Y_{i0} | La somme des admittances transversales des lignes reliées à l'accès i. |
| Y_{ij} | Sont les éléments de la matrice admittance nodale du réseau relatifs. |
| S_i | La puissance apparente. |
| $\bar{S}_{Loss ij}$ | Puissance apparente perdue dans la branche (i-j). |
| \bar{S}_{ij} | Puissance apparente qui transite de l'accès i vers l'accès j. |
| \bar{S}_{ji} | Puissance apparente qui transite de l'accès j vers l'accès i |
| $\bar{P}_{Loss ij}$ | Puissance active perdue dans la branche (i-j) |
| $\bar{Q}_{Loss ij}$ | Puissance réactive perdue dans la branche (i-j) |
| [J] | Matrice Jacobien |
| J1, J2, J3, J4 | Les éléments de jacobéenne |
| a_i, b_i, c_i | Les coefficients de la fonction coût propres à chaque générateur (i) |
| P_{gi} | Puissance active générée par unité de génération (i) |
| C_i | La fonction coût de la centrale (i) exprimée en \$/h |
| ng | Nombre de nœuds générateurs (producteurs) |
| $\frac{\partial C_i}{\partial P_{gi}}$ | Le coût incrémental du générateur i |
| $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i, d_i, e_i$ | Les coefficients de la fonction émission attachées à chaque groupe de production |
| C_t | Fonction objective de coût total de production |
| P_D | La puissance active totale absorbée (consommée) par toute la charge |
| P_{Di} | La puissance active totale absorbée (consommé) par la charge (i) |
| P_L | Les pertes actives les lignes de transmission |
| nd | Nombre de nœud consommateurs |
| P_{gi}^{max} | Limite maximale de production de la puissance générée d'une centrale i |

Liste des symboles & acronymes

| | |
|--------------------------|--|
| P_{gi}^{min} | Limite maximale de production de la puissance générée d'une centrale i |
| λ | Le multiplicateur de Lagrange |
| L | La fonction de Lagrange |
| B_{ij}, B_{0i}, B_{00} | Coefficients de pertes (constantes réelles) |
| Ψ | Vecteur des déphasages entre lignes |
| M | Matrice d'incidence des lignes |
| Φ | Vecteur des phases des nœuds |
| FP_i | Facteur de pénalité d'un générateur (i) |
| Pu | per unit (unité relative) |

Liste des acronymes

| | |
|------------|--|
| EP | Ecoulement de puissance |
| N-R | Newton-Raphson |
| OPF | Optimal Power Flow (Ecoulement de Puissance Optimal) |
| DE | Dispatching Economique |
| OD | l'outil optimal dispatch |
| AG ou GA | Algorithme Génétique |
| GES | Gaz à effet de serre |
| PSO ou OEP | Algorithmes Essaims Particulaires |
| CEED | Combined Economic Emission Dispatch |
| MW | Méga Watt |
| KW | kilo watt |
| MVA | Méga volt ampère |
| \$/h | Dollar par heure |
| Ton/h | Tonne par heure |

Liste des symboles & acronymes

Kg/hr Kilo gramme par heure

Réf Référence

Liste des tableaux

| | |
|--|----|
| Tableau1 IV.1. Puissances optimales sans minimisation gaz effet serre sans pertes..... | 79 |
| Tableau1 IV.2. Puissances optimales sans minimisation gaz effet serre sans minimisation des pertes. | 80 |
| Tableau1 IV.3. Résultats et simulation de réseau 30 nœuds (puissance injecté)..... | 81 |
| Tableau1 IV.4. Puissances optimales avec pertes avec minimisation du coût total de production | 82 |
| Tableau1 IV.5. Résultats de l'OPF du réseau test avec les productions optimales obtenues par les AG. | 83 |
| Tableau1 IV.6. Puissances optimales avec minimisation du coût total (Ct) et des gaz à effet serre | 84 |
| Tableau1 IV.7. Résultats de l'OPF du réseau test avec les productions optimales obtenues par les AG | 85 |
| Tableau1 IV.8. Puissances optimales avec minimisation du coût total (Ct), des pertes (P_L) et des gaz à effet serre | 86 |
| Tableau1 IV.9. Résultats de l'OPF du réseau test avec les productions optimales obtenues par les AG..... | 87 |
| Tableau1 IV.10. Calcul par les AG des Puissances optimales de production dans le cas d'une surcharge. | 88 |
| Tableau1 IV.11. Résultats de l'OPF du réseau test surchargé avec les productions optimales obtenues par les AG. | 89 |
| Tableau1 IV.12. Pertes active du réseau électrique IEEE30 Jeux de barre | 90 |
| Tableau1 IV.13. Tableau comparatif des différents résultats de DE (formule de Kron)... | 92 |
| Tableau1 IV.14. Tableau comparatif des différents résultats de DE (formule OPF)..... | 92 |

Liste des figures

| | |
|---|----|
| Figure1 I.1. Évolution des méthodes de l'écoulement de puissance. | 4 |
| Figure1 I.2. Schéma équivalent d'un générateur..... | 5 |
| Figure1 I.3. Modélisation d'une centrale de production la puissance réactive peut être fournie ou consommée, selon le réglage de l'alternateur. | 6 |
| Figure1 I.4. Modèle d'une ligne courte..... | 6 |
| Figure1 I.5. Ligne de longueur moyenne, représentation en Π | 7 |
| Figure1 I.6. Schéma unifilaire d'une ligne longue par unité de longueur avec les paramètres suivants..... | 9 |
| Figure1 I.7. Représentation de la direction de puissance consommé ou délivré par la charge. | 10 |
| Figure1 I.8. Modèle de transformateur de puissance. | 11 |
| Figure1 I.9. Modèle des éléments shunts. | 12 |
| Figure1 I.10. Réseau électrique avec trois nœuds [18]. | 12 |
| Figure1 I.11. Schéma équivalent d'une ligne en Π | 13 |
| Figure1 I.13. Circuit équivalent d'une ligne entre les accès i et j. | 16 |
| Figure1 I.14. Transformateur à gradin. | 17 |
| Figure1 I.15. Schéma équivalent en π d'un transformateur à Gradin. | 17 |
| Figure1 I.16. Représentation géométrique de la méthode de N-R. | 19 |
| Figure1 II.1. Classification du problème de planification de la puissance active..... | 32 |
| Figure1 II.2. Stratégie de fonctionnement des centrales suivant la demande de puissance électrique. | 34 |
| Figure1 II.3. Catégories de classification du dispatching économique. | 36 |
| Figure1 II.4. Modèle du système électrique utilisé dans le dispatching économique [32]. | 36 |
| Figure1 II.5. Caractéristique du coût de production d'un générateur thermique..... | 37 |
| Figure1 II.6. Courbe de l'accroissement du coût de combustible..... | 38 |
| Figure1 II.7. Rejets d'une centrale au charbon en une seule journée. | 39 |
| Figure1 II.8. La méthode graphique de résolution de l'D.E sans pertes. | 44 |
| Figure1 III.1. Structure globale du problème d'optimisation. | 56 |
| Figure1 III.2. Classification des Méthodes Méta-heuristiques. | 59 |
| Figure1 III.3. Principales catégories des Algorithmes Evolutionnaires. | 61 |
| Figure1 III.4. Les quatre niveaux d'organisation des AG. | 63 |
| Figure1 III.5. Illustration du codage des variables d'optimisation. | 65 |

Liste des figures

| | |
|---|----|
| Figure1 III.6. Le codage réel et le codage binaire. | 65 |
| Figure1 III.7. Représentation de sélection par roulette..... | 67 |
| Figure1 III.8. Représentation d'une sélection par tournoi d'individus pour un critère maximisation (chaque individu représente une solution possible)..... | 67 |
| Figure1 III.9. Croisement en seul point. | 68 |
| Figure1 III.10. Croisement en multipoints ($m = 4$). | 69 |
| Figure1 III.11. Le croisement uniforme. | 69 |
| Figure1 III.12. La mutation binaire. | 70 |
| Figure1 III.13. L'organigramme de l'algorithme génétique..... | 72 |
| Figure1 IV.1. Structure de la méthodologie de calcul du DE. | 74 |
| Figure1 IV.2. Schéma unifilaire du Réseau électrique IEEE 30 J.D.B..... | 75 |
| Figure1 IV.3. Caractéristique de convergence de l'AG : minimisation de coût de production sans pertes sans considération de l'émission de gaz. | 97 |
| Figure1 IV.4. Module des tensions du réseau électrique à 30 J.D.B par NR..... | 90 |
| Figure1 IV.5. Angles des tensions du réseau électrique à 30 J.D.B par NR..... | 90 |
| Figure1 IV.6. Pertes actives du réseau électrique à 30 J.D.B par NR..... | 91 |

Introduction Générale

Le rôle principal de toute entreprise chargée de la production d'énergie électrique est d'assurer à tout moment, et en tout lieu, la couverture des demandes des utilisateurs en puissances actives et réactives. L'entreprise doit en outre garantir une qualité acceptable de la puissance avec un coût d'exploitation réduit. Pour bien exploiter un réseau électrique, il faut tout d'abord résoudre les problèmes d'ordre technique et économique. Souvent, on se trouve confronté à un problème, qui est celui de la répartition économique des puissances. Au début, la solution utilisée consiste à charger ou à faire produire au maximum les unités ayant le meilleur rendement. Cette solution n'est pas rentable puisque l'abus de fonctionnement des machines diminue leurs durées de vie et par conséquent, les frais d'entretien et de maintenance augmentent considérablement. L'extension et la complexité du réseau, laissent le choix aux chercheurs de développer de nouvelles méthodes afin de contribuer à l'allègement de ce problème [1].

Le dispatching économique des unités de production d'énergie électrique a toujours occupé une place importante dans l'industrie de l'énergie électrique surtout avec une grande interconnexion des réseaux d'électricité, l'apparition de la crise de l'énergie dans le monde et la hausse continue des prix et le défi du respect de l'environnement. Il faut donc planifier les puissances actives et réactives de chaque centrale électrique de telle sorte que le coût total de fonctionnement du réseau et les émissions des gaz toxiques dans l'atmosphère entière soit minimal, d'une autre façon, il faut varier les puissances actives et réactives des générateurs dans certaines limites afin de satisfaire la demande particulière de la charge avec un coût minimal du combustible et minimiser l'effet d'émission de pollution (*Protocole de Kyoto, 2005*) et utiliser des sources d'énergies renouvelables. Ce processus est appelé l'écoulement de puissance optimal, et parfois, il est aussi connu comme le problème du dispatching économique [2].

De nombreuses techniques existent pour trouver un minimum global dans les problèmes d'optimisation non-linéaires, ce sont souvent les méthodes méta-heuristiques.

Les méta-heuristiques forment une famille d'algorithmes d'optimisation visant à résoudre des problèmes d'optimisation difficiles pour lesquels on ne connaît pas de méthode classique plus efficace. Ces dernières sont généralement des algorithmes stochastiques, qui progressent vers un optimum par échantillonnage d'une fonction objectif. Les méta-heuristiques sont souvent inspirées par des systèmes naturels, qu'ils soient pris en physique (cas du recuit simulé), ou en biologie de l'évolution (cas des algorithmes génétiques) ou encore en éthologie (cas des algorithmes de colonies de fourmis). Elles sont généralement utilisées comme des méthodes génériques pouvant optimiser de larges gammes de problèmes différents, sans nécessité de changements profonds dans l'algorithme employé [3].

L'objectif de base d'un dispatching économique est la génération et l'exploitation à coût minimal de l'énergie électrique en satisfaisant toute la demande avec toutes les contraintes de système. D'après la synthèse bibliographique, nous avons constaté que plusieurs méthodes classiques et modernes ont été utilisées pour résoudre le problème du dispatching économique de l'énergie électrique. Actuellement on utilise une nouvelle approche qui est l'application de l'intelligence artificielle, parmi laquelle on trouve les algorithmes génétiques (GA).

Il y a deux éléments de base qui s'ajoutent au problème de dispatching économique de puissance. Le premier est la modélisation du réseau électrique (Network Constraint Model) et le deuxième est le développement d'une formule pour le calcul et l'assignation des pertes de transmission [4].

L'exploitation du grand développement du domaine informatique et l'apparition des nouvelles générations d'ordinateurs plus rapides et plus puissants, ont conduit à une étude plus profonde et un calcul plus précis et rigoureux du réseau électrique, en général cette étude est divisée en quatre chapitres :

Le premier chapitre : est consacré à l'étude et l'analyse de l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques par les méthodes itératives (en particulier la méthode de Newton –Raphson), ainsi que cette méthode est la plus utilisée pour la résolution de ce problème, et cela dans le but d'avoir une exploitation économique conduisant à une meilleure utilisation de ces sources.

Le deuxième chapitre : le dispatching économique, son objectif et son mode d'exploitation des unités des générations, le dispatching économique dans les réseaux sans pertes ou avec pertes, et quelques définitions, on a aussi démontré la fonction du coût de production et celle d'émission de gaz pour avoir la fonction objective du coût total optimal.

Le troisième chapitre : donne un aperçu et une présentation des nouvelles techniques appliquées pour résoudre le problème du dispatching économique et dites d'intelligence artificielle et des méthodes méta-heuristiques en se servant de la technique algorithme génétique (GA).

Le quatrième chapitre : on teste le programme de calcul optimal dispatching économique et l'écoulement de puissance. On utilise les algorithmes génétiques (GA) sur le réseau électriques IEEE 30 jeux de barres. Les résultats obtenus sont également analysés.

Nous terminerons notre travail par une conclusion et différentes perspectives de recherche qui nous semblent intéressantes pour la continuité de ce travail.

Chapitre I

Modélisation des éléments de puissance dans les réseaux électriques

I.1. Introduction

L'étude de l'écoulement de puissance (load flow ou power flow) ou répartition des charges permet d'avoir la solution des grandeurs d'un réseau électrique en fonctionnement normal et anormal afin d'assurer une exploitation efficace, c'est-à-dire conforme aux normes techniques. Ces grandeurs sont les tensions aux nœuds, les puissances injectées aux nœuds et celles qui transitent dans les lignes. Les pertes et les courants s'en déduisent. Les études de l'écoulement de puissance permettent de planifier la construction et l'extension des réseaux électriques ainsi que la conduite et le contrôle de ces réseaux [5].

➤ **Philosophie de l'écoulement de puissance**

Dans les réseaux électriques, il existe de nombreux problèmes qui ont des effets sur l'objectif principal qui est, le maintien du système de puissance fonctionnel dans son état normal. Parmi ces problèmes, on trouve celui de l'écoulement de puissance.

L'étude de l'écoulement de puissance permet d'avoir la solution des grandeurs d'un réseau électrique en fonctionnement normal, équilibré en régime permanent. Ces grandeurs les tensions aux nœuds, les puissances injectées aux nœuds et celles qui transitent dans les lignes. Les pertes et les courants s'en déduisent.

Nous consacrons ce chapitre à un rappel sur l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques par les méthodes numérique, Pour commencer, nous introduirons la description du système électrique, la modalisation de ces différents éléments et la classification des nœuds. Par suite, nous poserons les équations d'écoulement de puissance et pour finir nous proposerons des méthodes de résolutions pour nos systèmes.

I.2. Histoire de l'écoulement de puissance

L'écoulement de puissance (load flow ou power flow) est l'un des principaux Problèmes qui intervient dans la gestion d'un système de production - transport d'énergie électrique. Dans tout ensemble de centrales électriques alimentant 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 [6].

Un grand nombre de mathématiciens, d'informaticiens et d'ingénieurs ont consacré des années de leur carrière à étudier les méthodes de calcul de l'écoulement de puissance il n'y a qu'à voir le nombre de publications dans ce domaine pour apprécier l'effort qu'ils ont développé avant 1929, Les calculs de load flow (appelé power flow) se faisaient à la main. En 1929, des calculateurs de réseaux (de westing house) ou des analyseurs de réseaux (General Electric) furent employés pour

les calculs d'écoulement de puissance. Ce n'est qu'en 1956 que fut développée la première méthode adéquate par Ward et Hale.

Au cours des années qui suivent plusieurs méthodes d'écoulement de puissance ont vu le jour :

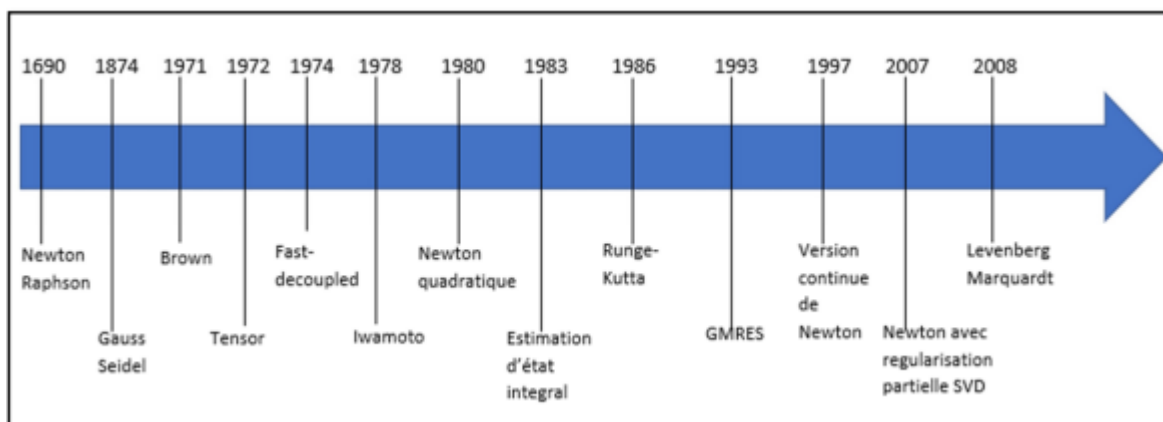


Figure I.1. Évolution des méthodes de l'écoulement de puissance.

I.3. Généralité sur l'écoulement de puissance

I.3.1. Définition l'écoulement de puissance

L'analyse de la répartition des puissances dans un réseau électrique composé de nombres de générateurs, lignes de transmission et des charges est très importante pour les études de la planification et de l'exploitation d'un réseau électrique. Cela permet de connaître les conditions de production et de charge et les niveaux des tensions du réseau. Les calculs permettant d'obtenir ces informations sont connus sous le nom (écoulement des puissances ou encore power flow) [7].

I.3.2. But de l'étude de l'écoulement de puissance

Le but de l'analyse de l'écoulement de puissance est résumé dans les points suivants [2]:

- le maintien des tensions aux jeux de barres entre les limites tolérées $V_{min} < V < V_{max}$, pour éviter l'excès des pertes de puissance dans les lignes, les transformateurs et offrir une bonne pénalité de service aux éléments.
- le contrôle de la puissance réactive, c'est à dire le maintien de celle-ci entre deux limites $Q_{min} < Q < Q_{max}$, pour éviter l'excès des coûts d'utilisation de la puissance réactive.
- Éviter les défauts sur les réseaux, c'est à dire les risques de surcharge des lignes, des transformateurs, et les risques de court-circuit.
- la planification des réseaux (à partir de calcul de la charge). Augmenter la sécurité de fonctionnement des réseaux par une bonne stratégie d'EP avant les perturbations.

I.4. Modélisations des éléments de puissance d'un réseau électrique

Un réseau de transport ou de distribution électrique contient un ensemble de composants qu'on doit modéliser afin d'établir les équations qui gouvernent le système électrique. Dans les sections qui suivent, plusieurs modèles algébriques de base relatifs aux composants du réseau qui sont nécessaires pour le calcul de l'écoulement de puissance [8].

Celle-ci a pour de trouver un modèle mathématique d'un système physique en remplaçant tous ses composants par leurs équivalents afin de représenter son fonctionnement d'une manière précise et fiable. Pour un réseau électrique, on doit schématiser l'ensemble des composants qui le constituent (générateurs, transformateurs, lignes, charges, ...), après avoir remplacé chacun par son modèle équivalent [9].

I.4.1. Générateurs de puissance

La production de l'énergie électrique est assurée par des générateurs, qui sont des alternateurs (machines synchrones triphasées) dont la fonction est de convertir l'énergie mécanique en énergie électrique à tension et à fréquence désirées. Un alternateur est représenté par sa f.e.m (E_a) et sa réactance (X_a). De même pour les générateurs utilisés dans les réseaux, ils sont représentés par leurs f.e.m (E_g) et leurs réactances (X_g) [10] [11].

➤ Schéma équivalent d'un générateur

Pour le calcul d'écoulement de puissance, un générateur est représenté par une source de tension constante E_g et sa réactance (X_g) comme le montre la (figure I.2) suivante [3] :

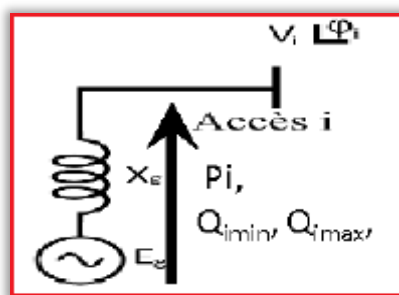


Figure I.2. Schéma équivalent d'un générateur.

Tel que :

E_g : la f.e.m du générateur.

X_g : la réactance du générateur.

\bar{V}_i : la tension à l'accès i .

φ_i : angle de phase à l'accès i .

Et : $\bar{V}_i = |\bar{V}_i| e^{i\varphi_i}$

La constance de la tension aux bornes du générateur et des fréquences se fait par des régulateurs supposés être assez rapides [13].

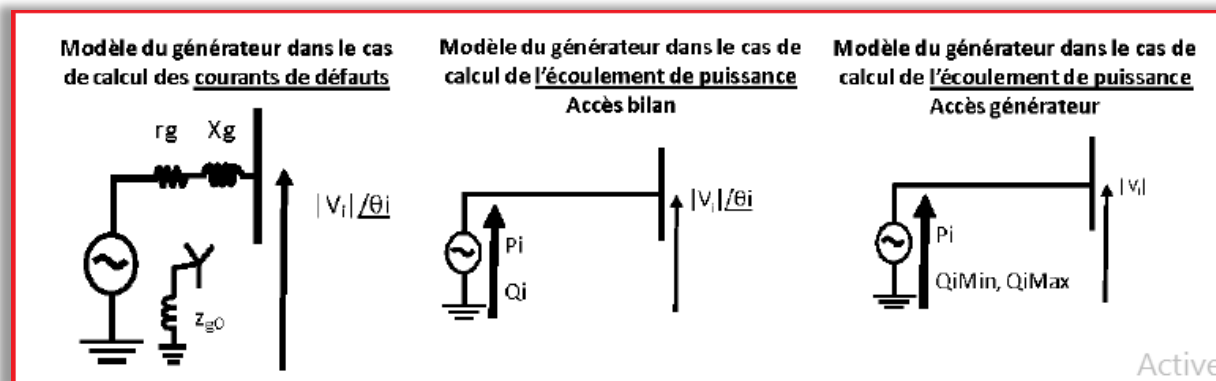


Figure I.3. Modélisation d'une centrale de production la puissance réactive peut être fournie ou consommée, selon le réglage de l'alternateur.

I.4.2. Lignes de transport

Une ligne peut être considérée comme une succession de circuits, dont les paramètres sont uniformément repartis sur toute sa longueur. Ces circuits se composent d'une infinité d'éléments identiques tels que résistances et réactances linéiques dans le sens longitudinal qui provoquent des chutes de tension et des conductances et des capacités linéiques dans le sens transversal qui produisent une perte de courant.

Une ligne électrique peut être représentée de trois manières différentes, selon qu'elle soit une ligne courte, moyenne ou longue [13].

I.4.2.1 Ligne de transmission courte ($l < 80 \text{ Km}$)

La capacité de la ligne peut être ignorée quand celle-ci ne dépasse pas 80 kilomètres ou si le niveau de tension ne dépasse pas 66 kV, ainsi les courants de dérivation peuvent être négligés. Il s'ensuit que l'intensité du courant peut être considérée comme constante tout au long de la ligne et en particulier identique aux générateur et au récepteur. Le modèle de la ligne courte par phase est illustré sur la (figure I.4).

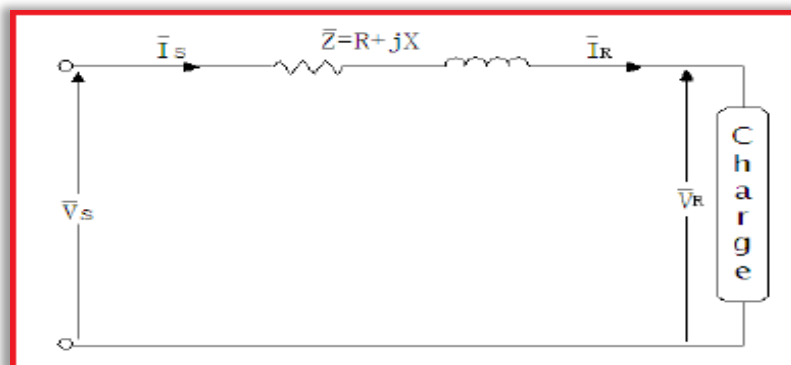


Figure I.4. Modèle d'une ligne courte.

Le rapport entre les courants et les tensions de chaque extrémité de la ligne (entre la source et la charge) peut être écrit comme :

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \bar{Z} \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{I}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix}$$

(I.1)

$$\bar{V}_S = \bar{V}_R + \bar{Z} \cdot \bar{I}_R \quad (I.2)$$

$$\bar{I}_S = \bar{I}_R$$

(I.3)

I.4.2.2 Ligne de transmission moyenne ($80\text{Km} < l < 240\text{Km}$)

Les lignes de longueurs comprises entre 80 km et 250 km sont considérées comme des lignes de longueurs moyennes (figure I.5), le courant de ligne devient appréciable et la capacité shunt doit être prise en compte. La moitié de la capacité shunt peut être considérée à chaque extrémité de la ligne. Ce modèle doit être utilisé dès que le courant capacitif total dépasse les 3% du courant total mais ne dépasse pas les 10%. Ceci est désigné sous le nom du modèle nominal en Π [13].

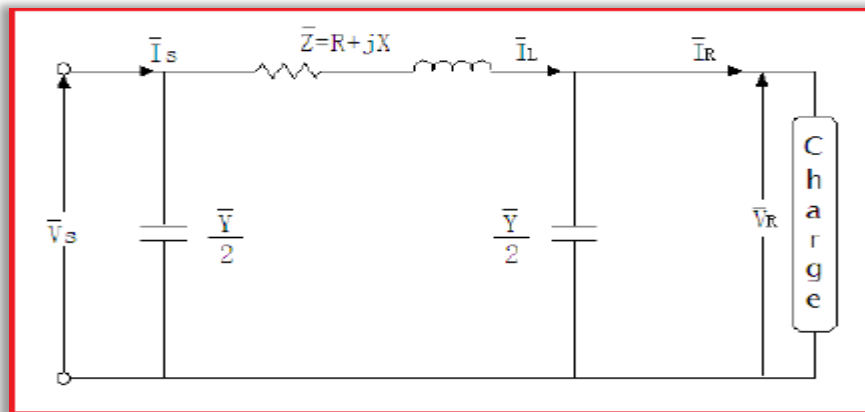


Figure I.5. Ligne de longueur moyenne, représentation en Π .

A partir de la figure I.5, on écrit :

Le courant dans l'impédance série est désigné par :

$$\bar{I}_L = \bar{I}_R + \frac{\bar{Y}}{2} \bar{V}_R \quad (I.4)$$

La tension à la source est:

$$\bar{V}_S = \bar{V}_R + \bar{Z} \cdot \bar{I}_L \quad (I.5)$$

A partir des équations (I.4) et (I.5) on obtient :

$$\bar{V}_S = \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}\right) \bar{V}_R + \bar{Z} \cdot \bar{I}_R \quad (I.6)$$

Le courant à la source est :

$$\bar{I}_S = \bar{I}_L + \frac{\bar{Y}}{2} \bar{V}_S \quad (I.7)$$

Des équations (I.4), (I.6) et (I.7), on trouve :

$$\bar{I}_S = \bar{Y} \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{4}\right) \bar{V}_R + \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}\right) \bar{I}_R \quad (I.8)$$

Les équations (I.6) et (I.7) peuvent être écrites sous la forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}\right) & \bar{Z} \\ \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{4}\right) & \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (I.9)$$

Donc :

$$\bar{A} = 1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2},$$

$$\bar{B} = \bar{Z},$$

$$\bar{C} = 1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{4},$$

$$\bar{D} = 1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}.$$

I.4.2.3 Ligne transmission longue (l>240Km)

Pour les longueurs de lignes courtes et moyennes, les modèles ont été obtenus en supposant que les paramètres de la ligne sont des valeurs exactes. Dans le cas où la longueur de la ligne est supérieure à 250 km, pour des solutions plus précises, les paramètres doivent être donnés comme une distribution uniformément répartie le long de la longueur. Dans ce cas, les tensions et les courants varient d'un point à l'autre sur la ligne. La figure I.6 illustre un schéma unifilaire en Π d'une ligne longue par unité de longueur [13].

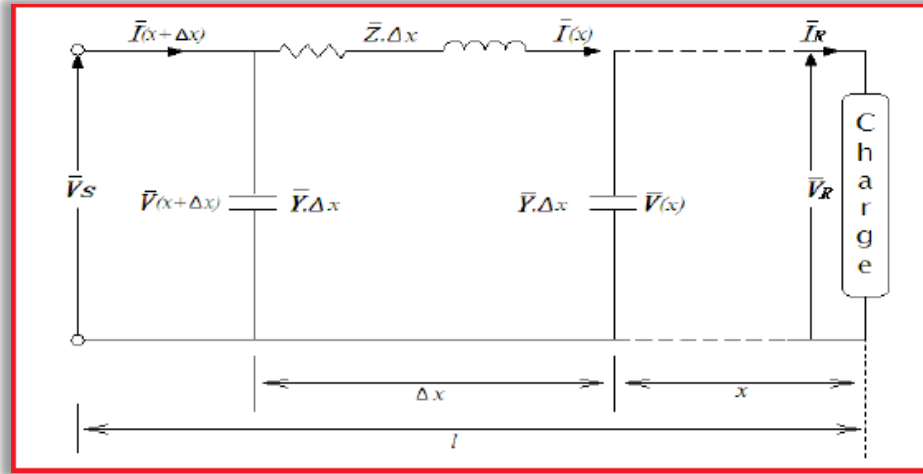


Figure I.6. Schéma unifilaire d'une ligne longue par unité de longueur avec les paramètres suivants.

On peut écrire pour la tension :

$$\bar{V}(x + \Delta x) = \bar{Z} \cdot \Delta x \cdot \bar{I}(x) + \bar{V}(x) \quad (I.10)$$

$$\frac{\bar{V}(x+\Delta x) - \bar{V}(x)}{\Delta x} = \bar{Z} \cdot \bar{I}(x) \quad (I.11)$$

Quand Δx tend vers 0 :

$$\frac{d\bar{V}(x)}{dx} = \bar{Z} \cdot \bar{I}(x) \quad (I.12)$$

Pour le courant :

$$\bar{I}(x + \Delta x) = \bar{I}(x) + \bar{Y} \cdot \Delta x \cdot \bar{V}(x + \Delta x) \quad (I.13)$$

$$\frac{\bar{I}(x+\Delta x) - \bar{I}(x)}{\Delta x} = \bar{Y} \cdot \bar{V}(x + \Delta x) \quad (I.14)$$

Quand Δx tend vers 0 :

$$\frac{d\bar{I}(x)}{dx} = \bar{Y} \cdot \bar{V}(x) \quad (I.16)$$

$$\frac{d^2\bar{V}(x)}{dx^2} = \bar{Z} \cdot \frac{d\bar{I}(x)}{dx} = \bar{Z} \cdot \bar{Y} \cdot \bar{V}(x) \quad (I.17)$$

La constante de propagation γ de l'onde électromagnétique dans la ligne est définie par la relation :

$$\gamma = \alpha + j\beta = \sqrt{\bar{Z}\bar{Y}}$$

Alors,

$$\frac{d^2\bar{V}(x)}{dx^2} = \gamma^2 \bar{V}(x) = 0 \quad (I.18)$$

La solution de l'équation différentielle (I.18) est sous la forme :

$$\bar{V}(x) = C_1 e^{\gamma x} + C_2 e^{-\gamma x} \quad (I.19)$$

À partir de l'équation (I.12), on obtient :

$$\bar{I}(x) = \frac{1}{\bar{Z}_c} (C_1 e^{\gamma x} + C_2 e^{-\gamma x}) \quad (I.20)$$

\bar{Z}_c : L'impédance caractéristique de la ligne donnée par la relation $\bar{Z}_c = \sqrt{\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}}$

En développant les équations précédentes, on aboutit à :

$$\begin{cases} \bar{V}(x) = \cosh(\bar{\gamma}x)\bar{V}_R + \bar{Z}_c \sinh(\bar{\gamma}x)\bar{I}_R \\ \bar{I}(x) = \frac{1}{\bar{Z}_c} \sinh(\bar{\gamma}x)\bar{V}_R + \cosh(\bar{\gamma}x)\bar{I}_R \end{cases} \quad (I.21)$$

Alors quand $x = l$, l'expression (I.21) permet de trouver les grandeurs du courant et de la tension à la source, avec $\bar{V}_S(x) = \bar{V}(l)$ et $\bar{I}_S(x) = \bar{I}(l)$, le résultat est :

$$\begin{cases} \bar{V}(l) = \cosh(\bar{\gamma}l)\bar{V}_R + \bar{Z}_c \sinh(\bar{\gamma}l)\bar{I}_R \\ \bar{I}(l) = \frac{1}{\bar{Z}_c} \sinh(\bar{\gamma}l)\bar{V}_R + \cosh(\bar{\gamma}l)\bar{I}_R \end{cases} \quad (I.22)$$

La forme matricielle de ces dernières est :

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\bar{\gamma}x) & \bar{Z}_c \sinh(\bar{\gamma}x) \\ \frac{1}{\bar{Z}_c} \sinh(\bar{\gamma}x) & \cosh(\bar{\gamma}x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (I.23)$$

Cependant, les constantes ABCD sont :

$$\begin{bmatrix} \bar{A} & \bar{B} \\ \bar{C} & \bar{D} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\bar{\gamma}x) & \bar{Z}_c \sinh(\bar{\gamma}x) \\ \frac{1}{\bar{Z}_c} \sinh(\bar{\gamma}x) & \cosh(\bar{\gamma}x) \end{bmatrix}$$

I.4.3. Charges électriques

Une charge sera simplement représentée par une consommation de puissance active P_{ci} et une fourniture ou consommation de puissance réactive Q_{ci} .

La puissance réactive peut être fournie ou consommée, selon la nature de la charge capacitive ou inductive. Notons qu'une telle modélisation permet de représenter aussi bien des charges connectées directement sur le réseau de transport (cas exceptionnel) que des points de connexion au réseau de répartition ou de distribution, ou encore des éléments du réseau tels que des moyens de compensation de la puissance réactive [14].

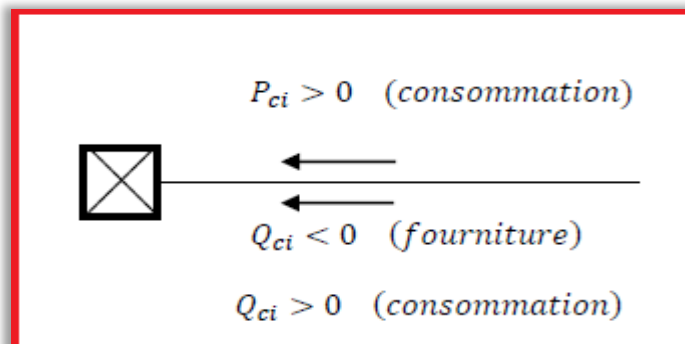


Figure I.7. Représentation de la direction de puissance consommé ou délivré par la charge.

I.4.4. Transformateur de puissance

Il y'a deux types de transformateur modéliser : le transformateur régulateur de tension à changeur de prises de charges et le transformateur déphaseur. Dans la modélisation des systèmes électriques, les rapports de déviations et les décalages de phase sont typiquement représentés comme des modifications sur la matrice Admittance. La figure (1.8) représente le schéma unifilaire équivalent d'un transformateur triphasé symétrique a changeur de prises de charge et/déphaseur [15].

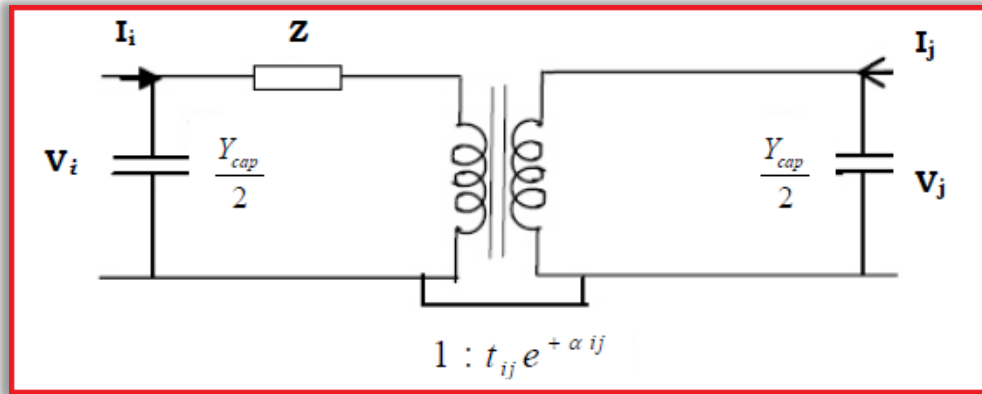


Figure I.8. Modèle de transformateur de puissance.

Z : représente les pertes par effet Joule et les inductances de fuite de transformateur ramenées au secondaire.

La modélisation retenue suppose que les pertes sont séparées en deux parties :

- La partie primaire
- La partie secondaire.

Le paramètre t_{ij} symbolise la ration de réglage de tension en charge. Le paramètre α_{ij} symbolise le déphasage introduit par le transformateur entre les jeux de barre i et j . Il est important de noter que la matrice Admittance du réseau électrique qui prend en considération ces variables va être donc ajustée chaque itération.

Y : c'est la matrice Admittance du transformateur qui s'écrit comme suite :

$$I = Y * V \Rightarrow \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y + \frac{Y_{cap}}{2} & \frac{-e^{-j\alpha_{ij}}}{t_{ij}} y \\ \frac{-e^{+j\alpha_{ij}}}{t_{ij}} y & \frac{1}{t_{ij}^2} y + \frac{Y_{cap}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (I.24)$$

I.4.5. Éléments shunt

Dans la plus part des cas, les éléments shunts sont des dispositifs destinés à compenser de l'énergie réactive et ajuster la tension à savoir : les moteurs synchrones, les batteries de condensateur et inductances fixes et les compensateurs statiques (SVC). La modélisation de ces éléments sera effectuée par une admittance équivalente ou par injection de puissance [15].

$$Y_{i0} = G_{i0} + j * B_{i0} \quad (I.25)$$

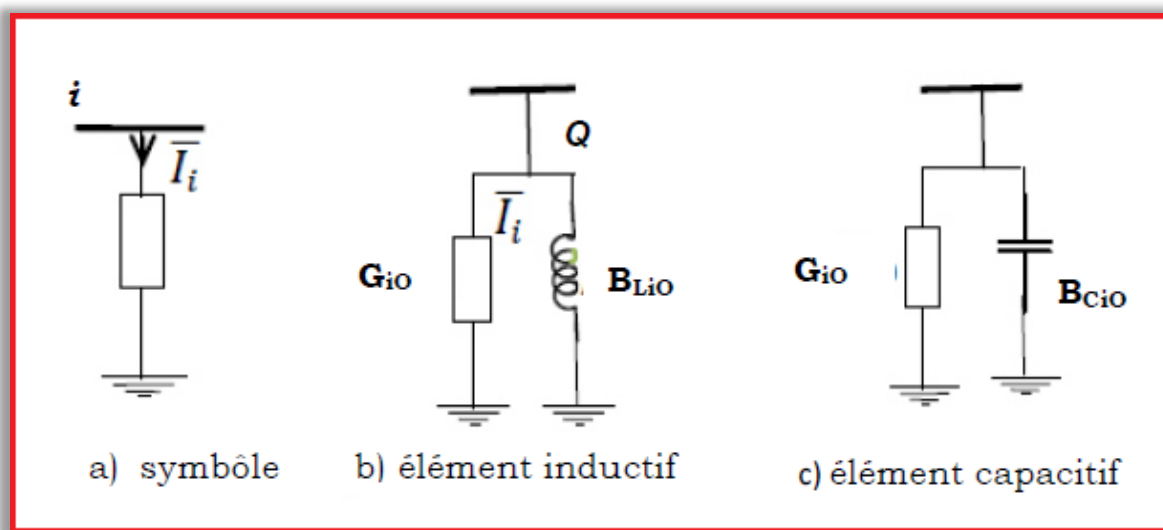


Figure I.9. Modèle des éléments shunts.

L'écoulement de puissance au niveau des J.d.B dans un système de puissance est comme suit :

Accès bilan (ou barre d'équilibre) : 1 seul accès.

Accès générateur (P, |V|) : 15% des accès.

Accès de charge (P, Q) : 85% des accès.

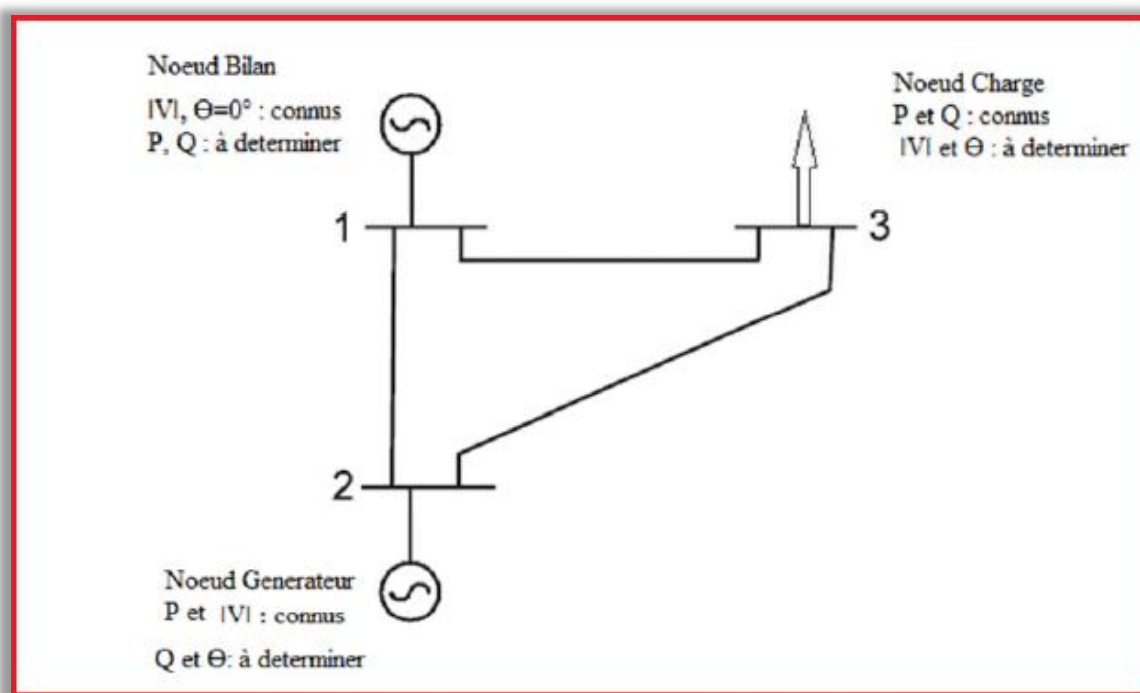


Figure I.10. Réseau électrique avec trois nœuds [18].

I.5. Équations d'écoulement de puissance

Les équations du réseau électrique peuvent être exprimées par plusieurs formes, néanmoins, la méthode des tensions nodales est la plus utilisée. Les équations des courants à chaque nœud nous

donnent la matrice Admittance, cette dernière est ensuite utilisée pour déterminer les tensions à différents jeux de barres sous forme d'équations non linéaires qui sont résolues à l'aide de plusieurs méthodes [18].

Les puissances active et réactive sont déduites depuis les résultats de tension obtenus.

I.5.1. Matrice Admittances

La matrice d'Admittance est un ensemble de données qui représente les relations d'admittances dans un réseau électrique.

Il existe trois méthodes pour la détermination de la matrice $[Y_{nodale}]$, à savoir :

- Par inversion de la matrice impédance nodale (sans prise en compte des impédances des générateurs).
- à partir des admittances des éléments du réseau.
- à partir des admittances des éléments du réseau et la matrice d'incidence (topologique).

On utilise dans notre cas la deuxième méthode [19].

I.5.1.1. Formation de la matrice admittance nodale $[Y_{nodale}]$ à partir des admittances des éléments du réseau

Cette méthode est la plus simple et la plus commode car elle nécessite moins d'opérations que les autres méthodes et surtout dans le cas où le réseau ne présente pas découplage entre ses éléments [19].

I.5.1.1.1. Dérivation de la matrice $[Y_{bus}]$

Soit un réseau à n accès indépendant et un accès $(n+1)$ représentant l'accès de référence. Considérons un accès i parmi les n accès différents de celui de référence.

Pour cet accès on a (Figure I.11) :

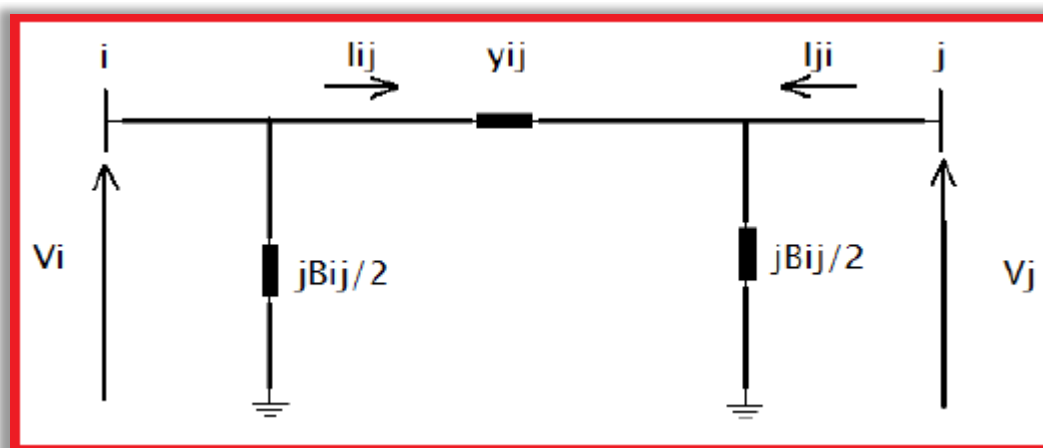


Figure I.11. Schéma équivalent d'une ligne en Π .

$$I_i = \sum_{i=1}^n I_{ij} \quad (I.29)$$

Avec :

I_i : Le courant injecté à l'accès i par une source extérieure.

I_{ij} : Le courant qui circule entre l'accès i et l'accès j à travers la branche (i-j).

On a aussi :

$$I_{ij} = (V_i - V_j) \cdot Y_{ij} + V_i y_{k0} \quad (\text{I.30})$$

Tel que :

V_i Et V_j : sont respectivement les tensions aux accès i et j.

Y_{ij} : L'Admittance propre de la branche (i-j).

y_{k0} : L'Admittance shunt de la ligne.

On aura alors :

$$I_{ij} = \sum_{i=1}^n (V_i - V_j) \cdot Y_{ij} + (\sum_{k=1}^{nLi} y_{i0}) (V_i - V_0) \quad (\text{I.31})$$

nLi : nombre de ligne lier a l'accès i.

Tel que $V_0 = 0$ et i allant de 1 à n

$$Y_{i0} = \sum_{k=0}^{nLi} y_{k0}$$

Y_{i0} : La somme des admittances transversales des lignes reliées à l'accès i.

$$I_i = V_i [Y_{i0} + \sum_{i=1}^n Y_{ij}] - Y_{i1}V_1 - Y_{i2}V_2 - \dots - Y_{in}V_n; \quad i = 1 \dots n \quad (\text{I.32})$$

Si on écrit l'équation précédente sous la forme matricielle pour les n accès on aura :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_i \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1i} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \ddots & Y_{2i} & \ddots & Y_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & \dots & Y_{ii} & \dots & Y_{in} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{ni} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_i \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (\text{I.33})$$

Tel que :

$$\begin{cases} Y_{ii} = Y_{i0} + \sum_{i=1}^n Y_{ij} \\ Y_{ij} = -y_{ij} \end{cases} \quad (\text{I.34})$$

$$y_{k0} = \frac{y_{pij}}{2}$$

y_{pij} : Admittance shunt de la ligne.

$[Y_{nodale}]$: La matrice nodale des admittances carrée d'ordre $(n \times n)$.

I.5.2 Équation de calcul d'écoulement de puissance d'un réseau à n accès

En procédant, de la même façon, pour les autres accès, on aboutit à l'expression matricielle suivante :

$$[I] = [Y][V] \quad (I.37)$$

Ou :

$[Y]$: est la matrice Admittance nodale du réseau.

Pour chaque accès, on a :

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^{n-3} \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \quad (I.38)$$

Pour un réseau à n accès :

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \quad (I.39)$$

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

La puissance complexe apparente injectée dans un nœud i , est donnée par l'expression suivante :

$$\bar{P}_i + j\bar{Q}_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* \quad (I.40)$$

Avec :

$$\bar{V}_i = |\bar{V}_i| \cdot e^{j\varphi_i}, \bar{V}_j = |\bar{V}_j| \cdot e^{j\varphi_j}, \bar{Y}_{ij} = |\bar{Y}_{ij}| \cdot e^{j\theta_{ij}} \quad i, j = 1, n \quad (I.41)$$

$$\bar{I}_i^* = \sum_{j=1}^n (\bar{Y}_{ij} \bar{V}_j)^* = \sum_{j=1}^n |\bar{Y}_{ij}| \cdot |\bar{V}_j| \angle -\theta_{ij} - \varphi_j \quad i = 1, n$$

$$\bar{P}_i + j\bar{Q}_i = V_i \sum_{j=1}^{j=n} (\bar{Y}_{ij} \bar{V}_j)^* = V_i \sum_{j=1}^{j=n} \bar{Y}_{ij}^* \bar{V}_j^*$$

$$\bar{P}_i + j\bar{Q}_i = V_i \sum_{j=1}^n |\bar{V}_j| |\bar{Y}_{ij}| e^{j(\varphi_i - \varphi_j - \theta_{ij})} = \sum_{j=1}^n |\bar{V}_i| |\bar{V}_j| |\bar{Y}_{ij}| \angle \varphi_i - \varphi_j - \theta_{ij} \quad (I.42)$$

I.6. Formulation du problème

I.6.1. Équation générale de la puissance

La puissance complexe $S_i = P_i + jQ_i$ injecté au nœud i , en fonction des tensions aux nœuds et les éléments de la matrice admittance nodale Y_{bus} , en tenant compte de l'expression du courant injecté I_i au nœud, est donnée par la relation suivante [21] :

$$\bar{S}_i^* = \bar{P}_i^* + j\bar{Q}_i^* = \bar{V}_i \cdot I_i^* = \bar{V}_i \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij}^* \cdot \bar{V}_j^* \quad (I.43)$$

$$P_i = \text{Réel}(\bar{S}_i^*) = \text{Réel}\{\bar{V}_i^* \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{V}_j\} \quad (I.46)$$

$$Q_i = -\text{Imag}(\bar{S}_i^*) = -\text{Imag}\{\bar{V}_i^* \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{V}_j\} \quad (I.47)$$

I.6.2. Puissance écoulee dans les lignes

Soit une ligne reliant deux accès i et j , représentée par le schéma suivant (figure I.13) [22] :

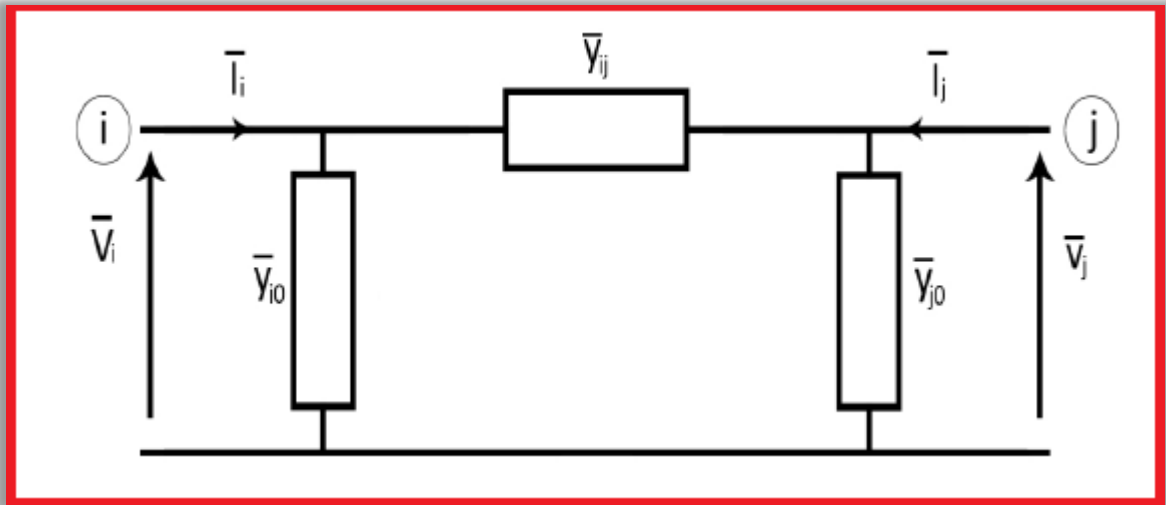


Figure I.13. Circuit équivalent d'une ligne entre les accès i et j .

Pour calculer la puissance qui s'écoule dans la branche reliant les accès i et j , le courant qui circule entre les accès i et j a pour expression [21] :

$$I_{ij} = \bar{Y}_{ij}(\bar{V}_i - \bar{V}_j) + \bar{Y}_{i0}\bar{V}_i \quad (I.48)$$

Et la puissance apparente :

$$\bar{S}_{ij} = \bar{V}_i \cdot \bar{I}_{ij}^*$$

$$\bar{S}_{ij} = \bar{V}_i [\bar{Y}_{ij}(\bar{V}_i - \bar{V}_j) + \bar{Y}_{i0}\bar{V}_i]^*$$

$$\bar{S}_{ij} = |\bar{V}_i|^2 \cdot \bar{Y}_{ij}^* - \bar{V}_i \cdot \bar{V}_j^* \cdot \bar{Y}_{ij}^* + |\bar{V}_i|^2 \bar{Y}_{i0}^* \quad (I.49)$$

□□ De même la puissance apparente qui s'écoule de l'accès j vers l'accès i vaut :

$$\bar{S}_{ji} = |\bar{V}_j|^2 \bar{Y}_{ij}^* - \bar{V}_j \cdot \bar{V}_i^* \cdot \bar{Y}_{ij}^* + |\bar{V}_j|^2 \bar{Y}_{i0}^* \quad (I.50)$$

I_{ij} : Le courant complexe qui transit de j à i .

I.6.3. Puissance écoulee dans les transformateurs régulateurs

Soit le transformateur à Gradin représenté par le schéma suivant (figure I.14) [22] :

Où : a (réel) est le rapport de transformation du transformateur

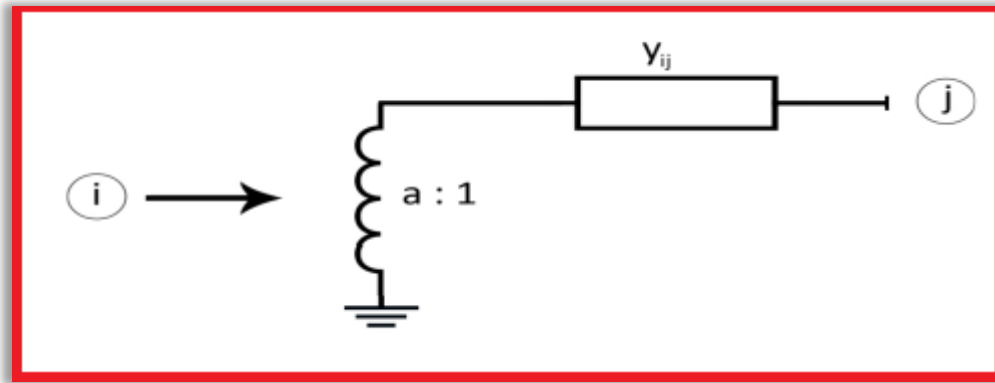


Figure I.14. Transformateur à gradin.

Son schéma équivalent en π (figure I.15) :

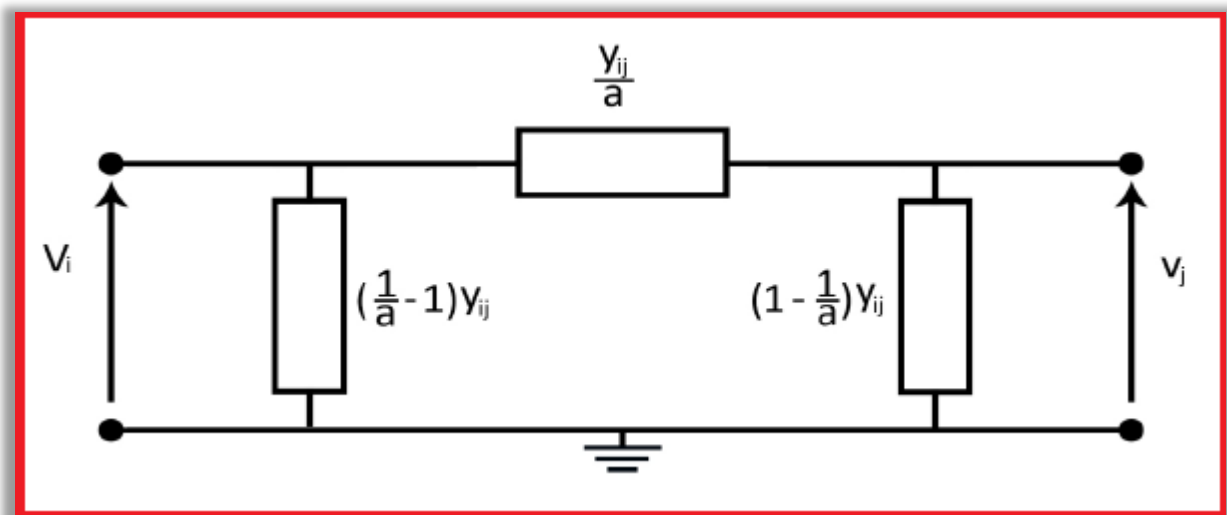


Figure I.15. Schéma équivalent en π d'un transformateur à Gradin.

Considérons un transformateur régulateur dont sa matrice Admittance est [21] :

$$[Y] = \begin{bmatrix} \frac{Y_{ij}}{a^2} & \frac{Y_{ij}}{a} \\ -\frac{Y_{ij}}{a} & Y_{ij} \end{bmatrix} \quad (I.51)$$

Le courant qui circule entre les accès i et j est donné comme suite :

$$\bar{I}_{ij} = \frac{\bar{Y}_{ij}}{a^2} \cdot \bar{V}_i - \frac{\bar{Y}_{ij}}{a} \cdot \bar{V}_j = \frac{1}{a} \bar{Y}_{ij} \left(\frac{1}{a} \bar{V}_i - \bar{V}_j \right) \quad (I.52)$$

Et la puissance \bar{S}_i^* a pour valeur :

$$\bar{S}_{ij} = \bar{V}_i \bar{I}_{ij}^* = \bar{V}_i \left[\frac{1}{a} \bar{Y}_{ij} \left(\frac{1}{a} \bar{V}_i - \bar{V}_j \right) \right]^*$$

$$\bar{S}_{ij} = \frac{1}{a^2} (\bar{V}_i)^2 \cdot \bar{Y}_{ij}^* - \frac{1}{a} \bar{Y}_{ij}^* \bar{V}_j \cdot \bar{V}_i \quad (I.53)$$

D'autre part le courant qui circule de l'accès j vers l'accès i :

$$\bar{I}_{ji} = \frac{1}{a} \bar{Y}_{ij} \left(\bar{V}_j - \frac{1}{a} \bar{V}_i \right) \quad (I.54)$$

$$\bar{S}_{ji} = \bar{V}_j \bar{I}_{ji}^* = \bar{V}_j \cdot \left[\frac{1}{a} \bar{Y}_{ij} \left(\bar{V}_j - \frac{1}{a} \bar{V}_i \right) \right]^*$$

$$\bar{S}_{ji} = \frac{1}{a^2} (\bar{V}_j)^2 \cdot \bar{Y}_{ij}^* - \frac{1}{a} \bar{Y}_{ij}^* \bar{V}_j \cdot \bar{V}_i \quad (I.55)$$

I.6.4. Calcul des pertes totales dans le réseau

Pour un élément du réseau reliant deux accès i et j on a :

$$\bar{S}_{Loss\ ij} = \bar{S}_{ij} + \bar{S}_{ji} \quad (I.56)$$

Tel que :

$\bar{S}_{Loss\ ij}$: Puissance apparente perdue dans la branche $(i-j)$.

\bar{S}_{ij} : Puissance apparente qui transite de l'accès i vers l'accès j .

\bar{S}_{ji} : Puissance apparente qui transite de l'accès vers l'accès i .

D'où

$$\bar{P}_{Loss\ ij} = \text{Réal}\{\bar{S}_{Loss\ ij}\} \quad (I.57)$$

$$\bar{Q}_{Loss\ ij} = \text{Imag}\{\bar{S}_{Loss\ ij}\}$$

$\bar{P}_{Loss\ ij}$: Puissance active perdue dans la branche $(i-j)$.

$\bar{Q}_{Loss\ ij}$: Puissance réactive perdue dans la branche $(i-j)$.

La puissance totale perdue dans le réseau est égale à la somme des puissances perdues dans toutes les branches du réseau.

$$\bar{S}_{Loss} = \sum \bar{S}_{Loss\ ij} \quad (I.58)$$

$$\bar{P}_{Loss} = \text{Réal}\{\sum \bar{S}_{Loss\ ij}\} \quad (I.59)$$

$$\bar{Q}_{Loss} = \text{Imag}\{\sum \bar{S}_{Loss\ ij}\} \quad (I.60)$$

I.7. Méthodes numérique de résolution d'un problème d'écoulement de puissance

Pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance ; on a recours à plusieurs méthodes :

- Méthode de Gauss-Seidel.
- Méthode de Newton-Raphson.
- Méthode découplée de Newton.
- Méthode découplée rapide de Newton.

Dans notre mémoire, on s'est intéressé à la méthode de Newton-Raphson.

I.7.1. Méthode Newton-Raphson

I.7.1.1. Représentation géométrique de la méthode Newton-Raphson

Elle est basée sur la détermination de la tangente à la courbe $f(x)$ en chaque point $(x^k, f(x^k))$. L'interconnexion de cette tangente avec l'axe des x fournit le point x^{k+1} (Δx^k étant une approximation de l'erreur commise sur x à l'itération (k)) [1].

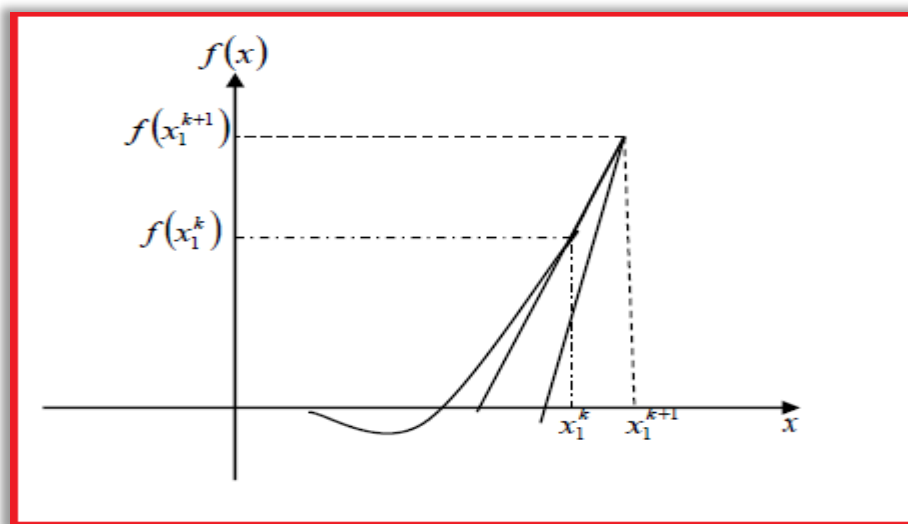


Figure I.16. Représentation géométrique de la méthode de N-R.

I.7.1.2. Principe de la méthode Newton-Raphson

Dans cette partie nous allons développer la méthode de Newton Raphson d'une manière générale, ensuite nous allons l'appliquée au cas du calcul de l'écoulement de puissance [23].

Soit le système d'équation non linéaire suivant :

$$\begin{cases} Y_1 = f_1(X_1, X_2, \dots, X_n) \\ Y_2 = f_2(X_1, X_2, \dots, X_n) \\ \vdots \\ Y_n = f_n(X_1, X_2, \dots, X_n) \end{cases} \quad (I.61)$$

Si on suppose que les solutions initiales du système sont :

$$X_1^{(0)}, X_2^{(0)}, X_3^{(0)}, \dots, X_n^{(0)}$$

Les erreurs :

$$\Delta X_1^{(0)}, \Delta X_2^{(0)}, \Delta X_3^{(0)}, \dots, \Delta X_n^{(0)}$$

Donc :

$$Y_i = f_i \left(X_1^{(0)} + \Delta X_1^{(0)}, X_2^{(0)} + \Delta X_2^{(0)}, X_3^{(0)} + \Delta X_3^{(0)}, \dots, X_n^{(0)} + \Delta X_n^{(0)} \right) \quad i = 1, n$$

En appliquant le développant en série de Taylor d'ordre 1 aux points (X_1, X_2, \dots, X_n)

On aura :

$$Y_i = f_i \left(X_1^{(0)}, X_2^{(0)}, X_3^{(0)}, \dots, X_n^{(0)} \right) + \Delta X_1^{(0)} \frac{\Delta f_1}{\partial x_1}, \Delta X_2^{(0)} \frac{\Delta f_2}{\partial x_2}, \Delta X_3^{(0)} \frac{\Delta f_2}{\partial x_2}, \dots, \Delta X_n^{(0)} \frac{\Delta f_1}{\partial x_1} + C_i \quad (I.62)$$

En négligeant les termes d'ordre supérieur posant : $C_1 = C_2 = \dots = C_n$

On aura :

$$\begin{bmatrix} \Delta Y_1^0 \\ \Delta Y_2^0 \\ \vdots \\ \Delta Y_n^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_1 - f_1^0 \\ Y_2 - f_2^0 \\ \vdots \\ Y_n - f_n^0 \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} \Delta Y_1^0 \\ \Delta Y_2^0 \\ \vdots \\ \Delta Y_n^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x_1^0 \\ \Delta x_2^0 \\ \vdots \\ \Delta x_n^0 \end{bmatrix} \quad (I.63)$$

Ou sous forme matricielle :

$$[\Delta Y] = [J][\Delta X]$$

Avec :

$[J]$: Matrice Jacobien.

La méthode de Newton-Raphson consiste à calculer les éléments du vecteur X_i , à la K^{ieme} itération par :

$$X_i^k = X_i^{k-1} + \Delta X_i^{k-1} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (I.64)$$

Ce vecteur servira pour le nouveau Jacobien J afin de déterminer les nouvelles valeurs de X_i en résolvant le système d'équations par la méthode adéquate de résolution de système linéaires. Ce processus de calcul est répété jusqu'à l'obtention de la précision désirée, et on arrête le processus d'itération une fois que $|X_i^k - X_i^{k-1}| \leq \varepsilon$ pour $i=1, 2, \dots, n$.

I.7.1.3. Application de la méthode Newton-Raphson pour l'écoulement de puissance

Le calcul des tensions aux nœuds, peut s'effectuer par un système d'équation non linéaire exprimant les puissances actives et réactives en fonction des tensions.

$$\bar{S}_{ij} = \bar{V}_i \left(\sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{V}_j \right)^* \begin{cases} P_i = \text{Real}(S_i) \\ Q_i = \text{Imag}(S_i) \end{cases}$$

La méthode de Newton-Raphson à plusieurs variables est développée selon que l'on exprime les éléments de la matrice admittance et les tensions aux accès en coordonnées générale, cartésiennes (rectangulaires), polaires ou en coordonnées hybrides.

I.7.1.3.1. Différents formes

a) Forme hybride

On exprime ici les grandeurs V_i et Y_{ij} sous la forme hybride, c'est-à-dire la tension est exprimée sous la forme polaire et Y_{ij} sous la forme rectangulaire.

$$\bar{V}_i = |\bar{V}_i| \cdot e^{j\theta_i} = |\bar{V}_i| \angle \varphi_i, \quad \bar{Y}_{ij} = |\bar{Y}_{ij}| \cdot e^{j\theta_{ij}} = |\bar{Y}_{ij}| \angle \theta_{ij} \quad (\text{I.81})$$

$$\bar{V}_i = G_{ij} + j B_{ij}$$

$$\bar{P}_i - j\bar{Q}_i = |\bar{V}_i| e^{-j\varphi_i} \sum_{j=1}^n |\bar{Y}_{ij}| |\bar{V}_j| e^{j(\varphi_j - \theta_{ij})} = \sum_{j=1}^n |\bar{Y}_{ij}| |\bar{V}_i| |\bar{V}_j| e^{-j(\varphi_j - \theta_{ij})} e^{j\theta_{ij}} \quad (\text{I.82})$$

En séparant les parties réelles et imaginaires, on obtient :

$$\bar{P}_i = |\bar{V}_i| \sum_{j=1}^n |\bar{Y}_{ij}| |\bar{V}_j| [\cos(\varphi_i - \varphi_j) \cos(\theta_{ij}) + \sin(\varphi_i - \varphi_j) \sin(\theta_{ij})] \quad (\text{I.83})$$

$$\bar{Q}_i = |\bar{V}_i| \sum_{j=1}^n |\bar{Y}_{ij}| |\bar{V}_j| [-\sin(\varphi_i - \varphi_j) \cos(\theta_{ij}) + \cos(\varphi_i - \varphi_j) \sin(\theta_{ij})] \quad (\text{I.84})$$

$$\bar{P}_i = |\bar{V}_i| \sum_{j=1}^n |\bar{V}_j| [G_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j) + B_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j)] \quad (\text{I.85})$$

$$\bar{Q}_i = |\bar{V}_i| \sum_{j=1}^n |\bar{V}_j| [B_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j) + G_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j)]$$

On considère la forme hybride suivante :

$$\bar{P}_i = \sum_{j=1}^n |\bar{V}_i| |\bar{V}_j| [G_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j) + B_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j)] \quad (\text{I.86})$$

$$\bar{Q}_i = \sum_{j=1}^n |\bar{V}_i| |\bar{V}_j| [B_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j) - G_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j)] \quad (\text{I.87})$$

$$X = \begin{pmatrix} \varphi_1 \\ \vdots \\ \varphi_1 \\ |V_1| \\ \vdots \\ |V_n| \end{pmatrix} = \left\{ \begin{matrix} \{\varphi\} \\ |V| \end{matrix} \right\} \{\varphi\} = \begin{pmatrix} \varphi_1 \\ \vdots \\ \varphi_n \end{pmatrix} |V| = \begin{pmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_n \end{pmatrix}$$

Les puissances actives et réactives, aux nœuds charges, sont constantes.

Le but est donc de trouver le vecteur X pour des puissances actives et réactives P_i et Q_i données.

Pour cela on traite le problème suivant :

$$\begin{cases} P_i(X^k) = P_i \\ Q_i(X^k) = Q_i \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} P_i - P_i(X^k) = 0 \\ Q_i - Q_i(X^k) = 0 \end{cases}$$

On peut écrire sous la forme :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = [0] \Leftrightarrow \begin{cases} P - P(X^k) = 0 \\ Q - Q(X^k) = 0 \end{cases} = \{0\}; \quad \Delta X = \begin{pmatrix} \Delta \varphi \\ \vdots \\ \Delta |V| \end{pmatrix}$$

I.7.1.4. Système d'équation à résoudre

Pour l'application de la méthode de Newton Raphson nous avons choisi la forme polaire. Une fois qu'on a calculé, le Jacobien et la variation de la puissance active et réactive, on doit résoudre le système suivant :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J]^k \begin{pmatrix} \Delta \varphi \\ \Delta |V| \end{pmatrix}^k \quad (I.88)$$

Avec le Jacobien donné par l'équation suivant :

$$[J] = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}$$

Les variations de la puissance active et réactive s'écrivent :

$$\Delta P_i = P_{ispec} - P_i \quad (I.89)$$

$$\Delta Q_i = P_{ispec} - P_i \quad (I.90)$$

À l'aide de ce système, on peut calculer les nouvelles valeurs des tensions aux accès, ainsi que leurs arguments.

$$\begin{Bmatrix} \varphi \\ \bar{V} \end{Bmatrix}^{k+1} = \begin{Bmatrix} \varphi \\ \bar{V} \end{Bmatrix}^k + \begin{Bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{Bmatrix}^{-1(k)} \begin{Bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{Bmatrix}^k \quad (\text{I.91})$$

Ou :

$$\begin{cases} |V_i^{k+1}| = |V_i^k| + |\Delta V_i^k| \\ \varphi_i^{k+1} = \varphi_i^k + \varphi_i^k \end{cases} \quad (\text{I.92})$$

1.7.1.5. Calcul des éléments du Jacobien

Pour déterminer les éléments du Jacobien, il suffit de dériver les équations des puissances actives et réactives par rapport à φ et \bar{V} [3] :

$$\bar{P}_i = | \bar{V}_i | \sum_{j=1}^n | \bar{V}_j | | \bar{Y}_{ij} | \cos(\varphi_i - \varphi_j - \theta_{ij})$$

$$\bar{Q}_i = | \bar{V}_i | \sum_{j=1}^n | \bar{V}_j | | \bar{Y}_{ij} | \sin(\varphi_i - \varphi_j - \theta_{ij})$$

Forme hybride

1) Éléments de J1 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \varphi_i} = \sum_{j=1, j \neq i}^n | \bar{V}_i | | \bar{V}_j | [-G_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j) + B_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j)] \text{Éléments de la diagonale}$$

(I.101)

$$\frac{\partial P_i}{\partial \varphi_j} = | \bar{V}_i | | \bar{V}_j | [G_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j) - B_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j)] \text{Élément hors diagonale (I.102)}$$

2) Éléments de J2 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2 | \bar{V}_i | G_{ij} + \sum_{j=1, j \neq i}^n | \bar{V}_j | [G_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j) + B_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j)] \text{Éléments de la}$$

diagonale (I.103)

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = \sum_{j=1, j \neq i}^n | \bar{V}_i | [G_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j) + B_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j)] \text{Élément hors diagonale}$$

(I.104)

3) Éléments de J3 :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \varphi_i} = \sum_{j=1, j \neq i}^n | \bar{V}_i | | \bar{V}_j | [G_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j) + B_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j)] \text{Éléments de la diagonale}$$

(I.105)

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \varphi_j} = | \bar{V}_i | | \bar{V}_j | [-G_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j) - B_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j)] \text{Élément hors diagonale}$$

(I.106)

4) Éléments de J4 :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_{i1}} = -2 | \bar{v}_i | B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n | \bar{v}_j | [G_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j) - B_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j)] \text{Ets de la diagonale}$$

(I.107)

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_{ji}} = | \bar{V}_i | [G_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j) - B_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j)] \text{Elément hors diagonale} \quad (I.108)$$

I.7.1.6. Résolution

Pour les accès (P, V) où le module de la tension est spécifié et la puissance réactive est limitée par une valeur minimale Q_{min} et une autre maximale Q_{max} . Tant que Q reste dans les limites spécifiées, il est possible de maintenir $\Delta Q_i = 0$. Ceci permet d'éliminer la ligne lui correspondant dans le Jacobien. Il est possible de maintenir la tension à une valeur de consigne V_{SP} et donc $\Delta V_i = 0$, on peut alors éliminer la colonne correspondant à cette tension. Ceci tant que Q_i reste dans les limites du générateur. Les simplifications suivantes s'appliquent seulement tant qu'il est possible de produire assez d'énergie réactive au nœud [3].

Il existe deux approches pour prendre en considération cet aspect.

➤ Première méthode :

Itérer jusqu'à la convergence, en ignorant un éventuel dépassement des limites de puissance réactive. Après convergence, on vérifie pour chaque nœud s'il y'a eu effectivement un dépassement et on procède comme suit :

$$Q \geq Q_{max} \Rightarrow Q = Q_{min}$$

$$Q \leq Q_{min} \Rightarrow Q = Q_{max}$$

Le nœud devient charge et donc on considère θ_i et V_i dans la prochaine itération. On répète ce processus après convergence et on vérifie les limites de puissance réactive pour chaque nœud générateur.

On vérifie l'état des nœuds que nous avons changé en charge.

On change leur classification comme suite :

$$Q = Q_{max} \quad V_i > V_{ISP} \text{changer en générateur}$$

$$Q = Q_{max} \quad V_i < V_{ISP} \text{ne pas changer en générateur}$$

$$Q = Q_{min} \quad V_i < V_{ISP} \text{changer en générateur}$$

$$Q = Q_{min} \quad V_i > V_{ISP} \text{ne pas changer en générateur}$$

Si un des nœuds change de statut alors il faudra refaire le calcul jusqu'à convergence.

➤ **Deuxième méthode :**

Procéder à chaque itération aux vérifications décrites dans la première méthode jusqu'à convergence en procédant au changement d'états nécessaires [21].

I.7.2. Méthode de Newton-Raphson découplée

Une compilation majeure de la méthode de Newton Raphson est la nécessité d'évaluer et de résoudre le système d'équation linéaire (I.88) d'ordre $(2n-2)$ par des méthodes directes ou itératives.

Où : n = nombre d'accès.

Cependant, le Jacobien doit être réévalué et le système linéaire (I.88) doit être résolu pour chaque itération. Il est donc important de trouver des moyens de simplification pour ces temps consommés. La puissance active P est très sensible aux changements d'angle $(\Delta\varphi)$, pendant que la puissance réactive Q dépend des changements des modules des tensions. Il est plus raisonnable de partager les systèmes d'équations (I.88) en deux systèmes d'équations découplés (P est découplé de (ΔV) , et Q est découplé de $(\Delta\varphi)$).

Reprenons le système d'équations matriciel (I.88) :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \Delta\varphi \\ \Delta V \end{Bmatrix}$$

Les éléments des sous matrices J_1 , J_2 , J_3 et J_4 donnés par les équations (I.93...100) et sur la base des considérations précédentes, les éléments de J_2 et J_3 peuvent être négligés respectivement, devant ceux de J_1 et J_4 :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & 0 \\ 0 & J_4 \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \Delta\varphi \\ \Delta V \end{Bmatrix} \tag{I.109}$$

Le système précédant devient :

$$\Delta P = [J_1]\{\Delta\varphi\} \tag{I.110}$$

$$\Delta Q = [J_4]\{\Delta V\} \tag{I.111}$$

Cette étape seule simplifie le problème. Les sous matrices $[J_1]$ et $[J_4]$ représente la moitié de l'ensemble de la taille du Jacobien. Et du moment que le nombre d'opérations arithmétiques, et le temps d'exécution pour la résolution du système linéaire à n équations varie en fonction n^3 . La résolution d'un système de n équations doit prendre uniquement $\frac{1}{4}$ du nombre d'opération requis pour un système de n équations [23].

I.7.3. Méthode de Newton-Raphson découplée rapide

Parmi les littératures concernant le problème de calcul des puissances, deux chercheurs, B. Slott et Ongunalsac, décrivent une série d'approximation qui produit d'avantage de simplifications. On doit se référer à incorporer la plupart de ces simplifications à l'algorithme découplé en ajoutant « rapide » à la méthode.

Pour comprendre la méthode, on rappelle l'équation générale qui constitue l'entrée diagonale de la matrice $(\frac{\partial P}{\partial \varphi})$:

$$\frac{\partial P}{\partial \varphi} = |\bar{V}_i| |\bar{V}_j| |\bar{Y}_{ij}| \sin(\varphi_i - \varphi_j - \theta_{ij})$$

En fonctionnement nominal du réseau, les modules des tensions en pu des accès sont tous voisins de l'unité et les différences entre les angles de phase des tensions des accès interconnectés sont faibles et peuvent être négligées devant φ_{ij} :

$$|\bar{V}_i| \cong 1 \quad \text{et} \quad \varphi_i - \varphi_j \ll \theta_{ij}$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \varphi_j} = |\bar{V}_i| |\bar{V}_j| |\bar{Y}_{ij}| \sin(-\theta_{ij}) \quad (I.112)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \varphi_j} = -|\bar{V}_i| |\bar{V}_j| |\bar{Y}_{ij}| \sin(\theta_{ij}) = -|V_i| |\bar{V}_j| B_{ij} \quad (I.113)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \varphi_j} = -|\bar{V}_i| |\bar{V}_j| B_{ij} \approx -B_{ij} \quad (I.113)$$

De la même façon, on détermine les éléments de la sous matrice [J4] :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = -|\bar{V}_i| |\bar{V}_j| B_{ij} \approx -B_{ij} \quad (I.114)$$

Le problème consiste à résoudre les deux systèmes suivants :

$$[\Delta P] = -[B]\{\Delta \varphi\} \quad (I.115)$$

$$[\Delta Q] = -[B]\{\Delta |V|\} \quad (I.116)$$

$$[B] = \text{Imag}\{Y\}: \text{la matrice susceptance} \quad (I.117)$$

L'expérience a démontré que la meilleure convergence des propriétés et les temps recherchés, peuvent être atteints avec des approximations additionnelles.

I.6.4. Algorithme pour la méthode de Newton-Raphson

1- Lecteur des données du réseau.

2- Définir le critère de convergence " ε " et le nombre maximum d'itération K_{max} .

3- Initialiser les tensions complexes des accès.

$$|\bar{V}_1| = \bar{V}_{1,Spec}, \theta_1 = \theta_0^{accès} \quad I = accès \text{ bilan.}$$

$$|\bar{V}_i| = \bar{V}_{i,Spec}, \theta_i = 0^\circ \quad \text{pour les accès (P, V).}$$

$$|\bar{V}_i| = 1 \theta_i = 0^\circ \quad \text{pour les accès (P, Q).}$$

4- Formation de la matrice \bar{Y}_{nodale} (\bar{Y}_{bus}).

5- Initialiser le compteur d'itération ($K_i = 0$).

6- Calculer les P_i et Q_i i=2, n (n : nombre d'accès).

7- Calculer les :

$$\Delta P_i^{(k)} = P_{iSpec} - P_{ical}^{(k)} \quad i=2, n.$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_{iSpec} - Q_{ical}^{(k)} \quad \text{pour les accès (P, Q).}$$

8- Pour i=2, n.

Si type (i) = 3 ; type (i) = 3 : accès générateur ; type (i) = 2 : accès charge

$$|\bar{V}_i| = |\bar{V}_{isp}| ; \quad \Delta |\bar{V}_i| = 0 ; \quad \Delta Q_i = 0$$

Fin Si

9- Calculer :

$$MDP = \max |\Delta P_i|$$

$$MDQ = \max |\Delta Q_i|$$

Si $MDP \geq \epsilon$ ou $MDQ \leq \epsilon$ alors aller à 16

10- Former le Jacobien du système : (éliminer les lignes et colonnes de J4 accès (P, |V|)).

11- Résoudre le système :

$$\begin{bmatrix} \{\Delta P\} \\ \{\Delta Q\} \end{bmatrix} = [J]^k \begin{Bmatrix} \{\Delta \varphi\} \\ \{\Delta |\bar{V}| \} \end{Bmatrix}^k$$

12- Calculer les nouvelles valeurs des tensions complexes.

$$\begin{cases} |\bar{V}_i|^{k+1} = |\bar{V}_i|^k + \Delta |\bar{V}_i|^k \\ \theta_i^{k+1} = \theta_i^k + \Delta \theta_i^k \end{cases}$$

13- Incrémenter le compteur d'itération ($K_i = K_i + 1$).

Si $K_i \leq K_{imax}$ alors aller à 6.

14- Calculer, P_i et Q_i .

15- Pour les accès générateurs vérifier les conditions suivantes :

$Q = Q_{max}V_i > V_{isp}$ reste accès générateur

$Q = Q_{max}V_i < V_{isp}$ changer en accès charge. Reprendre de processus itératif

$Q = Q_{min}V_i < V_{isp}$ reste accès générateur

$Q = Q_{min}V_i > V_{isp}$ Changer en accès charge. Reprendre de processus itératif

16- Calculer les puissances qui s'écoulent dans les branches.

17- Imprimer les résultats.

18- Fin.

I.7.5. Avantages et inconvénients de la méthode Newton-Raphson

Les avantages et inconvénients de la méthode Newton-Raphson sont bien connus [26] :

➤ **Les avantages**

- Nécessite moins de nombre d'itérations pour atteindre la convergence, et prend moins de temps de calcul.
- Plus précise et pas sensible aux facteurs tels que la sélection de bus slack, régulation transformatrice...
- Le nombre d'itérations nécessaires à cette méthode est presque indépendant de la taille du système.

➤ **Les inconvénients**

- Nécessite plus de calculs impliqués dans chaque itération et exige un grand temps de calcul par itération une grande mémoire de l'ordinateur.
- technique de la solution difficile (programmation difficile).

Dans le littérature, diverses modifications de la méthode Newton-Raphson ont été faites de manière à améliorer ses aspects défavorables.

I.8. Conclusion

L'importance de l'étude de la répartition des charges (l'écoulement de puissance) est capitale pour l'obtention de tous les paramètres du réseau électrique. Parmi les méthodes de

résolution, on a choisi la méthode de Newton-Raphson (la méthode classique itérative). Cette dernière a été appliquée dans différents réseaux.

Dans ce chapitre, nous avons présenté la formulation globale du problème d'écoulement de puissance dans les réseaux.

Selon ce qui précède, afin d'analyser le réseau électrique, il nous faut calculer l'écoulement de puissance dont le calcul doit passer par la résolution des équations différentielles non linéaires, où le recours aux méthodes numériques est inévitable.

Au chapitre suivant, on va parler sur dispatching économique avec et sans pertes en utilisant des méthodes classique les plus répondues.

Chapitre II

Dispatching économique dans les réseaux électriques

II.1. Introduction

Le dispatching économique (E D The Economic Dispatch) est la génération, la répartition et l'exploitation à coût minimal de l'énergie électrique dans un réseau de puissance électrique. On peut encore dire que c'est un problème d'optimisation qui est basé essentiellement sur la répartition la plus économique de la puissance active produite par les groupes de génération existant dans un réseau électrique ; en satisfaisant toute la demande et en tenant compte des contraintes d'égalité et d'inégalité des groupes[4].

L'outil d'optimal dispatch (OD) est utilisé très près du temps réel entre 5 et 15 min où les prévisions deviennent de plus en plus précises et lancé à des intervalles réguliers. Ça sert à déterminer le niveau de production définitif des unités qui sont disponibles à ce moment où déjà démarrées [4].

Le but principal du dispatching économique est de trouver la contribution en puissance de chaque unité de génération du système électrique, de sorte que le coût total de production soit minimisé le plus possible pour n'importe quelle condition de charge tout en respectant les contraintes physiques de ces générateurs [27].

Le problème de la répartition économique d'énergie a pris une importance considérable avec l'apparition de la crise d'énergie nécessitant des combustibles de plus en plus chers. Il faut donc planifier les puissances actives et réactives de chaque centrale électrique, de telle sorte que le coût total de fonctionnement du réseau entier soit minimal. D'une autre façon, il faut varier les puissances active et réactive des générateurs dans certaines limites afin de satisfaire la demande particulière de la charge avec un coût minimal du combustible. Ce processus est appelé l'écoulement de puissance optimal, et parfois, il est connu comme le problème du dispatching économique [4].

Nous consacrons ce chapitre à un bref rappel sur le dispatching économique dans les réseaux électriques, on commence à introduit la fonction coût du combustible et l'émission des gaz, fonction de perte de transmission, et des méthodes pour résoudre le problème de dispatching économique avec et sans pertes. Qui seront, par la suite validées sur le réseau IEEE 30 jeux de barres.

II.2. Description de répartition économique de l'électricité

Le problème de la répartition économique est devenu une tâche décisive dans l'exploitation et la planification du réseau électrique. L'objectif est de programmer la production des groupes turbines-alternateurs engagées de manière à répondre à la demande de charge requise à un coût minimum et à satisfaire toutes les contraintes opérationnelles du réseau [29].

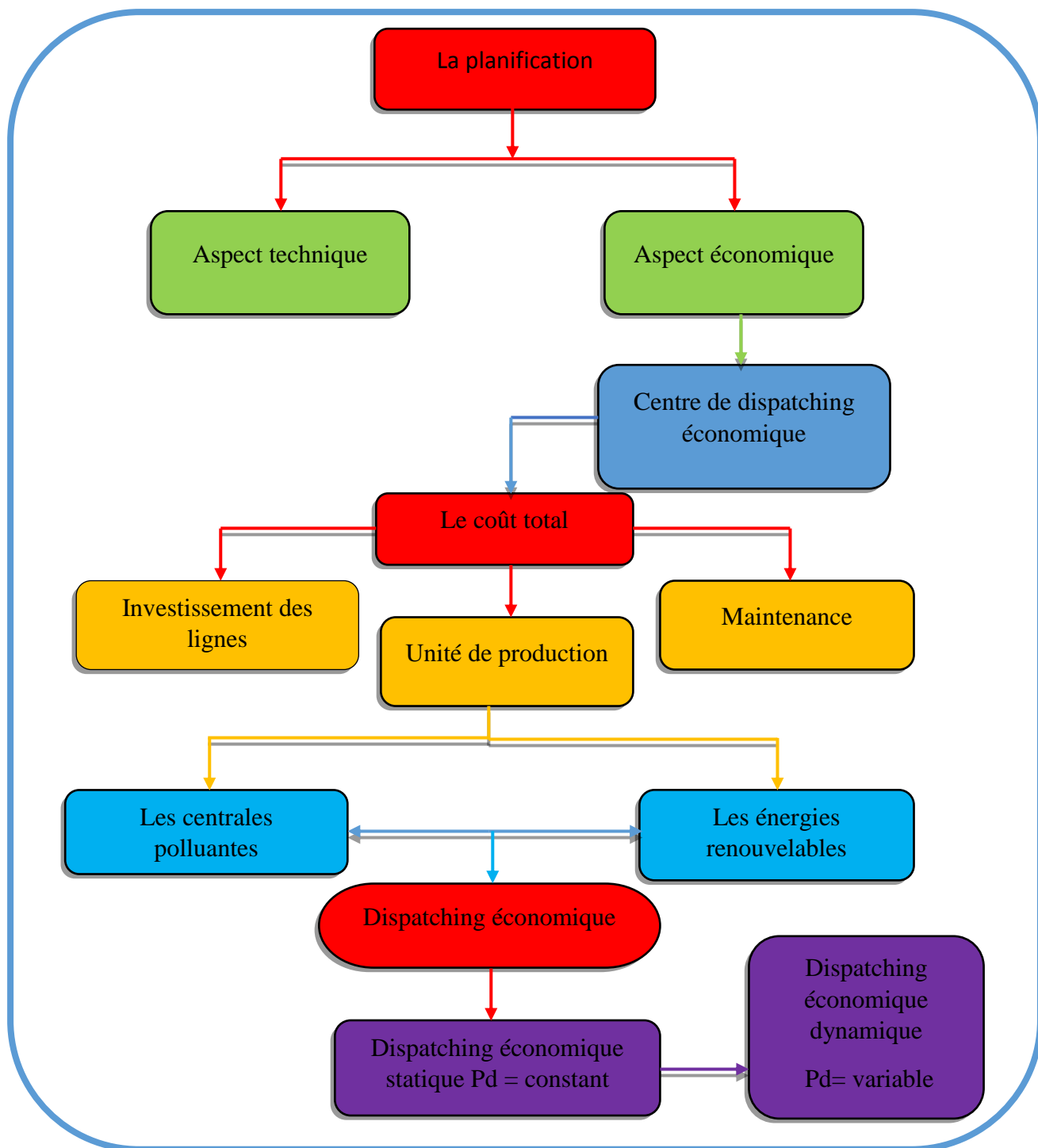


Figure II.1. Classification du problème de planification de la puissance active.

II.3. Aperçu sur l'architecteur des réseaux électrique

Le réseau à très haute tension THT (400 KV, 225KV) d'interconnexion internationale forme un ensemble maillé sur lequel sont raccordées les grandes centrales (centrales nucléaires de 1000 MW, par exemple). Il est complété par le réseau de répartition (60 à 150 KV) souvent exploité en poches reliées au niveau supérieur de tension et sur lequel se raccordent des centrales électriques de moindre puissances, ainsi que les grands utilisateurs industriels .On trouve en suite un réseau de

distribution (de 400V à 20 KV) desservant la clientèle (petites et moyennes entreprises, commerces, secteur résidentiel). Ce réseau de distribution est généralement de structure radiale, éventuellement bouclé dans des zones urbaines pour assurer la continuité de service, voire bouclé même en basse tension dans certaines grandes villes. Le coût d'un réseau bouclé est plus élevé par la complexité du contrôle et de la protection, mais ce type de réseau se caractérise par une meilleure continuité de service.

L'alimentation d'une grande agglomération se fait en général par une boucle à 225 KV, alimentée par le réseau d'interconnexion et sur laquelle sont raccordés des postes abaisseurs vers le réseau de répartition, souvent en câble pour la pénétration urbaine. Sur ce réseau de répartition sont branchés des postes abaisseurs vers le réseau de distribution (15 à 20 KV), bouclé et enfin le réseau basse tension de structure radiale alimentant les consommateurs (en triphasé ou en monophasé) [30].

II.4 Stratégie du fonctionnement des centrales électriques

Il existe un nombre infini des formes de fonctionnement pour assurer un chargement précis d'un système. On distingue chacune des unités de génération en désignant les puissances spécifiques de chacune d'elles en MW ou en MVA. Des générateurs qui fonctionnent à 100% de leurs capacités pendant 24 heures supportent la charge de base. Des générateurs intermédiaires commandés fonctionnent la plupart du temps, mais pas nécessairement sous une charge totale. On procède au couplage des unités de pointes à la ligne pendant des heures chaque jour. On a besoin d'une capacité de réserve pour affronter les cas d'urgences [16].

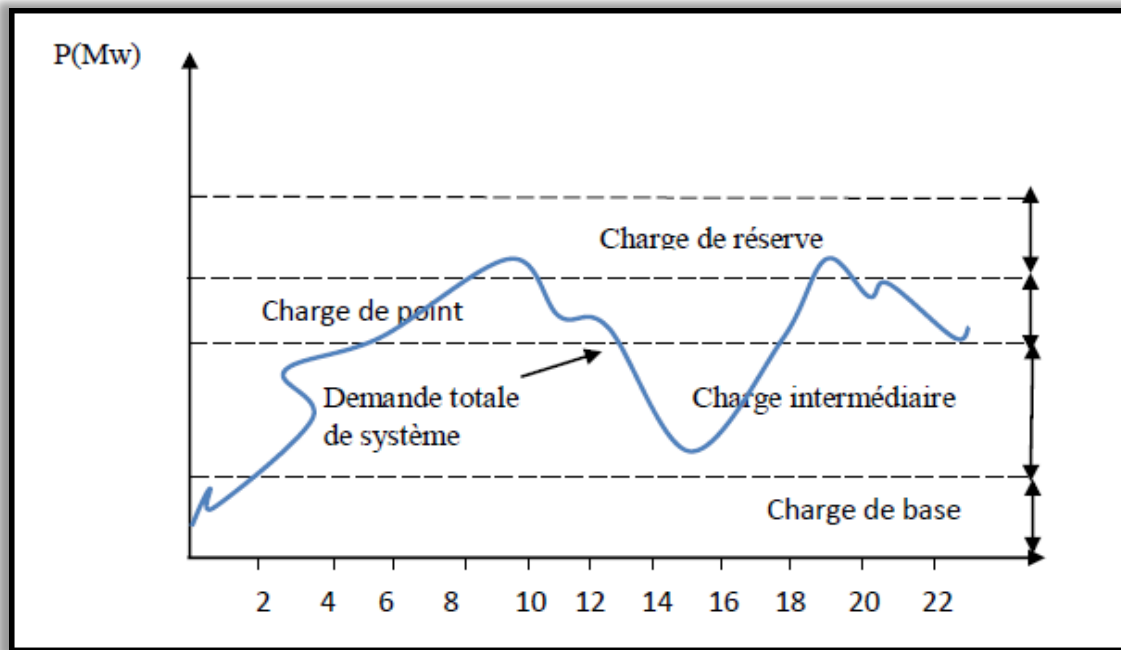


Figure II.2. Stratégie de fonctionnement des centrales suivant la demande de puissance électrique.

II.4.1. Unités de charge de base

Les unités nucléaires sont généralement classées dans cette catégorie à cause du besoin de conservation de l'équilibre thermique entre le réacteur atomique et le générateur de vapeur, il est préférable de stabiliser les puissances actives délivrées pour ce genre d'unités à un niveau constant dans la mesure de possible et faire fonctionner les unités dans des valeurs constantes de puissance[16].

II.4.2. Unités intermédiaires

Quand il faut organiser les puissances actives délivrées, on préfère utiliser les unités fonctionnant hydrauliquement, car on contrôle l'énergie générée par celles-ci en jouant sur le débit d'eau entrant à la turbine. Les centrales électriques ne sont pas toutes hydrauliques, mais on utilise des centrales thermiques contrôlables. À cause des constantes de temps thermiques d'un système à vapeur, il est toujours nécessaire d'organiser ces centrales dans les limites de leurs moyennes maximales. C'est-à-dire la moyenne où l'on peut varier le niveau d'énergie ou de puissance en MW par minute [16].

II.4.3. Unités de pointes

Les générateurs entraînés par des turbines à gaz peuvent répondre à l'augmentation de la charge avec une grande vitesse ; pour cela, ils sont utilisés fréquemment pour les heures de pointes, mais lorsqu'on dispose des générateurs entraînés hydrauliquement ceux-ci sont préférés en premier

lieu. Les centrales de pointes doivent être mises en marche dans un délai très court, elle utilise donc des moteurs à diesel, des turbines à gaz, des moteurs à air comprimé ou des turbines hydrauliques à réserve pompée. Remarquons que la période d'amorçage est de 4 à 8 heures pour les centrales thermiques et de quelques jours pour les centrales nucléaires. Il n'est donc pas économique d'utiliser ces centrales pour fournir la puissance de pointe [16].

Différents de disposition. Le coût d'énergie varie en grande partie en fonction du dollar par (MW heures) entre les différentes unités précédentes. L'unité de pointe est considérée la plus chère, car elle n'est pas exploitée toujours et on peut s'abstenir d'acheter ce type d'unités pour des années en minimisant la pic de demande par le contrôle de la charge

II.4.4. Unité de réserve

La gamme des générateurs demandés peut être constituée de générateurs conservés à la sortie partielle (capacité de réserve) ou des générateurs intermédiaires à des degrés. Il est primordial pour n'importe quelle entreprise de production d'énergie électrique de conserver les unités mixtes convenables et cela n'est pas dû seulement à la variation de l'énergie demandée par heure, mais il est obligatoire de procéder régulièrement à la maintenance de toutes les centrales électriques.

En ce qui concerne les centrales nucléaires, il faut les alimenter en combustible. La réussite de l'unité productrice d'énergie à gérer les différentes unités dépend essentiellement de sa capacité à réaliser le compromis entre la génération de l'énergie et la demande de la charge non pas pour 24 heures, mais pour des années entières [16].

II.5. Dispatching économique

L'énergie électrique étant très difficilement stockable, elle est produite en même temps qu'elle est consommée, donc, en permanence, la production doit s'adapter à la consommation à tout instant tout en conservant la qualité de l'énergie et en minimisant les frais d'exploitation. Ce problème de la répartition économique d'énergie (dispatching économique optimal) a pris une importance considérable avec l'apparition de la crise d'énergie nécessitant des combustibles de plus en plus chers [1].

II.5.1. Définition dispatching économique

Les termes « Dispatching Optimal », « Dispatching de génération Optimal », « Dispatching Économique Optimal », « Répartition de puissance Optimal », et « Répartition de charge Optimal » sont essentiellement des synonymes basés sur un type de calcul de répartition dans lesquels quelques quantités sont minimisées, pendant l'horaire de génération, le terme général «Dispatching Économique » est rapporté à la formulation dans laquelle les coûts d'investissement sont minimisés [30].

Le dispatching économique est un problème d'optimisation qui consiste à répartir la production de la puissance active demandée entre les différentes centrales du réseau, de sorte à exploiter ces dernières de la manière la plus économique possible. Cette distribution doit évidemment respecter les limites de Production des centrales. La variable à optimiser est donc le coût de production de la puissance d'un réseau électrique [21].

Le dispatching économique est un sous-problème du problème de planification des réseaux électriques. Ce problème peut être classé en deux catégories [28] :

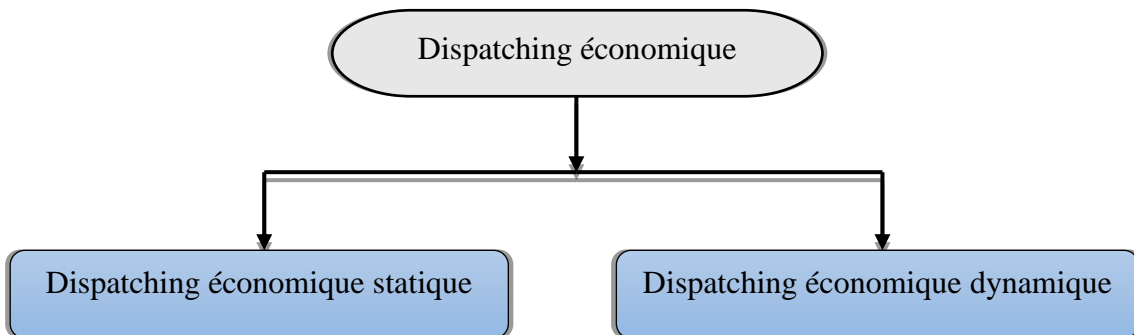


Figure II.3. Catégories de classification du dispatching économique.

II.5.2. Objectif du dispatching économique

L'objectif est de résoudre le problème économique de production de l'énergie électrique, c'est-à-dire de minimiser le coût total du combustible nécessaire pour cette production qui se présente sous forme d'une fonction non linéaire, en tenant compte de certaines contraintes de type égalité et de type inégalité [16].

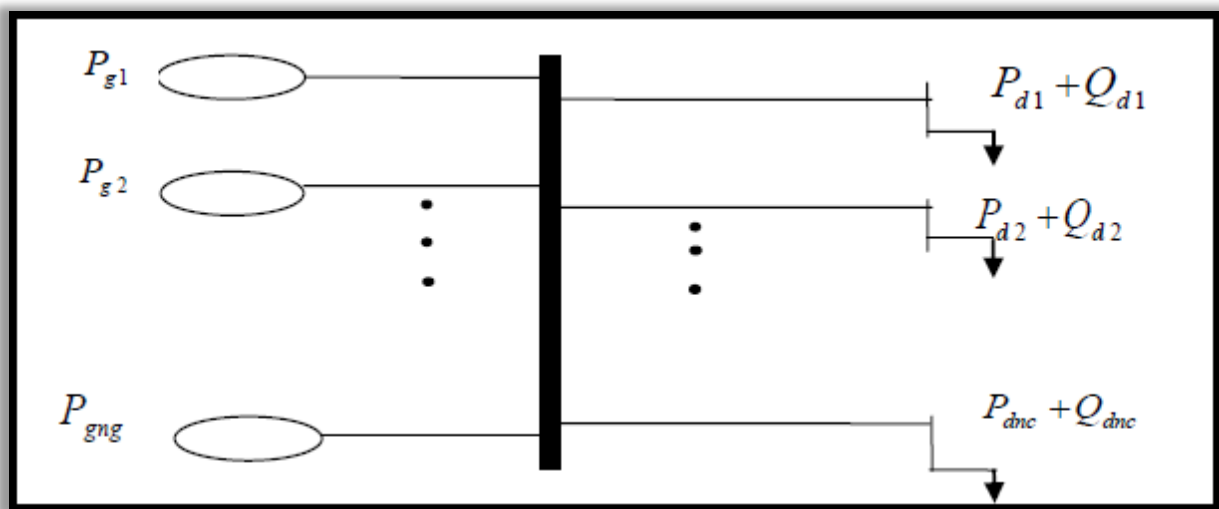


Figure II.4. Modèle du système électrique utilisé dans le dispatching économique [32].

II.5.3. Fonction objectif

a) Fonction coût

C'est la fonction objective à optimiser, ou le coût de production (coût du combustible) d'une centrale est généralement modélisé par une fonction polynomiale du second degré en PG (puissance active générée par la centrale) dont les coefficients sont des constantes propres à chaque centrale [16] [28].

$$C_i(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2) [$/h] \quad (II.1a)$$

P_{gi} : Puissance active générée par unité de génération (i).

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

N_g : nombre de nœuds générateurs (producteurs).

a_i, b_i, c_i : Sont des coefficients de la fonction coût propres à chaque générateur (i).

Le coût de production à l'entrée en \$/h varie avec la puissance à la sortie du générateur P_{gi} en MW.

La relation entre le coût de production et la puissance de sortie est appelée « courbe de coût de production » $C_i = (P_{gi})$ (Figure II.5).

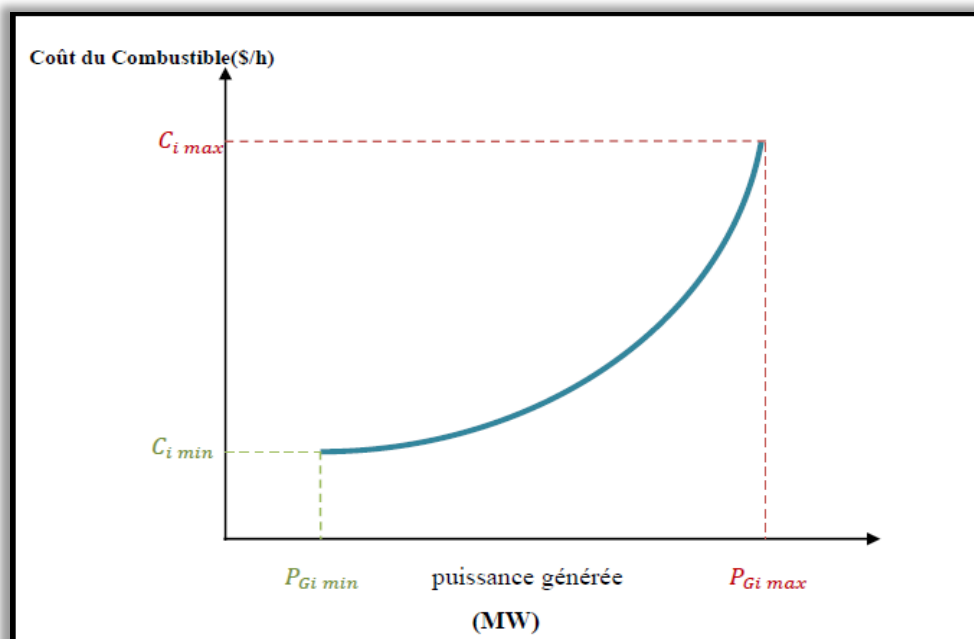


Figure II.5. Caractéristique du coût de production d'un générateur thermique.

b) Incrémentation du coût

La dérivée partielle $\frac{\partial C_i}{\partial P_{gi}}$ avec ($i=1,2,\dots, n$) de la fonction de coût s'appelle coût incrémental du coût du générateur i . Elle représente la tangente de la courbe qui lie le coût et la puissance générée « le coût marginal lambda λ_i » comme elle est montrée sur la (Figure II.6). Son unité s'exprime en (\$/KWh), pour les grands générateurs l'unité est (\$/MWh).

$$\lambda_i = \frac{\partial C_i}{\partial P_{gi}} = 2C_i P_{gi} + b_i \quad (II.1b)$$

Pour le reste des nœuds de réseau, on remarque une diminution dans les limites acceptables par rapport aux valeurs de références.

- La demande totale (MW) $P_d = 283.4$ MW
- Les générations totale (MW) $\sum P_{gi} = 531.6184$
- Les pertes actives total (MW) $P_L = 8.13$

Ces valeurs sont calculées pour un temps d'exécution égale $t=0.5715$ ce qui donne conduit à dire que ce problème peut être considéré statique (pas de variations de charge). Donc on fera une étude d'un dispatching économique statique pour une demande à un instant précis.

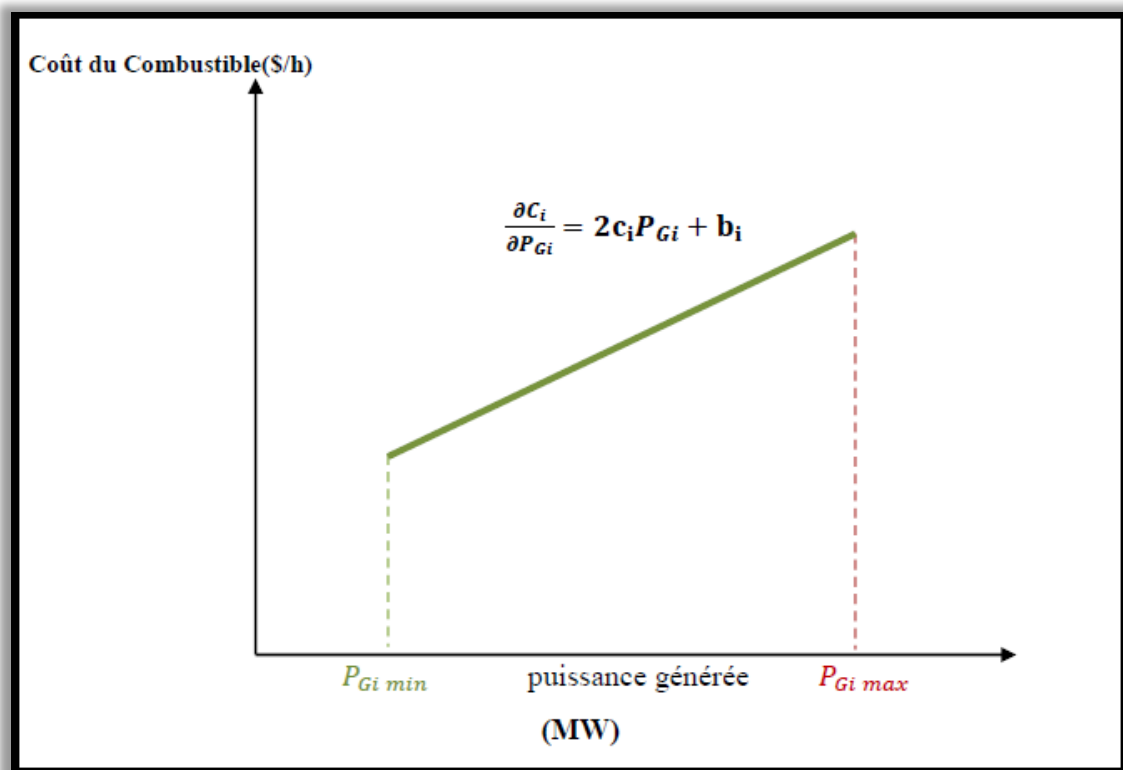


Figure II.6. Courbe de l'accroissement du coût de combustible.

c) L'émission des gaz toxiques

Les émissions des gaz toxiques rejetés par les unités de générations de production sont dues à la combustion des carburants d'origines fossiles [29].

- ✓ L'émission atmosphérique peut être représentée par une fonction qui relie les émissions avec la puissance générée par chaque unité. L'émission de SO2 dépend de la consommation de carburant et a pour effet la même forme que le (coût du carburant).
- ✓ L'émission de NOx est difficile à prédire et sa production est associée à de nombreuses comme la température de la chaudière et le contenu de l'air.
- ✓ La fonction d'émission en Ton/h qui représente les émissions de SO2 et de NOx est une fonction de la puissance du générateur et est exprimée comme suit [33] :

$$E_i(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2 + d_i \exp(e_i P_{gi})) [Ton/h] \tag{II.1c}$$

$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i, d_i$ Et e_i : sont les coefficients de la fonction émission attachées à chaque groupe de production i.

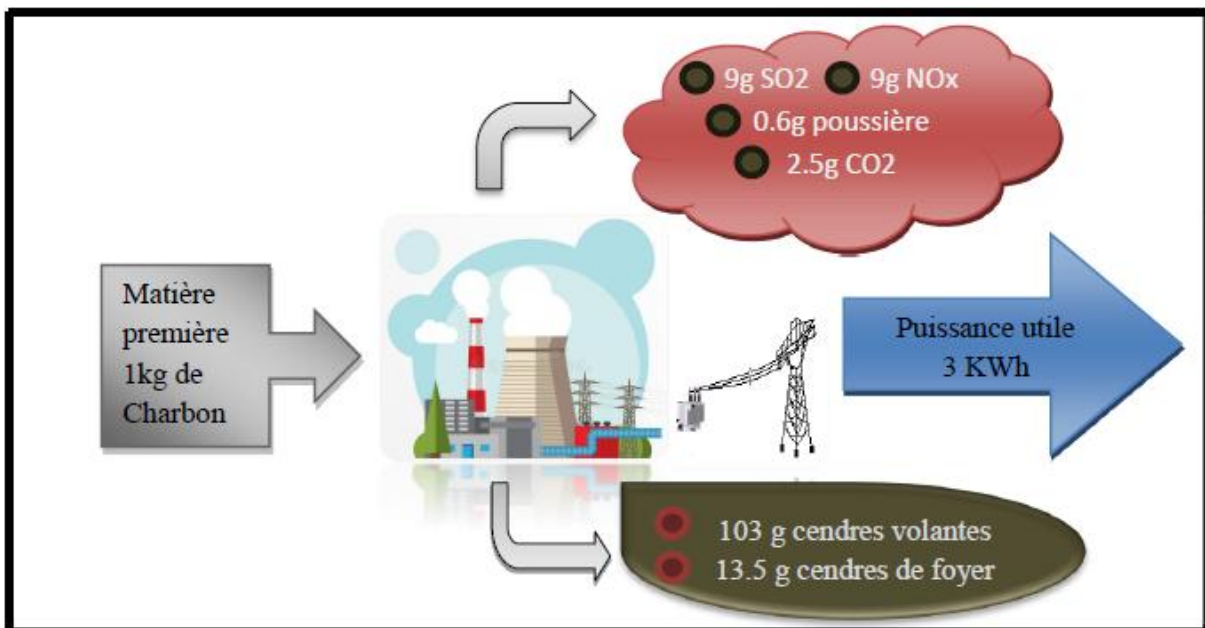


Figure II.7. Rejets d'une centrale au charbon en une seule journée.

À titre d'exemple, la figure (II.7) présente les rejets d'une centrale à charbon qui justifiait clairement l'importance d'inclure l'effet de pollution dans le dispatching économique.

La fonction objective liée avec le facteur d'hybridation est formalisée comme suit :

$$H_i = \frac{\sum_{i=1}^{ng} C_i P_{gi}^{max}}{\sum_{i=1}^{ng} E_i P_{gi}^{max}} \tag{II.2}$$

Donc la fonction objective globale à minimiser peut être d'écrite de la manière suivant :

$$\text{Min}\{f_t(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{gi}) + H_i \times \sum_{i=1}^{ng} E_i(P_{gi})\} \quad (II.3)$$

$$C_t = \sum C_i(P_{gi})$$

C_t : Fonction objective de coût total de production.

II.5.4. Contraintes

Les puissances actives générées optimales correspondant à une fonction objectif minimal, doivent obligatoirement respecter les contraintes de type égalité et inégalité. Les contraintes de sécurité expriment qu'en cas de perte d'un ou plusieurs ouvrages de production et/ou de transport, le réseau continu à fonctionner dans des limites admissibles [2].

II.5.4.1. Contraintes d'égalité

Le choix optimal des puissances générées doit obéir à l'équilibre statique de l'énergie dans le système électrique. Ces contraintes sont représentées par des équations non-linéaires de l'écoulement puissance.

On peut dire que les contraintes d'égalités vérifient la loi de Kirchhoff, bilans d'énergie [2].

a) Cas d'un système sans pertes

Dans ce cas, la seule contrainte est que la somme de toutes les puissances actives générées, soit égale à la charge totale de système [2].

$$\sum_{i=1}^{nd} P_{gi} = P_D \quad (II.4)$$

b) Cas d'un système avec pertes

Dans ce cas, la somme de toutes les puissances actives générées, soit égale à la somme de la puissance demandé par la charge du système et les pertes de transmission de cette puissance [2] [4].

$$\sum_{i=1}^{nd} P_{gi} = P_D + P_L \quad (II.5)$$

Avec :

$$\sum_{i=1}^{nd} P_{Di} = P_D \quad (II.6)$$

Ou :

P_D : représente la puissance active totale absorbée (consommée) par toute la charge.

P_{Di} : La puissance active totale absorbée (consommé) par la charge (i).

P_L : Les pertes actives les lignes de transmission.

P_{gi} : représente puissance active générée au nœud (i).

nd : Le nombre de nœud consommateurs.

II.5.4.2 Contraintes d'inégalité

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

$$P_{gi} - P_{gi}^{max} \leq 0 \quad (II.7)$$

$$P_{gi}^{min} - P_{gi} \leq 0 \quad (II.8)$$

Ces deux contraintes peuvent être écrites comme suite :

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \quad i=1,2,\dots,ng \quad (II.9)$$

Où :

P_{gi}^{max} : La puissance active maximale du générateur (i).

P_{gi}^{min} : La puissance active minimale du générateur (i).

Il faut bien évidemment respecter les valeurs-limites de production des centrales pour le maintien de la sécurité du système. Donc, les contraintes d'inégalités représentent par le domaine de fonctionnement admissible, possible (limitation des ressources, sécurité...) [1].

En plus des contraintes sur les puissances actives à chaque générateur qui a une influence directe sur la fonction coût, on peut citer d'autres contraintes d'inégalités [28].

- La puissance réactive générée (Q_{gi}) :

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max} \quad (II.10)$$

- Pour garder la qualité de service électrique et la sécurité du système, les niveaux de tension des jeux de barres doivent toujours être entre leurs limites maximales et minimales [41] :

$$V_{ik}^{min} \leq V_{ik} \leq V_{ik}^{max} \quad (II.11)$$

- Le courant transitant (I_{ik}) :

$$I_{ik}^{min} \leq I_{ik} \leq I_{ik}^{max} \quad (II.12)$$

II.6. Formulation mathématique du problème dispatching économique

Le dispatching économique dans les réseaux électriques est un problème de minimisation du coût de production de tous les générateurs. D'autre part, on sait très bien que les facteurs influant sur le coût sont résumés en quatre points essentiels :

- Le rendement de fonctionnement des générateurs.
- Le coût du combustible.
- Le taux d'émission des gaz.

- Les pertes dans les lignes de transmission.

En plus de la minimisation le coût, le DE peut-être multi-objection on se fixant d'autres objectifs comme la minimisation des gazes à effet de serre et la minimisation des pertes dans les lignes le problème est alors multi-objectif. La fonction multi-objectifs minimiser est alors composée de plusieurs fonction objectifs avec une pondération comme suite :

$$f_{obj} = w_1 f_1 + w_2 f_2 + w_3 f_3 + \dots \quad (II.13)$$

Et pour minimiser la fonction coût et les gazes a effet, on peut ajuster sur l'un des points précédents. Cette minimisation peut être traduite par la condition suivante :

$$\min(\sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{gi}) + H_i \times \sum_{i=1}^{ng} E_i(P_{gi})) \quad (II.14)$$

ng : Le nombre des générateurs. Dans le cas général on minimise cette fonction tout en respectant les contraintes d'égalités et d'inégalités [3] [4].

II.7. Méthode de résolution du dispatching économique

II.7.1. Dispatching économique sans pertes

Le dispatching économique statique sans perte est plus simple, seules les puissances actives générées par les centrales influencent sur le coût de production, la résolution est faite pour un instant précis.

La solution du dispatching économique est obtenue à l'aide de deux types de méthode d'optimisation :

- La méthode de Kuhn-Tucker et la méthode de Gradient utilise le gradient.
- La méthode d'itération de Lambda qui utilise les itérations (minimisation sans gradient).

Dans certains cas on peut considérer le problème de dispatching comme linéaire par parties, on utilise alors la programmation linéaire [32].

II.7.1.1. Méthode de Lagrange

Le système des équations (II.1a) et (II.4) est un problème d'optimisation non-linéaire avec contraintes, qui doit être résolu par le développement d'une fonction qui s'appelle la fonction de Lagrange.

Pour obtenir l'extremum d'une fonction objectif, on doit ajouter la fonction de contrainte à la fonction objectif, par la multiplication par un coefficient qui s'appelle le multiplicateur de Lagrange, qui est préalablement indéterminé [32].

La fonction augmentée de Lagrange du problème est donnée comme suite :

$$L = \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2) + \lambda (P_D - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi}) \quad (II.15)$$

La condition nécessaire pour avoir l'optimum est que les dérivées premières de la fonction de Lagrange par rapport aux P_{gi} , et λ sont égales à zéro.

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial P_{gi}} = b_i + P_{gi}2c_i - \lambda = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_D - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} \end{cases} \quad (II.15)$$

Donc, pour un fonctionnement optimal des générateurs, il faut que le l'accroissement du coût de tous les générateurs soit le même, c a d égal à (λ)

Le système d'équations (II.15) comporte ($ng+1$) équations avec ($ng+1$) inconnus, qui peuvent être résolus par la substitution des valeurs de (P_{gi}) des premières équations dans l'avant dernière.

$$P_{gi} = \frac{\lambda - b_i}{2c_i} \quad (II.16)$$

$$P_D = \sum_{i=1}^{ng} \left(\frac{\lambda - b_i}{2c_i} \right) \quad i = 1, 2, \dots, ng \quad (II.17)$$

La valeur optimale de (λ) est alors calculée comme suit :

$$\lambda = \lambda^* = \frac{P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{b_i}{2c_i}}{\sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2c_i}} \quad (II.18)$$

La valeur optimale (λ^*) est remplacée dans les premières équations de (II.18) pour obtenir la puissance optimale à générer par chaque générateur :

$$P_{gi} = \frac{1}{2c_i} \left(\frac{P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{b_i}{2c_i}}{\sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2c_i}} - b_i \right) \quad (II.19)$$

II.7.1.2 Méthode graphique du problème dispatching économique

Le problème du dispatching économique peut être résolu par une méthode graphique, entrainant la courbe d'accroissement du cout $\lambda = (P_{gi})$, pour chaque générateur et sur le même plan. En ajoutant graphiquement les valeurs des puissances, on aboutit à une seule courbe résultante représentant le coût d'accroissement total de tous les générateurs. La valeur de la charge totale (P_D) peut être prise comme point de départ d'une ligne verticale, tirée jusqu'a ce que la ligne du coût d'accroissement totale soit traversée. Cette valeur de la traversée (Optimum) est prise comme point de début d'une ligne horizontale allant vers la gauche. Cette ligne indique la valeur optimale de lambda (λ^*) pour toutes les puissances actives des générateurs.

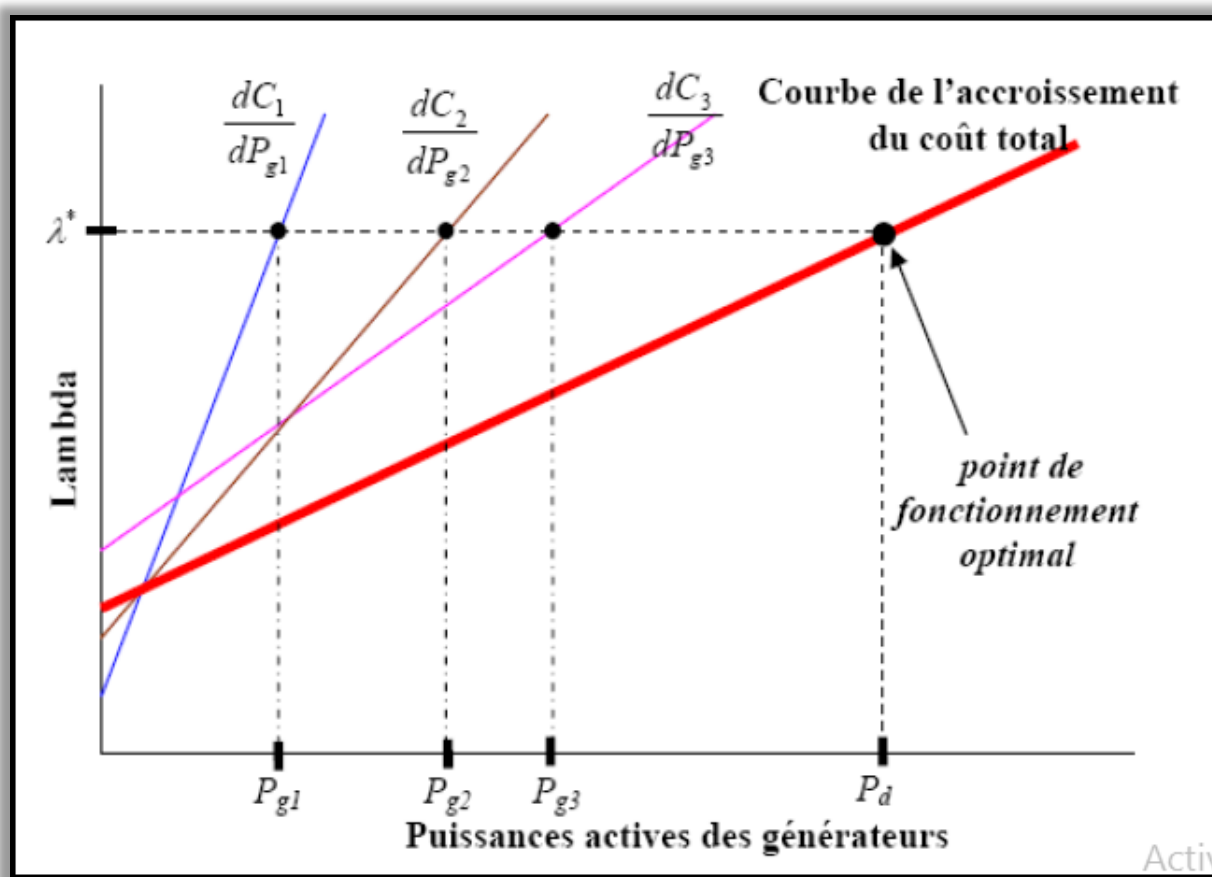


Figure II.8. La méthode graphique de résolution de l'D.E sans pertes.

Les points d'intersection de cette ligne avec les courbes du coût d'accroissement originales sont les valeurs optimales de la solution. Pour obtenir les puissances optimales des générateurs, il suffit de tracer des lignes verticales descendantes à partir des courbes du coût d'accroissement des générateurs [30].

II.7.2. Dispatching économique avec pertes

Dans les systèmes réels, le transport de l'énergie électrique vers les jeux de barres de charge est souvent accompagné par des pertes de transmission. Le problème du dispatching économique devient un peu compliqué par rapport au cas précédent où les pertes ont été négligées. La topologie du réseau aura une incidence sur la répartition optimale de la production. Nous repartirons du raisonnement utilisé pour le dispatching sans pertes. Cependant pour pénaliser les centrales qui produisent de la puissance dont le transit provoque des pertes importantes, nous multiplierons les coefficients de leur fonction de coût par un facteur de pénalité [30].

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

A)- considération des pertes constantes

Dans ce cas, la valeur des pertes r'assemble avec la puissance demandée totale et le problème sera étudié comme le cas sans pertes.

B)- pertes variables

Nous devenons à développer une expression mathématique des pertes de puissances actives, en fonction des puissances actives des générateurs.

II.7.2.1. Calcule des pertes

Il existe deux approches générales pour calculer les pertes :

- On calcule les pertes de transmission par les méthodes de calcul de l'écoulement de puissance N-R ou G-S.
- La méthode «*formule des pertes*» approximée est basée sur l'approximation des pertes totales de puissance active par une fonction directe des puissances actives des générateurs (P_{gi}) et les coefficients des pertes donnée par l'équation suivante[3].

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n P_{gi} B_{ij} P_{gi} + \sum_{i=1}^n P_{gi} B_{0i} + B_{00} \quad (II.20)$$

Ou :

P_{gi} : puissance active du générateur(i).

B_{ij} , B_{0i} et B_{00} : coefficients de pertes (constantes réelles).

Les deux approches sont utilisées dans ce mémoire comme nous allons voir au quatrième chapitre (Simulation et interprétation des résultats).

Les coefficients de pertes sont des constantes réelles spécifiques au réseau étudié, et sont calculés en fonction de la matrice impédance du réseau. Dans la littérature, Il existe beaucoup de formules pour le calcul des coefficients des pertes.

1)- Calcule des coefficients B_{ij}

Pour calculer les coefficients B_{ij} , nous partons des équations de l'écoulement de puissance :

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| [G_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j) + B_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j)] \quad (II.21)$$

$$P_{ij} = V_i^2 G_{ii} - |V_i| |V_j| [G_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j) + B_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j)] \quad (II.22)$$

$$P_{ji} = V_j^2 G_{jj} - |V_i| |V_j| [G_{ij} \cos(\varphi_j - \varphi_i) + B_{ij} \sin(\varphi_j - \varphi_i)] \quad (II.23)$$

Avec :

P_{ij} : la puissance qui quitte le nœud (i) en direction du nœud (j).

P_{ji} : la puissance qui quitte le nœud (j) en direction du nœud (i).

$$P_{Lij} = P_{ij} + P_{ji}$$

$$P_{Lij} = G_{ij}[V_i^2 - 2V_iV_j \cos(\varphi_j - \varphi_i) + V_j^2]$$

$$P_{Lij} = G_{ij}[(V_i - V_j)^2 + V_iV_j(\varphi_j - \varphi_i)^2] \quad (II.24)$$

Ce dernier résultat est obtenu en considérant que $(\varphi_i - \varphi_j \approx 0)$, on peut donc utiliser le développement en série de Taylor $(\cos(x) = \frac{1}{x^2})$

Si de plus nous faisons l'hypothèse que les tensions aux nœuds sont toutes proches de leur valeur nominale (1 pu), nous obtenons l'approximation (II.25) qui représente les pertes actives sur chaque ligne.

$$P_{Lij} = G_{ij}(\varphi_i - \varphi_j)^2 \quad (II.25)$$

Les pertes actives totales sont données en sommant les P_{Lij} tel que :

$$P_L = \sum_{i=1}^n P_{Lij} \quad (II.26)$$

Ce qui nous donne sous forme matricielle :

$$P_L = \sum \Psi^T G \Psi \quad (II.27)$$

$$G = \begin{pmatrix} G_{11} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & G_{22} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & G_{nn} \end{pmatrix} \quad (II.28)$$

Et : ou $\Psi = M\varphi$

Avec :

Ψ : vecteur des déphasages entre lignes.

M : matrice d'incidence des lignes.

Φ : vecteur des phases des nœuds.

Le vecteur (φ) peut être approximé par l'approche de l'écoulement de puissance à courant continu avec :

$$P_{gi} - P_D = A\varphi \Leftrightarrow \varphi = A^{-1}(P_{gi} - P_D) \quad (II.29)$$

Avec :

A : matrice du DC load flow.

Pour rappel, l'écoulement de puissance à courant continu se base sur les approximations suivantes :

- Toutes les conductances des lignes sont négligeables : $G_{ij} \approx 0$

- Toutes les différences angulaires sont petites : $\sin \varphi = \varphi$
- Toutes les tensions restent constantes à leur valeur nominale : $\forall i, V_i \approx 1 \text{ pu}$

Nous obtenons donc l'équation de l'écoulement de puissance :

$$P_i = V_i^2 G_{ij} - |V_i| \sum_{i \neq j}^n |V_j| \left[G_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j) + B_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j) \right]$$

$$P_i \approx -|V_i| \sum_{i \neq j}^n |V_j| \left[B_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j) \right]$$

$$\Leftrightarrow P_i \approx \sum_{i \neq j}^n -|V_i| \left[B_{ij} V_j \sin(\varphi_i - \varphi_j) \right] \quad (II.30)$$

Ou :

$$\begin{cases} a_{ij} = V_i V_j B_{ij} \forall i \neq j \\ a_{ii} = -\sum a_{ij} \end{cases} \quad (II.31)$$

Donc, on peut conclure que les pertes de ligne deviennent :

$$P_L = \sum \Psi^T G \Psi$$

$$P_L = \sum (P_{gi} - P_D)^T A^{-1} M^T G M A^{-1} (P_{gi} - P_D)$$

$$P_L = \sum P_D^T B P_D - 2 P_D^T B P_{gi} + P_{gi}^T B P_{gi} \quad (II.32)$$

Enfin :

$$B = A^{-1} M^T G M A^{-1}$$

$$B_{ij} = B$$

$$B_{0i} = -2 P_D^T B$$

$$B_{00} = \sum P_D^T B P_D$$

II.7.2.2. Méthode de Lagrange

Le dispatching économique consiste à minimiser le coût de production total C_t , qui est en fonction des puissances actives produites par les générateurs :

$$C_t = \sum_{i=1}^n C_i(P_{gi})$$

$$C_i(P_{gi}) = a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2 \quad (II.33)$$

Tout en respectant la contrainte d'égalité

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_D + P_L \quad (II.34)$$

Et les contraintes d'inégalités (limites de la puissance produite) :

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \quad i=1,2,\dots,n \quad (II.35)$$

On trouve aussi des contraintes d'inégalités liées aux limites des équipements du réseau électrique telle que les courants transitant ($I_{ik}^{min}, I_{ik}^{max}$), et aussi sur les tensions ($V_{ik}^{min}, V_{ik}^{max}$) aux accès comme suit :

$$\begin{cases} I_{ik}^{min} \leq I_{ik} \leq I_{ik}^{max} \\ V_{ik}^{min} \leq v_{ik} \leq v_{ik}^{max} \end{cases}$$

En utilisant le multiplicateur de Lagrange et en ajoutant des termes additionnels pour inclure les contraintes d'inégalités, on obtient :

$$L = C_t + \lambda(P_D + P_L - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi}) + \sum_{i=1}^{ng} \mu_i^{max} (P_{gi} - P_{gi}^{max}) + \sum_{i=1}^{ng} \mu_i^{min} (P_{gi}^{min} - P_{gi}) \quad (II.36)$$

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

$$\begin{cases} \mu_i^{max} = 0, \text{ si } P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \\ \text{et} \\ \mu_i^{min} = 0, \text{ si } P_{gi} \geq P_{gi}^{min} \end{cases} \quad (II.37)$$

En d'autres termes, si la contrainte d'inégalité correspondante au générateur (i) est respectée, son multiplicateur associé (μ_i) sera égal à zéro et le terme correspondant dans l'équation (II.36) disparaîtra. La contrainte devient active une fois non respectée.

Le minimum de la fonction de Lagrange (II.36) sans contrainte est trouvé au point où les dérivées partielles de la fonction par rapport à ses variables ($P_{gi}, \lambda, \mu_i^{max}, \mu_i^{min}$) sont égales à zéro.

$$\frac{\partial L}{\partial P_{gi}} = 0 \Rightarrow \frac{\partial C_t}{\partial P_{gi}} + \lambda \left(0 + \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} - 1 \right) = 0 \quad (II.38)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \quad (II.39)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_i^{max}} = P_{gi} - P_{gi}^{max} = 0 \quad (II.40)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_i^{min}} = P_{gi}^{min} - P_{gi} = 0 \quad (II.41)$$

Les équations (II.40) et (II.41) impliquent qu'on ne permet pas à P_{gi} de dépasser ses limites, et si la valeur de P_{gi} respecte les limites ($\mu_i^{max} = 0 = \mu_i^{min} = 0$), et la fonction de Lagrange devient comme suit :

Donc :

$$L = C_t + \lambda(P_D + P_L - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi}) + \sum_{i=1}^{ng} \mu_i^{max} (P_{gi} - P_{gi}^{max}) + \sum_{i=1}^{ng} \mu_i^{min} (P_{gi}^{min} - P_{gi}) = 0$$

$$L = C_t + \lambda(P_D + P_L - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi}) \quad (II.42)$$

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

$$\frac{\partial C_i}{\partial P_{gi}} + \lambda \left(\frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} \right) = \lambda \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (II.43)$$

Le terme $\frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}$ est les pertes incrémentales de transport.

La deuxième condition, donnée par (II.39) donne :

$$\sum_{i=1}^{nd} P_{gi} = P_D + P_L \quad (II.44)$$

L'équation (II.44) est tout simplement la contrainte d'égalité qui doit être respecté.

L'équation (II.43) peut être réarrangée comme suit :

$$\left(\frac{1}{1 + \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}} \right) \frac{dC_i}{dP_{gi}} = \lambda \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (II.45)$$

Ou :

$$FP_i \frac{dC_i}{dP_{gi}} = \lambda \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (II.46)$$

FP_i est le facteur de pénalité d'un générateur (i) donné par:

$$FP_i = \left(\frac{1}{1 + \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}} \right) \quad (II.47)$$

Par conséquent, l'effet des pertes de transport se manifeste dans l'apparition d'un facteur de pénalité dont la valeur dépend de l'emplacement des générateurs. L'équation (II.45) démontre que le coût minimum est obtenu quand le coût incrémental de chaque générateur multiplié par son facteur de pénalité est le même pour tous les générateurs.

Le coût de production incrémental est donnée par :

$$\frac{dC_i}{dP_{gi}} = 2C_i P_{gi} + b_i \quad (II.48)$$

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

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n P_{gi} B_{ij} P_{gj} + \sum_{i=1}^n P_{gi} B_{0i} + B_{00} \quad (II.49)$$

Ce qui donne la formule suivante :

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} = 2 \sum_{j=1}^n B_{ij} P_{gj} + B_{0i} \quad (II.50)$$

On peut alors écrire :

$$\lambda = FP_i(2C_iP_{gi} + b_i) \quad (II.51)$$

Si λ est FP_i sont connus, on peut tirer P_{gi} de l'équation (II.51)

$$P_{gi} = \frac{\lambda FP_i^{-1} - b_i}{2C_i} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (II.52)$$

La relation donnée par l'équation (II.52), est en fonction de λ , la solution optimale (λ) peut être calculée en remplaçant P_{gi} dans l'équation (II.44) c.-à-d.,

$$\sum_{i=1}^n \frac{\lambda FP_i^{-1} - b_i}{2C_i} = P_D + P_L \quad (II.53)$$

D'où :

$$\lambda = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{b_i}{2C_i} \right) + P_D + P_L}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{FP_i^{-1}}{2C_i} \right)} \quad (II.54)$$

La valeur du λ trouvée par l'équation (II.54) est remplacée dans l'équation (II.52) pour obtenir les puissances générées dans chaque jeu de barre

$$P_{gi} = \left[\frac{1}{2C_i} \left(\left(\frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{b_i}{2C_i} \right) + P_D + P_L}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{FP_i^{-1}}{2C_i} \right)} \right) FP_i^{-1} - b_i \right) \right] \quad (II.55)$$

Cette dernière expression qui nous donne l'ensemble des puissances générées minimisant le coût total et constituant notre premier optimum, sans tenir compte des limites sur les puissances générées [3].

En tenant compte des limites de génération, les conditions nécessaires sont ainsi modifiées, et données par :

$$P_{g_{nv}}^{min} \leq P_{ng} \leq P_{g_{nv}}^{max} \Rightarrow \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{g_{ng}}}} \right) \frac{\partial C_{ng}}{\partial P_{g_{ng}}} = \lambda \quad (II.56)$$

$$P_{nv} = P_{g_{nv}}^{max} \Rightarrow \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{g_{ng}}}} \right) \frac{\partial C_{ng}}{\partial P_{g_{ng}}} \leq \lambda \quad (II.57)$$

$$P_{nv} = P_{g_{nv}}^{min} \Rightarrow \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{g_{ng}}}} \right) \frac{\partial C_{ng}}{\partial P_{g_{ng}}} \geq \lambda \quad (II.58)$$

Ou :

ng : ensembles des générateurs satisfaisant les contraintes d'inégalité.

n_v : ensembles des générateurs ayant violés les limites supérieures ou inférieures.

L'algorithme de résolution obéit aux étapes suivantes :



Etape 01 : lire les données :

P_D : représente la puissance active totale absorbée (consommée) par toute la charge.

P_{gi}^{max} : La puissance active maximale du générateur (i).

P_{gi}^{min} : La puissance active minimale du générateur (i).

a_i, b_i, c_i : sont des coefficients de la fonction coût propres à chaque centrale (i).

Initialisation de :

- 1) Compteur d'itération $k = 1$.
- 2) Des pertes à 0 et du facteur de pénalité à 1.

Etape 02 : calculer les valeurs initiales des puissances générées par la méthode de Lagrange sans perte par (II.55) avec $FP_i = 1$.

Etape 03 : calculer les pertes incrémentales $\frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}$ et les pertes totales P_L et le facteur de pénalité

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n P_{gi} B_{ij} P_{gj} + \sum_{i=1}^n P_{gi} B_{0i} + B_{00} \quad (II.59)$$

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} = 2 \sum_{j=1}^n B_{ij} P_{gj} + B_{0i} \quad ; \quad FP_i = \left(\frac{1}{1 + \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}} \right) \quad (II.60)$$

Les pertes incrémentales et les pertes totales seront considérées constantes jusqu'à ce qu'on retourne à l'étape 3.

Etape 04 : calculer λ correspondant. En utilisant l'équation (II.54)

$$\lambda = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{b_i}{2C_i} \right) + P_D + P_L}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{FP_i^{-1}}{2C_i} \right)}$$

Etape 05 : calculer les puissances produites par chaque générateur (i) en utilisant l'équation (II.64).

$$P_{gi}^k = \frac{1}{2C_i} (FP_i^{-1} \times \lambda - b_i)$$

Etape 06 : nous vérifions les dépassements des puissances générées :

$$\begin{cases} \text{si } P_{gi} \geq P_{gi}^{max} & \text{Alors : } P_{gi} = P_{gi}^{max} \\ \text{si } P_{gi} \leq P_{gi}^{min} & \text{Alors : } P_{gi} = P_{gi}^{min} \end{cases}$$

On prend les puissances générées ayant violées leurs limites min ou max comme des charges

$$P_{D_i}^\circ = -P_{gi} \quad i(i = 1, \dots, n)$$

Les puissances générées par les accès restants concerne par le dispatching est donnée comme suit :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_C + P_L + \sum_{i=1}^{nv} P_{D_i}^\circ$$

Etape 07 : test d'arrêt

si : $MAX | P_{gi}^{k-1} - P_{gi}^k | \leq \delta$ Aller à l'étape 08, Sinon aller à l'étape 03

Etape 08 : calcul du cout de production total :

$$C_t = \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2)$$

II.7.2.3. Méthode de gradient

On remplace l'expression du coût de production incrémental et les pertes de transport incrémental dans (II.43) donnent l'équation suivante :

$$\lambda = 2C_i P_{gi} + b_i + 2\lambda \sum_{j=1}^n B_{ij} P_{gi} + \lambda B_{0i} \quad (II.59)$$

Qu'on peut écrire aussi sous la forme suivante :

$$\left(\frac{C_i}{\lambda} + B_{ii}\right) P_{gi} + \sum_{j \neq 1}^n B_{ij} P_{gi} = \frac{1}{2} \left(1 - B_{0i} - \frac{b_i}{\lambda}\right) \quad (II.60)$$

On prolonge (II.60) à tous les générateurs (1,..., n) , ce qui donne un système d'équation linéaire sous forme matricielle comme suit :

$$\underbrace{\begin{pmatrix} \frac{C_1}{\lambda} + B_{11} & B_{12} & \dots & B_{1n} \\ B_{21} & \frac{C_2}{\lambda} + B_{22} & \dots & B_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{ng1} & B_{ng2} & \dots & \frac{C_n}{\lambda} + B_{nn} \end{pmatrix}}_E \underbrace{\begin{pmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \vdots \\ P_{gn} \end{pmatrix}}_P = \frac{1}{2} \underbrace{\begin{pmatrix} 1 - B_{01} - \frac{b_1}{\lambda} \\ 1 - B_{01} - \frac{b_1}{\lambda} \\ \vdots \\ 1 - B_{01} - \frac{b_1}{\lambda} \end{pmatrix}}_D \quad (II.61)$$

$$[E] \times [P] = [D] \quad (II.62)$$

Pour réaliser le dispatching économique pour une estimation initiale du $\lambda^{(0)}$, le système linéaire de (II.61) doit être résolu numériquement. La résolution numérique peut être effectuée itérativement, dans ce cas le problème peut être considéré comme un problème de minimisation.

Une solution directe de l'équation matricielle peut être obtenue par l'inversion de la matrice (E), avec :

$$[P] = [E]^{-1} \times [D] \quad (II.63)$$

Dans ce qui va suivre, on présente le processus itératif en utilisant la méthode de Gradient pour résoudre le système linéaire de l'équation (II.62). Pour faire cela, On tire P_{gi} de (II.60) à l'itération (k) , P_{gi}^k est exprimé par l'équation suivante :

$$\left(\frac{C_i}{\lambda} + B_{ii}\right) P_{gi} + \sum_{j=1}^n B_{ij} P_{gj} = \frac{1}{2} \left(1 - B_{0i} - \frac{b_i}{\lambda}\right) \quad (II.64)$$

$$2\lambda \left(\frac{C_i}{\lambda} + B_{ii}\right) P_{gi} + 2\lambda \times \sum_{j=1}^n B_{ij} P_{gj} = \frac{1}{2} \left(1 - B_{0i} - \frac{b_i}{\lambda}\right) \times 2\lambda$$

$$P_{gi}^{(k)} = \frac{\lambda^{(k)}(1-B_{0i})-b_i-2\lambda^{(k)}\sum_{j \neq i}^n B_{ij}P_{gj}^{(k)}}{2(c_i+\lambda^{(k)}B_{ii})} \quad (II.65)$$

Remplaçant P_{gi} de (II.65) dans la contrainte d'égalité (II.44) donne l'équation suivante :

$$\sum_{i=1}^{nd} P_{gi} = P_D + P_L \quad (II.66)$$

$$\sum_{i=1}^n \frac{\lambda^{(k)}(1-B_{0i})-b_i-2\lambda^{(k)}\sum_{j \neq i}^n B_{ij}P_{gj}^{(k)}}{2(c_i+\lambda^{(k)}B_{ii})} = P_D + P_L^{(k)} \quad (II.67)$$

Ou :

$$f(\lambda)^{(k)} = P_D + P_L^{(k)} \quad (II.68)$$

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

$$f(\lambda)^{(k)} + \left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda}\right)^{(k)} \Delta\lambda^{(k)} = P_D + P_L^{(k)} \quad (II.69)$$

Utiliser cette approximation linéaire pour trouver $\Delta\lambda^{(k)}$:

$$\left\{ \Delta\lambda^{(k)} = \frac{\Delta P^{(k)}}{\left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda}\right)^{(k)}} \right. \quad (II.70)$$

$$\left\{ \Delta\lambda^{(k)} = \frac{\Delta P^{(k)}}{\sum_{i=1}^n \left[\frac{dP_{gi}}{d\lambda}\right]^{(k)}} \right. \quad (II.71)$$

Avec :

$$\Delta P^{(k)} = P_D + P_L^{(k)} - \sum_{i=1}^n P_{gi}^{(k)} \quad (II.72)$$

Et :

$$\sum_{i=1}^n \left[\frac{dP_{gi}}{d\lambda} \right]^{(k)} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{c_i(1-B_{0i}) + B_{ii}b_i - 2c_i \sum_{j \neq i}^n B_{ij}P_{gi}^{(k)}}{2(c_i + \lambda^{(k)}B_{ii})^2} \right) \quad (II.73)$$

Ou :

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

Et donc :

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta\lambda^{(k)} \quad (II.74)$$

Le processus itératif se poursuit jusqu'à ce que l'erreur $\Delta P^{(k)}$ sera inférieur à une précision définie (ϵ). [34]

L'algorithme de résolution obéit aux étapes suivantes :



Etape 01 : lire les données :

P_D : représente la puissance active totale absorbée (consommée) par toute la charge.

P_{gi}^{max} : la puissance active maximale du générateur (i).

P_{gi}^{min} : la puissance active minimale du générateur (i).

a_i, b_i, c_i : sont des coefficients de la fonction coût propres à chaque centrale (i).

Initialisation de :

1) Compteur d'itération $k = 0$.

2) Du coût de production incrémental $\lambda^{(0)}$.

Etape 02 : calculer les puissances produites par chaque générateur (i) en utilisant l'équation (II.65).

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

Etape 03 : calculer les pertes totales P_L par l'équation (II.49).

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{i=1}^n P_{gi}B_{ij}P_{gi} + \sum_{i=1}^n P_{gi}B_{0i} + B_{00}$$

Etape 04 : nous vérifions les dépassements des puissances générées :

$$\begin{cases} si & P_{gi} \geq P_{gi}^{max} & Alors : & P_{gi} = P_{gi}^{max} \\ si & P_{gi} \leq P_{gi}^{min} & Alors : & P_{gi} = P_{gi}^{min} \end{cases}$$

On prend les puissances générées ayant violées leurs limites min ou max comme des charges

$$P_{Di}^{\circ} = -P_{gi} \quad i(i = 1, \dots, n)$$

On recalcule l'équation de l'équilibre de puissance comme suit :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi}^{(k)} = P_C + P_L + \sum_{i=1}^{nv} P_{D_i}^{\circ}$$

Etape 05 : test d'arrêt

$$\Delta P^{(k)} = P_D + P_L - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi}^{(k)} + \sum_{i=1}^{nv} P_{D_i}^{\circ}$$

si : $\Delta P^{(k)} \leq \varepsilon$; Aller à l'étape 08, Sinon aller à l'étape suivante

Etape 06 :

$$\sum_{i=1}^n \left[\frac{dP_{gi}}{d\lambda} \right]^{(k)} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{c_i(1 - B_{0i}) + B_{ii}b_i - 2c_i \sum_{j \neq i}^n B_{ij}P_{gi}^{(k)}}{2(c_i + \lambda^{(k)}B_{ii})^2} \right)$$

$$\text{Avec : } \left\{ \Delta \lambda^{(k)} = \frac{\Delta P^{(k)}}{\sum_{i=1}^n \left[\frac{dP_{gi}}{d\lambda} \right]^{(k)}} \right.$$

Etape 07 : calcul le nouveau coût marginal $\lambda^{(k+1)}$ à partir de l'équation :

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

Etape 08 : calcul du cout de production total :

$$C_t = \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2)$$

II.8. Conclusion

Dans ce chapitre, on a exposé la formulation mathématique générale du problème de la répartition optimale de puissance qui se traduit par un problème d'optimisation d'une fonction objective sujet à des contraintes. La plupart des équations formulant ce problème sont non linéaire, de ce fait, il est nécessaire d'utiliser une technique de programmation non linéaire pour la résolution du problème, dans les deux cas sans et avec pertes et la résolution de cette problème par des méthode classique s'appuyer sur le multiplicateur de Lagrange utilisée pour les réseau sans pertes et avec pertes , Mais pour un système de puissance électrique contenant plusieurs générateurs ou plusieurs centrales ,peut alimenter une charge demandée pendant un nombre infini de cycle de génération .L'arrivée à un minimum de cout de production est une caractéristique très importante Aujourd'hui le fonctionnement des systèmes de puissance électrique est basé sur la minimisation de cout total.

Au chapitre suivant, on va parler sur méthode d'optimisation par les algorithmes génétiques.

Chapitre III

Méthode d'optimisation par les algorithmes génétiques

III.1. Introduction

Un problème d'optimisation est un problème dont on peut distinguer une ou plusieurs fonctions objectifs (exp coût) qui permettent de différencier une bonne solution d'une mauvaise. Lorsqu'un nouveau problème d'optimisation se pose en ingénierie, il faut parfois définir de nouvelles méthodes de résolution car l'utilisation de ces méthodes pour résoudre le problème d'OPF est complexe au niveau de la modélisation et du calcul et elles ne donnent pas de solutions exactes surtout si la fonction objective ou les contraintes sont vraiment non linéaires. C'est pourquoi, on propose l'utilisation des méthodes méta-heuristiques qui n'exigent aucune condition sur la continuité, la dérivabilité et la linéarité de la fonction objectif du problème à optimiser. L'avantage des méta-heuristiques réside dans leur robustesse pour résoudre les problèmes d'optimisation difficiles aux données incertaines, incomplètes ou trop bruitées [29].

Dans ce chapitre, nous allons présenter une techniques d'optimisation largement utilisées pour résoudre le problème de dispatching économique (DE) à savoir l'étude dès l'algorithme génétiques(GA).

III.2. Définition de l'optimisation

Un problème d'optimisation se définit comme la recherche du minimum ou du maximum (de l'optimum) d'une fonction donnée. On peut aussi trouver des problèmes d'optimisation pour lesquelles les variables de la fonction à optimiser sont contraintes d'évoluer dans une certaine partie de l'espace de recherche. Dans ce cas, on a une forme particulière de ce que l'on appelle un problème d'optimisation sous contraintes. La structure du problème d'optimisation peut être résumé dans la (Figure III.1) (les entrées et sorties d'un bloc d'optimisation) :

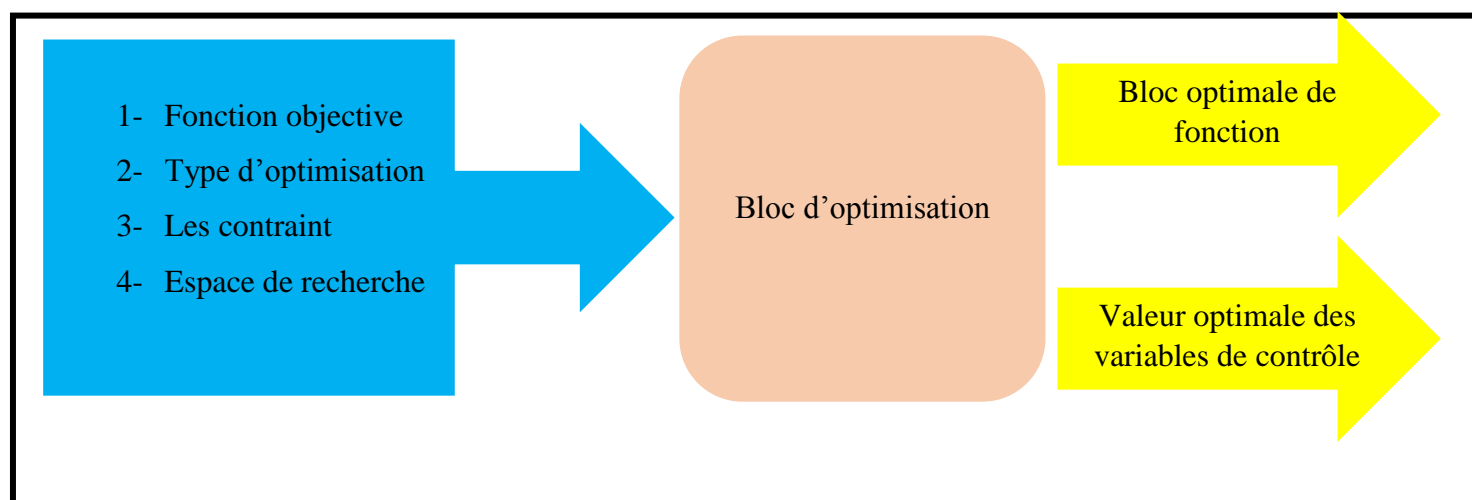


Figure III.1. Structure globale du problème d'optimisation.

III.2.1. Fonction Objectif

Représente le but à atteindre pour le décideur (minimisation de coût, de durée...). Elle définit un espace de solutions potentielles au problème.

Dans ce travail, la fonction objectif (éq.II.3) représente par le coût (\$/h) total de différentes unités de production d'électricité les émissions de gaz à l'effet de serre(tonne/h) et c'est la fonction que l'algorithme d'optimisation va devoir optimiser.

III.2.2. Variables de décision

Ces variables sont ajustés pendant le processus d'optimisation, pour obtenir la solution optimale. On les appelle aussi variables d'optimisation, variables de conception ou de projet (design variables).

III.2.3. L'espace d'état (l'espace de recherche)

Est défini par l'ensemble des domaines de définition des variables de décision. Dans la plupart des problèmes, cet espace est fini car la méthode de résolution utilisée a besoin de travailler dans un espace restreint.

III.2.4. Contraintes

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

La recherche de l'optimum d'un problème est réalisée à l'aide des méthodes d'optimisation. Certaines de ces méthodes sont dites déterministes et d'autres méta heuristiques. Dans cette partie, on va s'intéresser aux méthodes méta heuristiques [28].

III.3. Méthodes méta-heuristiques

Le terme méta heuristique a été proposé par Glover en 1990 pour définir une heuristique de haut niveau utilisée pour guider d'autres heuristiques en vue d'une meilleure évolution de l'espace de recherche [35].

Les méta-heuristiques sont un ensemble d'algorithmes d'optimisation visant à résoudre les problèmes d'optimisation difficiles. Elles sont souvent inspirées par des systèmes naturels, qu'ils soient pris en physique (cas du recuit simulé), en biologie de l'évolution (cas des algorithmes Génétiques) ou encore en éthologie (cas des algorithmes de colonies de fourmis ou de l'optimisation par essaims particuliers).

Ces techniques méta-heuristiques peuvent être classées en deux groupes : les méthodes à population de solutions connues sous le nom d'algorithmes évolutionnaires comme les algorithmes

génétiques...etc., ainsi que les méthodes à solution unique comme le recuit simulé. Les méthodes méta heuristiques ont prouvé leurs efficacités dans le domaine de l'optimisation mono-objectif. Actuellement les recherches qui utilisent ces algorithmes sont développées pour la résolution des problèmes d'optimisation multi objectif, en tenant compte de plusieurs contraintes et de nouvelles configurations des réseaux électriques surtout à l'associations de sources des énergies renouvelables où la résolution de ce system complexe est un défi[32].

III.4. Propriétés des méta-heuristiques

Parmi les propriétés fondamentales des méta-heuristiques ce qui suit [27] :

- Elles ont des stratégies qui permettent de guider la recherche d'une solution optimale en un temps raisonnable.
- L'exploration de l'espace de recherche efficacement afin de déterminer des résolutions plus au moins optimales.
- Leurs techniques vont de la simple procédure de recherche locale à des processus d'apprentissage complexes.
- Elles sont en général non déterministes et ne donnent aucune garantie d'optimalité.
- Les méta-heuristiques contiennent des mécanismes qui permettent d'éviter d'être bloqué dans des régions de l'espace de recherche (minimum locale).
- Les concepts de base des méta-heuristique peuvent être décrits de manière abstraite sans faire appel à un problème spécifique.

III.5. Classification des méthodes méta-heuristiques

A cause de la diversité de leurs sources d'inspiration et leurs modes de travail, les méta-heuristiques peuvent être classées par de nombreuses façons. Dans notre description, les principales méta-heuristiques sont partagées en deux grandes classes figure (III.2) [3].

III.5.1. Méthodes méta-heuristiques à population (évolutionnaires)

Ce genre de méthodes exige une population des individus ou de particules dans un domaine de recherche pour l'exploration et la recherche d'un optimum global. Parmi ces méthodes on trouve :

- Les méthodes de calcul évolutionnaire qui engendrent les algorithmes génétiques (GA), Stratégies d'évolution (SE), la programmation évolutionnaire (PE) et l'évolution différentielle (DE).
- L'optimisation par l'essaim particulaire (OEP ou PSO).

III.5.2. Méthodes méta-heuristiques à solution uniques (parcours)

Pour ce type de méta-heuristiques, on utilise un parcours pour avoir un optimum. A partir d'une solution unique x_0 , considérée comme point de départ (calculée par exemple par une

heuristique constructive), la recherche consiste à passer d'une solution à une solution voisine par déplacements successifs. L'ensemble des solutions que l'on peut atteindre à partir d'une solution x est appelé voisinage $N(x)$ de cette solution. Déterminer une solution voisine de x dépend bien entendu du problème traité. Ce type regroupe par exemple le Recuit Simulé (RS), la Recherche Taboue (RT), et la méthode GRASP (GreedyRandomized Adaptive SearchProcedure)[32].

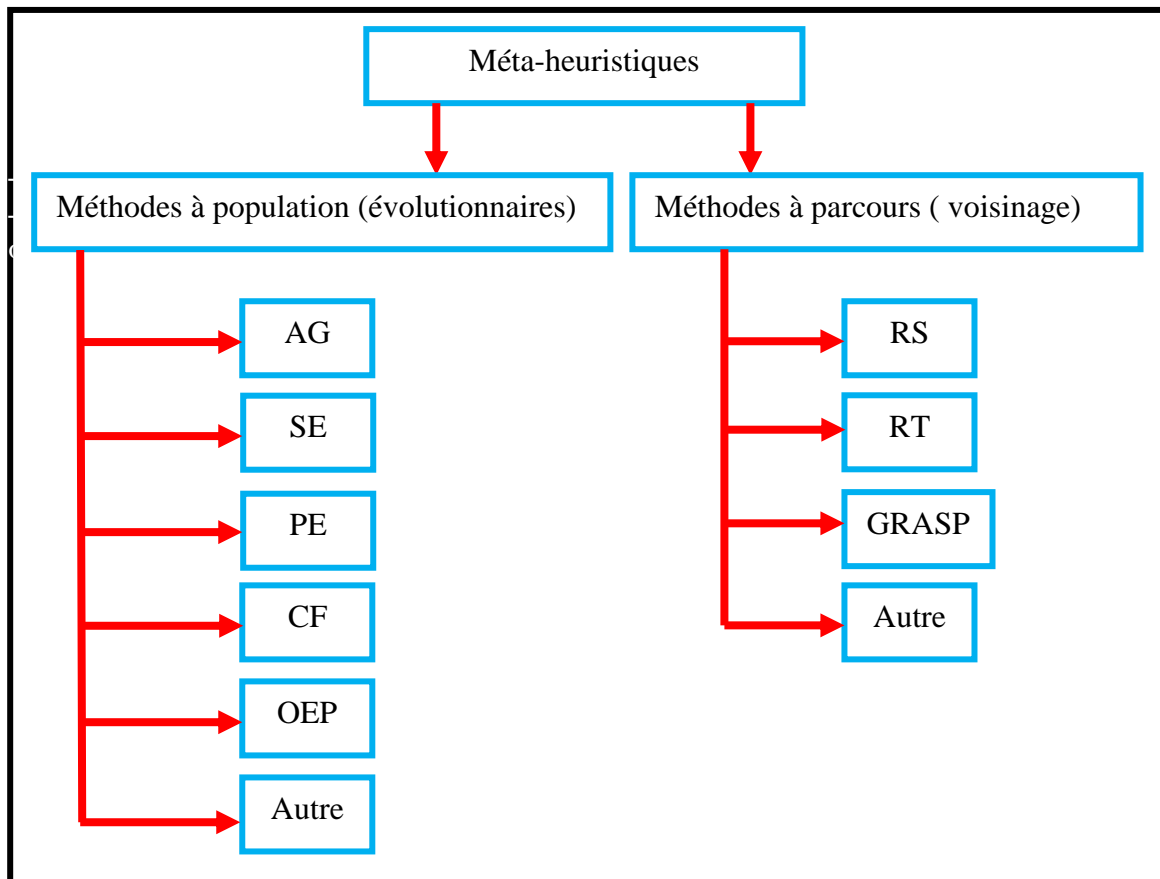


Figure III.2. Classification des Méthodes Méta-heuristiques.

Où :

CF : Colonie de Fourmies

AG : Algorithmes Génétique

SE : Stratégies d'Evolution

PE : Programmation Evolutionnaire

OEP : Optimisation par Essaim de Particules

RS : Recuit Simulé

RT : Recherche Taboue GRASP:GreedyRandomized Adaptive SearchProcedure

III.6. Principe des méthodes méta-heuristiques les plus répondues

III.6.1. Recuit simulé (RS)

Une nouvelle technique de résolution des problème d'optimisation est nommée recuit(RS) simulé, proposée en 1983 par Kirkpatrick , C. DanielGelatt et Mario P Vecchi. Elle est testée sur plusieurs problèmes d'optimisation et prouve qu'elle possède une grande capacité pour éviter le minimum local. (RS) est une méthode basée sur la recherche locale dans laquelle chaque mouvement est accepté s'il améliore la fonction objective. Autres solutions possibles sont également acceptées selon un critère de probabilité. Cette méthode est inspirée du processus de recuit utilisé en métallurgie pour améliorer la qualité d'un solide en cherchant un état d'énergie minimum. La méthode du recuit simulé, appliquée aux problèmes d'optimisation, considère une solution initiale et cherche dans son voisinage une autre solution de façon aléatoire [30].

III.6.2. Optimisation par Essaims de particules (PSO)

Les algorithmes « d'optimisation par essaim de particules » (ParticleSwarmOptimization(PSO) introduits pour la première fois par Kennedy et Eberhart [Kennedy, 1995; Eberhart 2001] sont inspirés des déplacements collectifs observés chez certains animaux sociaux tels que les poissons et les oiseaux migrateurs. En effet, il est étonnant de voir comment ces animaux se déplacent en groupe dans une seule direction, se divisent parfois en plusieurs groupes afin d'éviter un obstacle ou un prédateur, puis reforment un groupe compact. Avec des règles locales très simples comme « rester proche des autres individus », « aller dans la même direction », « aller à la même vitesse », ces animaux sont capables d'éviter un prédateur par des mouvements d'explosion puis reforment le groupe originel, tout en maintenant la cohésion du banc. Dans l'algorithme à essaim de particules, les individus de l'algorithme sont appelés particules et la population est appelée essaim[16].

III.6.3. Recherche Tabou (TabouSearch TS)

L'algorithme de recherche tabou (TS) a été proposé pour la première fois par Fred Glover dans les années 80. Il est principalement utilisé pour la résolution des problèmes d'optimisation combinatoire. Il est un algorithme de recherche itératif, caractérisé par l'utilisation d'une mémoire flexible dans laquelle elle conserve un certain nombre d'états visités précédemment avec un certain nombre d'états qui pourraient être considérés comme indésirables. Cette information est stockée dans une liste taboue. La définition d'un état, la zone autour d'elle et la longueur de la liste Tabou sont des paramètres de conception critiques. Il est capable d'éliminer les minimums locaux et de rechercher les zones au-delà d'un minimum local. La méthode de recherche Tabou est aussi

principalement utilisée pour résoudre une simplification des problèmes d'OPF tels que les problèmes d'optimisation réactive [3].

III.6.4. Optimisation colonie de fourmis (Antcolony Optimization ACO)

L'optimisation par colonies de fourmis est une méta-heuristique qui prend l'inspiration du comportement de vraies colonies de fourmis dans lequel une colonie de fourmis artificielles coopère pour trouver de bonnes solutions à des problèmes d'optimisation discrets difficiles. Elle est élaborée en 1992 par Dorigo Marco où le choix est d'affecter les ressources de calcul à un ensemble relativement simples agents (fourmis artificielles). Les bonnes solutions sont une propriété émergente des agents d'interaction coopérative.

Les algorithmes ACO peuvent être utilisés pour résoudre à la fois des problèmes d'optimisation combinatoires statique et dynamique. Problèmes statiques sont ceux dans lesquels les caractéristiques du problème sont données une fois pour toutes lorsque le problème est défini, et ne changent pas alors que le problème est résolu. Au contraire, les problèmes dynamiques sont définis en fonction de certaines quantités dont la valeur est fixée par la dynamique d'un système sous-jacent. Les changements instance du problème donc au moment de l'exécution et l'algorithme d'optimisation doit être capable de s'adapter en ligne à l'environnement changeant [3].

III.6.5. Algorithmes Evolutionnaires

Les algorithmes évolutionnistes sont basés sur des principes simples. En effet, peu de connaissances sur la manière de résoudre ces problèmes sont nécessaires, même si certaines peuvent être exploitées afin de rendre plus efficace l'évolution. C'est pourquoi, dans de nombreux domaines, les chercheurs ont été amenés à s'y intéresser. Les algorithmes évolutionnistes sont une classe d'algorithmes d'optimisation par recherche probabiliste basés sur le modèle de l'évolution naturelle. Ils modélisent une population d'individus par des points dans un espace. Ils ont montré leur capacité à éviter la convergence des solutions vers des optimaux locaux.

Il existe plusieurs autres algorithmes évolutifs dans la littérature tels que l'évolution différentielle (DE), la stratégie évolutive (ES) et la programmation évolutive (EP), et l'optimisation basée sur la biogéographie (BBO)[32].

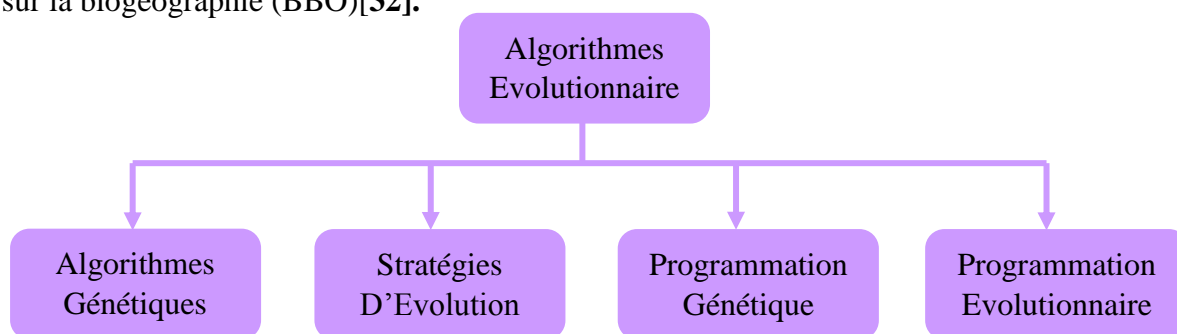


Figure III.3. Principales catégories des Algorithmes Evolutionnaires.

III.7. Algorithmes génétiques (AG)

III.7.1. Introduction

Les algorithmes génétiques (AG) sont des techniques de recherche et d'optimisation stochastique dérivées de la génétique et des mécanismes d'évolution de la nature. Leurs champs d'application sont très vastes : éco, optimisation de fonctions (coût ou les pertes), planification, et bien d'autres domaines. La raison de ce grand nombre d'application est claire, la simplicité et l'efficacité[36].

Les AG reposent sur l'analogie entre la théorie de l'évolution naturelle de DARWIN et l'optimisation. Selon la théorie de DARWIN, les individus d'une population seuls les plus forts c'est -à-dire les mieux adaptés à leurs environnements ont une plus grande probabilité de survivre et de se reproduire, en donnant descendant encore mieux adaptés, comme dans les mécanismes naturels de reproduction.

III.7.2. Historique

Les premiers travaux sur les algorithmes génétiques ont été initialement développés par John Holland 1975[37], qui a développé les principes fondamentaux des algorithmes génétiques dans le cadre de l'optimisation mathématique, A cette époque, l'informatique n'avait pas encore connu de développement et ses travaux n'ont pas pu être appliqués sur des problèmes réels de grande taille, Puis les AG sont développés par d'autres chercheurs tel que : Jong 75, Goldberg 89 et Michalewicz 94.

La parution en 1989 de l'ouvrage de référence écrit par D.E Goldberg [38]. Qui décrit l'utilisation de ces algorithmes dans le cadre de résolution de problèmes concrets, a permis de mieux faire connaître ces derniers dans la communauté scientifique et a marqué le début d'un nouvel intérêt pour cette technique d'optimisation, notamment après la parution de puissants calculateurs dans les années 90.

C'est actuellement une méthode la plus diffusée et la plus utilisée dans la résolution des problèmes d'optimisations dans des nombreux domaines d'applications.

III.7.3. Principes d'algorithmes génétiques

Les algorithmes génétiques (AG) se sont des techniques de recherche et d'optimisation stochastiques qui se base à la science de génétique ainsi que les mécanismes de la sélection naturelle et de l'évolution. Ils appartiennent à la famille des algorithmes évolutionnistes (un sous ensemble des méta-heuristiques), On peut dire que l'algorithme génétique est une méthode de programmation qui repose sur le principe de l'évolution pour effectuer la recherche d'une solution adéquate à un problème.

Le vocabulaire employé est directement reproduit sur celui de la théorie de l'évolution et de la génétique. Nous parlerons donc d'individus (solutions potentielles), de population, de gènes (variables), de chromosomes, de parents, de descendants, de reproduction, de croisement, de mutations, etc... [39].

Quelques termes de base de l'algorithme génétique :

- **Population** : ensemble fini d'individus (de solution).
- **Individu** : solution potentielle du problème ou expression des chromosomes.
- **Chromosome** : solution potentielle du problème sous une forme codée (forme de chaîne de caractères) ou ensemble des gènes.
- **Gène** : partie élémentaire (caractère) non divisible d'un chromosome.
- **Fitness** : terme qui désigne la fonction d'évaluation d'un individu. Cette fonction est liée à la fonction à optimiser et permet de définir le degré de performance d'un individu (son adaptation au problème posé donc d'une solution).

Cette fitness est égale à la fonction (F) objective dans le cas de minimisation et (1/F) dans le cas de maximisation [6].

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

On aboutit ainsi à une structure présentant quatre niveaux d'organisation figure (III.4) :

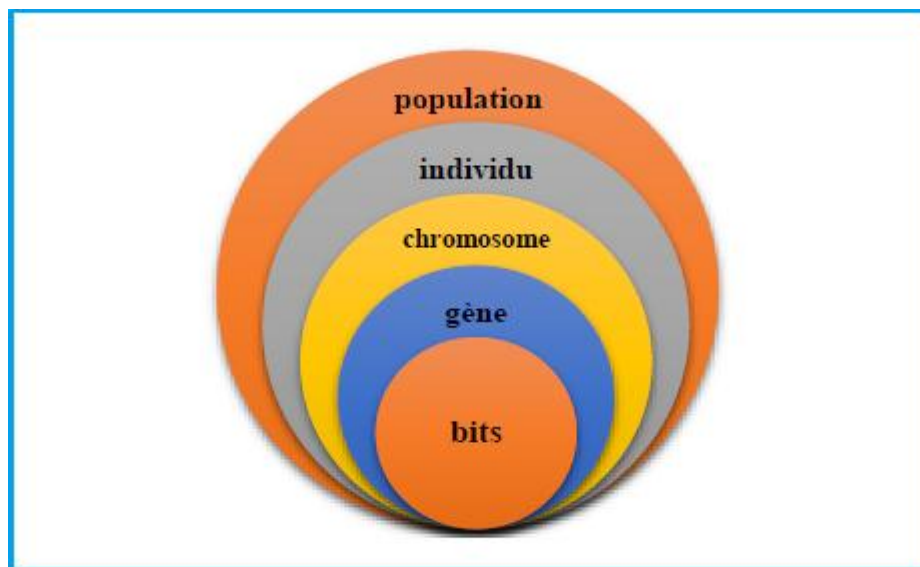


Figure III.4. Les quatre niveaux d'organisation des AG.

Les algorithmes génétiques occupent une place très importante dans le domaine de l'optimisation où leurs champs d'application sont très larges par exemple : optimisation des fonctions (coût, émission des gaz toxiques ou pertes de puissance), planification ou bien d'autres domaines [39].

III.7.3.1. Présentation des algorithmes génétiques

Le premier pas dans l'implantation des algorithmes génétiques est de créer une population d'individus initiaux. En effet, les algorithmes génétiques agissent sur une population d'individus, et non pas sur un individu isolé. Par analogie avec la biologie, chaque individu de la population est codé par un **chromosome ou génotype**. Une population est donc un ensemble de chromosomes. Chaque chromosome code un point de l'espace de recherche.

- ✓ L'efficacité de l'algorithme génétique va donc dépendre du choix du codage d'un chromosome [40].

L'algorithme génétique recherche le ou les extrema d'une fonction définie sur un espace de données. Pour l'utiliser, on doit disposer des cinq éléments suivants [41] :

- Le codage de l'élément de population.
- La fonction de performance pour calculer l'adaptation de chaque individu de la population.
- Le croisement des individus d'une population pour obtenir la population de la génération suivante.
- L'opération de mutation des individus d'une population afin d'éviter une convergence prématurée.
- Les paramètres de réglage ou de dimensionnement : taille de la population, probabilités de croisement et de mutation, critère d'arrêt.

III.7.4. Codage

Premièrement, il faut représenter les différents états possibles de la variable, dont on cherche la valeur optimale sous forme utilisable pour un (AG) : c'est le codage. Cela permet d'établir une connexion entre la valeur de la variable et les individus de la population de manière à imiter la transcription génotype-phénotype qui existe dans le monde vivant. Il y a plusieurs types de codage : **binaire, réel, codage de gray et codage dynamique**

Des paramètres, chacun ayant ses propres avantages et inconvénients. Mais le type le plus utilisé est le codage binaire [0,1] [42].

III.7.4.1. Codage binaire

Le codage binaire est représenté sous forme d'une chaîne de bits qui contient toute l'information nécessaire pour représenter un point de l'espace de recherche.

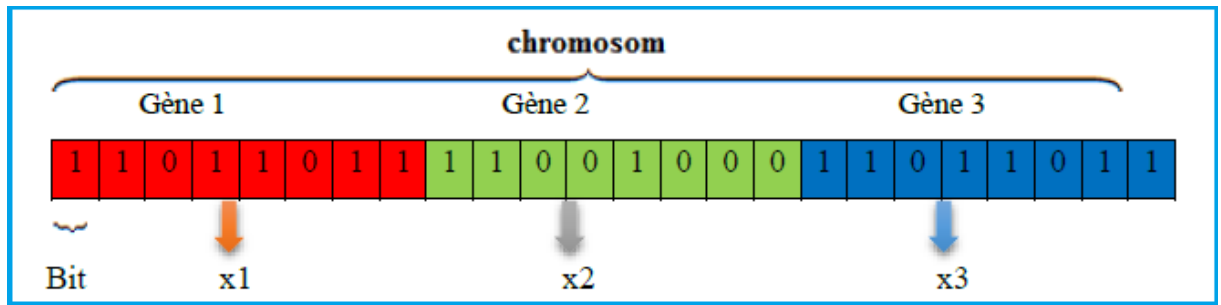


Figure III.5. Illustration du codage des variables d'optimisation.

III.7.4.2. Codage réel

Il a le mérite d'être simple. Chaque chromosome est en fait un vecteur dont les composantes sont les paramètres du processus d'optimisation. Par exemple, si on recherche l'optimum d'une fonction de n variables $f(x_1, x_2, \dots, x_{n-1})$ on peut utiliser tout simplement un chromosome **ch** contenant les n variables :

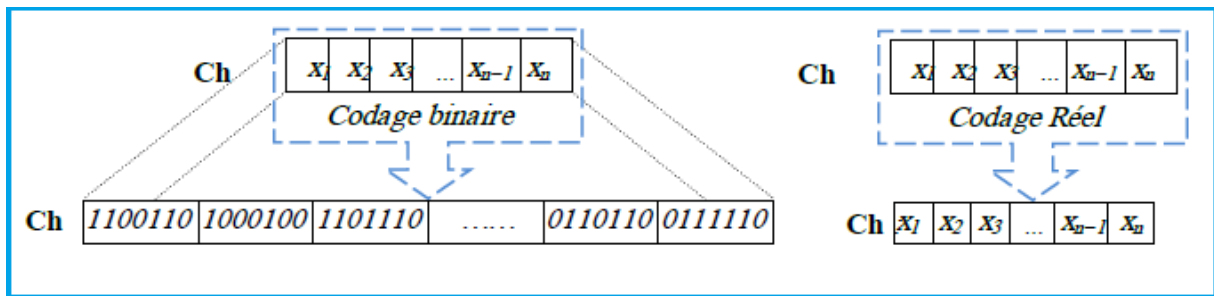


Figure III.6. Le codage réel et le codage binaire.

Avec ce type de codage la procédure d'évaluation des chromosomes est plus rapide vu l'absence de l'étape de transcoding (du binaire vers le réel). Les résultats donnés par Michalewicz (1992) montrent que la représentation réelle aboutit souvent à une meilleure précision et un gain important en termes de temps d'exécution.

III.7.4.3. Génération aléatoire de la population initiale

Le choix de la population initiale d'individus conditionne fortement la rapidité de l'algorithme. Si la position de l'optimum dans l'espace d'état est totalement inconnue, il est naturel d'engendrer aléatoirement des individus en faisant des tirages uniformes dans chacun des domaines associés aux composantes de l'espace d'état, en veillant à ce que les individus produits respectent les contraintes [42].

III.7.4.4 .Fonction de performance

La fonction de performance, $fp(x)$, doit pouvoir attribuer à chaque individu un indicateur représentant sa pertinence pour le problème que nous cherchons à résoudre. Ainsi, pour les problèmes de maximisation, la fonction de performance peut être considérée comme la fonction objective $Fobj(x)$ [43] :

$$fp(X) = Fobj(X) \quad (III.1)$$

Dans le cas de problèmes de minimisation, le problème doit être modifié de sorte qu'il soit équivalent à celui de maximisation :

$$fp(x) = [Fobj(X)]^{-1} \quad (III.2)$$

III.7.5. Opérateur des algorithmes génétiques

Les parents sélectionnés sont introduits dans le bassin de reproduction où ils sont choisis aléatoirement deux à deux pour subir des transformations par les autres opérateurs génétiques.

Ces sont les principaux opérateurs dans les algorithmes génétiques sont le croisement et la mutation :

Le croisement réalise une opération qui nécessite deux parents, et la mutation est une opération unaire utilisée pour introduire une faible variation dans la solution ou changer la direction de recherche.

Les opérateurs génétiques se distinguent suivant le type de codage binaire ou réel.

III.7.5.1. Sélection

La sélection est la première étape du fonctionnement d'un algorithme génétique. Cette étape permet de choisir les individus qui vont accéder à la génération intermédiaire, pour se reproduire et former la nouvelle génération.

La sélection doit favoriser les meilleurs éléments selon le critère à optimiser (minimiser ou maximiser), Cet opérateur ne crée pas de nouveaux individus mais identifie les individus sur la base de leur fonction d'adaptation.

On trouve essentiellement cinq types de méthodes de sélection différentes :

- 1) La méthode de la "loterie biaisée" (roulette Wheel) de Gold Berg,
- 2) La sélection par tournois,
- 3) La méthode "élitiste"
- 4) La sélection universelle stochastique[39].
- 5) La sélection par range.

Mais les plus connues et les plus utilisées étant la « roue de loterie » est la plus ancienne et la « sélection par tournoi ».

a) Sélection par roulette de casino (roue de loterie)

Les parents sont sélectionnés en fonction de leur performance[44].

La sélection par roulette de casino c'est la sélection naturelle la plus employée pour l'AG binaire chaque chromosome de population occupe un secteur de roulette dont l'angle est proportionnel à son indice de qualité. Un chromosome est considéré comme bon aura un indice de qualité élevé, un large secteur de roulette et alors il aura plus de chance d'être sélectionné.



Figure III.7. Représentation de sélection par roulette.

b) Sélection par tournois

Choisir aléatoirement deux individus et on compare leur fonction d'adaptation (combattre) et on accepte la plus adaptée pour accéder à la génération intermédiaire, et on répète cette opération jusqu'à remplir la génération intermédiaire (N/2 composants). les individus qui gagnent à chaque fois on peut les copier plusieurs fois ce qui favorisera la pérennité de leurs gènes[45].

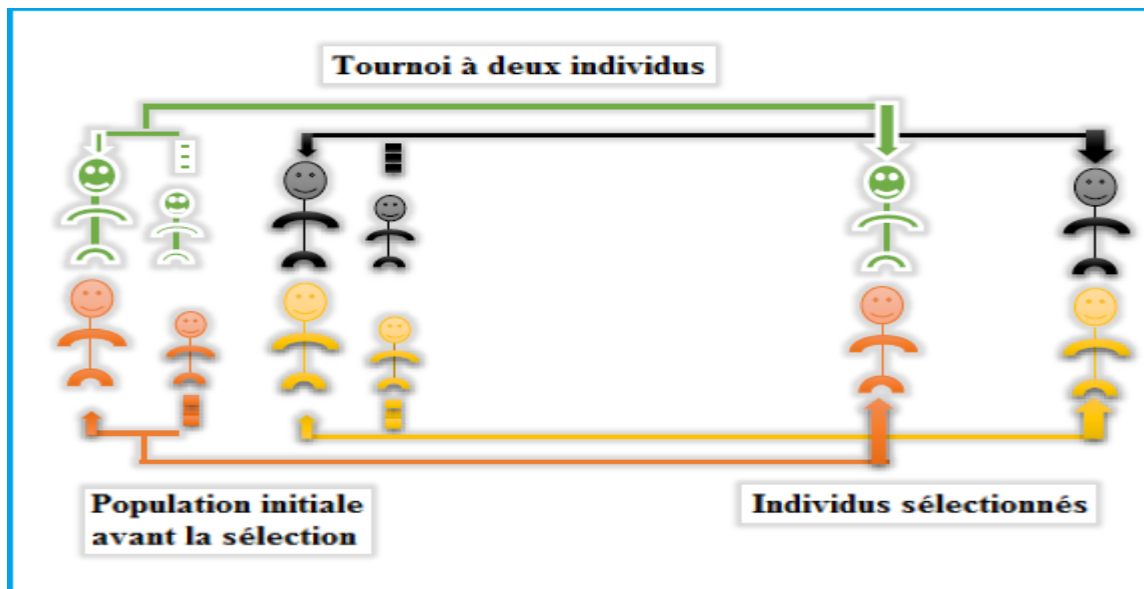


Figure III.8. Représentation d'une sélection par tournoi d'individus pour un critère maximisation (chaque individu représente une solution possible).

III.7.5.2. Croisement

a) Croisement binaire

Le croisement est un processus aléatoire de probabilité P_c appliqué séquentiellement à des couples de parents pris au hasard dans la population. Il consiste à échanger une partie du matériel génétique des parents pour former deux nouveaux individus (enfants). En pratique l'échange n'est effectué pas si un nombre aléatoirement tiré entre 0 et 1.

Dans les algorithmes génétiques, le croisement est considéré comme le principal opérateur pour produire des nouveaux chromosomes [44]. Le croisement a pour but d'enrichir la diversité de la population en manipulant la structure des chromosomes.

Classiquement, les croisements sont envisagés avec deux parents et génèrent deux enfants. Initialement, le croisement associé au codage par chaînes de bits est le croisement à découpage de chromosomes. Pour effectuer ce type de croisement sur des chromosomes constitués de m gènes, on tire aléatoirement une position dans chacun des parents. On échange ensuite les deux sous chaînes terminales de chacun des deux chromosomes, ce qui produit deux enfants **C1** et **C2**[6].

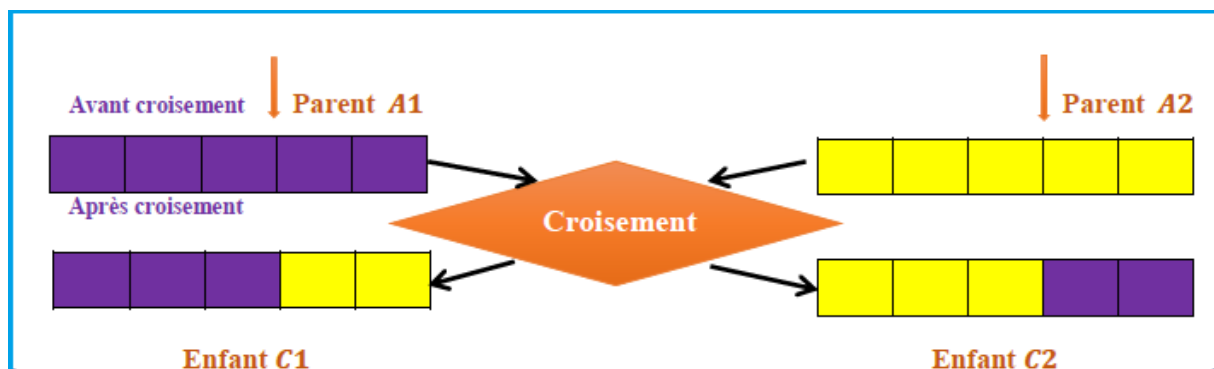


Figure III.9. Croisement en seul point.

On peut étendre ce principe en découpant le chromosome non pas en 2 sous-chaînes mais en 3, 4, etc. A la différence du croisement seul point, ce type de croisement s'applique en plusieurs points (m points) et chaque chromosome sera ainsi découpé en $(m+1)$ segments.

La position de chaque point m_i , se détermine aléatoirement. Ce type de croisement à découpage de chromosomes est très efficace pour les problèmes discrets.

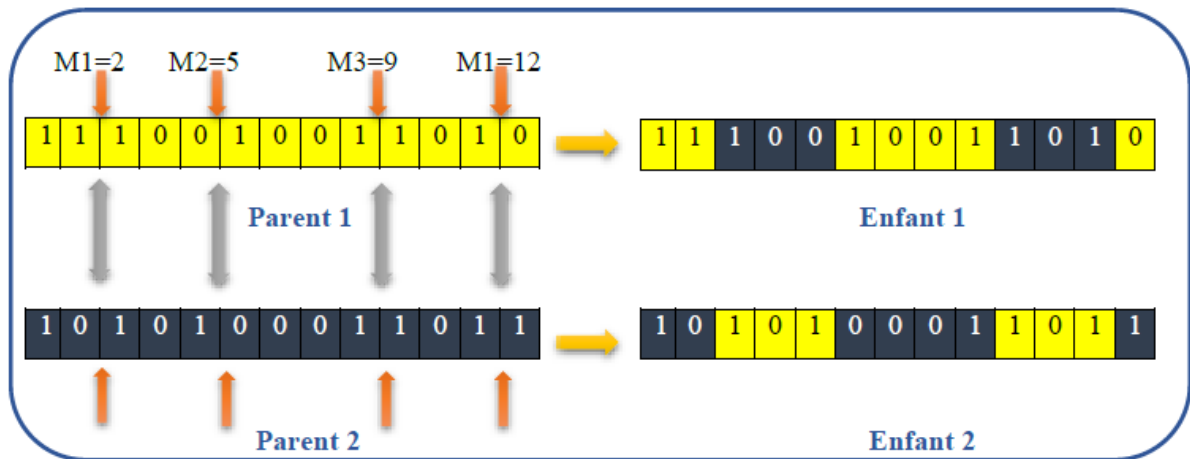


Figure III.10. Croisement en multipoints (m = 4).

b) Croisement uniforme :

Le croisement uniforme est obtenu à partir d'un masque binaire initialisé aléatoirement et possédant un nombre de bits égal au nombre de bits des individus de la population. Le premier enfant est créé en prenant les gènes de premier parent lorsque les bits correspondant dans le masque valent 1 et les gènes du deuxième parent si ces derniers valent 0.

Le deuxième enfant s'obtient de la même manière en complétant le masque.

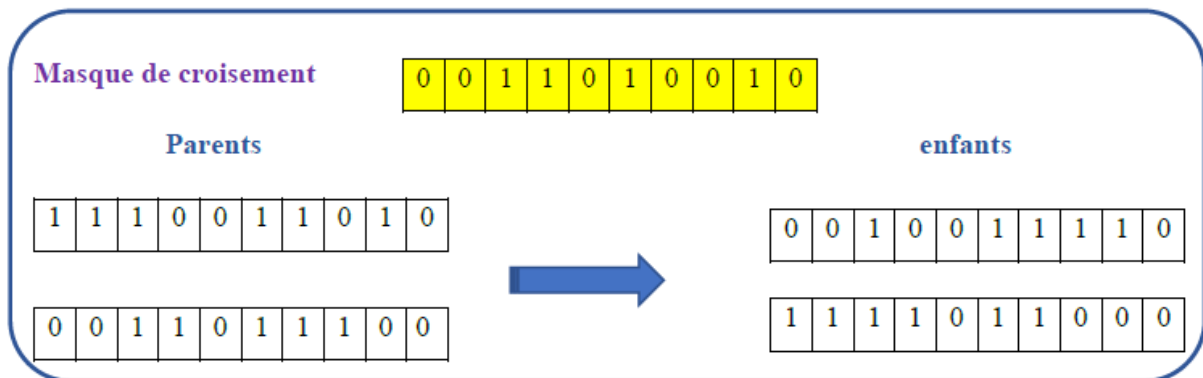


Figure III.11. Le croisement uniforme.

La probabilité de croisement a une influence considérable sur la vitesse de convergence d'un algorithme génétique. Plus elle est grande et plus elle favorise la recombinaison des individus tout en favorisant de tomber dans un optimum local. Les valeurs classiques pour ce paramètre varient 0.6 à 0.95[6].

c) Croisement réel

Le croisement réel ne se différencie du croisement binaire que par la nature des éléments qu'il altère : ce ne sont plus des bits qui sont échangés à droite du point de croisement, mais des variables réelles.

d) Croisement arithmétique

Le croisement arithmétique est propre à la représentation réelle. Il s'applique à une paire de chromosomes et se résume à une moyenne pondérée des variables des deux parents[45].

III.7.5.3. Mutation

a) Mutation binaire

La mutation revient à modifier aléatoirement la valeur d'un paramètre. Elle constitue un opérateur de recherche secondaire qui favorise l'apparition de nouvelles caractéristiques génétiques. Difficile à obtenir par le seul opérateur de croisement.

Le rôle principal de la mutation est remédié à ce type de dégénérescence. Une implémentation possible est la complémentation d'un bit dans un chromosome.

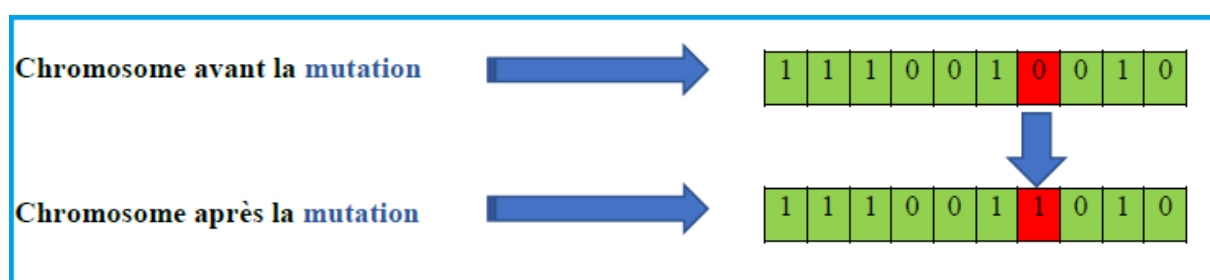


Figure III.12. La mutation binaire.

Elle consiste à altérer un ou plusieurs gènes du chromosome d'un enfant donné, introduisant de ce fait une diversité dans la structure de la population. Cet opérateur permet ainsi l'exploration de l'espace des solutions. Il est caractérisé par la probabilité de mutation (P_m) qui détermine si un enfant doit subir une mutation[6].

La probabilité de mutation doit être assez faible par rapport à celle du croisement de manière à ne pas perturber l'évolution de l'algorithme. Une valeur élevée transformera l'algorithme en une recherche aléatoire, alors qu'une valeur très faible rendra impossible l'extraction des optimums locaux. Les valeurs classiques pour ce paramètre varient de 0.001 à 0.2[6].

a) Mutation réel

La mutation réelle ne se différencie de la mutation binaire que par la nature de l'élément qu'elle altère : ce n'est plus un bit qui est inversé, mais une variable réelle qui est de nouveau tirée au hasard sur son intervalle de définition.

b) Mutation non uniforme

La mutation non uniforme possède la particularité de retirer les éléments qu'elle altère dans un intervalle de définition variable et de plus petit. Plus nous avançons dans les générations, moins la mutation s'écarte des éléments de la zone de convergence. Cette mutation adaptative offre un bon équilibre entre l'exploration du domaine de recherche et un affinement des individus.

Le coefficient d'atténuation de l'intervalle est un paramètre de cet opérateur[45].

III.7.5.4. Critère d'arrêt

Les opérateurs de reproduction peuvent être mis en œuvre de différentes façons qui ont une influence forte sur le comportement de l'algorithme, les critères d'arrêt ce sont des caractéristiques essentielles des algorithmes génétiques. Les critères proposés sont :

- un nombre maximum de générations.
- une valeur de fitness minimale.
- une convergence vers la meilleure solution.
- Le temps de calcul atteint une valeur prédéterminée.
- ...etc.

Taille de population

Ce paramètre doit être judicieusement réglé en fonction de la taille du problème. Généralement, nous pouvons dire que si la taille de la population est :

- Trop faible, l'AG peut converger trop rapidement vers de mauvaises solutions.
- Trop grande, le temps de calcul de l'AG peut s'avérer très important.

En règle générale, plus la taille de la population est grande, plus le nombre de solutions potentielles évaluées est élevé. La littérature montre que les meilleures valeurs de taille de population sont comprises entre 50 et 100 individus.

III.7.6. Domaine d'application des algorithmes génétiques

Les applications des AG sont multiples :

- optimisation de fonctions numériques difficiles (discontinues...).
- traitement d'image (alignement de photos satellites, reconnaissance de suspects...).
- optimisation d'emplois du temps.
- optimisation de design.
- contrôle de systèmes industriels.
- apprentissage des réseaux de neurones
- Les AG peuvent être utilisées pour contrôler un système évoluant dans le temps (chaîne de production, centrale nucléaire...).
- Les AG sont également utilisées pour optimiser des réseaux (câbles, fibres optiques, mais aussi eau, gaz...), des antennes
- TSP (voyageur de commerce)
- Bin Packing - Remplissage de boîtes rectangulaires.
- Construction de réseaux de communication.
- Contrôle de pipe-lines et d'autres systèmes complexes.
- Constitution des équipes de travail.

III.7.7. Organigramme de l'algorithme génétique

La figure (III.13) suivante représente le principe de l'AG standard.

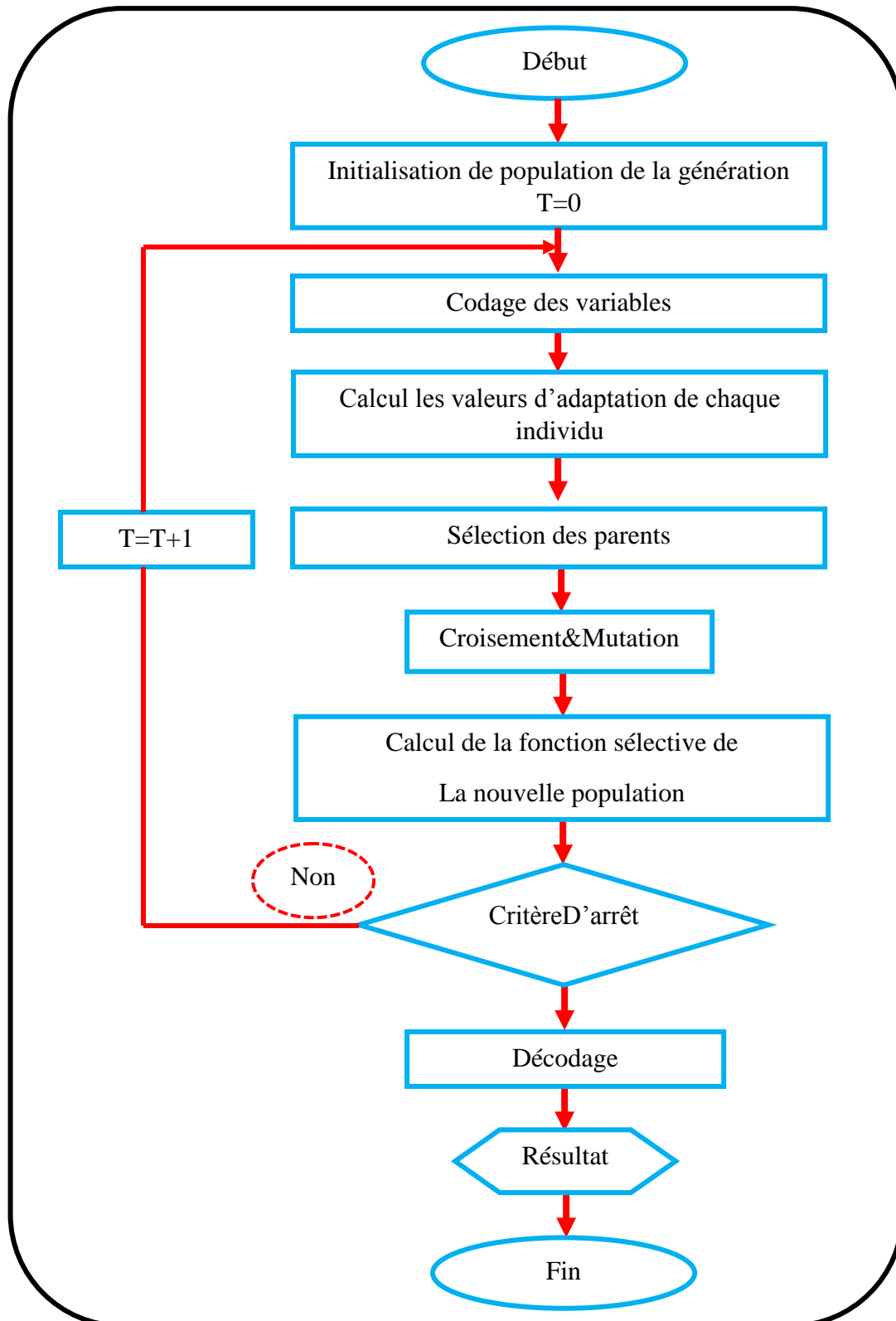


Figure III.13. L'organigramme de l'algorithme génétique.

On voit que Le principe d'un algorithme génétique est simple, il s'agit de simuler l'évolution d'une population d'individus jusqu'à un critère d'arrêt. On commence par :

Générer une population initiale d'individus (solutions) de façon aléatoire. Puis, à chaque génération, des individus sont sélectionnés, cette sélection est effectuée à partir d'une fonction objectif appelée fonction d'adaptation. Puis, les opérateurs de croisement et de mutation sont appliqués et une nouvelle population est créée. Ce processus est itéré jusqu'à un critère d'arrêt.

Le critère le plus couramment utilisé est le nombre maximal de générations que l'on désire effectuer.

III.8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les algorithmes génétiques sont des méthodes évolutives convergent vers l'optimum le plus proche grâce à l'intelligence collective qui ont trouvé une large place d'utilisation à l'engineering. Il donne une vue totale sur leurs philosophie, leur implémentation, leurs caractéristiques et avantages et inconvénients.

Nous pouvons conclure que l'efficacité des AG dépend d'un compromis entre deux objectifs contradictoires : la rapidité et la précision. La rapidité est souvent mesurée en nombre d'évaluations de la fonction objective. Cette dernière représente la plupart du temps la partie la plus "gourmande" en temps de calcul. La précision se rapporte à la distance entre l'optimum trouvé par l'AG et l'optimum réel, du point de vue de la solution ou de la valeur.

Le prochain chapitre représente la partie pratique de notre travail, il explique clairement le processus algorithmique de cette méthode et son application dans l'optimisation de dispatching économique dans les réseaux électriques.

Chapitre IV

Simulation et interprétation des résultats

IV.1. Introduction

Les dispatcheurs et experts chargés de la planification des réseaux électriques ont besoin de planifier l'opération du réseau tout en considérant le coût minimal de production, la qualité et la continuité de services comme objectifs principaux. Pour réaliser ces objectifs, on fait alors appel à des méthodes d'optimisations multi-objectifs qui sont souvent méta-heuristiques. Vu l'efficacité de ces dernières, dans ce travail on appliquera la méthode des algorithmes génétiques (GA) sur un réseau IEEE30bus. La prise en compte des pertes actives (PL) peut se faire en les calculant par la formule approximative de Kron comme on peut les déterminer par le calcul optimal de puissance (OPF).

L'analyse de l'écoulement de puissance par utilisation de la méthode de Newton-Raphson nous permet de trouver en plus des tensions des J.D.B, les puissances transités, les pertes actives et réactives dans les lignes de transmission, les pertes totales du réseau.

L'émission des gaz à effet de serre comme le dioxyde de soufre (SO₂), l'oxyde d'azote (NO_x), le dioxyde de carbone (CO₂) ...etc. polluent l'atmosphère, nocif pour la santé et augmente la couche d'ozone, leurs minimisation est nécessaire. Nous intégrant une fonction objectif de minimisation des gaz à effet de serre à notre problème de dispatching économique (DE).

IV.2. Stratégie de notre travail

La méthodologie de calcul du dispatching économique est présentée sur la figure (IV.1)[25] :

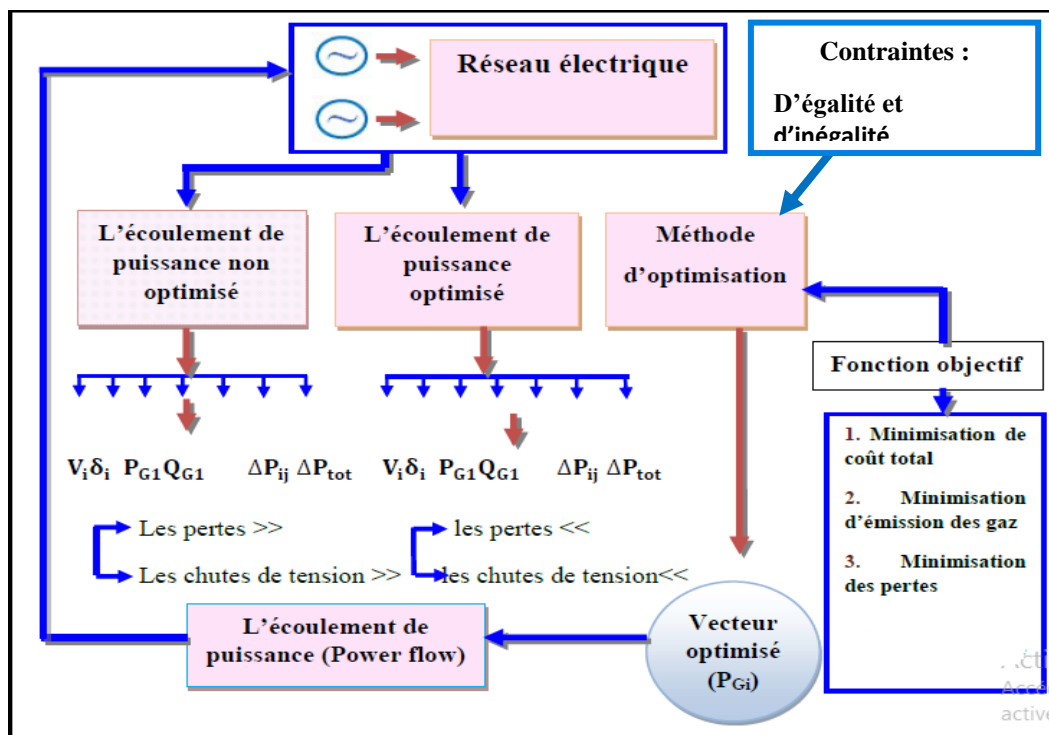


Figure IV.1. Structure de la méthodologie de calcul du DE.

IV.3. Caractéristique du réseau test IEEE30bus

Le réseau électrique IEEE30 jeux de barre a été choisi pour la résolution du problème du dispatching économique. Ce réseau électrique est composé de six unités de production (aux jeux de barres N° 2, 5, 8, 11, 13) et un nœud de référence (bilan) localisé au jeu de barre N° 1, il alimente 24 charges à travers 41 lignes électriques comme montré sur la figure IV.2, la puissance total demandée pour ce réseau test vaut 283.4 MW, Le nœud 1 avec sa tension imposée de 1.060∠0 est considéré comme accèsbilan [25].

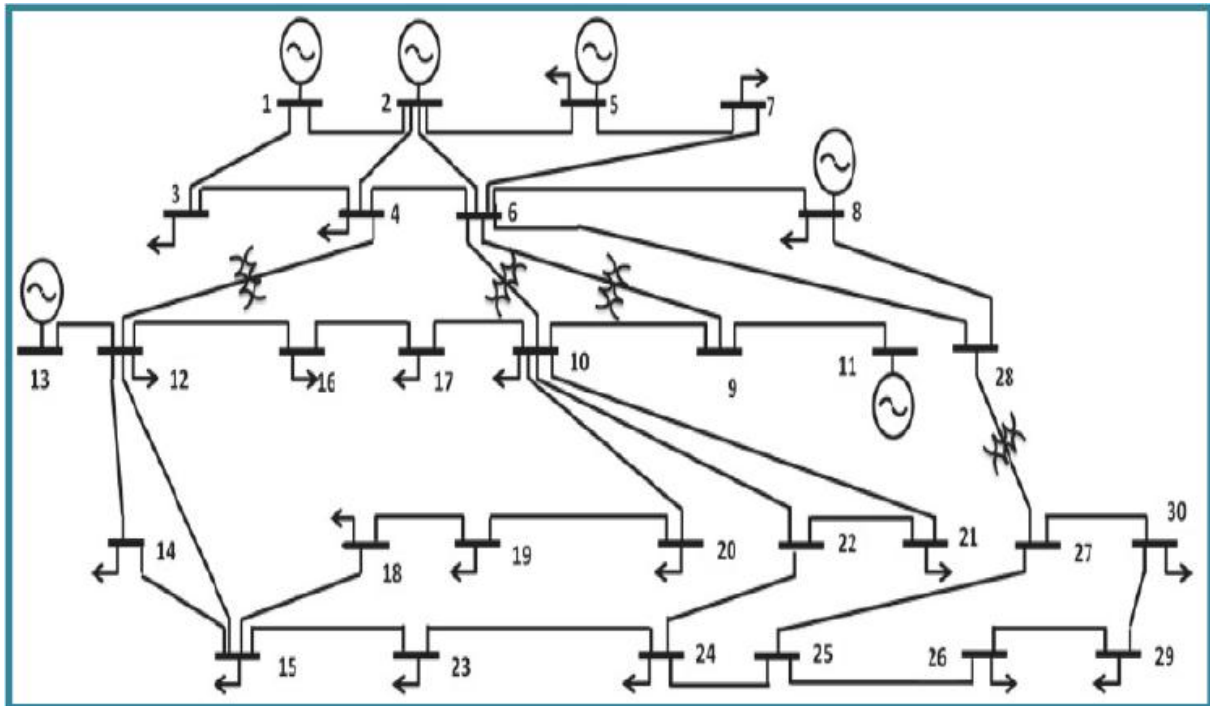


Figure IV.2.Schéma unifilaire du Réseau électrique IEEE 30 J.D.B.

IV.4. Formulation du problème

Le problème de dispatching économique consiste à minimiser la fonction objectif ou multi-objectifs est donnée par l'équation suivante :

$$f_{obj} = w_1 f_1 + w_2 f_2 + w_3 f_3 + \dots \quad (IV.1)$$

Les fonctions objectifs ($f_1, f_2, f_3, \dots, f_n$) peuvent être normalisées en les divisant par leurs valeurs maximales comme suit :

$$f_{obj} = w_1 f_1 / \bar{f}_1 + w_2 f_2 / \bar{f}_2 + w_3 f_3 / \bar{f}_3 + \dots \quad (IV.2)$$

$\bar{f}_1, \bar{f}_2, \bar{f}_3 \dots \bar{f}_n$ sont les maximums des fonctions objectifs ($f_1, f_2, f_3, \dots, f_n$) respectivement, comme elles peuvent être ramenées à l'ordre de grandeur de l'une des fonctions objectifs en utilisant les facteurs de conversion tel que

$$H_i = \frac{f_i}{\bar{f}_i}, \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (IV.3)$$

Si on choisit comme ordre de grandeur celui de f_1 , qui, ici représente le coût total de production, les fonctions objectifs (f_1, f_2, f_3) à minimiser peut être le coût totale de production, les pertes P_L , les gaz à effet de serre EGAS ... etc. Elles représentées dans la fonction multi-objectifs par l'équation suivante :

$$f_{obj} = f_{eval}(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{gi}) + H_{gaz}EGAS + H_{PL}P_L \quad (IV.4)$$

La minimisation de la fonction multi-objective est sujet à des contraintes d'égalité et d'inégalité :

- La contrainte d'égalité est ;

$$\sum_{i=1}^{nd} P_{gi} = P_D + P_L \quad (IV.5)$$

D'où :

$$\sum_{i=1}^{nd} P_{Di} = P_D \quad (IV.6)$$

P_D : représente lapuissance active totale absorbée (consommée) par toute la charge.

P_{Di} : Lapuissance active consommé par la charge (i).

P_L : Les pertes actives les lignes de transport.

nd : Le nombre de nœud consommateurs.

- La contrainte d'inégalité est :

$$P_{gi} - P_{gi}^{max} \leq 0 \quad (IV.7)$$

$$P_{gi}^{min} - P_{gi} \leq 0 \quad (IV.8)$$

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max}, \quad i = 1, 2, \dots ng \quad (IV.9)$$

Ou :

P_{gi}^{max} : La puissance active maximale du générateur (i).

P_{gi}^{min} : La puissance active minimale du générateur (i).

- avec
ng : nombre de nœuds générateurs.

On peut citer d'autres contraintes d'inégalités :

- La puissance réactive générée (Q_{gi}) :

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max}, \quad i = 1, 2, \dots n \quad (II.10)$$

- Pour garder la qualité de service électrique et la sécurité du système, les niveaux de tension des jeux de barres doivent toujours être entre leurs limites maximales et minimales :

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}, \quad i = 1, 2, \dots n \quad (II.11)$$

- Le courant transitant (I_{ij}) :

$$I_{ij}^{min} \leq I_{ij} \leq I_{ij}^{max} \quad (II.12)$$

IV.4.1. Minimisation de coût total de production

La fonction objectif coût total de production est donnée par l'équation suivante :

$$C_t(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2) \quad (IV.13)$$

a_i, b_i, c_i : sont des coefficients de la fonction coût propres à chaque générateur (i).

IV.4.2. Minimisation d'émission de gaz à effet de serre (NOx, SO2, CO2 et CO)

La fonction permettant de calculer l'émission de gaz en (kg/h) est donnée par l'équation suivant [33] :

$$EGAS(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2 + d_i \exp(e_i P_{gi})) \quad (IV.14)$$

$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i, d_i$ et e_i : sont les coefficients de la fonction émission attachées à chaque groupe de production.

IV.4.3 Minimisation des pertes (P_L)

Le calcul des pertes actives (P_L) à minimiser dans les lignes du réseau IEEE 30 jeux de barre peut se faire par les méthodes approximatives ou précises comme suit :

a) Formule approximative de Kron

En utilisant une expression mathématique basée sur la puissance de sortie de chaque unité de production, avec les coefficients des pertes correspondantes, donnée par l'équation de Kron (II.20).

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n P_{gi} B_{ij} P_{gj} + \sum_{i=1}^n P_{gi} B_{0i} + B_{00} \quad (IV.15)$$

b) Par des méthodes précises (Newton Raphson, Gauss Seidel, ...)

Pour calculer les pertes par OPF on utilise la formule suivant :

$$P_L = \sum P_{ij} \quad (IV.16)$$

Où P_{ij} représente les puissances actives transitant ans la ligne ij .

IV.5. Optimisation par les algorithmes génétiques (AG)

Pour utiliser les AG, il faut entrer les informations suivantes :

Fonction de fitness : c'est la fonction objectif/multi-objectifs que nous souhaitons optimiser est sous la forme @ fitness où fitness.mest un M-file qui calcule la fonction fitness.

- ✓ Nombre de variables : La longueur du vecteur d'entrée de la fonction fitness.
- ✓ Entrer les contraintes qui optimiser dans le volet des contraintes.

Si le problème n'a pas de contraintes, laissez ces champs vides.

Pour modifier les options de l'algorithme génétique dans "Options ».

Pour exécuter l'AG sur la ligne de commande, appelez la fonction d'algorithmegenétique 'ga' avec la syntaxe :

- ✓ [X, FVAL] = ga(fitnessfun, nvars, A, B, Aeq, Beq, LB, UB, nonlcon, Options)

La fonction "ga" résout les problèmes de la forme :

Min F (X) soumis à des contraintes :

Contraintes d'égalité : $A_{eq} \times X = B_{eq}$

Contraintes d'inégalité $A * X \leq B$ et $Lb \leq X \leq Ub$

En général, X représente le vecteur des variables de contrôle à optimiser.

X=(PROBLEME) trouve le minimum pour le PROBLEME.

Le PROBLEME est une structure qui a les champs suivants :

- **fitnessfun**:<FonctionFitness (or fonction objective)>
- **nvars**:<Nombre de variables de conception>
- **A**:<Une matrice pour des contraintes d'inégalité>
- **B** :< vecteur B pour des contraintes d'inégalité>
- **A_{eq}**:<MatriceA_{eq} pour des contraintes d'égalité>
- **B_{eq}**:<vecteur B_{eq}pour des contraintes d'égalité>
- **LB**:<Limite inférieure sur X>
- **UB**:<Limite supérieure sur X>
- **nonlcon**:< contraintes non linéaires>
- **Options** :<Structure d'options créée avec gaoptimset>

IV.5.1. Paramètres de l'algorithme génétique

- Taille de la population ('PopulationSize')= 100,
- 'PlotFcns',{ @gplotbestf},
- 'CrossoverFraction'= 0.85,
- 'TolCon'=1e-8,
- Générations ('Generations')= 300,
- 'StallGenLimit'= 300,
- 'StallGenLimit',1000,
- 'StallTimeLimit',1000

IV.6. Simulation du dispatching économique par les algorithmes génétique

On optimise la fonction multi-objectif pour avoir la valeur optimale du coût total de production (Ct), des pertes (P_L) et des gaz à effet de serre (EGAS) sujet à des contraintes d'égalité et des contraintes d'inégalité.

Le DE appliqué au réseau IEEE30bus sera effectué :

- En minimisant uniquement le coût total de production (Ct), sans et avec les pertes (P_L).
- En minimisant le coût total de production (Ct) et les pertes (P_L).
- En minimisant le coût total de production (Ct), les pertes (P_L) et l'émission des gaz à effet de serre (EGAS).

IV.6.1. Dispatching économique sans pertes

Dans cette partie on néglige les pertes $P_L = 0$ et la $\sum P_{gi} = P_D$, la fonction multi-objectifs à optimiser est le coût total de production Ct formulé par l'équation IV.13 est comme suit :

$$f_{eval} = C_t \tag{IV.17}$$

Sujet à la contrainte d'égalité (IV.5) et d'inégalité (IV.9)

Les résultats de simulation par les AG donnent les productions des générateurs, le coût total de production (Ct) et le temps d'exécution (t) sont portés sur le tableau (IV.1) et le processus itératif est illustré par la figure (IV.3) :

Ces valeurs sont calculées pour un temps d'exécution égale t=60.7842s

Tableau IV.1. Puissances optimales sans minimisation gaz effet serre sans pertes.

| Minimisation Sans pertes du Ct : $f_{eval} = C_t$ | |
|---|----------|
| PG_1 (MW) | 11.17 |
| PG_2 (MW) | 24.85 |
| PG_5 (MW) | 50.63 |
| PG_8 (MW) | 99.62 |
| PG_{11} (MW) | 60.97 |
| PG_{13} (MW) | 36.07 |
| feval (\$/h) | 600.6392 |
| PG (MW) | 283.32 |
| Cout. T (MW) | 600.5675 |
| PL (MW) | 0 |
| t(s) | 60.7842 |
| EGAS (Kg/hr) | ----- |

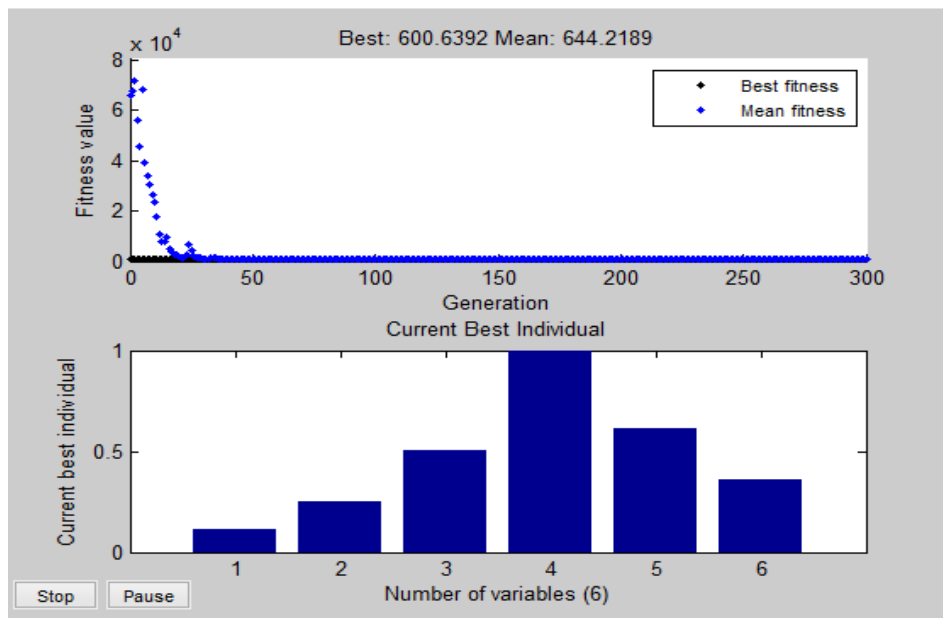


Figure IV.3. Caractéristique de convergence de l'AG : minimisation de coût de production sans pertes sans considération de l'émission de gaz.

IV.6.2. Dispatching économique avec pertes avec minimisation du coût total de production C_t

Dans cette partie on réalise le DE par les AG en minimisant le coût total uniquement, la fonction objectif est alors donnée par l'équation (IV.17) :

$$f_{eval} = C_t$$

Sujet à la contrainte d'égalité (IV.5) et d'inégalité (IV.9)

a) Pertes calculée par la formule approximative de Kron

On utilise une expression mathématique en fonction des puissances générées par chaque unité de production, avec les coefficients des pertes correspondantes, donnée par l'équation (IV.15).

b) Pertes calculée par l'OPF

Avec la même fonction objectif, on refait la simulation par le AG où les pertes PL seront déterminées après le calcul de l'OPF par Newton-Raphson par l'équation (IV.16).

Les productions des générateurs (P_{gi}) de chaque unité de production, le coût total de production (C_t) et le temps d'exécution (t) obtenus par les AG dans les deux cas (a et b) sont portés sur le tableau (IV.2) :

Tableau IV.2. Puissances optimales sans minimisation gaz effet serre sans minimisation des pertes.

Minimisation du C_t : $f_{eval} = C_t$

| Calcul des pertes | formule Kron | OPF |
|-------------------------------------|--------------|----------|
| P_{G_1} (MW) | 11.96 | 14.64 |
| P_{G_2} (MW) | 26.93 | 27.71 |
| P_{G_5} (MW) | 59.71 | 52.43 |
| P_{G_8} (MW) | 95.29 | 94.26 |
| $P_{G_{11}}$ (MW) | 57.73 | 63.47 |
| $P_{G_{13}}$ (MW) | 34.02 | 34.42 |
| f_{eval} (\$/h) | 605.9493 | 609.1299 |
| PG (MW) | 285.65 | 286.93 |
| Cout. T (\$/h) | 605.8228 | 608.9807 |
| PL (MW) | 2.3596 | 3.6528 |
| EGAS (Kg/h) | ---- | ---- |
| t (s) | 88.6551 | 351.0081 |

Le calcul d'écoulement de puissance, par Newton Raphson pour les productions optimales trouvées par les AG donne les tensions (Module et phase), elles sont représentées sur le tableau suivant :

Tableau IV.3. Résultats et simulation de réseau 30 nœuds (puissance injecté).

| Bus | Type | V (pu) | Teta (°) | Pd (MW) | Qd (MVar) | Pg (MW) | Qg (MVar) | Qgmin (MVar) | Qgmax (MVar) | Mvar |
|-----|------|--------|----------|---------|-----------|---------|-----------|--------------|--------------|------|
| 1 | 1 | 1.0600 | 0 | 0 | 0 | 1.5000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 2 | 1.0430 | -0.0147 | 21.70 | 12.7 | 31.4815 | 33.98 | -40 | 50 | 0 |
| 3 | 0 | 1.0295 | 0.0738 | 2.4 | 1.2 | 0.0011 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | 0 | 1.0220 | 0.2026 | 7.6 | 1.6 | -0.0014 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 2 | 1.0100 | -1.8080 | 94.2 | 19.0 | 63.4954 | 29.57 | -40 | 40 | 0 |
| 6 | 0 | 1.0171 | 0.6633 | 0 | 0 | 0.0212 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | 0 | 1.0073 | -0.8952 | 22.8 | 10.9 | 0.0024 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | 2 | 1.0100 | 2.1924 | 30.0 | 30.0 | 98.5762 | 12.69 | -10 | 60 | 0 |
| 9 | 0 | 1.0189 | 1.3162 | 0.0 | 0 | 0.2076 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | 0 | 1.0118 | -1.0942 | 5.8 | 2.0 | -0.0077 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 11 | 2 | 1.0172 | 6.4995 | 0.0 | 0 | 45.0164 | 15.15 | -6 | 24 | 0 |
| 12 | 0 | 1.0513 | -1.0901 | 11.2 | 7.5 | 0.0131 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 13 | 2 | 1.0710 | 1.3809 | 0 | 0.0 | 34.6721 | 5.25 | -6 | 24 | 0 |
| 14 | 0 | 1.0327 | -1.9622 | 6.2 | 1.6 | 0.0017 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | 0 | 1.0248 | -1.9440 | 8.2 | 2.5 | 0.0026 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 16 | 0 | 1.0274 | -1.3594 | 3.5 | 1.8 | 0.0067 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | 0 | 1.0111 | -1.3870 | 9.0 | 5.8 | 0.0084 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 18 | 0 | 1.0079 | -2.3690 | 3.2 | 0.9 | 0.0026 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | 0 | 1.0010 | -2.4231 | 9.5 | 3.4 | 0.0053 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | 0 | 1.0029 | -2.1484 | 2.2 | 0.7 | 0.0029 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 21 | 0 | 1.0002 | -1.6372 | 17.5 | 11.2 | 0.0105 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 22 | 0 | 1.0011 | -1.6454 | 0 | 0 | 0.0006 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | 0 | 1.0076 | -2.2810 | 3.2 | 1.6 | 0.0015 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 24 | 0 | 0.9932 | -2.3776 | 8.7 | 6.7 | 0.0077 | 0 | 0 | 0 | 4.3 |
| 25 | 0 | 1.0009 | -2.8557 | 0 | 0 | 0.0013 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 26 | 0 | 0.9829 | -3.2893 | 3.5 | 2.3 | 0.0006 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | 0 | 1.0147 | -2.8647 | 0 | 0 | 0.0017 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 28 | 0 | 1.0167 | 0.5405 | 0 | 0 | -0.0024 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 29 | 0 | 0.9947 | -4.1155 | 2.4 | 0.9 | 0.0003 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 30 | 0 | 0.9831 | -5.0139 | 10.6 | 1.9 | 0.0014 | 0 | 0 | 0 | 0 |

On remarque que toutes les tensions des J.D.B sont proches de 1pu, la valeur minimale de la tension est de 0.9829 pu qui correspondent à une chute de tension de 0.0171 pu qui très faible. Le DE permet de répartir les puissances convenablement avec des tensions respectant les limites admissibles et réduisant le cout total de production (Ct = 608.98 \$/h).

IV.6.3. Dispatching économique avec minimisation des coûts de production et des pertes

Dans cette partie on réalise le DE avec la minimisation des coûts de production et des pertes.

La fonction multi-objectifs est donnée comme suit :

$$fobj = f_{eval}(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{gi}) + H_{PL}P_L \quad (IV.19)$$

Sujet à la contrainte d'égalité (IV.5) et d'inégalité (IV.9)

a) Pertes calculée par la formule approximative de Kron

On utilise l'expression mathématique donnée par l'équation (IV.15).

b) Pertes calculée par l'OPF

Avec la même fonction objectif, on refait la simulation par le AG où les pertes PL seront déterminées après le calcul de l'OPF par Newton-Raphson par l'équation (IV.16).

Les productions des générateurs (P_{gi}) de chaque unité de production, le coût total de production (Ct) et le temps d'exécution (t) obtenus par les AG dans les deux cas (a et b) sont portés sur le tableau (IV.4)

Tableau IV.4. Puissances optimales avec pertes avec minimisation du coût total de production

| Minimisation du Ct : $f_{eval} = C_t + H_{PL} P_L$ | | |
|--|--------------|----------|
| Calcul des pertes | formule Kron | OPF |
| PG_1 (MW) | 8.93 | 17.29 |
| PG_2 (MW) | 10.77 | 31.23 |
| PG_5 (MW) | 96.36 | 98.59 |
| PG_8 (MW) | 54.05 | 47.07 |
| PG_{11} (MW) | 81.33 | 56.05 |
| PG_{13} (MW) | 33.01 | 35.44 |
| feval (\$/h) | 1810.9 | 2379.6 |
| PG (MW) | 284.47 | 285.67 |
| Cout. T (\$/h) | 631.69 | 632.011 |
| PL (MW) | 1.6114 | 2.4 |
| EGAS (Kg/h) | ----- | ----- |
| t (s) | 95.7 | 398.7354 |

Le calcul d'écoulement de puissance, par Newton Raphson pour les productions optimales trouvées par les AG donne les tensions (Module et phase), elles sont représentées sur le tableau IV.5.

On remarque d'après les résultats de calcul par l'OPF que toutes les tensions des Jdb sont proches de 1pu, la valeur minimale de la tension est de 0.9813 qui correspondent à une chute de tension de 0.0187 pu qui très faible légèrement supérieur au cas d'optimisation sans la minimisation des pertes. Le DE permet de répartir les puissances convenablement avec des tensions respectant les limites admissibles et réduisant le cout total de production (Ct = 632.011\$/h) qui est légèrement supérieur au cas précédent (sans minimisation des pertes).

Tableau IV.5. Résultats de l'OPF du réseau test avec les productions optimales obtenues par les AG.

| Bus | Type | V (pu) | Teta (°) | Pd (MW) | Qd (MVar) | Pg (MW) | Qg (MVar) | Qgmin (MVar) | Qgmax (MVar) | Mvar |
|-----|------|--------|----------|---------|-----------|---------|-----------|--------------|--------------|------|
| 1 | 1 | 1.0600 | 0 | 0 | 0 | 1.5000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 2 | 1.0430 | -0.0012 | 21.70 | 12.7 | 31.1636 | 33.98 | -40 | 50 | 0 |
| 3 | 0 | 1.0297 | -0.4078 | 2.4 | 1.2 | 0.0012 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | 0 | 1.0221 | -0.3839 | 7.6 | 1.6 | -0.0017 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 2 | 1.0100 | -0.1038 | 94.2 | 19.0 | 98.6058 | 29.57 | -40 | 40 | 0 |
| 6 | 0 | 1.0173 | -0.2128 | 0 | 0 | 0.0311 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | 0 | 1.0070 | -0.7218 | 22.8 | 10.9 | 0.0023 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | 2 | 1.0100 | 0.2040 | 30.0 | 30.0 | 47.0465 | 12.69 | -10 | 60 | 0 |
| 9 | 0 | 1.0165 | 1.2567 | 0.0 | 0 | 0.2944 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | 0 | 1.0107 | -1.3804 | 5.8 | 2.0 | -0.0053 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 11 | 2 | 1.0128 | 7.7196 | 0.0 | 0 | 55.7156 | 15.15 | -6 | 24 | 0 |
| 12 | 0 | 1.0508 | -1.5156 | 11.2 | 7.5 | 0.0152 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 13 | 2 | 1.0710 | 1.0127 | 0 | 0.0 | 35.4599 | 5.25 | -6 | 24 | 0 |
| 14 | 0 | 1.0321 | -2.3839 | 6.2 | 1.6 | 0.0019 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | 0 | 1.0242 | -2.3584 | 8.2 | 2.5 | 0.0030 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 16 | 0 | 1.0267 | -1.7272 | 3.5 | 1.8 | 0.0080 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | 0 | 1.0101 | -1.6983 | 9.0 | 5.8 | 0.0098 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 18 | 0 | 1.0070 | -2.7401 | 3.2 | 0.9 | 0.0031 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | 0 | 1.0000 | -2.7677 | 9.5 | 3.4 | 0.0062 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | 0 | 1.0019 | -2.4784 | 2.2 | 0.7 | 0.0034 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 21 | 0 | 0.9990 | -1.9542 | 17.5 | 11.2 | 0.0121 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 22 | 0 | 0.9999 | -1.9720 | 0 | 0 | 0.0009 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | 0 | 1.0067 | -2.7135 | 3.2 | 1.6 | 0.0018 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 24 | 0 | 0.9919 | -2.8347 | 8.7 | 6.7 | 0.0091 | 0 | 0 | 0 | 4.3 |
| 25 | 0 | 0.9993 | -3.5737 | 0 | 0 | 0.0017 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 26 | 0 | 0.9813 | -4.0088 | 3.5 | 2.3 | 0.0007 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | 0 | 1.0131 | -3.7409 | 0 | 0 | 0.0020 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 28 | 0 | 1.0170 | -0.5580 | 0 | 0 | -0.0025 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 29 | 0 | 0.9931 | -4.9958 | 2.4 | 0.9 | 0.0003 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 30 | 0 | 0.9815 | -5.8972 | 10.6 | 1.9 | 0.0016 | 0 | 0 | 0 | 0 |

IV.6.4. Dispatching économique avec minimisation du coût total de production et des gaz à effet serre

Dans cette partie on réalise le DE par les AG en minimisant le coût total de production (C_t) et les gaz à effet de serre (EGAS), la fonction multi-objectif est alors donnée par l'équation (IV.19) :

$$f_{obj} = f_{eval}(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{gi}) + H_{gaz} EGAS \tag{IV.19}$$

Sujet à la contrainte d'égalité (IV.5) et d'inégalité (IV.9)

a) Pertes calculée par la formule approximative de Kron

On utilise une expression mathématique en fonction des puissances générée par chaque unité de production, avec les coefficients des pertes correspondantes, donnée par l'équation (IV.15).

b) Pertes calculée par l'OPF

Avec la même fonction objectif (IV.19), on refait la simulation par le AG où les pertes P_L seront déterminées après le calcul de l'OPF par Newton-Raphson par l'équation (IV.16).

Les productions des générateurs (P_{gi}) de chaque unité de production, le coût total de production (Ct), l'émission des gaz à effet de serre (EGAS) et le temps d'exécution (t) obtenus par les AG dans les deux cas (a et b) sont portés sur le tableau (IV.6).

Tableau IV.6. Puissances optimales avec minimisation du coût total (Ct) et des gaz à effet serre

| Minimisation du Ct : $f_{obj} = C_t + H_{gaz}EGAS$ | | |
|--|---------------------|------------|
| Calcul des pertes | formule Kron | OPF |
| PG_1 (MW) | 32.42 | 32.97 |
| PG_2 (MW) | 44.00 | 44.29 |
| PG_5 (MW) | 52.08 | 52.48 |
| PG_8 (MW) | 60.15 | 59.31 |
| PG_{11} (MW) | 51.52 | 51.40 |
| PG_{13} (MW) | 46.025 | 46.04 |
| feval (\$/h) | 1643.20 | 1643.7 |
| PG (MW) | 286.23 | 268.94 |
| Cout. T (\$/h) | 624.70 | 626.0307 |
| PL (MW) | 2.9376 | 3.19 |
| EGAS (Kg/h) | 0.1899 | 0.1898 |
| t (s) | 98.8527 | 371.3106 |

Le calcul d'écoulement de puissance, par Newton-Raphson pour les productions optimales trouvées par les AG donne les tensions (Module et phase), elles sont représentées sur le tableau IV.7.

On remarque d'après les résultats de calcul par l'OPF présentés dans le tableau IV.7 que toutes les tensions des J.D.B sont proches de 1pu, la valeur minimale de la tension est de 0.9812 qui correspondent à une chute de tension de 0.0188 pu qui très faible légèrement supérieur au cas d'optimisation sans la minimisation des pertes. Le DE permet de répartir les puissances convenablement avec des tensions respectant les limites admissibles et réduisant le cout total de production (Ct = 626.03 \$/h) qui est légèrement supérieur au cas précédent (sans minimisation des pertes).

Tableau IV.7. Résultats de l'OPF du réseau test avec les productions optimales obtenues par les AG

| Bus | Type | V (pu) | Teta (°) | Pd (MW) | Qd (MVar) | Pg (MW) | Qg (MVar) | Qgmin (MVar) | Qgmax (MVar) | Mvar |
|-----|------|--------|----------|---------|-----------|---------|-----------|--------------|--------------|------|
| 1 | 1 | 1.0600 | 0 | 0 | 0 | 1.5000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 2 | 1.0430 | -0.4277 | 21.70 | 12.7 | 44.2042 | 33.98 | -40 | 50 | 0 |
| 3 | 0 | 1.0305 | -0.7293 | 2.4 | 1.2 | 0.0011 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | 0 | 1.0229 | -0.7763 | 7.6 | 1.6 | -0.0013 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 2 | 1.0100 | -3.3633 | 94.2 | 19.0 | 52.6800 | 29.57 | -40 | 40 | 0 |
| 6 | 0 | 1.0177 | -0.7913 | 0 | 0 | 0.0278 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | 0 | 1.0077 | -2.3905 | 22.8 | 10.9 | 0.0025 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | 2 | 1.0100 | -0.0906 | 30.0 | 30.0 | 59.6953 | 12.69 | -10 | 60 | 0 |
| 9 | 0 | 1.0173 | 0.5609 | 0.0 | 0 | 0.2534 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | 0 | 1.0103 | -1.8172 | 5.8 | 2.0 | -0.0073 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 11 | 2 | 1.0147 | 6.4044 | 0.0 | 0 | 50.5260 | 15.15 | -6 | 24 | 0 |
| 12 | 0 | 1.0520 | -1.2407 | 11.2 | 7.5 | 0.0137 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 13 | 2 | 1.0710 | 2.0218 | 0 | 0.0 | 45.8018 | 5.25 | -6 | 24 | 0 |
| 14 | 0 | 1.0334 | -2.1912 | 6.2 | 1.6 | 0.0018 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | 0 | 1.0248 | -2.2504 | 8.2 | 2.5 | 0.0026 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 16 | 0 | 1.0270 | -1.7445 | 3.5 | 1.8 | 0.0070 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | 0 | 1.0099 | -2.0068 | 9.0 | 5.8 | 0.0086 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 18 | 0 | 1.0073 | -2.8206 | 3.2 | 0.9 | 0.0028 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | 0 | 1.0001 | -2.9627 | 9.5 | 3.4 | 0.0057 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | 0 | 1.0018 | -2.7340 | 2.2 | 0.7 | 0.0030 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 21 | 0 | 0.9986 | -2.3647 | 17.5 | 11.2 | 0.0114 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 22 | 0 | 0.9996 | -2.3739 | 0 | 0 | 0.0007 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | 0 | 1.0071 | -2.7719 | 3.2 | 1.6 | 0.0015 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 24 | 0 | 0.9920 | -3.1231 | 8.7 | 6.7 | 0.0084 | 0 | 0 | 0 | 4.3 |
| 25 | 0 | 0.9992 | -3.9477 | 0 | 0 | 0.0017 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 26 | 0 | 0.9812 | -4.3829 | 3.5 | 2.3 | 0.0006 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | 0 | 1.0129 | -4.1671 | 0 | 0 | 0.0020 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 28 | 0 | 1.0173 | -1.0618 | 0 | 0 | -0.0024 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 29 | 0 | 0.9928 | -5.4227 | 2.4 | 0.9 | 0.0003 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 30 | 0 | 0.9812 | -6.3245 | 10.6 | 1.9 | 0.0015 | 0 | 0 | 0 | 0 |

IV.6.5. Dispatching économique avec minimisation du coût total, des pertes et des gaz à effet serre

Dans cette partie on réalise le DE par les AG en minimisant le coût total de production (C_t) les pertes dans les lignes (P_L) et les gaz à effet de serre (EGAS), la fonction multi-objectif est alors donnée par l'équation (IV.20)

$$f_{obj} = f_{eval}(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{gi}) + H_{gaz}EGAS + H_{PL}P_L \tag{IV.20}$$

soit à la contrainte d'égalité (IV.5) et d'inégalité (IV.9)

a) Pertes calculée par la formule approximative de Kron

On utilise une expression mathématique en fonction des puissances générée par chaque unité de production, avec les coefficients des pertes correspondantes, donnée par l'équation (IV.15).

b) Pertes calculée par l'OPF

Avec la même fonction objectif (IV.20), on refait la simulation par le AG où les pertes P_L seront déterminées après le calcul de l'OPF par Newton Raphson par l'équation (IV.16).

Les productions des générateurs (P_{gi}) de chaque unité de production, le coût total de production (C_t), l'émission des gaz à effet de serre et le temps d'exécution (t) obtenus par les AG dans les deux cas (a et b) sont portés sur le tableau (IV.8).

Tableau IV.8. Puissances optimales avec minimisation du coût total (C_t), des pertes (P_L) et des gaz à effet serre

| Minimisation de $f_{obj} = C_t + H_{gaz}EGAS + H_{PL}P_L$ | | |
|---|--------------|----------|
| Calcul des pertes | formule Kron | OPF |
| PG_1 (MW) | 11.51 | 20.08 |
| PG_2 (MW) | 15.88 | 34.79 |
| PG_5 (MW) | 91.33 | 92.98 |
| PG_8 (MW) | 55.75 | 46.66 |
| PG_{11} (MW) | 74.86 | 54.76 |
| PG_{13} (MW) | 35.12 | 36.50 |
| feval (\$/h) | 2964.18 | 3470 |
| PG (MW) | 284.47 | 285.77 |
| Cout. T (\$/h) | 625.58 | 631.1995 |
| PL (MW) | 1.6429 | 2.41 |
| EGAS (Kg/h) | 0.2119 | 0.2016 |
| t (s) | 70.8390 | 388.7645 |

Le calcul d'écoulement de puissance, par Newton Raphson pour les productions optimales trouvées par les AG donne les tensions (Module et phase), elles sont représentées sur le tableau IV.9.

On remarque d'après les résultats de calcul par l'OPF que toutes les tensions des J.D.B ont proches de 1pu, la valeur minimale de la tension est de 0.9814 qui correspondent à une chute de tension de 0.0186 pu qui très faible légèrement supérieur au cas d'optimisation sans la minimisation des pertes. Le DE permet de répartir les puissances convenablement avec des tensions respectant les limites admissibles et réduisant le cout total de production ($C_t = 631.2$ \$/h) qui est légèrement supérieur au cas précédent (sans minimisation des pertes).

Tableau IV.9. Résultats de l'OPF du réseau test avec les productions optimales obtenues par les AG.

| Bus | Type | V (pu) | Teta (°) | Pd (MW) | Qd (MVar) | Pg (MW) | Qg (MVar) | Qgmin (MVar) | Qgmax (MVar) | Mvar |
|-----|------|--------|----------|---------|-----------|---------|-----------|--------------|--------------|------|
| 1 | 1 | 1.0600 | 0 | 0 | 0 | 1.5000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 2 | 1.0430 | -0.0560 | 21.70 | 12.7 | 34.7962 | 33.98 | -40 | 50 | 0 |
| 3 | 0 | 1.0298 | -0.5117 | 2.4 | 1.2 | 0.0012 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | 0 | 1.0222 | -0.5106 | 7.6 | 1.6 | -0.0017 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 2 | 1.0100 | -0.5523 | 94.2 | 19.0 | 92.9774 | 29.57 | -40 | 40 | 0 |
| 6 | 0 | 1.0173 | -0.3884 | 0 | 0 | 0.0300 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | 0 | 1.0071 | -1.0084 | 22.8 | 10.9 | 0.0023 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | 2 | 1.0100 | 0.0209 | 30.0 | 30.0 | 46.6685 | 12.69 | -10 | 60 | 0 |
| 9 | 0 | 1.0168 | 1.0185 | 0.0 | 0 | 0.2831 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | 0 | 1.0107 | -1.5716 | 5.8 | 2.0 | -0.0057 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 11 | 2 | 1.0134 | 7.3254 | 0.0 | 0 | 54.4199 | 15.15 | -6 | 24 | 0 |
| 12 | 0 | 1.0510 | -1.6017 | 11.2 | 7.5 | 0.0148 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 13 | 2 | 1.0710 | 1.0005 | 0 | 0.0 | 36.5047 | 5.25 | -6 | 24 | 0 |
| 14 | 0 | 1.0323 | -2.4817 | 6.2 | 1.6 | 0.0019 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | 0 | 1.0243 | -2.4686 | 8.2 | 2.5 | 0.0029 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 16 | 0 | 1.0268 | -1.8566 | 3.5 | 1.8 | 0.0078 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | 0 | 1.0101 | -1.8705 | 9.0 | 5.8 | 0.0095 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 18 | 0 | 1.0071 | -2.8782 | 3.2 | 0.9 | 0.0030 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | 0 | 1.0001 | -2.9228 | 9.5 | 3.4 | 0.0061 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | 0 | 1.0020 | -2.6425 | 2.2 | 0.7 | 0.0033 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 21 | 0 | 0.9990 | -2.1407 | 17.5 | 11.2 | 0.0119 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 22 | 0 | 1.0000 | -2.1570 | 0 | 0 | 0.0009 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | 0 | 1.0068 | -2.8466 | 3.2 | 1.6 | 0.0017 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 24 | 0 | 0.9920 | -2.9996 | 8.7 | 6.7 | 0.0089 | 0 | 0 | 0 | 4.3 |
| 25 | 0 | 0.9994 | -3.7429 | 0 | 0 | 0.0017 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 26 | 0 | 0.9814 | -4.1779 | 3.5 | 2.3 | 0.0007 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | 0 | 1.0131 | -3.9127 | 0 | 0 | 0.0020 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 28 | 0 | 1.0170 | -0.7347 | 0 | 0 | -0.0025 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 29 | 0 | 0.9931 | -5.1676 | 2.4 | 0.9 | 0.0003 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 30 | 0 | 0.9815 | -6.0689 | 10.6 | 1.9 | 0.0016 | 0 | 0 | 0 | 0 |

IV.6.6. Dispatching économique avec l'augmentation de la charge

Dans cette partie on surcharge notre réseau en augmentant la charge $P_{di} = 2 * P_{dio}$, $i = 1, 2, \dots, n$

Les résultats de simulation obtenus sont portés sur le tableau (IV.10).

La production des unités de production (P_{gi}), le cout total de production (C_t), les pertes (P_L), les émissions de gaz effet de serre et le temps d'exécution obtenus par les AG pour chaque cas d'optimisation comme suit :

- 1) Minimisation du cout total de production (C_t)
- 2) Minimisation de cout total de production (C_t) et pertes (P_L)

- 3) Minimisation de cout total de production (C_t) et de gaz à effet de serre
- 4) Minimisation de cout total de production (C_t) et pertes (P_L) et de gaz à effet de serre sont porté sur le tableau (IV.10)

Tableau IV.10. Calcul par les AG des Puissances optimales de production dans le cas d'une surcharge.

| Minimisation | $f_{eval} = C_t$ | $f_{obj} = C_t + H_{PL}P_L$ | $f_{obj} = C_t + H_{gaz}EGAS$ | $f_{obj} = C_t + H_{gaz}EGAS + H_{PL}P_L$ |
|-----------------------------|------------------|-----------------------------|-------------------------------|---|
| PG₁ (MW) | 49.25 | 30.04 | 67.44 | 39.09 |
| PG₂ (MW) | 58.03 | 96.43 | 81.44 | 88.93 |
| PG₅ (MW) | 117.79 | 150.00 | 111.30 | 150.00 |
| PG₈ (MW) | 144.35 | 119.27 | 124.02 | 117.31 |
| PG₁₁ (MW) | 138.10 | 103.25 | 105.44 | 102.49 |
| PG₁₃ (MW) | 69.76 | 75.74 | 87.24 | 76.93 |
| feval (\$/h) | 1345.478 | 7255.0275 | 2684.3 | 8677.6 |
| PG (MW) | 577.28 | 574.75 | 576.89 | 547.76 |
| Cout. T (\$/h) | 1345.3 | 1369.4 | 1369.6 | 1362.7 |
| PL (MW) | 10.6 | 8.06 | 10.34 | 8.09 |
| EGAS (Kg/hr) | ----- | ----- | 0.2452 | 0.2632 |
| t(s) | 404.1147 | 407.3103 | 432.6234 | 423.1467 |

Commentaires

On remarque que le coût de production calculé ave la méthode OPF dans ce réseau surchargé est plus élevé (1345.3, 1369.4, 1369.6, 1362.7) par rapport à celui calculé dans notre réseau précédent (608.98, 632.011, 626.03, 631.20) pour le réseau allégées.

On remarque la même tendance pour les pertes qui augmentent dans le réseau surchargé.

Dans ce cas tous les résultats augmentent (le coût total, les pertes, les puissances générées.), car on a augmenté les charges dans le réseau donc ce dernier sera surcharge.

IV.7. Écoulement de puissance par la méthode de N-R du réseau surchargé

Après effectué le bilan de puissance par newton Raohson du réseau IEEE30bus pour une demande totale de 566.8 MW, on obtient :

- Les productions des générateurs (P_{gi}) de chaque unité de production, le coût total de production (C_t), l'émission des gaz à effet de serre et le temps d'exécution (t) sont représenté dans le tableau IV.11 .
- Les de tension et les phase des JdB sont représentées sur les figures IV.4 et IV.5 respectivement.

On remarque d'après les résultats de calcul par l'OPF (tableau IV.11 et fig. IV.4 et IV.5) que toutes les tensions des J.D.B sont dans les limites tolérées, les JdB 26 et 30 possèdent des niveaux de tension faibles (0.9290 et 0.9178) respectivement ce qui correspond à des chutes de tension proches de la limite tolérée de $\pm 10\%$ qui sont de 0.071 pu (7.1%) et 0.0783 (7.83%) respectivement.

Tableau IV.11. Résultats de l'OPF du réseau test surchargé avec les productions optimales obtenues par les AG.

| Bus | Type | V (pu) | Teta (°) | Pd (MW) | Qd (MVar) | Pg (MW) | Qg (MVar) | Qgmin (MVar) | Qgmax (MVar) | Mvar |
|-----|------|--------|----------|---------|-----------|----------|-----------|--------------|--------------|------|
| 1 | 1 | 1.0600 | 0 | 0 | 0 | 1.5000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 2 | 1.0430 | -0.5379 | 21.70 | 12.7 | 81.7220 | 33.98 | -40 | 50 | 0 |
| 3 | 0 | 1.0232 | -1.4150 | 2.4 | 1.2 | 0.0035 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | 0 | 1.0141 | -1.5542 | 7.6 | 1.6 | -0.0083 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 2 | 1.0100 | -4.1841 | 94.2 | 19.0 | 149.991 | 29.57 | -40 | 40 | 0 |
| 6 | 0 | 1.0089 | -1.3726 | 0 | 0 | 0.1384 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | 0 | 0.9983 | -3.6980 | 22.8 | 10.9 | 0.0102 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | 2 | 1.0100 | -0.2192 | 30.0 | 30.0 | 114.0673 | 12.69 | -10 | 60 | 0 |
| 9 | 0 | 0.9793 | 0.9873 | 0.0 | 0 | 1.7019 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | 0 | 0.9776 | -4.3917 | 5.8 | 2.0 | 0.0819 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 11 | 2 | 0.9631 | 13.7318 | 0.0 | 0 | 103.0741 | 15.15 | -6 | 24 | 0 |
| 12 | 0 | 1.0388 | -3.7244 | 11.2 | 7.5 | 0.0386 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 13 | 2 | 1.0710 | 1.7043 | 0 | 0.0 | 78.9489 | 5.25 | -6 | 24 | 0 |
| 14 | 0 | 1.0085 | -5.7519 | 6.2 | 1.6 | 0.0093 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | 0 | 0.9954 | -5.9193 | 8.2 | 2.5 | 0.0062 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 16 | 0 | 1.0021 | -4.6734 | 3.5 | 1.8 | 0.0244 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | 0 | 0.9772 | -5.0134 | 9.0 | 5.8 | 0.0560 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 18 | 0 | 0.9682 | -7.0842 | 3.2 | 0.9 | 0.0115 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | 0 | 0.9576 | -7.3241 | 9.5 | 3.4 | 0.0421 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | 0 | 0.9613 | -6.7197 | 2.2 | 0.7 | 0.0203 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 21 | 0 | 0.9599 | -5.7817 | 17.5 | 11.2 | 0.0992 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 22 | 0 | 0.9612 | -5.7936 | 0 | 0 | 0.0062 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | 0 | 0.9692 | -7.0290 | 3.2 | 1.6 | 0.0069 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 24 | 0 | 0.9478 | -7.6484 | 8.7 | 6.7 | 0.0488 | 0 | 0 | 0 | 4.3 |
| 25 | 0 | 0.9579 | -8.9103 | 0 | 0 | 0.0049 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 26 | 0 | 0.9290 | -10.2447 | 3.5 | 2.3 | 0.0065 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | 0 | 0.9785 | -8.9124 | 0 | 0 | 0.0008 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 28 | 0 | 1.0047 | -1.9218 | 0 | 0 | -0.0174 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 29 | 0 | 0.9405 | -11.8514 | 2.4 | 0.9 | 0.0024 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 30 | 0 | 0.9178 | -13.9703 | 10.6 | 1.9 | 0.0147 | 0 | 0 | 0 | 0 |

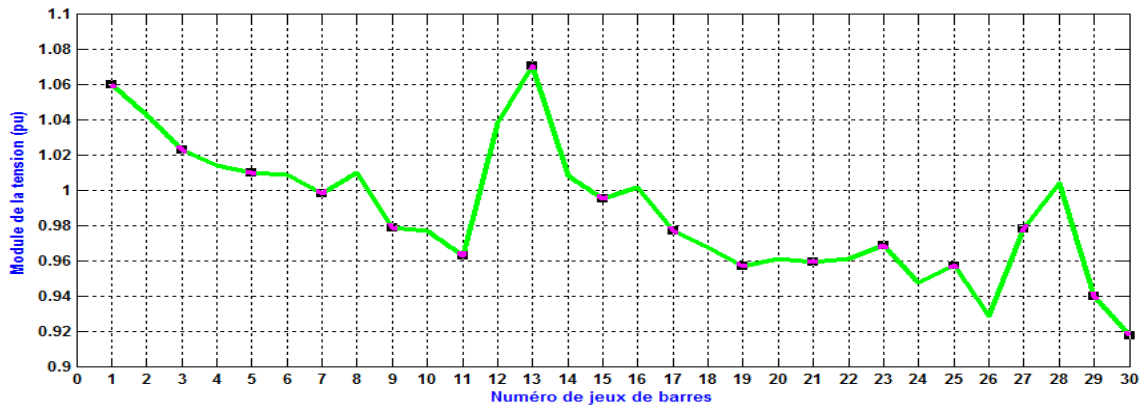


Figure IV.4. Module des tensions du réseau électrique à 30 J.D.B par NR.

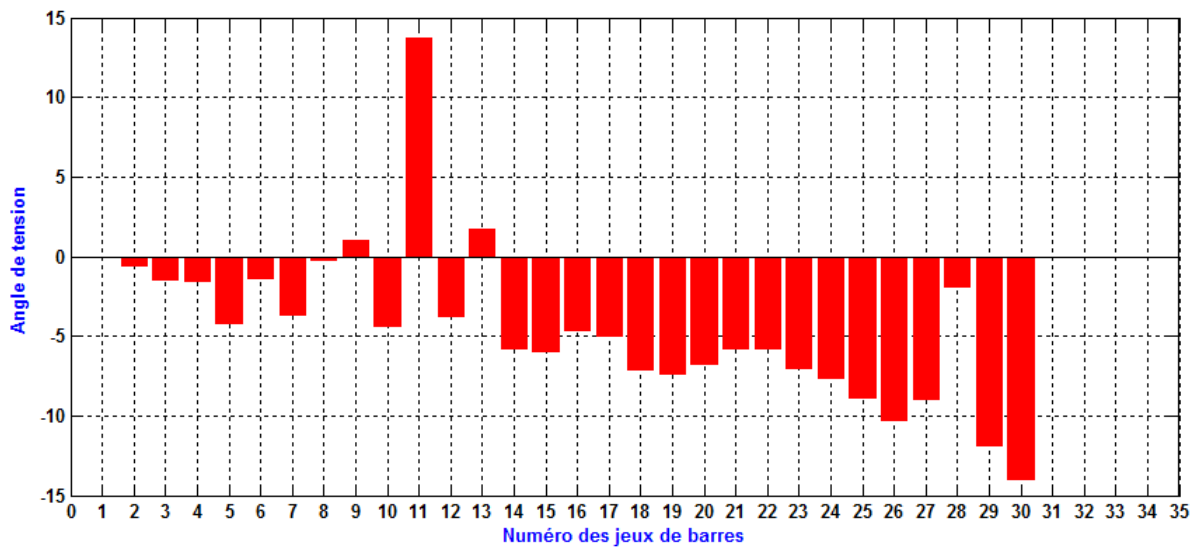


Figure IV.5. Angles des tensions du réseau électrique à 30 J.D.B par NR.

Les pertes actives dans les lignes obtenues par l'OPF de Newton-Raphson

Le programme de N-R après avoir déterminé les niveaux de tension de tous les JdB, détermine les puissances transitant dans les lignes après avoir obtenue les productions optimales (P_{gi}) par la méthode des algorithmes génétiques et sont présentées dans le tableau IV.12 et la figure IV.6.

Tableau IV.12. Pertes active du réseau électrique IEEE30 Jeux de barre.

| N° ligne | P_{ij} | N° | P_{ij} | N° | P_{ij} | N° | P_{ij} | N° | P_{ij} | N° | P_{ij} | N° | P_{ij} | N° | P_{ij} |
|----------|----------|----|----------|----|----------|----|----------|----|----------|----|----------|----|----------|----|----------|
| 1 | 0.21 | 6 | 0.23 | 11 | 0 | 16 | 0 | 21 | 0.13 | 26 | 0.04 | 31 | 0.29 | 36 | 0 |
| 2 | 0.25 | 7 | 0.02 | 12 | 0 | 17 | 0.35 | 22 | 0.21 | 27 | 0.44 | 32 | 0.09 | 37 | 0.39 |
| 3 | 0.19 | 8 | 0.06 | 13 | 0 | 18 | 1.08 | 23 | 0.04 | 28 | 0.22 | 33 | 0.08 | 38 | 0.74 |
| 4 | 0.07 | 9 | 0.63 | 14 | 0 | 19 | 0.33 | 24 | 0.07 | 29 | 0 | 34 | 0.16 | 39 | 0.16 |
| 5 | 0.61 | 10 | 0.2 | 15 | 0 | 20 | 0.05 | 25 | 0.32 | 30 | 0.22 | 35 | 0.09 | 40 | 0.12 |
| | | | | | | | | | | | | | | 41 | 0.05 |

On remarque que les pertes actives dans les lignes diffèrent d'un nœud à l'autre :

Les nœuds 1 et 25 les pertes sont allégés (0.21pu et 0.32pu) alors que les nœuds (5 et 9) les sont avec des charges moyennes (0.61pu et 0.63pu) par contre et le nœud 18 est le surchargé (1.08pu).

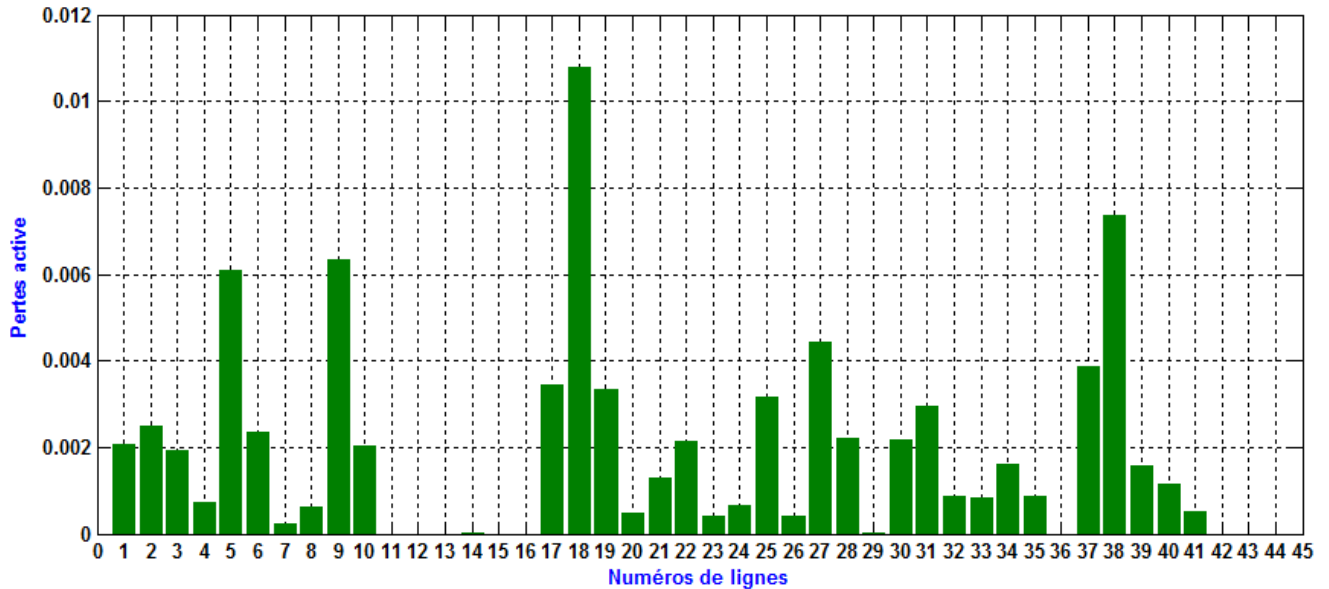


Figure IV.6. Pertes actives du réseau électrique à 30 J.D.B par NR.

IV.8. Comparaison et interprétation des résultats :

Un bilan comparatif est dressé dans les tableaux IV.13 et IV.14 présentés ci-dessous.

On remarque d'après les résultats des bilan de puissance (N-R) que les modules des tensions des accès générateurs (01, 02, 03, 04, 12, 13) restent fixes et égales aux tensions spécifiées imposées, pour le reste des accès, elles sont dans les limites tolérées $\pm 10\%$, elles augmentent légèrement dans les nœuds (07, 08, 09, 14, 15, 16). Pour le reste des nœuds de réseau, elles diminuent mais restent dans les limites tolérées $\pm 10\%$.

- La demande totale (MW) $P_d = 283.4$ MW
- Les générations totale (MW) $\sum P_{gi} = 531.6184$
- Les pertes actives total (MW) $P_L = 8.13$

Tableau IV.13. Tableau comparatif des différents résultats de DE (formule de Kron)

| Minimisation | $f_{eval} = C_t$ | $f_{obj} = C_t + H_{PL}P_L$ | $f_{obj} = C_t + H_{gaz}EGAS$ | $f_{obj} = C_t + H_{gaz}EGAS + H_{PL}P_L$ |
|-----------------------------|------------------|-----------------------------|-------------------------------|---|
| PG₁ (MW) | 11.96 | 8.93 | 32.42 | 11.51 |
| PG₂ (MW) | 26.93 | 10.77 | 44.00 | 15.88 |
| PG₅ (MW) | 59.71 | 96.36 | 52.08 | 91.33 |
| PG₈ (MW) | 95.29 | 54.05 | 60.15 | 55.75 |
| PG₁₁ (MW) | 57.73 | 81.33 | 51.52 | 74.86 |
| PG₁₃ (MW) | 34.02 | 33.01 | 46.025 | 35.12 |
| feval (\$/h) | 605.9493 | 1810.9 | 1643.20 | 2964.18 |
| PG (MW) | 285.65 | 284.47 | 286.23 | 284.47 |
| Cout. T (\$/h) | 605.8228 | 631.69 | 624.70 | 625.58 |
| PL (MW) | 2.3596 | 1.6114 | 2.9376 | 1.6429 |
| EGAS(Kg/h) | ---- | ----- | 0.1899 | 0.2119 |
| t (s) | 88.6551 | 95.7 | 98.8527 | 70.8390 |

Tableau IV.14. Tableau comparatif des différents résultats de DE (formule OPF).

| Minimisation | $f_{eval} = C_t$ | $f_{obj} = C_t + H_{PL}P_L$ | $f_{obj} = C_t + H_{gaz}EGAS$ | $f_{obj} = C_t + H_{gaz}EGAS + H_{PL}P_L$ |
|-----------------------------|------------------|-----------------------------|-------------------------------|---|
| PG₁ (MW) | 14.64 | 17.29 | 32.97 | 20.08 |
| PG₂ (MW) | 27.71 | 31.23 | 44.29 | 34.79 |
| PG₅ (MW) | 52.43 | 98.59 | 52.48 | 92.98 |
| PG₈ (MW) | 94.26 | 47.07 | 59.31 | 46.66 |
| PG₁₁ (MW) | 63.47 | 56.05 | 51.40 | 54.76 |
| PG₁₃ (MW) | 34.42 | 35.44 | 46.04 | 36.50 |
| feval (\$/h) | 609.1299 | 2379.6 | 1643.7 | 3470 |
| PG (MW) | 286.93 | 285.67 | 268.94 | 285.77 |
| Cout. T (\$/h) | 608.9807 | 632.011 | 626.0307 | 631.1995 |
| PL (MW) | 3.6528 | 2.4 | 3.19 | 2.41 |
| EGAS(Kg/h) | ---- | ----- | 0.1898 | 0.2016 |
| t (s) | 351.0081 | 398.7354 | 371.3106 | 388.7645 |

Commentaire

On remarque que les PL calculées par la formule de Kron sont sous estimées et sont toujours inférieures à celles calculées par OPF, (2.3596, 1.6114, 2.9376, 1.6429) pour la formule de Kron et (3.6528, 2.4, 3.19, 2.41) pour OPF.

Le coût total calculé par la formule de Kron est inférieur dans tous les cas étudié par rapport à celui qu'on a calculé avec OPF, sauf dans le cas sans minimisation des pertes et du gaz à effet de serre (605.8228) pour OPF (608.9807) pour la formule de Kron.

Le calcul des pertes par OPF dans l'optimisation par les AG prend plus de temps que lorsqu'on utilise la formule approximative de Kron.

Le coût total de production augmente en augmentant le nombre de fonctions objectif.

IV.9. Conclusion

Dans ce chapitre l'algorithme génétique a été appliqué avec succès pour résoudre le problème de dispatching économique avec considération des contraintes d'égalité et d'inégalité. Les résultats obtenus montrent clairement l'efficacité de l'algorithme génétique à résoudre le problème de dispatching économique en termes de réduction de la fonction objective à savoir le coût du combustible et l'émission de gaz. D'autre part, le GA a prouvé son avantage en termes de réduction du temps d'exécution et des pertes par rapport à plusieurs autres méthodes utilisées.

L'ajout de minimisation des pertes (P_L), réduit ces dernières mais le coût augmente.

La formule de Kron sous-estime les pertes dans les lignes mais elle permet de gagner du temps de calcul.

Une optimisation multi-objectifs est une comparaison entre les minimum de chaque fonction objectif le coût total augmente avec le nombre de fonction objectif.

L'ajout de la contrainte des gaz effet serre augmente les pertes (P_L) et les coûts totaux (C_t).

Conclusion générale

Conclusion Générale

L'objectif principal de notre travail de recherche consiste à améliorer l'efficacité des réseaux électriques 30-nœuds par l'utilisation des méthodes d'optimisation méta-heuristiques.

L'écoulement de puissance est une méthode basée sur l'utilisation de l'algorithme de Newton-Raphson, celle-ci permet de déterminer les emplacements optimaux dans le réseau électrique. La caractérisation de ces emplacements nous permet d'améliorer les performances et la qualité du flux d'énergie afin de minimiser les coûts de production de cette énergie électrique.

La méthodologie suivie durant cette étude consiste à faire dans un premier temps, une analyse détaillée sur ce réseau en utilisant la méthode de Newton-Raphson. Cette dernière consiste à identifier et classer les jeux de barres critiques et déterminer les plus adéquats à l'insertion des sources de puissance réactive dans ce réseau électrique.

Puis, nous sommes passés à l'utilisation d'une méthode d'optimisation globale pour minimiser les coûts de production ainsi que les pertes actives grâce à l'utilisation de l'algorithme génétique.

D'après nos résultats, on constate que les méthodes méta-heuristiques sont bien adaptées à la détermination des valeurs optimales des puissances générées par les centrales interconnectées pour avoir une minimisation sur les coûts et le meilleur profit.

L'application de la méthode d'optimisation AG, a donné des résultats satisfaisants puisqu'elle nous permet d'améliorer l'efficacité des réseaux électriques en termes de réduction du coût de production, réduction des pertes et réduction de la déviation de tension au niveau des jeux de barres des charges.

Pour conclure, on estime que ce travail sera une étape importante vers le développement et la mise en œuvre des techniques modernes pour résoudre les problèmes liés aux réseaux électriques basés sur les méthodes méta-heuristiques.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] A. T. BAHY, A. M. GUEZZOUN, " Application des algorithmes génétiques au dispatching économique des réseaux électriques", Mémoire de fin d'étude, Université EchahidHamma Lakhdar d'El-Oued, 05/2016.
- [2] F. LOUETRI, I. MESBAHI, " Dispatching Economique par Utilisation de Méthodes d'Optimisation Méta heuristiques ", Mémoire de fin d'étude, Université EchahidHamma Lakhdar d'El Oued, juin 2019.
- [3] M. A. OUAkli, "Répartition optimale de la puissance dans les réseaux de transport électrique par la méthode des essaims de particulier",Mémoire de Master, Université de Bejaia, 2019.
- [4] I. Y. GAGI, A. LAHRECH, " Résolution du problème du dispatching économique par une méthode de l'intelligence artificielle", Mémoire de Master, Université KasdiMerabah Ouargla, Juillet 2019.
- [5] A. OULD NAGI, "Optimisation de l'écoulement de puissance Par algorithmes : AG et PSO-TVAC", Mémoire de fin d'étude, Université Mohamed Khider Biskra, juin 2014.
- [6] L. ALOUI, "Dispatching de la puissance réactive avec considération des contraintes du marché d'électricité dérégulé ", Mémoire de Master, Université Mohamed KhiderBiskra, juillet 2019.
- [7] S. MESSALTI, S. FERAHITA, "Calcul d'écoulement de puissance dans les réseaux électriques lors de l'intégration des fermes éoliennes et des dispositifs FACTS ",Mémoire de Master, Université de M'sila, 2013.
- [8] S. SAYAH, "Application de l'Intelligence Artificielle pour le Fonctionnement Optimal des Systèmes Electriques "Thèse de Doctorat, Université Ferhat Abbas-Sétif.
- [9] A. MENASRIA, " Etude comparative de la répartition optimale des puissances d'un réseau d'énergie électrique", Thèse de Doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, Juin 2013.
- [10] M. MERSEL, K. MEKLAT, " Méthode de calcul rapide des répartitions de puissance dans les réseaux électriques ", Mémoire de Find'étude, Université de Bejaia, 1989.
- [11] R. DRAA, MD. T. CHABOU, " Calcul de l'écoulement de puissance probabilistique " Mémoire de Fin d'étude, Université de Bejaia, Septembre 96.
- [12] A. BOUZIDI, " Modélisation et optimisation des réseaux électrique", Cours faculté Technologie, Université de Bejaia,2020.

- [13] A. ARAOUNE, K. DJAHNINE, "Etude des techniques exploitées pour le réglage de la tension dans les réseaux électriques ", Mémoire de Fin D'étude, Université de Bejaia, 2017.
- [14] M. S. SAHARA, T. KEHILI, "Etude d'un Dispatching économique des puissance active par les algorithmes génétiques modifiée", Mémoire de Fin D'étude, Université EchahidHamma Lakhdar d'El Oued, juin 2021.
- [15] A. TAYEB, "Contribution à l'étude du dispatching économique par les techniques Méta-heuristiques hybrides", Thèse de Doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, 2020.
- [16] H. A. OBEIDI, M. F. CHABBI, " Dispatching Economique par Utilisation des Méthodes d'intelligence artificielle ", Mémoire de Fin D'étude, Université EchahidHamma Lakhdar d'El Oued, Septembre 2020.
- [17] M. MOUZAIA, S. IDRI, "Etude de la variation de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau de distribution", Mémoire de Fin D'étude, Université de Bejaia, 2013.
- [18] F. SAADI, H. TENBOUKTI, "Calcule de l'écoulement de puissance dans un réseau du distribution radial avec insertion", Mémoire de Fin D'étude, Université de Bejaia, 2016.
- [19] S. IDRI, F. KHALDI, " Amélioration des performances de la tension et la stabilité d'un réseau électrique par la compensation de la puissance réactive ", Mémoire de Fin d'études, Université de Bejaia, 2018.
- [20] D. T. VINCENT, " Electric power system ", Edition : Prentice Hall, Englewood cliffs, New Jersey 07632.
- [21] A. BOUZIDI, " Modélisation et simulation des réseaux électriques ", Cours faculté de Technologie, Université de Bejaia.
- [22] M . MERSEL, K. MEKLAT, " Méthode de calcul rapide des répartitions de puissance dans les réseaux électriques ", Mémoire de fin d'étude, Université de Bejaia, 1989.
- [23] G. W. STAGG, A. H. EL ABIAD, "Computer methods in power systems analysis", Mc GRAW HILL international editions (Electrical & Electronic Engineering series), 1988.
- [24] CH. A. GROSS, " power system analysis ", Mc GRAW HILL international editions (Electrical & Electronic Engineering series), 1988.
- [25] Z. DJEBLAHI, F. Z. TOUTI, " Planification optimale du réseau de transport électrique algérien par les méthodes méta-heuristiques ", Mémoire de Master, Université Mohamed Khider de Biskra, Septembre 2020.
- [26] I. CHEHBOUB, " Optimisation multi-objectifs des transites de puissance électrique", Mémoire de fin d'étude, Université Mohand Seddik Ben Yahia, 2021.

- [27] S. BOUHINI, "Etude du problème de la répartition économique de puissance avec l'algorithme d'Optimisation à Essaims de particules (PSO) ", Mémoire de Fin d'Etudes En vue de l'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique industriel, Université DJILALI BOUNAAMA KHEMIS MILIANA, 2018.
- [28] A. CHICHA, "Minimisation dynamique du cout de production des centrales électriques ", Mémoire de Master, Université Mohamed Khider de Biskra, Juillet 2019.
- [29] Y. HAZMANI, F. HENANOU, " Résolution du problème de dispatching économique par les méthodes méta-heuristiques ", Mémoire de Master, Université Mohamed Khider de Biskra, Juillet 2020.
- [30] I. E. DOUIS, M. T. CHEMSA, "Résolution de dispatching économique par des méthodes d'optimisations méta-heuristique", Mémoire de Fin d'étude, Université EchahidHamma Lakhdar d'El Oued, 2017.
- [31] Y. BOUTHAINA, "Méthode de recherche du corbeau améliorée et appliquée au dispatching économique ", Mémoire de Master, Université Mohamed Khider de Biskra, Juillet 2019.
- [32] A. ZAOUI, W. REGOUTA, " Répartition optimal des puissances dans un réseau électrique par l'intelligence artificielle ", Mémoire de Fin D'étude, Université EchahidHamma Lakhdar d'El Oued, Juin 2021.
- [33] L. ABDELHAKEM. KORIDAK, M. RAHLI, M. YOUNES, "Optimization du dispatching électrique et de l'émission des gaz par les algorithmes génétiques ", Article, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, January 2008.
- [34] H. SAADAT, "Power System Analysis", McGraw-Hill, 1999.
- [35] TH. MAHBOUBI, " Une approche intelligente pour un problème d'optimisation multicritère ", Mémoire de Fin d'étude, Université de 8 Mai 1945 – Guelma, Juillet 2019.
- [36] A. BOUABDALLAH, " Application des algorithmes génétiques Au dispatching économique et environnemental ",Mémoire de Master, Université Mohamed Khider Biskra. Juin 2012.
- [37] Y. ANGAR, S.ALLAOUA, " Minimisation des pertes actives par Algorithme génétique appliquée au réseau électrique algérien-MFE ", Mémoire de Master, en vue de l'obtention du diplôme master en électrotechnique, Université Mohamed Khider Biskra, 2011.
- [38] Goldberg D.E, Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning, Addison Wesley Longman, 412 p, (1989).
- [39] Quatrième Conférence Internationale sur le Génie Electrique CIGE'10, 03-04, Université de Bechar, Algérie, Novembre 2010.

Références bibliographiques

- [40] J. Holland , Adaptation in natural and artificial systems, University of Michigan Press, 1975.
- [41] SETIT, 3rd International Conference: Sciences of Electronic, Technologies of Information and Telecommunications, TUNISIA. March 27-31, 2005.
- [42] N. DURAND, "Algorithmes génétiques et autres outils d'optimisation appliqués à la gestion de trafic aérien". 5 octobre 2004.
- [43] A. ALIBI, " Contrôle des Réseaux Electriques par les Systèmes FACTS : (Flexible AC Transmission Systems)", Mémoire de Magister, Université Hadj Lakhdar de Batna, 2009.
- [44] Chipperfield A, Fleming P, Pohlheim H et Fonsca C, "GeneticAlgorithmToolboxUser's Guide ", Department of Automatic Control System Eng, University of Sheffield UK, 1994.
- [45] O. HAMADI, "Dispatching de la puissance réactive " Mémoire de Master, Université Mohamed Khider Biskra , Juin 2012.

Annexes

Annexe

Tableau A.1. Données du coefficient coût et de la limite de puissance active et réactive du générateur du réseau IEEE 30-Bus.

| Bus | a [\$/hr] | b [\$/MWhr] | c [\$/MW ² hr] | Pgmin [MW] | Pgmax [MW] | Qgmin [Mvar] | Qgmax [Mvar] |
|-------------------------------|---------------------|-----------------------|-------------------------------------|----------------------|----------------------|------------------------|------------------------|
| <i>PG</i>₁ | 100 | 200 | 10 | 0.05 | 1.5 | -150 | 250 |
| <i>PG</i>₂ | 120 | 150 | 10 | 0.05 | 1.5 | -40 | 50 |
| <i>PG</i>₅ | 40 | 180 | 20 | 0.05 | 1.5 | -40 | 40 |
| <i>PG</i>₈ | 60 | 100 | 10 | 0.05 | 1.5 | -30 | 40 |
| <i>PG</i>₁₁ | 40 | 180 | 20 | 0.05 | 1.5 | 0.0 | 0.0 |
| <i>PG</i>₁₃ | 100 | 150 | 10 | 0.05 | 1.5 | -6 | 24 |

Tableau A.2. Données du coefficient émission de gaz du réseau IEEE 30-Bus.

| Bus | Alpha 10⁻² | Beta 10⁻² | Gamma 10⁻² | Xci | Lambda 10⁻² |
|-------------------------------|--|---------------------------------------|--|--------------------|---|
| <i>PG</i>₁ | 4.091 | -5.554 | 6.490 | 2*10 ⁻⁴ | 2.857 |
| <i>PG</i>₂ | 2.543 | -6.047 | 5.638 | 5*10 ⁻⁴ | 3.333 |
| <i>PG</i>₅ | 4.258 | -5.094 | 4.586 | 1*10 ⁻⁶ | 8.000 |
| <i>PG</i>₈ | 5.326 | -3.550 | 3.380 | 2*10 ⁻³ | 2.000 |
| <i>PG</i>₁₁ | 4.258 | -5.094 | 4.586 | 1*10 ⁻⁶ | 8.000 |
| <i>PG</i>₁₃ | 6.131 | -5.555 | 5.151 | 1*10 ⁻⁵ | 6.667 |

Tableau A.3. Donnée des jeux de barres du réseau IEEE 30- Bus.

| Bus | Type | V | Teta | Pd (MW) | Qd (MVar) | Pg (MW) | Qg (MVar) | Qgmin (MVar) | Qgmax (MVar) | Mvar |
|-----|------|-------|------|------------|--------------|------------|--------------|-----------------|-----------------|------|
| 1 | 1 | 1.06 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 2 | 1.043 | 0 | 21.70 | 12.7 | 40 | 0 | -40 | 50 | 0 |
| 3 | 0 | 1.0 | 0 | 2.4 | 1.2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | 0 | 1.06 | 0 | 7.6 | 1.6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 2 | 1.01 | 0 | 94.2 | 19.0 | 0 | 0 | -40 | 40 | 0 |
| 6 | 0 | 1.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | 0 | 1.0 | 0 | 22.8 | 10.9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | 2 | 1.01 | 0 | 30.0 | 30.0 | 0 | 0 | -10 | 60 | 0 |
| 9 | 0 | 1.0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | 0 | 1.0 | 0 | 5.8 | 2.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 11 | 2 | 1.082 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 0 | -6 | 24 | 0 |
| 12 | 0 | 1.0 | 0 | 11.2 | 7.5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 13 | 2 | 1.071 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | -6 | 24 | 0 |
| 14 | 0 | 1 | 0 | 6.2 | 1.6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | 0 | 1 | 0 | 8.2 | 2.5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 16 | 0 | 1 | 0 | 3.5 | 1.8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | 0 | 1 | 0 | 9.0 | 5.8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 18 | 0 | 1 | 0 | 3.2 | 0.9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | 0 | 1 | 0 | 9.5 | 3.4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | 0 | 1 | 0 | 2.2 | 0.7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 21 | 0 | 1 | 0 | 17.5 | 11.2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 22 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | 0 | 1 | 0 | 3.2 | 1.6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 24 | 0 | 1 | 0 | 8.7 | 6.7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4.3 |
| 25 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 26 | 0 | 1 | 0 | 3.5 | 2.3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 28 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 29 | 0 | 1 | 0 | 2.4 | 0.9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 30 | 0 | 1 | 0 | 10.6 | 1.9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tableau A.4. Données des lignes de transport du réseau IEEE 30- Bus.

| Lignes | From Bus | To Bus | R [pu] | X [pu] | B/2 [pu] | X'mer TAP(a) |
|---------------|-----------------|---------------|-------------------|-------------------|---------------------|-------------------------|
| 1 | 1 | 2 | 0.0192 | 0.0575 | 0.0264 | 1 |
| 2 | 1 | 3 | 0.0452 | 0.1652 | 0.0204 | 1 |
| 3 | 2 | 4 | 0.0570 | 0.1737 | 0.0184 | 1 |
| 4 | 3 | 4 | 0.0132 | 0.0379 | 0.0042 | 1 |
| 5 | 2 | 5 | 0.0472 | 0.1983 | 0.0209 | 1 |
| 6 | 2 | 6 | 0.0581 | 0.1763 | 0.0187 | 1 |
| 7 | 4 | 6 | 0.0119 | 0.0414 | 0.0045 | 1 |
| 8 | 5 | 7 | 0.0460 | 0.1160 | 0.0102 | 1 |
| 9 | 6 | 7 | 0.0267 | 0.0820 | 0.0085 | 1 |
| 10 | 6 | 8 | 0.0120 | 0.0420 | 0.0045 | 1 |
| 11 | 6 | 9 | 0 | 0.2080 | 0 | 1 |
| 12 | 6 | 10 | 0 | 0.5560 | 0 | 1 |
| 13 | 9 | 11 | 0 | 0.2080 | 0 | 1 |
| 14 | 9 | 10 | 0 | 0.1100 | 0 | 1 |
| 15 | 4 | 12 | 0 | 0.2560 | 0 | 1 |
| 16 | 12 | 13 | 0 | 0.1400 | 0 | 1 |
| 17 | 12 | 14 | 0.1231 | 0.2559 | 0 | 1 |
| 18 | 12 | 15 | 0.0662 | 0.1304 | 0 | 1 |
| 19 | 12 | 16 | 0.0945 | 0.1987 | 0 | 1 |
| 20 | 14 | 15 | 0.2210 | 0.1997 | 0 | 1 |
| 21 | 16 | 17 | 0.0824 | 0.1923 | 0 | 1 |
| 22 | 15 | 18 | 0.1073 | 0.2185 | 0 | 1 |
| 23 | 18 | 19 | 0.0639 | 0.1292 | 0 | 1 |
| 24 | 19 | 20 | 0.0340 | 0.0680 | 0 | 1 |
| 25 | 10 | 20 | 0.0936 | 0.2090 | 0 | 1 |
| 26 | 10 | 17 | 0.0324 | 0.0845 | 0 | 1 |
| 27 | 10 | 21 | 0.0348 | 0.0749 | 0 | 1 |
| 28 | 10 | 22 | 0.0727 | 0.1499 | 0 | 1 |
| 29 | 21 | 23 | 0.0116 | 0.0236 | 0 | 1 |
| 30 | 15 | 23 | 0.1000 | 0.2020 | 0 | 1 |
| 31 | 22 | 24 | 0.1150 | 0.1790 | 0 | 1 |
| 32 | 23 | 24 | 0.1320 | 0.2700 | 0 | 1 |
| 33 | 24 | 25 | 0.1885 | 0.3292 | 0 | 1 |
| 34 | 25 | 26 | 0.2544 | 0.3800 | 0 | 1 |
| 35 | 25 | 27 | 0.1093 | 0.2087 | 0 | 1 |
| 36 | 28 | 27 | 0 | 0.3960 | 0 | 1 |
| 37 | 27 | 29 | 0.2198 | 0.4153 | 0 | 1 |
| 38 | 27 | 30 | 0.3202 | 0.6027 | 0 | 1 |
| 39 | 29 | 30 | 0.2399 | 0.4533 | 0 | 1 |
| 40 | 8 | 28 | 0.0636 | 0.2000 | 0.0214 | 1 |
| 41 | 6 | 28 | 0.0169 | 0.0599 | 0.0650 | 1 |

Coefficients de la matrice B_{ij} :

$$B = \begin{bmatrix} 0.1382 & -0.0299 & 0.0044 & -0.0022 & -0.0010 & -0.0008 \\ -0.0299 & 0.0487 & -0.0025 & 0.0004 & 0.0016 & 0.0041 \\ 0.0044 & -0.0025 & 0.0182 & -0.0070 & -0.0066 & -0.0066 \\ -0.0022 & 0.0004 & -0.0070 & 0.0137 & 0.0050 & 0.0033 \\ -0.0010 & 0.0016 & -0.0066 & 0.0050 & 0.0109 & 0.0005 \\ -0.0008 & 0.0041 & -0.0066 & 0.0033 & 0.0005 & 0.0244 \end{bmatrix}$$

$$B_{oi} = [-0.0107 \ 0.0060 \ -0.0017 \ 0.0009 \ 0.0002 \ 0.0030]$$

$$B_{oo} = 9.8573e-5$$