



Université Mohamed Khider de Biskra  
Faculté des Sciences et de la Technologie  
Département de Génie Electrique

# MÉMOIRE DE MASTER

Sciences et Technologies  
Electrotechnique  
Réseau électrique

Réf :

---

Présenté et soutenu par :  
**DJEBLAHI Zahia**  
**TOUTI Fatma Zohra**

Le :...septembre 2020

## *Planification optimale du réseau de transport électrique algérien par les méthodes métaheuristiques*

---

### Jury :

<b>Mr</b>	<b>SALHI Ahmed</b>	MCA	Université de Biskra	Président
<b>Mme</b>	<b>RAHOUA Naima</b>	MCB	Université de Biskra	Examineur
<b>Mr</b>	<b>MAHDAD Belkacem</b>	Pr	Université de Biskra	Rapporteur

Année universitaire : 2019 - 2020

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République Algérienne Démocratique et Populaire  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra  
Faculté des Sciences et de la Technologie  
Département de Génie Electrique  
Filière : Electrotechnique  
Option : Réseau électrique

Mémoire de Fin d'Etudes  
En vue de l'obtention du diplôme :

**MASTER**

*Thème*

*Planification optimale du réseau de  
transport électrique algérien par les  
méthodes métaheuristiques*

**Présenté par :**

DJEBLAHI Zahia

TOUTI Fatma Zohra

**Avis favorable de l'encadreur :**

Pr. MAHDAD Belkacem

**Avis favorable du Président du Jury :**

Mr. SALHI Ahmed

**Cachet et signature**

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République Algérienne Démocratique et Populaire  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra  
Faculté des Sciences et de la Technologie  
Département de Génie Electrique  
Filière : Electrotechnique  
Option : Réseau électrique

**Thème :**  
*Planification optimale du réseau de  
transport électrique algérien par les  
méthodes métaheuristiques*

**Proposé et Dirigé par : Pr. MAHDAD Belkacem**

**RESUME**

Le sujet de ce mémoire porte en particulier sur l'analyse de l'écoulement de puissance dans un réseau de transport d'énergie électrique au moyen de dispositifs FACTS et avec l'utilisation des méthodes métaheuristiques pour améliorer le fonctionnement des réseaux électriques à l'aide du programme « MATLAB ».

Pour atteindre les objectifs visés dans ce mémoire nous avons appliqués trois techniques métaheuristiques : l'optimisation par l'algorithme génétique (AG), Essaims de particules (PSO) et l'algorithme d'optimisation papillon de nuit (MFO) « Moth-Flame Optimization » pour résoudre le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance.

Différentes fonctions objectifs ont été traitées à savoir : La minimisation du coût de production de l'énergie électrique et la minimisation des pertes actives de transmission. Les méthodes proposées sont utilisées aussi pour définir le meilleur emplacement des dispositif FACTS pour améliorer les profils des tensions, minimiser les pertes de puissance et assurer une exploitation efficace des réseaux électriques. Le réseau test IEEE 30-nœud et le réseau électrique Algérien 114 JB ont été utilisés pour tester l'efficacité de ces méthodes.

**Mots clés :** Optimisation de l'écoulement de puissance, Métaheuristiques, Dispositifs FACTS, Algorithmes génétiques (AG), Essaims de particules (PSO), papillon de nuit (MFO).

• بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

" اَقْرَأْ بِاسْمِ رَبِّكَ الَّذِي خَلَقَ (1) خَلَقَ الْإِنْسَانَ مِنْ عَلَقٍ (2) اَقْرَأْ وَرَبُّكَ الْأَكْرَمُ (3) الَّذِي عَلَّمَ بِالْقَلَمِ (4)  
عَلَّمَ الْإِنْسَانَ مَا لَمْ يَعْلَمْ (5)"

• بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

" رَبِّ أَوْزِعْنِي أَنْ أَشْكُرَ نِعْمَتَكَ الَّتِي أَنْعَمْتَ عَلَيَّ "



## Résumé

### Résumé :

Le sujet de ce mémoire porte en particulier sur l'analyse de l'écoulement de puissance dans un réseau de transport d'énergie électrique au moyen de dispositifs FACTS et avec l'utilisation des méthodes métaheuristiques pour améliorer le fonctionnement des réseaux électriques à l'aide du programme « MATLAB ».

Pour atteindre les objectifs visés dans ce mémoire nous avons appliqués trois techniques métaheuristiques : l'optimisation par l'algorithme génétique (AG), Essaims de particules (PSO) et l'algorithme d'optimisation papillon de nuit (MFO) « Moth-Flame Optimization » pour résoudre le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance.

Différentes fonctions objectifs ont été traitées à savoir : La minimisation du coût de production de l'énergie électrique et la minimisation des pertes actives de transmission. Les méthodes proposées sont utilisées aussi pour définir le meilleur emplacement des dispositif FACTS pour améliorer les profils des tensions, minimiser les pertes de puissance et assurer une exploitation efficace des réseaux électriques. Le réseau test IEEE 30-nœud et le réseau électrique Algérien 114 JB ont été utilisés pour tester l'efficacité de ces méthodes.

**Mots clés :** Optimisation de l'écoulement de puissance, Métaheuristiques, Dispositifs FACTS, Algorithmes génétiques (AG), Essaims de particules (PSO), papillon de nuit (MFO).

### ملخص

يتعلق موضوع هذه المذكرة على وجه الخصوص بتحليل تدفق الطاقة في شبكة نقل الطاقة الكهربائية عن طريق أجهزة التعويض المرنة وباستخدام طرق المحاكاة للطبيعة لتحسين أداء الشبكات الكهربائية باستخدام برنامج "MATLAB". لتحقيق أهداف هذه المذكرة المتعلقة أساسا بحل مشكلة التدفق الأمثل للطاقة، قمنا بتطبيق ثلاث خوارزميات تحاكي الطبيعة منها: طريقة الخوارزميات الوراثية (AG)، أسراب الطيور (PSO) والخوارزميات المستمدة من سلوكيات فراشة الظلام (MFO) تم التعامل مع دوال هدف مختلفة وهي: تقليل تكلفة إنتاج الطاقة الكهربائية من خلال مراعاة ضياع الطاقة في الشبكة ، كما تم اعتماد الطرق المقترحة في هذه المذكرة لتحديد أفضل مواقع عناصر تعويض الطاقة الرجعية لتحسين التوتر والتقليل من ضياع الطاقة، لغرض ضمان تشغيل فعال للشبكات الكهربائية. تم استخدام الشبكة الكهربائية IEEE 30 JB والشبكة الكهربائية الجزائرية 114 JB لاختبار فعالية هذه طرق البحث المثلى المقترحة.

**الكلمات المفتاحية:** التدفق الأمثل للطاقة، خوارزميات محاكاة الطبيعة، أنظمة تحسين التوتر المرنة، الخوارزميات الوراثية (AG) ، أسراب الطيور (PSO)، خوارزمية فراشة الظلام (MFO)

## **Remerciements**

---

*Nos chaleureux remerciements à : Dieu, tous puissant qui nous à donné la santé, le courage et la volonté tout au long de nos études pour arriver là et atteindre nos objectifs.*

*Nos profondes reconnaissances et gratitudees à notre promoteur : Monsieur **Mahdad Belkacem** qui nous a encadré tout au long de cette année, d'avoir guidé et diriger ce travail dans le bon sens et pour les conseils judicieux et valeureux ; sincères nos plus vifs remerciements.*

*Nous remercions les membres du jury qui ont accepté d'évaluer notre travail :*

**Mr : Dr. SALHI Ahmed**, Président du jury;

**Mme : Dr. RAHOUA Naima**, examinateur.

*Nous remercions également tous les enseignants du département des sciences et la Technologie qui ont contribué à notre formation, toutes les années de nos études, ainsi qu'à tous les agents de laboratoires, et tout le personnel du département.....*

*Nous remercions enfin toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

**ZAHIA, FATMA ZOÛRA**

*Dédicaces*

*Je remercie Allah pour m'avoir donné  
la force d'accomplir ce travail pour  
aller plus loin*

*Je dédie ce travail à mes parentes; mon  
père (allah yerhmo), ma mère pour ses  
encouragements et ses prières*

*Je le dédie à ma sœur et mes frères*

*Je dédie à toutes les personnes qui m'ont  
soutenu tout au long de ma carrière  
universitaire.*

*À toute ma chère famille*

*A tous mes amies avec lesquelles j'ai  
partagé mes moments de joie et de  
bonheur*



*ZAHIA*

# Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail à mes chers  
parents, qui m'ont guidé et soutenu dans  
toute ma vie. Sans eux je ne serai pas là  
aujourd'hui.*

*A mes chers frères*

*A toute personne de ma grande famille  
touti.*

*A mes très chères copines «Laïla  
Hasnaoui, wissam Rechachi, Imen Ben  
Sahla ».*

*A Mon chère binôme Zahia et sa famille.*

*A tous personne de ma promotion.*

**TOUTI Fatma Zohra**

## *Listes des figures*

<b>Liste des figures</b>	<b>Page</b>
<b>Figure I.1</b> : Topologie d'un réseau électrique .....	4
<b>Figure I.2</b> : Différentes topologies des réseaux électriques .....	5
<b>Figure I.3</b> : Les différentes turbines de production d'électricité nationale.....	9
<b>Figure I.4</b> : Répartition de la Puissance installée par producteur à fin 2017.....	10
<b>Figure I.5</b> : Répartition de la Puissance installée par type d'équipement à fin 2017.....	10
<b>Figure I.6</b> : Évolution de la puissance maximale appelée sur RIN .....	12
<b>Figure I.7</b> : Évolution de la production sur RIN.....	12
<b>Figure I.8</b> : Évolution de la puissance sur PIAT(MW) .....	13
<b>Figure I.9</b> : Évolution de la production sur PIAT(GWh).....	13
<b>Figure I.10</b> : Pourcentage de participation des Les énergies renouvelables en Algérie.....	14
<b>Figure I.11</b> : Interconnexions électriques entre l'Algérie et les pays.....	17
<b>Figure I.12</b> : Évolution de la longueur du réseau de transport électrique.....	17
<b>Figure I.13</b> : Évolution prévisionnelles des lignes à 2027 .....	18
<b>Figure I.14</b> : Évolution prévisionnelle des postes à 2027.....	18
<b>Figure I.15</b> : Évolution des ventes d'électricité (GWh).....	18
<b>Figure I.16</b> : Graphe Répartition des ventes d'électricité pour l'année 2017.....	19
<b>Figure II.1</b> : Modèles d'un générateur.....	21
<b>Figure II.2</b> : Modèle d'une charge .....	22
<b>Figure II.3</b> : Modèle des transformateurs.....	22
<b>Figure II.4</b> : Modèle d'une ligne de transport forme $\pi$ .....	22
<b>Figure II.5</b> : Modèle d'élément shunt .....	23
<b>Figure II.6</b> : Organigramme de la résolution de l'écoulement de puissance par la méthode N-R.....	29
<b>Figure II.7</b> : Exemple d'un réseau trois JB.....	30
<b>Figure II.8</b> : Compensateurs statiques SVC installés dans le réseau de transport Algérien	33
<b>Figure II.9</b> : (a) Structure d'un TCSC, (b) Représentation par une susceptance variable....	34
<b>Figure II.10</b> : (a) Schéma de principe de base d'un SSSC.....	34
<b>Figure II.11</b> : Schéma de principe du STATCOM.....	35
<b>Figure II.12</b> : Compensateur de Var statique (SVC) .....	35
<b>Figure II.13</b> : Schéma de principe d'un TCPAR.....	36
<b>Figure II.14</b> : Schéma de principe d'un IPFC.....	37
<b>Figure II.15</b> : Schéma de principe d'un variateur de charge universel.....	37
<b>Figure III.1</b> : Les étapes de résolution d'un problème d'optimisation.....	40
<b>Figure III.2</b> : La structure de base d'OPF multi objectives.....	42

## *Listes des figures*

<b>Figure III.3</b> : Classification de méthodes d'optimisation.....	<b>45</b>
<b>Figure III.4</b> : Approche heuristique simplifiée.....	<b>46</b>
<b>Figure III.5</b> : Quelques sources d'inspiration des techniques métaheuristiques.....	<b>47</b>
<b>Figure III.6</b> : Approche métaheuristique simplifiée.....	<b>47</b>
<b>Figure III.7</b> : Les niveaux d'organisation d'un AG.....	<b>48</b>
<b>Figure III.8</b> : Organigramme d'un algorithme génétique.....	<b>49</b>
<b>Figure III.9</b> : Illustration du codage des variables réelles.....	<b>49</b>
<b>Figure III.10</b> : Le codage réel et le codage binaire.....	<b>50</b>
<b>Figure III.11</b> : Sélection par roulette.....	<b>50</b>
<b>Figure III.12</b> : Représentation de l'opération du croisement.....	<b>51</b>
<b>Figure III.13</b> : Représentation de l'opération de mutation.....	<b>52</b>
<b>Figure III.14</b> : Courbe de convergence de la meilleure solution.....	<b>53</b>
<b>Figure III.15</b> : Concept de modification d'un point de recherche par l'OEP.....	<b>55</b>
<b>Figure III.16</b> : Organigramme de la méthode PSO.....	<b>55</b>
<b>Figure III.17</b> : Orientation Transversale .....	<b>56</b>
<b>Figure III.18</b> : Vol en spirale du papillon autour de sources de lumière proches.....	<b>56</b>
<b>Figure III.19</b> : Logarithmique spirale, autour d'une flamme en fonction de t .....	<b>58</b>
<b>Figure III.20</b> : Chaque papillon est assigné à une flamme .....	<b>59</b>
<b>Figure III.21</b> : Organigramme d'identification des jeux des barres critiques par la méthode MFO.....	<b>60</b>
<b>Figure IV.1</b> : Structure de la méthodologie de travail.....	<b>63</b>
<b>Figure IV.2</b> : Schéma unifilaire de réseau électrique IEEE 30- nœuds.....	<b>64</b>
<b>Figure IV.3</b> : Courbe de charge de réseau électrique IEEE 30- nœuds.....	<b>65</b>
<b>Figure IV.4</b> : Les amplitudes de tensions des différents nœuds du réseau IEEE à 30- nœuds. ....	<b>68</b>
<b>Figure IV.5</b> : L'Angle de tension du réseau IEEE à 30- nœuds.....	<b>68</b>
<b>Figure IV.6</b> : Les déviations de la tension du réseau IEEE à 30- nœuds.....	<b>69</b>
<b>Figure IV.7</b> : Les puissances transitées dans les lignes du réseau IEEE 30- nœuds.....	<b>69</b>
<b>Figure IV.8</b> : Flux de puissance active dans les lignes du réseau IEEE 30-nœuds.....	<b>69</b>
<b>Figure IV.9</b> : Flux de puissance réactive dans les lignes du réseau IEEE 30-nœuds.....	<b>70</b>
<b>Figure IV.10</b> : Pertes actives dans les lignes de transmission du réseau IEEE à 30- nœuds	<b>70</b>
<b>Figure IV.11</b> : Pertes réactives dans les lignes de transmission du réseau IEEE à 30-nœuds. ....	<b>70</b>
<b>Figure IV.12</b> : Topologie du réseau Algérien.....	<b>72</b>
<b>Figure IV.13</b> : Réseau Algérien 114 nœuds inséré dans PSAT.....	<b>73</b>

## *Listes des figures*

<b>Figure IV.14</b> : Courbe de charge du réseau électrique Algérien 114 JB.....	<b>74</b>
<b>Figure IV.15</b> : Répartition des puissances actives générées.....	<b>79</b>
<b>Figure IV.16</b> : Flux de puissance active dans les lignes du réseau Algérien.....	<b>86</b>
<b>Figure IV.17</b> : Flux de puissance réactive dans les lignes du réseau Algérien.....	<b>86</b>
<b>Figure IV.18</b> : Les puissances transitées dans les lignes du réseau Algérien 114 JB.....	<b>86</b>
<b>Figure IV.19</b> : Les amplitudes de tensions des différents nœuds du réseau électrique du transport Algérien 114 jeux de barres.....	<b>87</b>
<b>Figure IV.20</b> : Angle de tension du réseau électrique Algérien 114 jeux de barres.....	<b>87</b>
<b>Figure IV.21</b> : La déviation de la tension du réseau électrique Algérien.....	<b>88</b>
<b>Figure IV.22</b> : Les pertes actives dans les lignes de transmission du réseau Algérien 114 jeux de barres.....	<b>89</b>
<b>Figure IV.23</b> : Les pertes réactives dans les lignes de transmission du réseau Algérien 114 jeux de barres.....	<b>89</b>
<b>Figure IV.24</b> : Les pertes totales ( $\Delta S_{ij}$ ) dans les lignes de transmission du réseau électrique Algérien.....	<b>90</b>
<b>Figure IV.25</b> : Interface générale du Toolbox optimisation du MATLAB.....	<b>92</b>
<b>Figure IV.26</b> : Niveau de tensions (pu) résultantes de l'optimisation par AG du réseau IEEE 30-nœuds.....	<b>95</b>
<b>Figure IV.27</b> : Niveau de tensions (pu) résultantes de l'optimisation par PSO du réseau IEEE 30-nœuds. ....	<b>97</b>
<b>Figure IV. 28</b> : Amplitudes de tensions résultantes de la minimisation de coût par AG, PSO et MFO : Réseau Algérien 114 JB. ....	<b>100</b>
<b>Figure IV.29</b> : Convergence du coût de production par les méthodes AG, PSO et MFO: Réseau Algérien 114 JB. ....	<b>100</b>
<b>Figure IV.30</b> : Les amplitudes de tension du réseau électrique Algérien après l'optimisation par les méthodes AG, PSO et MFO.....	<b>103</b>
<b>Figure IV.31</b> : Courbe de convergence des pertes actives par les méthodes: AG, PSO et MFO: Réseau électrique Algérien 114 JB.....	<b>103</b>
<b>Figure IV.32</b> : Comparaison entre les Amplitudes des tensions aux niveaux de jeux de barre aux les différent cas de compensation.....	<b>108</b>
<b>Figure IV.33</b> : Les Amplitudes des tensions aux niveaux de jeux de barres du réseau électrique Algérien. Minimisation des pertes.....	<b>110</b>



## *Liste des tableaux*

<b>Liste des tableaux</b>	<b>Page</b>
<b>Tableau I.1</b> : Les Niveaux de tension de réseau électrique Algérien.....	<b>6</b>
<b>Tableau I.2</b> : Les sociétés privées en partenariat avec Sonelgaz.....	<b>7</b>
<b>Tableau I.3</b> : Les centrales conventionnelles de production d'électricité nationale.....	<b>9</b>
<b>Tableau I.4</b> : Evolution de la puissance installée par producteur à fin 2017.....	<b>10</b>
<b>Tableau I.5</b> : Représente l'évolution de l'énergie électrique produite 1980- 2017.....	<b>11</b>
<b>Tableau I.6</b> : Evolution de la puissance maximale appelée sur le RIN 1980- 2017.....	<b>11</b>
<b>Tableau I.7</b> : Représente La capacité de production additionnelle.....	<b>12</b>
<b>Tableau I.8</b> : Evolution de la puissance maximale appelée sur le PIAT 2008-2017.....	<b>13</b>
<b>Tableau I. 9</b> : Evolution de la puissance maximale appelée sur le RIS 2011- 2017.....	<b>14</b>
<b>Tableau I.10</b> : Plan de développement des énergies renouvelables en Algérie.....	<b>15</b>
<b>Tableau I.11</b> : Parc des lignes en (Km) et par niveau de tension.....	<b>15</b>
<b>Tableau I.12</b> : Nombres des transformateurs de puissance.....	<b>16</b>
<b>Tableau I.13</b> : Nombres des Cabine Mobiles.....	<b>16</b>
<b>Tableau I.14</b> : Nombres des postes en service.....	<b>16</b>
<b>Tableau II.1</b> : Type de jeux de barres.....	<b>24</b>
<b>Tableau II.2</b> : Classification des FACTS.....	<b>33</b>
<b>Tableau III.1</b> : Résultats d'optimisation de la fonction objective F.....	<b>52</b>
<b>Tableau IV.1</b> : Résultats de l'écoulement de puissance du réseau IEEE à 30 nœuds obtenus par la méthode de N-R.....	<b>66</b>
<b>Tableau IV.2</b> : Résultats des puissances générées et les pertes totales du réseau IEEE 30- nœuds.....	<b>66</b>
<b>Tableau IV.3</b> : Résultats des puissances transitées et les pertes dans les lignes.....	<b>68</b>
<b>Tableau IV.4</b> : Coefficients du coût et les limites de puissances du réseau test IEEE 30- nœuds.....	<b>71</b>
<b>Tableau IV.5</b> : Les nœuds de régulations de réseau électrique algérien 114JB.....	<b>74</b>
<b>Tableau IV.6</b> : Résultats de l'écoulement de puissance du réseau électrique Algérien obtenus par la méthode de N-R.....	<b>78</b>
<b>Tableau IV.7</b> : Résultats des puissances générées et des pertes globales du réseau Algérien.....	<b>78</b>
<b>Tableau IV.8</b> : Les puissances actives et réactives générées par les centrales thermiques du réseau Algérien.....	<b>79</b>
<b>Tableau IV.9</b> : Les puissances transmises et les pertes dans les lignes du réseau électrique Algérien.....	<b>85</b>



## *Liste des tableaux*

---

<b>Tableau IV.10</b> : Amplitudes de tensions des nœuds de génération du réseau Algérien.....	<b>85</b>
<b>Tableau IV.11</b> : Les jeux de barres affectés par le dépassement dans les limites des amplitudes de tension.....	<b>88</b>
<b>Tableau IV.12</b> : Coefficients du coût et limites de puissances du réseau Algérien.....	<b>91</b>
<b>Tableau IV.13</b> : Le coût dans les centrales conventionnelles.....	<b>91</b>
<b>Tableau IV.14</b> : Paramètres de l'algorithme AG. ....	<b>94</b>
<b>Tableau IV.15</b> : Résultats obtenus par la méthode AG du réseau IEEE 30-nœuds.....	<b>95</b>
<b>Tableau IV.16</b> : Paramètres de l'algorithme PSO.....	<b>96</b>
<b>Tableau IV.17</b> : Résultats des puissances générées et le coût minimal par PSO du réseau IEEE 30-nœuds.....	<b>96</b>
<b>Tableau VI.18</b> : Paramètres de l'algorithme PSO.....	<b>98</b>
<b>Tableau IV.19</b> : Paramètres de l'algorithme AG.....	<b>98</b>
<b>Tableau IV.20</b> : Paramètres de l'algorithme MFO.....	<b>98</b>
<b>Tableau IV.21</b> : Résultats des puissances générées et le coût minimal trouvés par AG, PSO et MFO : Réseau ALG 114 JB .....	<b>99</b>
<b>Tableau IV.22</b> : Les dépassements dans les limites des amplitudes de tensions du réseau électrique Algérien .....	<b>101</b>
<b>Tableau IV.23</b> : Résultats des puissances générées et les pertes actives trouvés par AG, PSO et MFO: Réseau ALG 114 JB.....	<b>102</b>
<b>Tableau IV.24</b> : Les nœuds critiques du réseau électrique Algérien en termes de chute de tension.....	<b>104</b>
<b>Tableau IV.25</b> : Les résultats d'optimisation du coût total avec considération de l'installation d'un seul compensateur : Méthode MFO.....	<b>105</b>
<b>Tableau IV.26</b> : Les résultats d'optimisation du coût total avec considération de l'installation de deux compensateurs, $Q_{max}=40$ MVAR : Méthode MFO.....	<b>105</b>
<b>Tableau IV.27</b> : Les résultats d'optimisation du coût total avec considération de l'installation de deux compensateurs, $Q_{max}=80$ MVAR : Méthode MFO.....	<b>106</b>
<b>Tableau IV.28</b> : Les résultats d'optimisation du coût total avec considération de l'installation de trois compensateurs, $Q_{max}=120$ MVAR : Méthode MFO.....	<b>106</b>
<b>Tableau IV.29</b> : Comparaison entre les résultats de minimisation le coût de production avec considération de la compensation shunt dans le réseau électrique Algérien.....	<b>107</b>
<b>Tableau IV.30</b> : Résultats obtenus par application de la méthode proposée MFO dans le réseau électrique Algérien : minimisation des pertes actives .....	<b>109</b>

## Listes des Acronymes et Symboles

---

### Acronymes et Symboles

**SPE** : Société Algérienne de Production de l'Électricité.

**(SKTM)** : Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida.

**TG** : Turbines a gaz.

**TV** : Turbines a vapeur.

**MDA** : Milliard dinar algérien.

**PF** : Power Flow (Ecoulement de Puissance).

**OPF** : Optimal Power Flow (Ecoulement de Puissance Optimal).

**(N-R)** : Méthode de Newton-Raphson.

**FACTS** : Flexible AC Transmission Systems (Systèmes de Transmission Flexibles en Courant Alternatif).

**TCSC** : (Thyristor Controlled Series Capacitor.

**TSSC** : (Thyristor Switched Series Capacitor.

**SSSC** : (Static Synchronous Series Compensator.

**STATCOM** : Compensateur Statique Synchrone.

**SVC** : Compensateur Statique de Puissance Réactive.

**TCPAR** : Transformateur déphaseur à base de Thyristors.

**IPFC** : Contrôleur de flux de puissance d'interligne (Interline Power Flow Controller).

**UPFC**: Variateur de charge universel UPFC : Unified Power Flow Controller.

**MFO** : Moth-flame Optimisation.

**PSO** : Particle Swarm Optimization.

**AG** : Algorithme génétique.

**JB** : Jeu de barre.

**$N_g$**  : le nombre des générateurs inclure les jeux de barres de contrôle.

**$n$**  : le nombre total des jeux de barres.

**$n_c$**  : Nombre de nœuds de consommation.

**pu** : Unité relative.

**$G_{ij}$** : La conductance de  $\bar{Y}_{ij}$ .

**$B_{ij}$** : La susceptance de  $\bar{Y}_{ij}$ .

**$Re_j, Im_j$**  la partie réel et imaginaire de  $\bar{V}_j$ .

**$\delta_i$** : Angle de phase au nœud  $i$ .

**$\theta_{ij}$** : Différence angulaire entre les jeux de barres  $i$  et  $j$ .

**Qc** : Compensateur de la puissance réactive.

**$P_i$** : La puissance active injectées au nœud  $i$ .

## *Listes des Acronymes et Symboles*

---

$Q_i$ : La puissance réactive injectées au nœud  $i$ .

$Nb$ : Nombre de branche.

$S_{Di}$ : puissance apparente complexe de la charge.

$P_{Di}$ : puissance active de la charge.

$Q_{Di}$ : puissance réactive de la charge.

$P_{Gi}$ : Puissance active générée au nœud  $i$ .

$Q_{Gi}$ : Puissance réactive générée au nœud  $i$ .

$P_L, Q_L$ : Pertes actives et réactives totales.

$V_i$ : Amplitude de la tension au nœud  $i$ .

$\theta_i$ : Angle de la tension au nœud  $i$ .

$\theta_j$ : Angle de la tension au nœud  $j$ .

$NPQ$ : Le nombre total de jeux de barres de charge.

$P_{ij}$  (MW) : Puissance active transité entre les nœuds  $i$  et  $j$ .

$Q_{ij}$  (MVAR) : Puissance réactive transité entre les nœuds  $i$  et  $j$ .

$LP_{ij}$  (MW) : Les pertes actives dans la ligne liée entre les nœuds  $i$  et  $j$ .

$LQ_{ij}$  (MVAR) : Les pertes actives dans la ligne liée entre les nœuds  $i$  et  $j$ .

$S_{ij}$  (MVA) : Puissance totale transité entre le nœud  $i$  et  $j$ .

$\Delta S_{ij}$  (MVA) : les pertes totales dans la ligne liée entre le nœud  $i$  et  $j$ .

$P_{gmin}$  (MW) : puissances active générées minimale au nœud  $i$ .

$P_{gmax}$  (MW) : puissances active générées maximale au nœud  $i$ .

$A_i, B_i, C_i$ : coefficients de coût du combustible pour le générateur thermique.

$a_i, b_i, c_i, d_i, e_i$ : Les coefficients de la fonction d'émission pour chaque **générateur  $i$** .

$Q_{gmin}$  (MVAR) : puissances réactive générées minimale au nœud  $i$ .

$Q_{gmax}$  (MVAR) : puissances réactive générées maximale au nœud  $i$ .

$\Delta V(\text{pu})$ : Déviation de tension.

$N^{\circ}G$ : Nombre de générateur.

$N^{\circ}JB$ : Nombre de JB.

# Table de matière

Table de matière		Page
✓ Résumé		
✓ Remerciement		
✓ Dédicaces		
✓ Liste des figures		
✓ Liste des tableaux		
Introduction Général		I
<i>Chapitre I : Généralités sur le réseau électrique Algérien</i>		
I.1 Introduction .....		4
I.2 Définition et organisation du réseau électrique.....		4
I.2.1 Type des réseaux électriques .....		4
I.2.2 Topologies des réseaux électriques .....		5
I.3 Le réseau électrique Algérien.....		6
I.3.1 Présentation du groupe industriel Sonelgaz.....		6
I.3.2 Classes de tension de réseau électrique Algérien.....		6
I.4 Structure du réseau électrique Algérien.....		7
I.4.1 La production .....		7
I.4.2 Les énergies renouvelables en Algérie .....		14
I.5 Le réseau de transport électrique algérien.....		15
I.5.1 État du Réseau de Transport de l'Electricité Algérien .....		15
I.5.2 Interconnexions Électriques Internationales.....		16
I.5.3 Évolution de réseau de transport <b>Algérien</b> .....		17
I.5.4 Prévision de réseau de transport <b>Algérien</b> .....		17
I.6 Vente d'électricité.....		18
I.7 Coût d'énergie électrique.....		19
I.8 Conclusion .....		19
<i>Chapitre II : Méthodes de résolution de l'écoulement de puissance</i>		
II.1 Introduction .....		21
II.2 Modélisation des éléments du réseau.....		21
II.3 Type de jeux de barres .....		23
II.4 Analyse d'écoulement de puissance (PF) .....		24
II.4.1 Description du problème d'écoulement de puissance.....		24
II.4.2 Formulation des équations de l'écoulement de puissance .....		24
II.4.3 Méthodes de Résolution du problème de l'écoulement de puissance (PF) .....		26

## *Table de matière*

<b>II.5</b> Intégration des FACTS.....	<b>33</b>
<b>II.5.1</b> Types de FACTS .....	<b>33</b>
<b>II.5.1.1</b> FACTS de type série.....	<b>34</b>
<b>II.5.1.2</b> FACTS de type parallèle .....	<b>35</b>
<b>II.5.1.3</b> FACTS de type hydride.....	<b>36</b>
<b>II.6</b> Coût des FACTS .....	<b>38</b>
<b>II.7</b> Conclusion.....	<b>38</b>
 <b><i>Chapitre III : Méthodes d'optimisation de l'écoulement de puissance</i></b> 	
<b>III.1</b> Introduction.....	<b>40</b>
<b>III.2</b> L'optimisation dans les réseaux électriques .....	<b>40</b>
<b>III.3</b> Classification des variables .....	<b>41</b>
<b>III.4</b> Formulation mathématique de problème d'optimisation .....	<b>41</b>
<b>III.5</b> L'optimisation de l'écoulement de puissance.....	<b>42</b>
<b>III.5.1</b> L'optimisation de puissance active .....	<b>42</b>
<b>III.5.2</b> L'optimisation de la Puissance réactive.....	<b>43</b>
<b>III.6</b> Les contraintes.....	<b>43</b>
<b>III.6.1</b> Contraintes d'égalités .....	<b>43</b>
<b>III.6.2</b> Contraintes d'inégalités.....	<b>44</b>
<b>III.7</b> Les méthodes d'optimisation.....	<b>45</b>
<b>III.7.1</b> Les méthodes déterministes (exactes) .....	<b>46</b>
<b>III.7.2</b> Les méthodes non-déterministes (approchés) .....	<b>46</b>
<b>III.7.2.1</b> Les méthodes heuristiques.....	<b>46</b>
<b>III.7.2.2</b> Les méthodes méta-heuristiques .....	<b>47</b>
<b>III.7.2.2.1</b> Les algorithmes génétiques (AG) .....	<b>48</b>
<b>III.7.2.2.2</b> La méthode des essais particuliers.....	<b>53</b>
<b>III.7.2.2.3</b> L'algorithme d'optimisation MFO (Moth-flame Optimisation Algorithm).....	<b>56</b>
<b>III.8</b> Conclusion.....	<b>61</b>
 <b><i>Chapitre IV : Analyse et optimisation des réseaux électrique</i></b> 	
<b>IV.1</b> Introduction.....	<b>63</b>
<b>IV.2</b> Première Phase: Analyse Sans optimisation.....	<b>64</b>
<b>IV.2.1</b> Etude du Réseau test 1 IEEE 30-nœuds.....	<b>64</b>
<b>IV.2.2</b> Etude du Réseau Algérien 114 jeu de barre.....	<b>71</b>
<b>IV.3</b> Deuxième Phase: Analyse avec optimisation.....	<b>92</b>
<b>IV.3.1</b> Optimisation basée sur l'algorithme génétique.....	<b>92</b>
<b>IV.3.2</b> Analyse du réseau électrique IEEE 30-nœuds.....	<b>94</b>

## *Table de matière*

---

<b>IV.3.3</b> Analyse du réseau réel d'étude (le réseau électrique du transport Algérien)	
Avec optimisation.....	<b>98</b>
<b>IV.3.4</b> Insertion des compensations Shunt.....	<b>104</b>
<b>IV.4</b> Conclusion.....	<b>110</b>
✓ CONCLUSION GENERALE.....	<b>111</b>
✓ <i>Annex</i> .....	<b>112</b>
✓ <i>Référence Bibliographique</i>	

## *Introduction générale*

---

L'électricité est devenue l'élément énergétique le plus important dans notre vie quotidienne et chaque pays considère cette énergie comme un moyen indispensable pour son développement social et économique. Surtout avec la forte croissance de la demande électrique durant ces dernières années, pour avoir un équilibre entre la production et la consommation, il faut donc la consommer dès qu'elle est produite parce que l'énergie électrique ne se stocke que dans des volumes limités et que les moyens de stockage sont peu performants et coûteux.

Pour assurer l'équilibre entre la production et la consommation, les gestionnaire du réseau électrique transport d'énergie électrique cherchent toujours une meilleure planification en vue d'une meilleure gestion du transit de puissance des centrales de production vers les grands régions de consommation, il faut toujours ajuster les puissances actives et réactives des générateurs interconnectés dans un réseau électrique dans leurs limites admissibles afin de satisfaire la charge électrique fluctuante avec un coût de production minimal cela est appelé l'écoulement de puissance optimal (OPF) et parfois connu comme le problème de dispatching économique de l'écoulement de puissance. Ce dernier a été largement utilisé dans la planification et le fonctionnement des réseaux électriques pour la production de l'énergie électrique afin de maximiser (ou minimiser) une fonction donnée, tout en respectant les conditions imposées par le système ou l'opérateur lui-même.

Plusieurs fonctions objectives ont été introduit dans le problème de planification des réseaux électriques à savoir, les coûts de production, les pertes actives, les émissions et dégagement de gaz toxiques, ..., c'est ce qu'on appelle « optimisation mono objectif », mais en réalité l'opérateur des réseaux électriques est confronté quotidiennement à des situations, où il doit satisfaire des fonctions contradictoires ce qui rend cette optimisation multi objectifs très délicate, en raison d'améliorer le profil de tension, et prendre en considération de nombreuses contraintes parmi lesquelles les limites de production des centrales, les capacités de transport des lignes électriques, les limites des transformateurs et d'autres limites.

L'apparition des "métaheuristiques" remonte aux années quatre-vingts. Ces algorithmes stochastiques d'optimisation globale peuvent être appliqués à tout problème, du moment qu'il est formulé sous la forme de l'optimisation de critère(s). Ils progressent vers un optimum par échantillonnage d'une fonction objectif. Ils se prêtent aussi à toutes sortes d'extensions, notamment en optimisation multi-objectif. Les métaheuristiques sont généralement utilisées comme des méthodes génériques pouvant optimiser une large gamme de problèmes différents, sans nécessiter de changements profonds dans l'algorithme employé.

Dans notre mémoire nous allons étudier l'une de ces préoccupations, qui est sous le titre de "Planification optimale du réseau de transport électrique Algérien par les méthodes métaheuristique". Nous nous intéressons dans ce travail à la résolution du problème de l'écoulement

## *Introduction générale*

---

optimal de puissance active par deux méthodes métaheuristiques (algorithme génétique et PSO) et l'application d'une nouvelle méthode nommée MFO pour améliorer le comportement du réseau de transport Algérien en minimisant plusieurs objectifs à savoir:

- ❖ Minimisation le coût de production.
- ❖ Minimisation des pertes actives dans les lignes de transport.

Ce projet de fin d'étude Master est divisé en quatre chapitres. Le premier chapitre est consacré à donner une description détaillée du réseau Algérien de point de vue production réseau de transport, la vente et le cout d'électricité.

Le deuxième chapitre présente une description détaillée sur le problème de l'écoulement de puissance et la méthode de résolution de Newton – Raphson. Puis nous avons abordé aux quelques types des dispositifs de contrôle et de commande dynamiques des réseaux électriques(FACTS).

Le troisième chapitre expose les méthodes d'optimisation de l'écoulement de puissance, nous donnons une revue détaillée du problème d'OPF. Ensuite on traitera la classification et la présentation des méthodes d'optimisation méta- heuristiques qui seront adaptées dans le réseau électrique de transport.

Le quatrième chapitre est la partie pratique de ce travail qui est divisée en deux phases :

La première phase est consacrée à l'analyse du réseau électrique standard IEEE 30 nœuds et le réseau électrique Algérien par utilisation de l'outil écoulement de puissance basé sur la méthode itérative de Newton-Raphson.

La deuxième phase est la partie fondamentale du sujet, il se divise en deux section la première section consiste à l'amélioration des performances du réseau IEEE 30-nœuds et le réseau Algérien par utilisation des méthodes d'optimisation globales à savoir la technique des algorithmes génétiques (AG), l'algorithme Essaim de particules ( PSO) et l'algorithme d'optimisation papillon de nuit (MFO), pour minimiser deux fonctions objectives à savoir le coût total de production et les pertes totales dans les lignes de transmission du réseau électrique.

La deuxième section nous avons traité la compensation d'énergie réactive en utilisant la méthode nommé MFO.

Enfin, la mémoire se termine par une conclusion générale résumant les principaux résultats obtenus, ainsi que l'importance de l'outil optimisation basé sur l'adaptation et l'application des méthodes d'optimisation globales pour améliorer les performances des réseaux pratiques. Ensuite nous donnons quelques perspectives envisagés.



---

---

# ***CHAPITRE I***

*Généralités sur le réseau électrique  
Algérien*

---

---

## I.1 Introduction :

Les réseaux électriques ont des caractéristiques opérationnelles spécifiques à la technologie actuelle de l'industrie électrique; Ces caractéristiques sont indépendantes des formes d'organisation institutionnelles (monopole ou concurrence). Par conséquent, la sélection et la conception des modèles organisationnels et des performances inhérentes dépendent de la considération [1].

Ce chapitre donne un aperçu général sur la topologie des réseaux électriques, qui est toujours en évolution, Il s'intéresse essentiellement sur le réseau électrique algérien en termes de production, transport, et l'évolution ainsi que le coût d'électricité.

## I.2 Définition et organisation du réseau électrique :

Les réseaux électriques sont divisés en plusieurs sous-systèmes comme la production, le réseau de transport et d'interconnexion, le réseau de répartition et le réseau de distribution. La **figure (I.1)** représente la topologie d'un réseau électrique.

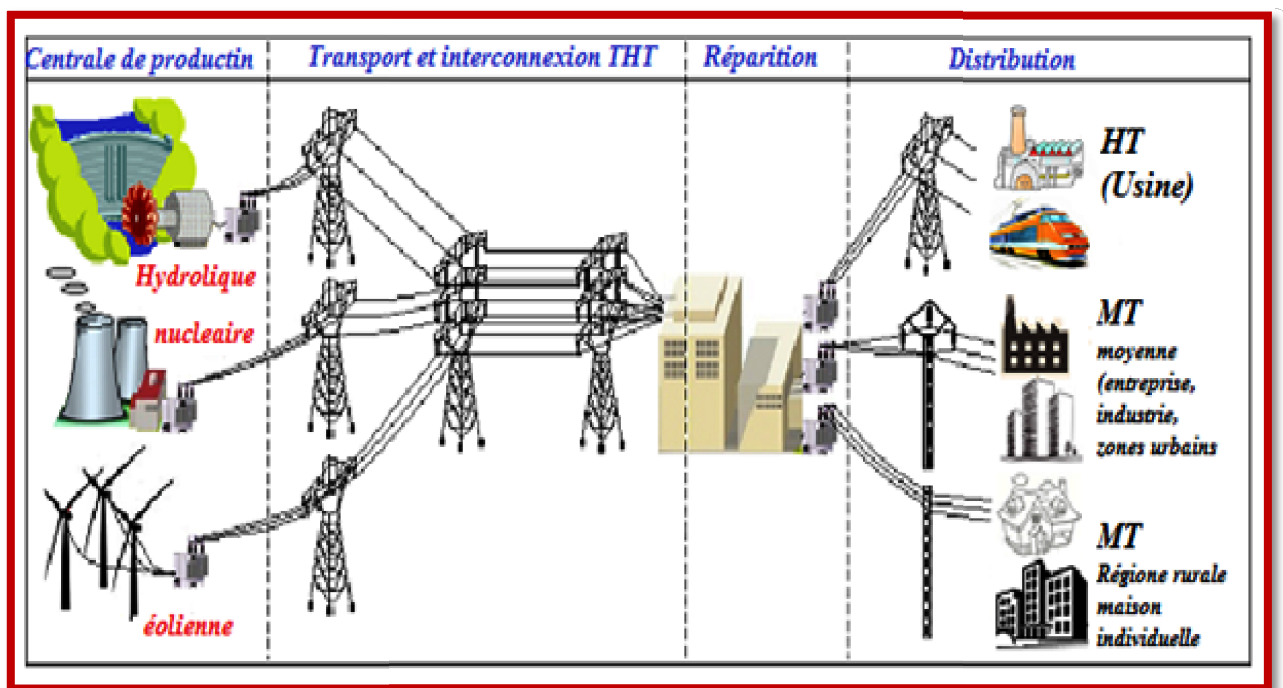


Figure I .1 : Topologie d'un réseau électrique.

### I.2.1 Type des réseaux électriques :

**I.2.1.1 Réseaux de transport et d'interconnexion :** Ce type de réseau a pour mission de collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport). Il permet à une exploitation économique et sûre aux moyens de production. Sa structure est maillée et de tension entre 150 kV, 220 kV et dernièrement 420 kV.

**I.2.1.2 Réseaux de répartition HT :** Ces réseaux ont pour rôle de répartir l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63 kV. Leur structure est en boucle fermée et le plus

souvent en boucle ouverte, et peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation. Ces réseaux alimentent les réseaux de distribution, et les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 60 MVA) nécessite un raccordement à cette tension.

**I.2.1.3 Réseaux de distribution :** Ces réseaux commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique [2].

### I.2.2 Topologies des réseaux électriques :

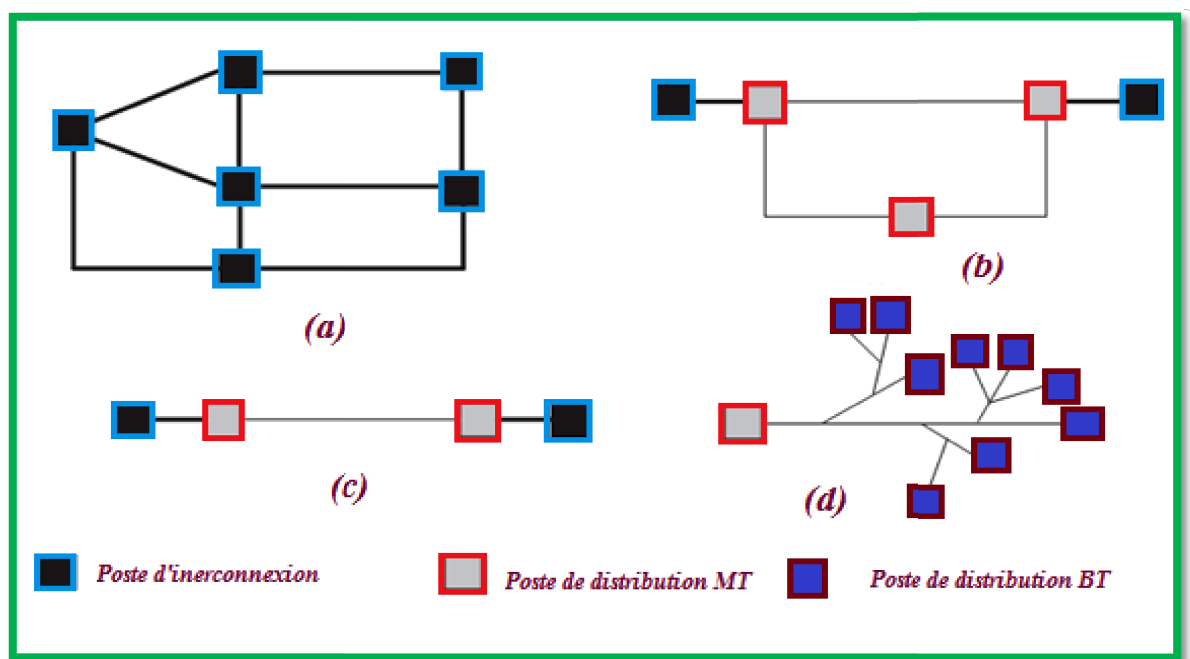
Les topologies sont différentes d'un type de réseau à un autre; **La figure I.2** illustre les différentes topologies qu'on trouve usuellement.

**I.2.2.1 Réseau maillé :** Cette topologie est presque la norme pour les réseaux de transport (THT).

**I.2.2.2 Réseau bouclé :** Cette topologie est surtout utilisée dans les réseaux de répartition et de distribution MT.

**I.2.2.3 Réseau radial :** C'est une topologie simple qu'on trouve usuellement dans la distribution MT et BT.

**I.2.2.4 Réseau arborescent :** Cette structure est très utilisée en milieu rural et quelque fois en milieu urbain.



**Figure I.2 :** Différentes topologies des réseaux électriques : (a) Réseau maillé, (b). Réseau bouclé, (c). Réseau radial, (d). Réseau arborescent [3].

### I.3 Le réseau électrique Algérien :

En Algérie, la production, le transport et la distribution de l'électricité et du gaz sont confiés à une unique entreprise, SONELGAZ [4].

#### I.3.1 Présentation du groupe industriel Sonelgaz :

Par ordonnance n° 69-59 du 26 juillet 1969, portant dissolution d'« Electricité et Gaz d'Algérie » et création de la société nationale de l'électricité et du gaz (SONELGAZ), qu'est créée en substitution à EGA par ce même décret. Le monopole de la production, transport, la distribution de l'énergie électrique attribuée à SONELGAZ, Ainsi que la commercialisation du gaz naturel, et ce pour tous les types de clients (industries, centrales de production). Pour ce faire, elle réalise et gère des canalisations de transport et un réseau de distribution [5].

**I.3.1.1 Le Transport :** Le Gestionnaire du réseau de transport (GRTE) Exploite, maintien et développe le réseau de transport de l'électricité en Algérie (réseaux de tension >50 kV) en vue de garantir une capacité adéquate par rapport aux besoins de transit et de réserve [7].

**I.3.1.2 La Distribution :** le Distributeur a double missions l'une c'est gestion du réseau de distribution et l'autre commercialisation de l'énergie électrique au différents types de clients.

**I.3.1.3 L'Opérateur Système (OS) :** C'est l'œil vigilant de la Sonelgaz. Sa mission est de veiller sur l'équilibre permanent du système et la coordination entre productions, transport et Distribution.

**I.3.1.4 Campanie de l'engineering (CEEG) :** Filiale chargée de la maîtrise d'œuvre des projets de réalisation d'infrastructures énergétiques (moyens de production, transport d'électricité et gaz) et aux meilleures conditions techniques, coût, qualité et de délais de réalisation [6].

#### I.3.2 Classes de tension de réseau électrique Algérien :

Le réseau électrique Algérien est classés par leurs niveaux tensions comme suit:

Appellation normalisée	Niveau de tension
Les basses tensions (BT)	220 V et 380 V
Les moyennes tensions (MT)	10 kV et 30 Kv
Les hautes tensions (HT)	60 kV, 90 kV, 150 kV, et 220 Kv
Les réseaux à très haute tension (THT)	400 kV

Tableau I.1 : Les Niveaux de tension du réseau électrique Algérien [4].

## *Chapitre I : Généralités sur le réseau électrique Algérien*

### I.4 Structure du réseau électrique Algérien :

#### I.4.1 La production :

En Algérie La production est assurée par la Société Algérienne de Production de l'Électricité (SPE), et de Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida (SKTM), ainsi que des sociétés en partenariat avec Sonelgaz [9]. Dans le **Tableau (I.2)** on trouve ces sociétés.

Nom de la centrale	Symbole	Type de turbine	Puissance MW
Shariket Kahraba Wama	KAHRMA	TG	3 * 115
ShariketKahrabaBerrouaghia	SKB	TG	2 * 242
Shariket Kahraba HadjretEnnous	SKH	TG	3 * 409
Shariket Kahraba Skikda	SKS	CC	2 * 412.5
Shariket Kahraba	SPP1	TG/SOLAR	Pas linformation
ShariketKahrabaTerga	SKT	TG	3*400
Cevital	CEVITAL	TG	2*24

**Tableau I.2 :** Les sociétés privées en partenariat avec Sonelgaz.

Le **tableau (I.3)** représente les centrales conventionnelles qui composent le parc de production national de l'énergie électrique avec les différents des turbines et les puissances installées:

Région	Localité	Type	Puissance installée (MW)
Alger	ALGER PORT	TG fixé	2x36 MW
	HAMMA2	TG fixé	2x209 MW
	BAB EZZOUAR	TG fixé	2x27 MW
	HAMMA	TG Mobile	2x24 MW
	SEBLLETE	TG Mobile	2x25 MW
	BARAKI	TG Mobile	3x24 MW
Blida	LARBAA	TG fixé	4x140 MW
	BOUFARIK1	TG fixé	4x24 MW
	BOUFARIK2	TG fixé	3x235 MW
	BOUFARIK3	TG Mobile	2x24 MW
	BENI MERED	TG Mobile	2x24 MW
Tipaza	AHMER EL AIN	TG Mobile	3x24MW
Boumerdes	RAS DJINET	TV	4x168 MW
Bejaia	AMIZOUR	TG Mobile	8x23 MW
	IGHIL EMDA	TH	2x12 MW
	DARGUINAH	TH	2x32,5+5,2 MW

## *Chapitre I : Généralités sur le réseau électrique Algérien*

<b>Oran</b>	<b>MARSAT TV</b>	<b>TV</b>	<b>5x168 MW</b>
	<b>RAVIN BLANC</b>	<b>TV</b>	<b>1x73 MW</b>
	<b>ORAN EST</b>	<b>TG fixé</b>	<b>2x40 MW</b>
	<b>MARSET</b>	<b>TG fixé</b>	<b>8x23 MW</b>
<b>Rilizane</b>	<b>RILIZANE</b>	<b>TG fixé</b>	<b>3x155 MW</b>
<b>Tiaret</b>	<b>TIART1</b>	<b>TG fixé</b>	<b>4x30 MW</b>
	<b>TIART2</b>	<b>TG fixé</b>	<b>3x100 MW</b>
<b>Naama</b>	<b>NAAMA</b>	<b>TG fixé</b>	<b>8x23 MW</b>
<b>Jijel</b>	<b>JIJEL</b>	<b>TV</b>	<b>3x196 MW</b>
	<b>ERRAGUENE</b>	<b>TH</b>	<b>1x14,4 MW</b>
	<b>MANSOURIAH</b>	<b>TH</b>	<b>2x50 MW</b>
<b>Annaba</b>	<b>ANNABA</b>	<b>TG Fixé</b>	<b>2x36 MW</b>
<b>Skikda</b>	<b>SKIKDA</b>	<b>TV</b>	<b>2x131MW</b>
<b>Oum El Bougui</b>	<b>F'KRINA 1</b>	<b>TG Mobile</b>	<b>4x25 MW</b>
	<b>F'KIRINA2</b>	<b>TG Fixé</b>	<b>2x146 MW</b>
<b>Batna</b>	<b>AIN DJASSER 1</b>	<b>TG Fixé</b>	<b>2x126 MW</b>
	<b>AIN DJASSER 2</b>	<b>TG Fixé</b>	<b>2x132 MW</b>
	<b>AIN DJASSER 3</b>	<b>TG Fixé</b>	<b>277,5 MW</b>
<b>Khenchela</b>	<b>LABRAG</b>	<b>TG Fixé</b>	<b>3x140 MW</b>
<b>M'sila</b>	<b>M'SILA 1</b>	<b>TG Fixé</b>	<b>2x23 MW</b>
	<b>M'SILA 2</b>	<b>TG Fixé</b>	<b>3x100 MW</b>
	<b>M'SILA 3</b>	<b>TG Fixé</b>	<b>2x215 MW</b>
	<b>M'SILA 4</b>	<b>TG Mobile</b>	<b>12x24 MW</b>
<b>El Oued</b>	<b>EL OUED</b>	<b>TG Mobile</b>	<b>8x23 MW</b>
<b>Laghouat</b>	<b>TILGHEMT 1</b>	<b>TG Fixé</b>	<b>2x100 MW</b>
	<b>TILGHEMT 1</b>	<b>TG Fixé</b>	<b>3x197 MW</b>
<b>Hassi R'Mel</b>	<b>H.R. NORD</b>	<b>TG Fixé</b>	<b>4x22 MW</b>
<b>Ghardaïa</b>	<b>GHARDAÏA</b>	<b>TG Fixé</b>	<b>2x8,5 MW</b>
<b>Béchar</b>	<b>BECHAR</b>	<b>TG Fixé</b>	<b>4x6 MW</b>
<b>Adrar</b>	<b>ADRAR</b>	<b>TG Mobile</b>	<b>3x15MW+2x20MW+4x25MW</b>
	<b>ADRAR</b>	<b>TG Mobile</b>	<b>2x23 MW</b>
	<b>KABERTENE</b>	<b>TG Mobile</b>	<b>2x23 MW</b>
	<b>TIMIMOUN</b>	<b>TG Mobile</b>	<b>2x23MW+2x25MW</b>
<b>Ouargla</b>	<b>H.M.NORD 1</b>	<b>TG Fixé</b>	<b>5x24 MW</b>

## Chapitre I : Généralités sur le réseau électrique Algérien

	H.M.NORD 2	TG Fixé	2x100 MW
	H.M.NORD 3	TG Fixé	3x220 MW
	H.M.S	TG Fixé	2x16+2x20 MW
	H.M.OUEST	TG Fixé	4x123 MW
	H.M.OUEST	TG Mobile	4x23 MW
	OUARGLA	TG Mobile	4x24 MW
Tamanrasset	IN SALEH ANCIENNE CENTRALE	TG Fixé	2x3,5 MW
	IN SALEH NOUVELLE CENTRALE		
Biskra	OUMECH2	TG Fixé	457 MW
<b>Total</b>	<b>12019 MW</b>		

Tableau I.3 : Les centrales conventionnelles de production d'électricité nationale [8].

Les turbines utilisées dans la production d'électricité en Algérie :

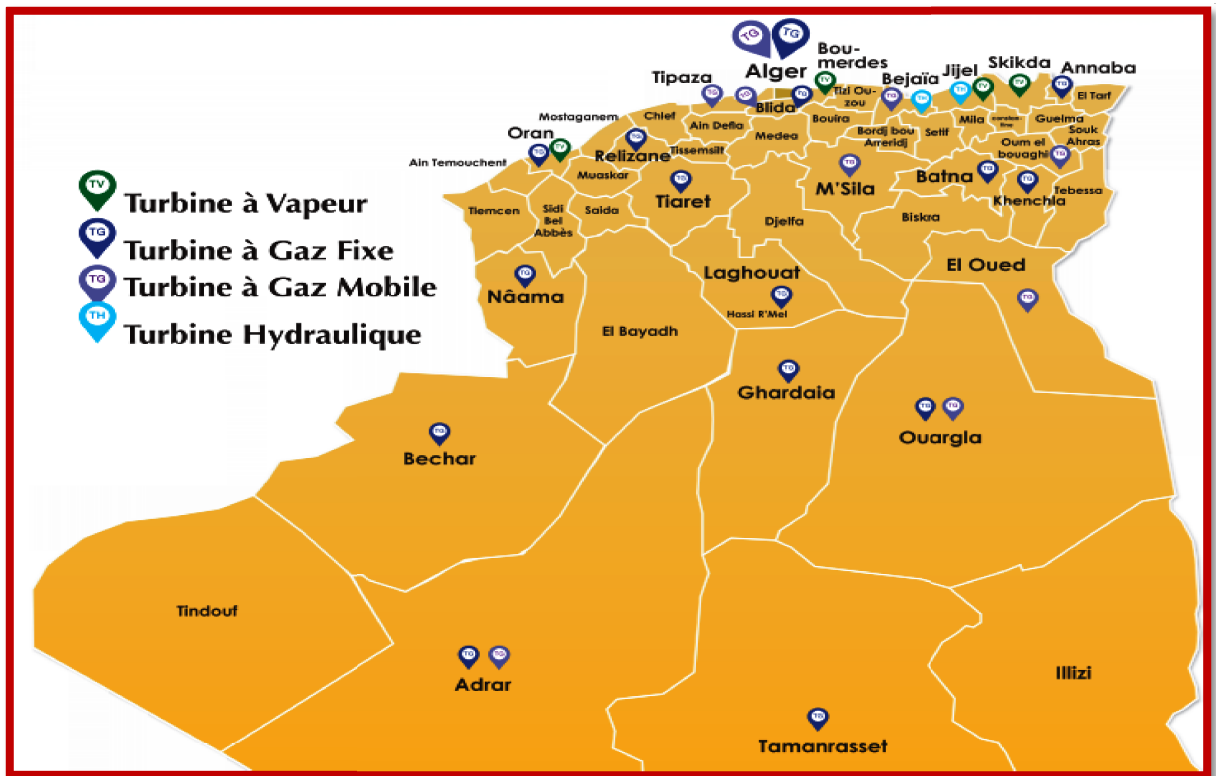


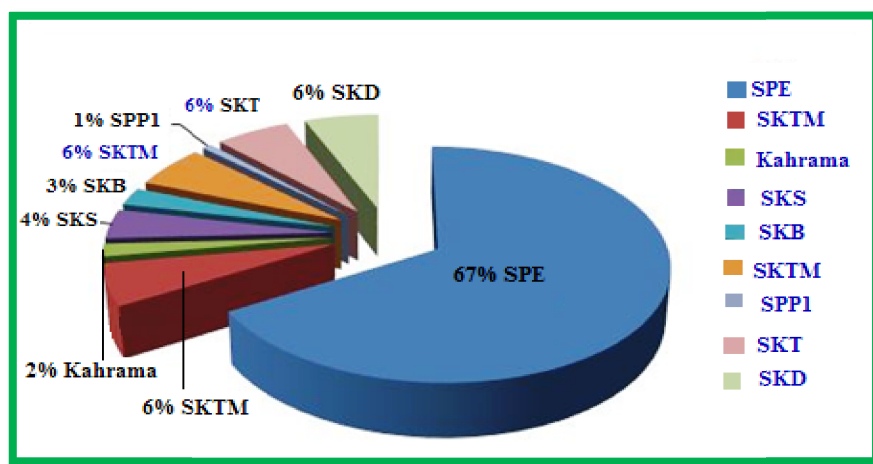
Figure I.3 : Les différentes turbines de production d'électricité nationale.

Cette carte représente les différentes turbines de production d'électricité nationale et leurs situations [8].

## Chapitre I : Généralités sur le réseau électrique Algérien

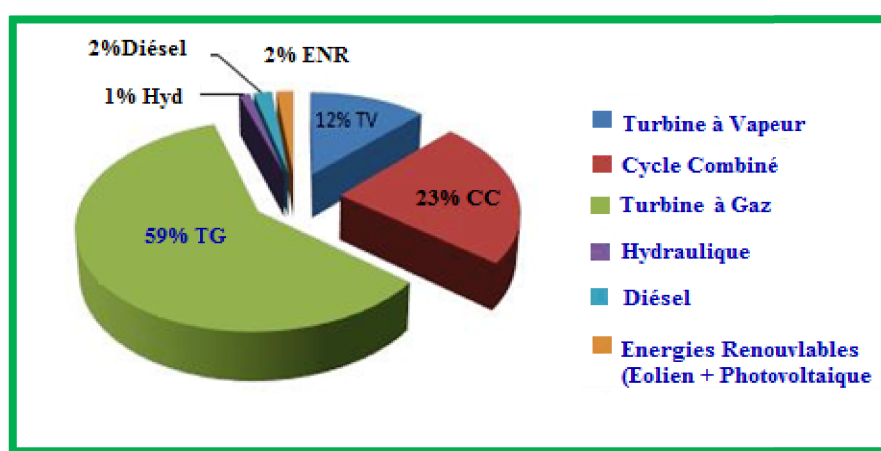
**I.4.1.1 Puissance installée de production d'électricité :** Le renforcement des capacités de production a connu ces dernières années, une évolution conséquente de la puissance de production d'électricité installée, qui a atteint **19 586 MW** en 2017.

La répartition de la puissance installée par producteur en Algérie est illustrée dans la **Figure (I.4)**.



**Figure I.4 :** Répartition de la puissance installée par producteur fin 2017.

La répartition de la puissance installée en Algérie par type d'équipement est illustrée dans le graphe ci-après :



**Figure I.5 :** Répartition de la puissance installée en Algérie par type d'équipement, fin 2017 [9].

L'évolution de la puissance installée par les producteurs (SPE, SKTM) est présentée dans le **tableau (I.4)**.

	1980	1990	2006	2010	2016	2017
<b>SPE</b>	1 837	4 686	6 736	8 446	12 702	13 039
<b>SKTM</b>	-	-	-	-	1 007	1 133
<b>Autres producteurs</b>	-	-	1 170	3 036	5 412	5 414
<b>Total (MW)</b>	1 837	4 686	7 906	11 482	19 121	19 586

**Tableau I.4 :** Evolution de la puissance installée par producteur à fin 2017[9].



## Chapitre I : Généralités sur le réseau électrique Algérien

**I.4.1.2 Énergie Electrique Produite :** La production totale d'électricité durant l'année 2017 a atteint 71 470 GWh. L'évolution de l'énergie produite par chaque type d'équipement entre 1980- 2017 (en GWh), est récapitulée dans le **tableau (I.5)**.



Type d' équipement	1980	1990	2000	2006	2010	2016	2017
Thermique vapeur	3 621	8 397	15 757	14 558	9 692	11 512	10 074
Thermique gaz	2 223	6 704	8 830	16 463	19 564	24 441	31 009
Cycle combiné	-	-	-	3 419	15 341	28 899	29 508
Hydraulique	251	135	54	218	173	72	71
Diesel	125	216	368	264	403	281	286
Eolien	-	-	-	-	-	19	21
Photovoltaïque	-	-	-	-	-	205	500
<b>Total</b>	<b>6 220</b>	<b>15 452</b>	<b>25 008</b>	<b>34 922</b>	<b>45 174</b>	<b>66 263</b> (*)	<b>71 470</b> (*)

**Tableau I.5 :** Évolution de l'énergie électrique produite entre 1980- 2017.

- (\*) Y compris les injections des tiers (29,607 GWh) [9].

### **I.4.1.3 Prévion de la capacité de production additionnelle nationale :**

La capacité de production additionnelle nationale prévue sur la période **2017-2026** est de **19 395,4 MW** (tous réseaux confondus), dont **11 895,4 MW** en cours de réalisation, **7 500 MW** décidé dans le cadre du plan de développement à l'horizon **2026**. Les **11 895,4 MW** déjà décidés sont réparties comme suit :

-  **11 575,4 MW** en conventionnel (TG et CC) pour le **RIN**
-  **320 MW** (TG mobile) pour le **PIAT** [8].

**a) Réseau interconnecté national « RIN » :** Le RIN s'étale sur le nord du pays et couvre aussi les régions de Béchar, Hassi Messaoud, Hassi R'Mel et Ghardaïa.

Le **tableau (I.6)** et la **figure (I.6)** montre que L'évolution de la puissance maximale appelée du réseau interconnecté national a atteint **14 182 MW** en 2017.

	1980	190	2006	2010	2016	2017
<b>PMA enregistrée (MW)</b>	<b>1088</b>	<b>2 742</b>	<b>6 057</b>	<b>7 718</b>	<b>12 839</b>	<b>14 182</b>

**Tableau I.6 :** Évolution de la puissance maximale appelée sur le RIN 1980- 2017[9].

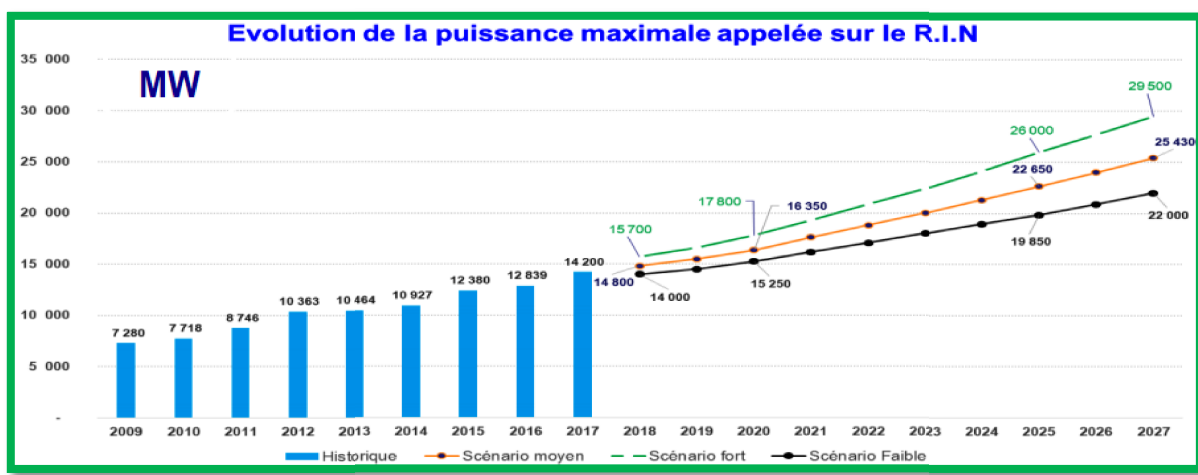


Figure I.6 : Évolution de la puissance maximale appelée sur RIN[15].

L'évolution et prévision d'évolution de la production sur RIN jusqu'à 2027 sont présentées dans La figure (I.7).

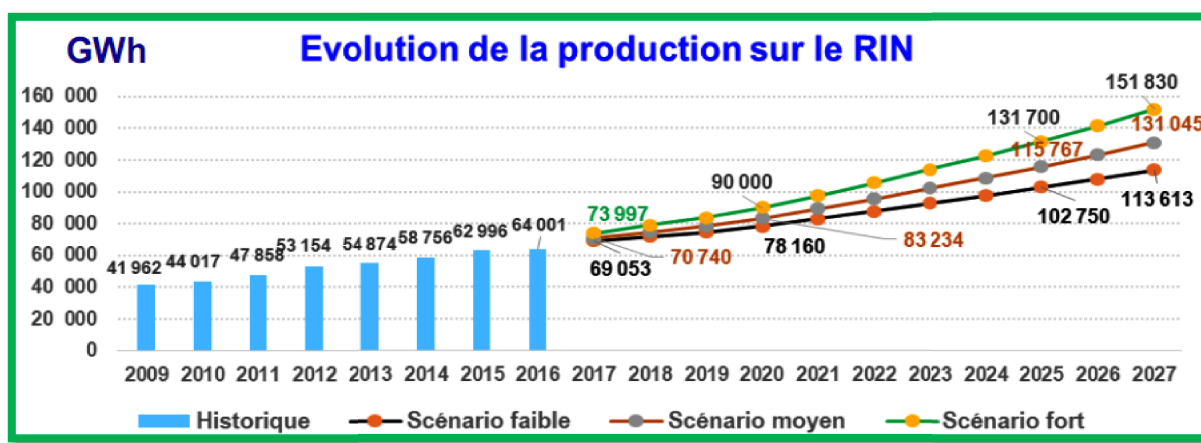


Figure I.7 : Évolution de la production sur RIN.

La capacité de **production additionnelle** en cours de réalisation par SPE sur la période 2017-2021 sur le RIN, est de 11 575,4 MW (dont 456 MW de la centrale TG d'Oumache mis en service en Février 2017 et 139 MW de la centrale TG d'Ain Djasser III mis en service courant mois d'Aout 2017). La capacité de production additionnelle est représentée dans le **tableau I.7**.

**période 2017- 2021 :**

- Le transfert de 16 TG mobiles depuis le RIN vers le réseau PIAT (320 MW)
- 04 Centrales Turbine à Gaz (1 548 MW)
- 08 Centrales à Cycle combiné (10 025 MW)

**Période  
2022-2026**

Afin d'assurer la couverture de la demande prévisionnelle (scénario fort), le programme de développement 2021 - 2026 prévoit la mise en servie de 1500 MW ISO chaque année en cycle combiné avec une configuration multi shaft (04 TG et 02 TV) répartie sur différents sites.

Le **tableau I.7** : La capacité de production additionnelle [8].

## *Chapitre I : Généralités sur le réseau électrique Algérien*

b) **Pôle In Salah-Adrar- Timimoune « PIAT »** : Ce pôle est alimenté par les centrales Turbines à Gaz d'Adrar, In Salah, Zaouit Kounta, Timimoun. L'évolution de la puissance maximale appelée sur le PIAT est donnée dans le **tableau (I.8)**

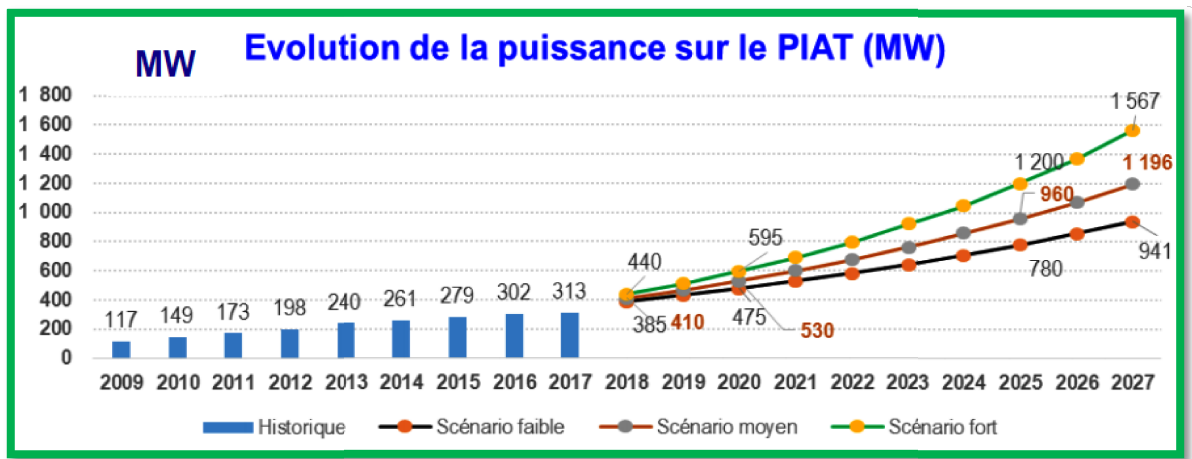
	2008	2010	2016	2017
<b>PMA enregistrée (MW)</b>	<b>106</b>	<b>149</b>	<b>302</b>	<b>313</b>

**Tableau I.8** : Évolution de la puissance maximale appelée sur le PIAT 2008- 2017 [9].

Le parc sera renforcé avec plus de **320 MW** sur la période **2018-2025**. La répartition par site est donnée ci-après :

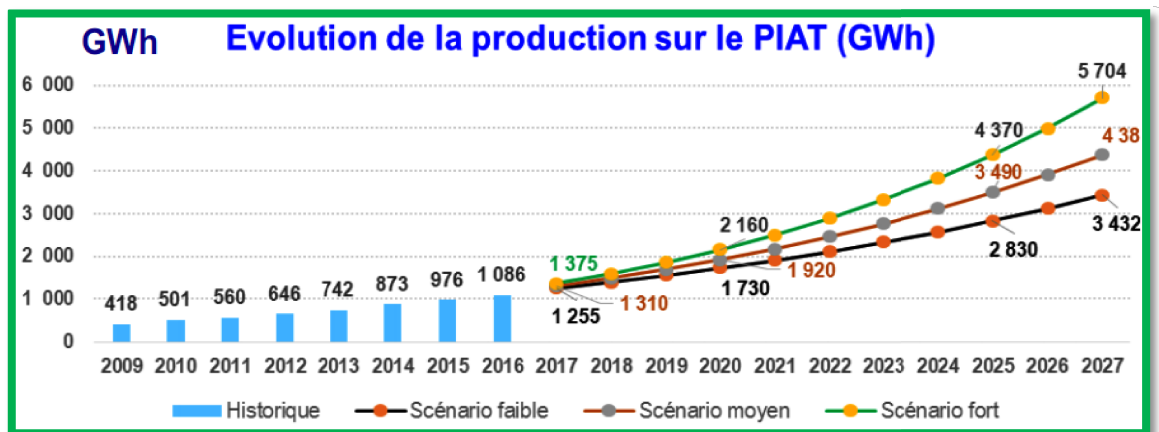
- Site In Salah: Installation de **160 MW** entre **2018 et 2020** transférés à partir du **RIN**.
- Site Adrar : Installation de **160 MW** entre **2019 et 2021** transférés à partir du **RIN**.

A noter que **320 MW (16 TG mobiles)** ont déjà été installés: 02 groupes à Adrar, 04 groupes à Timimoun, 08 groupes à Zaouiet Kounta et 02 groupes à Kabertene [8]. La **figure (I. 8)** montre l'évolution de la puissance sur le **PIAT**, et sa prévision de développement jusqu'à 2027



**Figure I.8** : Évolution de la puissance sur PIAT(MW) [15].

La **figure (I.9)** montre l'évolution de la production sur le **PIAT**, et sa prévision de développement jusqu'à 2027.



**Figure I.9** : Évolution de la production sur PIAT (GWh) [15].

## Chapitre I : Généralités sur le réseau électrique Algérien

- c) **Les Réseaux Isolés du Sud « RIS »** : Il s'agit de 32 sites (29 sites conventionnels et 3 sites PV) du grand sud, alimentés par des réseaux locaux à travers des groupes diesel, des TG ou des centrales TV, La puissance installée du **RIS** a atteint **1 133 MW** en 2017. L'évolution de la puissance maximale appelée de ce réseau est trouvée dans le **tableau (I. 9)**.

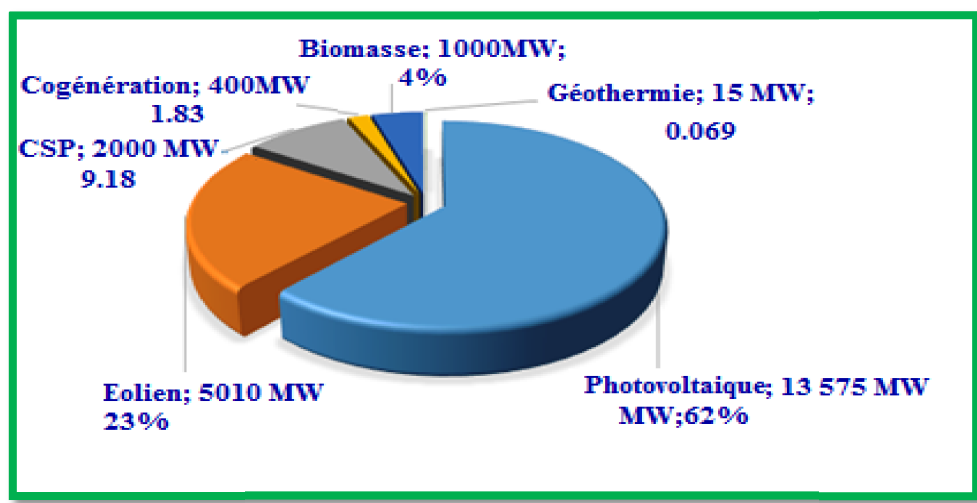
	2011	2012	2016	2017
<b>PMA enregistrée (MW)</b>	<b>139.7</b>	<b>167</b>	<b>285</b>	<b>271</b>

**Tableau I. 9** : Évolution de la puissance maximale appelée sur le RIS 2011- 2017[9].

### I.4.2 Les énergies renouvelables en Algérie :

L'Algérie s'engage sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile à travers le lancement d'un programme ambitieux pour le développement des énergies renouvelables qui a été adopté par le Gouvernement en février 2011, révisée en mai 2015 et placé au rang de priorité nationale en février 2016.

Dans cette version de programme, décide à installer une puissance d'origine renouvelable de l'ordre de 22 000 MW à l'horizon 2030 pour le marché national. Et se compte l'Algérie comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir des filières photovoltaïque et éolienne en intégrant la biomasse, la cogénération, la géothermie et au-delà de 2021, le solaire thermique. Ces filières seront les moteurs d'un développement économique durable à même d'impulser un nouveau modèle de croissance économique. 37 % de la capacité installée d'ici 2030 et 27 % de la production d'électricité destinée à la consommation nationale, seront d'origine renouvelable. Le graphe de la **figure (I.10)** montre le pourcentage de participation des E R en Algérie [9].



**Figure I.10** : Pourcentage de participation des énergies renouvelables en Algérie.

## **Chapitre I : Généralités sur le réseau électrique Algérien**

Le Plan de développement des ER en Algérie est représenté dans le tableau (I.10).

Filière	1ère phase 2015-2020	2ème phase 2021-2030	TOTAL [MW]
Photovoltaïque	3 000	10 575	13 575
Éolien	1 010	4 000	5 010
CSP	–	2 000	2 000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1 000
Géothermie	05	10	15
<b>TOTAL</b>	<b>4 525</b>	<b>17 475</b>	<b>22 000</b>

**Tableau I.10 : Plan de développement des énergies renouvelables en Algérie.**

### **I.5 Le réseau de transport électrique algérien :**

#### **I.5.1 État du Réseau de Transport de l'Electricité Algérien :**

Les tableaux suivantes donnent une aperçue générale sur l'état du réseau de transport de l'électricité Algérien (lignes, transformateurs de puissances et postes) en service du réseau électrique de GRTE par région jusqu'à 31 décembre 2018.

	Alger Capital	Alger Centre	Annaba	Oran	Sétif	Hassi messaoud	TOTAL
<b>Lignes aériennes</b>							
400 kV	0	1084,97	833,46	640,55	568,47	998,80	4126,25
400 kV exploités en 220 kV	0	0	0	316	98	217,5	631,5
220kV	147,93	2247,62	1619,01	3287,23	2958,57	3502,11	13762,47
150 kV	0	0	22,05	0	50,33	0	72,38
90 kV	0	0	566,71	/	0	0	566,21
60 kV	256,57	2092,5	1407,71	3264,07	2041,49	773,12	9835,46
<b>Total des lignes</b>	<b>404,50</b>	<b>5426,59</b>	<b>4448,44</b>	<b>7518,25</b>	<b>5716,49</b>	<b>5663,03</b>	<b>29177,72</b>
<b>Câbles Souterrain</b>							
400 kV	0	0	0	0	3,16	0,76	3,92
220 kV	38,43	15,11	7,17	12,35	2,10	3,35	78,51
60 kV	189,47	47,65	38,44	85,01	22,82	0,90	387,29
<b>Total des Câbles</b>	<b>227,90</b>	<b>62,76</b>	<b>45,61</b>	<b>97,36</b>	<b>28,08</b>	<b>4,92</b>	<b>466,63</b>
<b>Total Général</b>	<b>632,40</b>	<b>650489,35</b>	<b>4594,05</b>	<b>7615,61</b>	<b>5744,94</b>	<b>5668</b>	<b>29644,35</b>

**Tableau I.11: Parc des lignes en (Km) et par niveau de tension**

## *Chapitre I : Généralités sur le réseau électrique Algérien*

	Alger Capital	Alger Centre	Annaba	Oran	Setif	Hassi Messaoud	Total
<b>Transformateur</b>							
400/220 kV	0	10	6	5	6	5	33
220/30 kV	0	0	1	0	3	26	30
220/60/11 kV	23	39	33	45	43	14	197
60/30 kV	69	96	80	136	109	32	522
HT/MT/MT kV	8	8	3	15	1	0	35
<b>Total TR</b>	<b>100</b>	<b>153</b>	<b>123</b>	<b>201</b>	<b>162</b>	<b>78</b>	<b>817</b>

**Tableau I.12 : Nombres des transformateurs de puissance**

	Alger Capital	Alger Centre	Annaba	Oran	Setif	Hassi Messaoud	Total
<b>Cabine Mobile</b>							
220/30 kV	/	1	2	3	7	15	28
60/30 et 60/10 kV	15	16	17	17	21	6	92
<b>Total CM</b>	<b>15</b>	<b>17</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>28</b>	<b>21</b>	<b>120</b>

**Tableau I.13 : Nombres des Cabine Mobiles**

		Alger Capital	Alger Centre	Annaba	Oran	Setif	Hassi Messaoud	Total
<b>Postes</b>								
400/220 kV		0	4	3	2	3	4	16
220/60 kV		0	6	5	7	11	3	39
220/30 kV		0	0	2	0	2	14	18
220/60/30kV		4	10	9	12	9	4	48
60/30 et 60/10 kV		27	31	30	51	38	12	189
HT/MT/MT		1	5	1	5	1	0	13
60 kV	400 kV	0	1	0	0	2	0	3
	220 kV	0	2	1	2	1	3	9
<b>Total</b>		<b>39</b>	<b>59</b>	<b>51</b>	<b>79</b>	<b>67</b>	<b>40</b>	<b>335</b>

**Tableau I.14 : Nombres des postes en service [11].**

**I.5.2 Interconnexions Électriques Internationales :** Actuellement il existe des liaisons électriques réalisées entre :

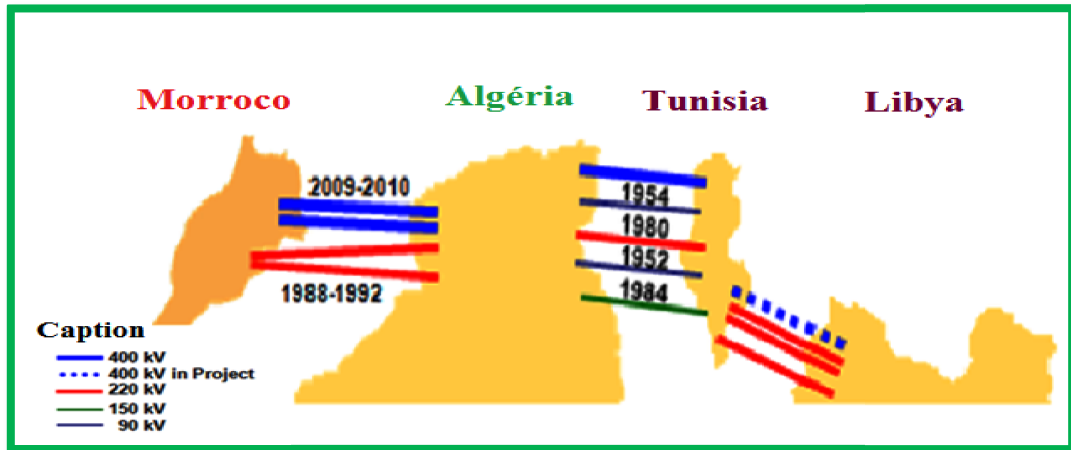
- **L'Algérie –la Tunisie :** par cinq liaisons électriques (2 en 90 kV, 1 en 150 kV, 1 en 220 kV et 1 en 400 kV): El Aouinet-Tadgerouine en 90 kV (1952), El Kala-Fernana en 90 kV (1954),

## Chapitre I : Généralités sur le réseau électrique Algérien

El Aouinet-Tadgerouine en 220 kV (1980), Djebel Onk-Metlaoui en 150 kV (1984), Cheffia-Djendouba en 400 kV (2014).

- **L'Algérie – le Maroc** : par trois liaisons électriques (**2 en 220 kV et 1 en 400 kV**) : Ghazaouet-Oujda en 220 kV (1988), Tlemcen-Oujda en 220 kV (1992) et Hassi Ameur-Bourdim en 400 kV (2010), lui-même relié à l'Espagne par un câble sous-marin [9] [12].

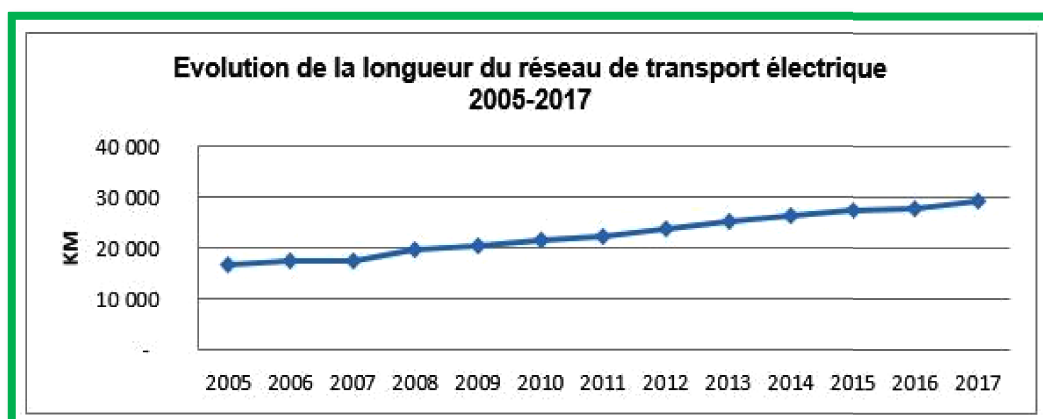
La **figure (I.11)** illustre interconnexions du réseau de transport électrique algérien avec le Maroc et la Tunisie.



**Figure I.11** : Interconnexions électriques entre l'Algérie et les pays [13].

### I.5.3 Évolution de réseau de transport :

La longueur du réseau de transport électrique a connu une évolution importante entre 1969 et 2018 où était **3.216 Km en 1962**, et a la fin de l'année **2018** a atteint **29.644 Km** [14]. L'évolution de la longueur du réseau de transport électrique entre (2005-2017) est représentée dans la **figure (I.12)**



**Figure I.12** : Évolution de la longueur du réseau de transport électrique [9].

### I.5.4 Prédiction de réseau de transport :

Le GRTE prévoit le développement de réseau à l'horizon 2028 par la réalisation de **22 677 km de lignes**, et **395 postes** de transformations électriques Pour un montant d'investissement estimatif de **1 095 905 MDA**. Ces réalisations permettront à GRTE de répondre à la demande de transit

## Chapitre I : Généralités sur le réseau électrique Algérien

par l'évolution de ses infrastructures lignes et postes à l'horizon 2027 comme montre dans les figures (I.13), et (I.14).

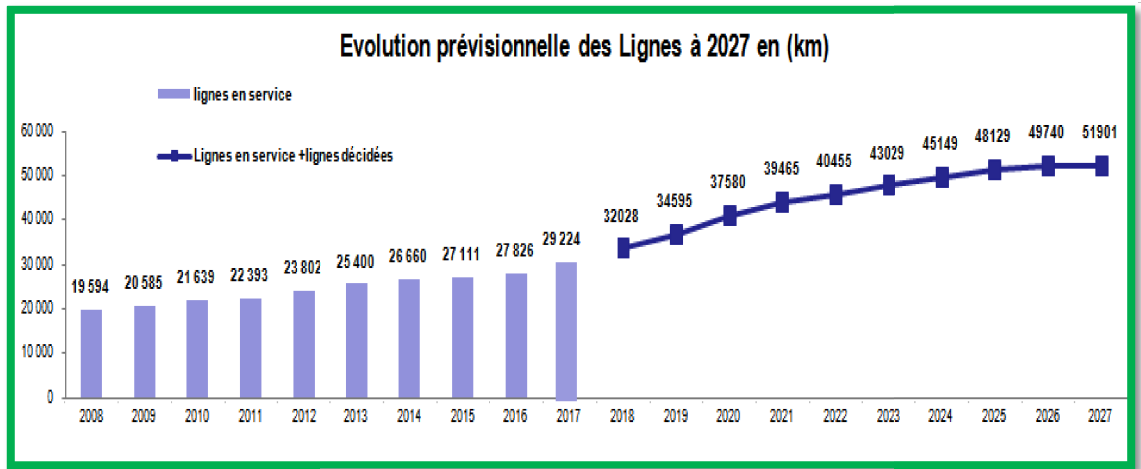


Figure I.13: Évolution prévisionnelles des lignes à 2027 [7].

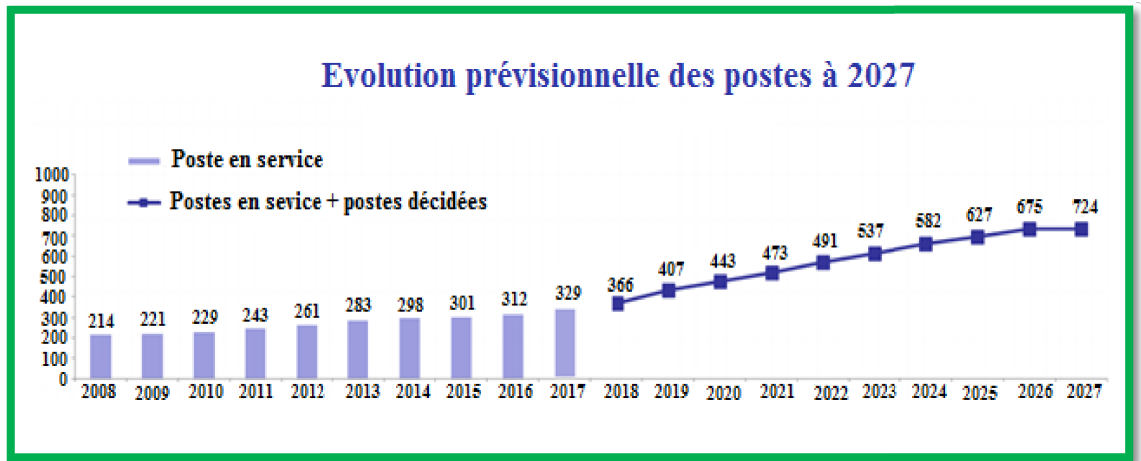


Figure I.14 : Évolution prévisionnelle des postes à 2027 [7].

### I.6 Vente d'électricité :

Sur les dix dernières les ventes d'électricité ont augmenté de 30 000 GWh, et rien que pour l'année 2017 l'augmentation est de l'ordre de 4000 GWh, qui représente 8% par rapport à l'année 2016.

La figure (I.15) représente l'évolution des ventes d'électricité jusqu'à 2016.

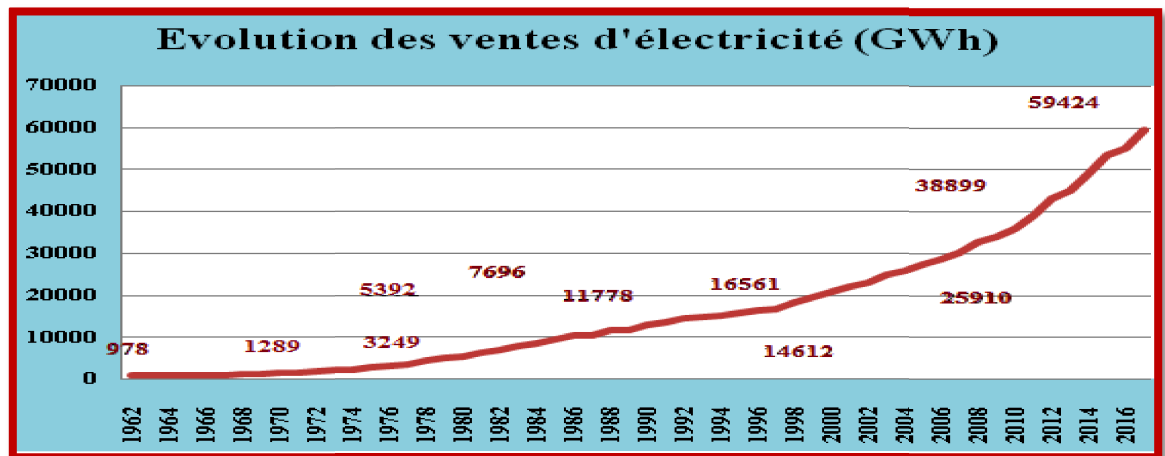


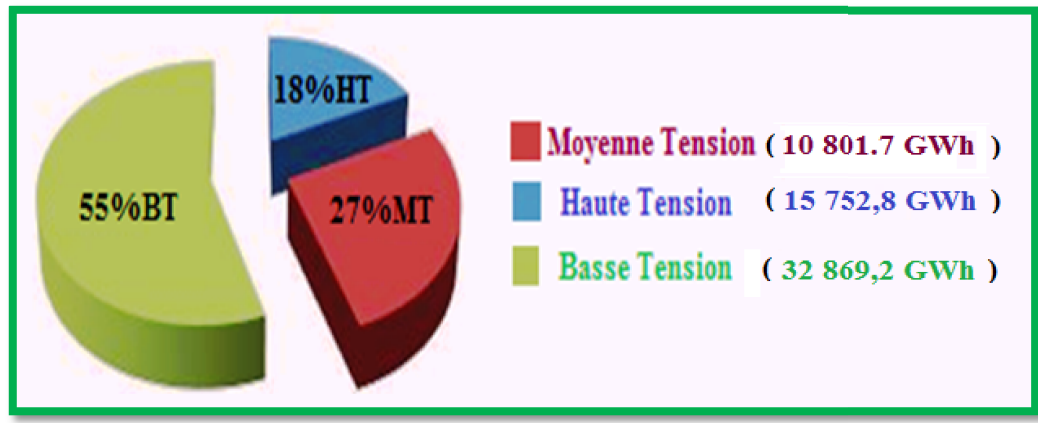
Figure I.15 : Évolution des ventes d'électricité (GWh)



## Chapitre I : Généralités sur le réseau électrique Algérien

Cette évolution des ventes est traduite aussi par la puissance maximale appelée qui a dépassée 14 000 MW en 2017, et pourra dépasser 25 000 MW dans dix ans. (Scénario moyen)[10].

La répartition des ventes globales d'électricité en 2017 selon le type de clients (HT, BT, MT) est montrée dans la **figure (I.16)**.



**Figure I.16** : Répartition des ventes d'électricité pour l'année 2017 [9].

### I.7 Coût d'énergie électrique :

En Algérie, le montant total du plan de développement des moyens de production conventionnelle (décidés et en idée de projet) pour les trois réseaux (RIN, PIAT et RIS) s'élève à 1 755 Milliards DA. L'intérêt de la mise en route des différents types de centrales dépend de plusieurs facteurs comme le coût du KW installé, le coût du combustible et le temps de démarrage.

Le montant global du transport de l'électricité sur la période 2015-2025, s'élève à 1 517 041 MDA, dont 293 MDA reliquat des dépenses des ouvrages déjà mis en service, 1 061 007 MDA pour les ouvrages décidés, 455 741 MDA pour les ouvrages en idée de projet. Plus haute est la tension, plus cher sera le rapport du coût du câble souterrain par rapport à la ligne aérienne. Le prix de consommation d'électricité est mesuré en KWh, en Algérie (0,04 euros /KWh) [12].

### I.8 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté des généralités sur le réseau électrique Algérien, sa structure (les centrales de production national, le réseau de transport, les turbines...etc), ainsi que les prévisions de développement de ce réseau. Le chapitre suivant est consacré à l'étude de l'écoulement de puissance (PF: Power Flow) qui est une étape d'analyse initiale indispensable pour détecter les problèmes liés aux réseaux électriques, avant de trouver une solution efficace.

---

---

# *CHAPITRE III*

## *Méthodes de résolution de l'écoulement de puissance*

---

---

## Chapitre II Méthodes de résolution de l'écoulement de puissance

### II.1 Introduction :

L'écoulement de puissance (Power Flow) est l'un des principaux problèmes qui se posent aux gestionnaires 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, le calcul de l'écoulement de puissances vise à calculer les paramètres électriques lorsqu'un profil de production et de charge est connu. Il ne permet pas de déterminer de quelles façons disséminer la production entre les différents pôles de production, et la répartition des puissances fournies par ces centrales, à un instant donné, tout en respectant un ensemble de contraintes techniques et économique [16] [17] [20].

Pour résoudre ce problème, il est nécessaire de déterminer les conditions de l'opération en régime permanent, d'un système de puissance qui sont :

- La formulation d'un modèle mathématique approprié.
- La spécification d'un certain nombre de variables et de contraintes dans les nœuds du système.
- La résolution numérique du système.

### II. 2 Modélisation des éléments du réseau électrique :

L'analyse de l'écoulement de puissance s'effectue en général, sur un réseau dont les composantes électriques ainsi que leurs modèles sont connus. Lorsque la modélisation du réseau est précise, les résultats de l'analyse reflètent, de façon assez fiable, les mesures effectuées sur le terrain.

#### II.2.1. Modèles des générateurs :

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

$$P_{gmin} \leq P_{Gi} \leq P_{gmax} \quad (\text{II.1})$$

$$Q_{gmin} \leq Q_{Gi} \leq Q_{gmax} \quad (\text{II.2})$$

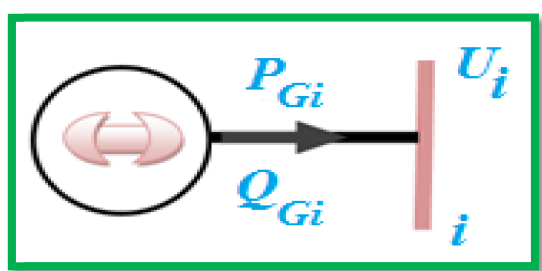


Figure II.1 : Modèles d'un générateur.

## Chapitre II Méthodes de résolution de l'écoulement de puissance

### II.2.2 Modélisation des charges :

Les charges représentent les consommateurs connectés au réseau (industries, services, ménages,... etc). Elles sont modélisées par des puissances constantes indépendantes de la tension nodale:

$$S_{Di} = P_{Di} + jQ_{Di} \quad (II.3)$$

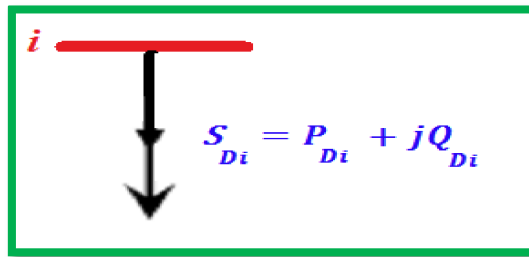


Figure II.2 : Modèle d'une charge.

La puissance réactive peut être positive ou négative selon que la charge est de nature inductive ou capacitive.

### II.2.3 Transformateurs :

Un transformateur d'énergie électrique est représenté par un quadripôle en  $\pi$  non symétrique. Les grandeurs associées sont le rapport de transformation  $a_{ij}$  et l'impédance de fuite. (Figure (II.3)).

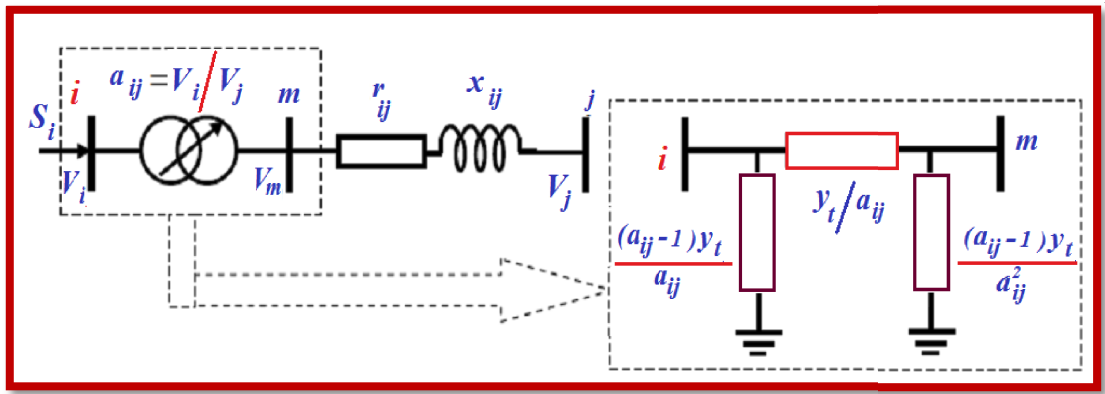


Figure II.3: Modèle des transformateurs [19].

### II.2.4 Lignes :

Les lignes de transport sont modélisées par leur schéma en  $\pi$  classique, dans lequel la conductance transversale est négligée figure ( II.4).

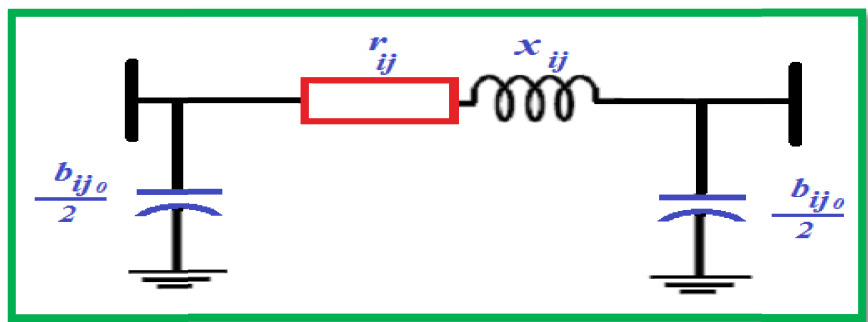


Figure II.4: Modèle d'une ligne de transport en  $\pi$ .

## Chapitre II Méthodes de résolution de l'écoulement de puissance

La matrice d'admittance nodale d'une ligne reliant un nœud  $i$  à un nœud  $j$  est donnée par :

$$\underline{Y} = \begin{pmatrix} y_{ij} + \frac{y_{ij0}}{2} & -y_{ij} \\ -y_{ij} & y_{ij} + \frac{y_{ij0}}{2} \end{pmatrix} \quad (\text{II.5})$$

Où l'admittance série  $y_{ij}$  vaut :

$$\underline{y}_{ij} = \frac{1}{r_{ij} + jx_{ij}} = g_{ij} - jb_{ij} \quad (\text{II.6})$$

$r_{ij}$  : la résistance série de la ligne;  $x_{ij}$  : la réactance série de la ligne ;

L'admittance transversale correspondant aux effets capacitifs s'écrit :

$$\underline{y}_{ij0} = jb_{ij0} \quad (\text{II.7})$$

$b_{ij0}$  : La susceptance transversale.

### II.2.5 Éléments shunt :

Les dispositifs shunt sont généralement utilisés pour la compensation de la puissance réactive et le maintien de la tension, sont modélisés par des admittances  $y_i$  de la forme [18], [19]:

$$y_i = g_i + jb_{i,c} \quad (\text{II.8})$$

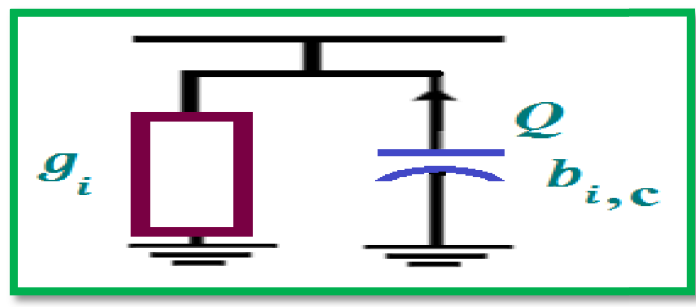


Figure II.5 : Modèle d'élément shunt.

### II.3 Type de jeux de barres :

Les jeux de barres (bus) de système sont généralement classés en trois types :

**II.3.1 Nœud de référence :** Ce jeu de barres est pris comme référence où l'amplitude et l'angle de phase de la tension sont spécifiés. Ce bus fait la différence entre les charges prévues et l'énergie produite qui est causée par les pertes dans le réseau.

**II.3.2 Nœud de charge :** Dans ces jeux de barres, les puissances actives et réactives sont spécifiées. L'amplitude et l'angle de phase des tensions de bus sont inconnus. Ces bus sont appelés bus P-Q.

**II.3.3 Nœud de régulation (Génération) :** Ils sont également connus comme barres de tension contrôlée. Dans ces nœuds, la puissance active et l'amplitude de tension sont spécifiées. L'angle de phase de la tension et la puissance réactive sont à déterminer. Les limites de la valeur de la puissance réactive sont également spécifiées. Ces bus sont appelés bus P-V.

## Chapitre II Méthodes de résolution de l'écoulement de puissance

Type de nœuds	Variables connues	Variables inconnues
<b>PQ</b>	Les puissances active et réactive (P, Q)	Tension amplitude et angle de phase (V, δ)
<b>PV</b>	Puissance active et la tension (P, V)	Angle de phase de tension et puissance réactive (δ, Q)
<b>Référence</b>	Tension amplitude et angle de phase (V, δ)	Le courant, Les puissances actives et réactives (P, Q)

**Tableau II.1** : Type de jeux de barres [20].

### II.4 Analyse de l'écoulement de puissance (PF) :

#### II.4.1 Description du problème d'écoulement de puissance :

Le problème de l'écoulement de puissance est capitale pour celui qui exploite un réseau électrique au point de vue structure, afin de renforcer, modifier et adapter le réseau suivant la consommation. De plus, ce problème est fondamental de la conduite économique des réseaux d'énergie électrique [12]. La résolution d'un problème d'écoulement de puissance consiste à déterminer et d'obtenir des informations complètes sur:

- ✓ Les tensions complexes aux niveaux des différents nœuds.
- ✓ Les puissances transitées d'un nœud à un autre.
- ✓ Les puissances injectées à un nœud.
- ✓ Les pertes actives et réactives dans le réseau électrique [16].

#### II.4.2 Formulation des équations de l'écoulement de puissance :

Dans le cas général, Pour un réseau électrique à « n » jeux de barres, le système d'équations des tensions nodales s'exprime par la relation matricielle,

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (\text{II.9})$$

Ou bien, tout simplement, par  $I_{bus} = Y_{bus} * V_{bus}$  (II.10)

$I_{bus}$  : Vecteur de courant complexe injecté à chaque nœud,

$V_{bus}$  : Vecteur de la tension complexe de chaque nœud,

$Y_{bus}$  : Matrice d'admittance, elle contient les données concernant les lignes, les transformateurs et les condensateurs installés dans le système.

## Chapitre II Méthodes de résolution de l'écoulement de puissance

$Y_{ii}$  : L'élément diagonal de la matrice admittance. C'est la somme de tous les composants connectés à ce jeu de barres, traduit par l'équation mathématique suivante :

$$Y_{ii} = \sum_{\substack{i=0 \\ i \neq j}}^n Y_{ij} \quad (\text{II.11})$$

$Y_{ij}$ : L'élément hors diagonal ( $i, j$ ). C'est la somme négative de tous les composants connectés entre les jeux de barres  $i$  et  $j$ , c'est-à-dire :

$$Y_{ij} = - \sum_{\substack{i=0 \\ i \neq j}}^n Y_{ij} \quad (\text{II.12})$$

Le courant  $I_i$  : s'écrit,

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| V_j e^{j(\delta_j + \theta_{ij})} \quad i=1, 2, 3 \dots n \quad (\text{II.13})$$

$$\bar{Y}_{ij} = G_{ij} + j * B_{ij} = Y_{ij} (\cos \theta_{ij} + j \sin \theta_{ij}) \quad (\text{II.14})$$

$$\bar{V}_j = Re_j + j * Im_j = V_j (\cos \delta_j + j \sin \delta_j) \quad (\text{II.15})$$

$$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$$

La puissance injectée dans le système au jeu de barre  $i$  s'exprime comme :

$$S_i^* = P_i - Q_i = V_i^* * I_i = V_i^* * \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} * \bar{V}_j \quad (\text{II.16})$$

Cette équation montre que les puissances actives et réactives transmises dans un jeu de barre quelconque sont en fonction du module et de l'argument des tensions aux niveaux des autres jeux de barres du système. Et à partir de cette équation, on peut exprimer la puissance active et réactive, injectée dans un jeu de barre  $i$  sous la forme [6]:

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (\text{II.17})$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (\text{II.18})$$

Les équations (II.17), (II.18) représentent les équations de l'écoulement de puissance telle que [6]:

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} \quad (\text{II.19})$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} \quad (\text{II.20})$$

### Les pertes de puissance :

Au niveau de JB«  $i$  » la puissance apparente écoule est la différence entre la puissance générée et la puissance demandée:

$$\sum P_i = \sum P_{Gi} - \sum P_{Di} \quad (\text{II.21})$$

$$\sum Q_i = \sum Q_{Gi} - \sum Q_{Di} \quad (\text{II.22})$$

## **Chapitre II Méthodes de résolution de l'écoulement de puissance**

On peut calculer les pertes au **niveau des lignes** puis la somme algébrique donne l'expression des pertes [21].

$$P_{Lij} = P_{ij} + P_{ji} \quad (\text{II-23})$$

$$Q_{Lij} = Q_{ij} + Q_{ji} \quad (\text{II-24})$$

### **II.4.3 Méthodes de Résolution du problème de l'écoulement de puissance (PF) :**

Les équations non linéaires qui définissent le problème de flux de puissance nous obligent à utiliser des algorithmes itératifs. Les algorithmes itératifs les plus utilisés sont [12]:

- La méthode de Gauss-Seidel.
- La méthode de Newton-Raphson (N-R).
- La méthode découplée rapide (FDLF).

La première méthode numérique utilisée était la méthode itérative de Gauss-Seidel. Cette méthode nécessite un grand nombre d'itérations pour les grands réseaux et un temps de convergence très grand. La méthode la plus connue est celle de **N-R**. Cette dernière nécessite plus de temps par itération que celle de Gauss-Seidel, mais elle ne demande que quelques itérations pour atteindre la solution, même pour les grands réseaux, C'est la méthode utilisée dans ce travail de recherche, tout le long des divers traitements.

Le principe de cette méthode est basé sur le développement en série de Taylor des équations des puissances (II.17) et (II.18). Comme les variations des puissances dans les deux équations sont liées aux variations de l'amplitude et de la phase des tensions, on peut écrire, une pour la puissance active et l'autre pour la puissance réactive.

Pour chaque nœud (i) On a:

$$\Delta P_i = \sum_{j=1}^n \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \sum_{j=1}^n \frac{\partial P_i}{\partial V_j} \Delta V_j \quad (\text{II.25})$$

$$\Delta Q_i = \sum_{j=1}^n \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \sum_{j=1}^n \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \Delta V_j \quad (\text{II.26})$$

Si on arrange les termes en forme matricielle comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \quad (\text{II.27})$$



## **Chapitre II Méthodes de résolution de l'écoulement de puissance**

L'équation (II.27), c'est la **matrice jacobine**, elle peut être reformulée par l'équation suivante;

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_3 \\ J_2 & J_4 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{II.28})$$

**J<sub>1</sub>, J<sub>2</sub>, J<sub>3</sub>, J<sub>4</sub>** : Respectivement, les sous-matrices formants la matrice Jacobienne qui représentent les dérivées partielles des **Q, P**, par rapport à **δ, V**.

**Les éléments diagonaux et non diagonaux de la sous matrice J1** s'écrivent comme :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (\text{II.29})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (\text{II.30})$$

**Analogiquement pour la sous-matrice J2 ;**

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n |Y_{ij}| |V_j| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) + |V_j| |Y_{ii}| \cos(\theta_{ii}) \quad (\text{II.31})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_j} = |Y_{ij}| |V_j| \cos(-\theta_{ij} - \delta_j + \delta_i) \quad (\text{II.32})$$

**Les éléments de J3 sont déterminés comme suit :**

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (\text{II.33})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|Y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (\text{II.34})$$

**De même, pour la sous matrice J4 :**

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n |Y_{ij}| |V_j| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) + |V_j| |Y_{ii}| \sin(\theta_{ii}) \quad (\text{II.35})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_j} = |Y_{ij}| |V_j| \sin(-\theta_{ij} - \delta_j + \delta_i) \quad (\text{II.36})$$

Les étapes de calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de N-R sont :

1. Préparation des données du réseau, qui incluent ; les données des lignes, des nœuds, des générateurs, des transformateurs, des charges, et l'erreur tolérable  $\epsilon$ , Calcul de la matrice admittance  $Y_{bus}$ ,
2. Affecter les valeurs initiales aux grandeurs modules et phases des tensions ; habituellement, les valeurs initiales sont  $V_i^0 = 1.0 \text{ p.u}$  et  $\theta_i^0 = 0$
3. Initialiser le compteur d'itérations,  $k = 0$ ,
4. Utilisez les estimations  $V^0, \theta^0$  pour calculer la puissance active et réactive pour tous les nœuds  $P^0, Q^0$  en utilisant les équations (II.17) et (II.18) ;
5. Calculer le vecteur des écarts de puissance active et réactive comme suit;

## Chapitre II Méthodes de résolution de l'écoulement de puissance

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^{spec} - P_i^{(k)} \quad (\text{II.37})$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{spec} - Q_i^{(k)} \quad (\text{II.38})$$

Les écarts des puissances représentent la différence entre l'injection des puissances spécifiées et la valeur actuelle de l'injection des puissances calculées par (II.17) et (II.18).

6. Utiliser les estimations  $V^0, \delta^0$  pour calculer les éléments de la matrice Jacobéenne  $J_1, J_2, J_3, J_4$  en utilisant les équations de (II.29) à (II.36).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_3 \\ J_2 & J_4 \end{bmatrix}^{-1} * \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{II.39})$$

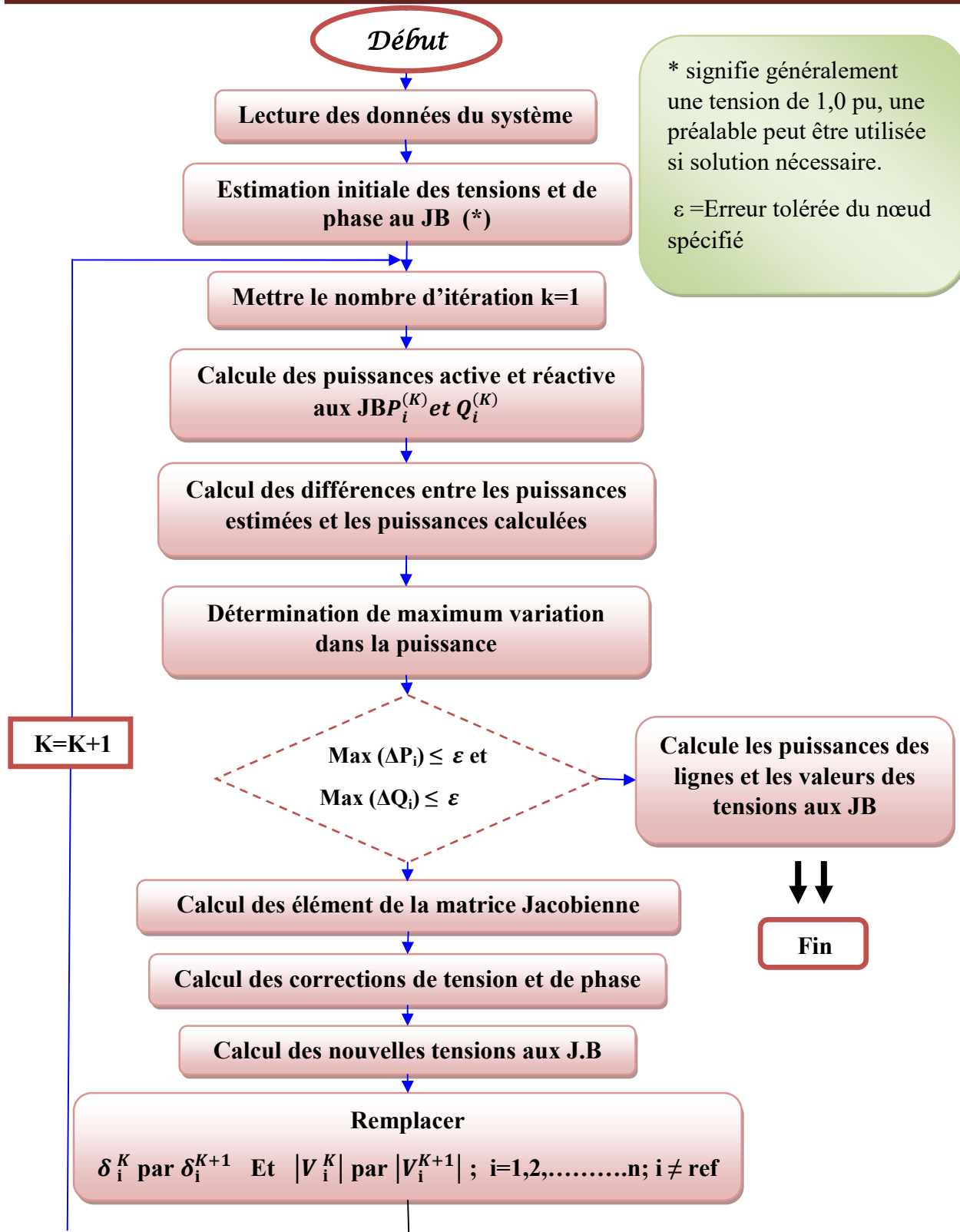
7. Calculer les nouvelles estimations des modules et des phases des tensions selon les équations suivantes :

$$V^{k+1} = V^k + \Delta V^k \quad (\text{II.40})$$

$$\delta^{k+1} = \delta^k + \Delta \delta^k \quad (\text{II.41})$$

8. Si  $|\Delta P_i^{(k)}| \leq \varepsilon$  et  $|\Delta Q_i^{(k)}| \leq \varepsilon l$  l'algorithme converge, si non : Incrémenter  $k$  de 1 [22].

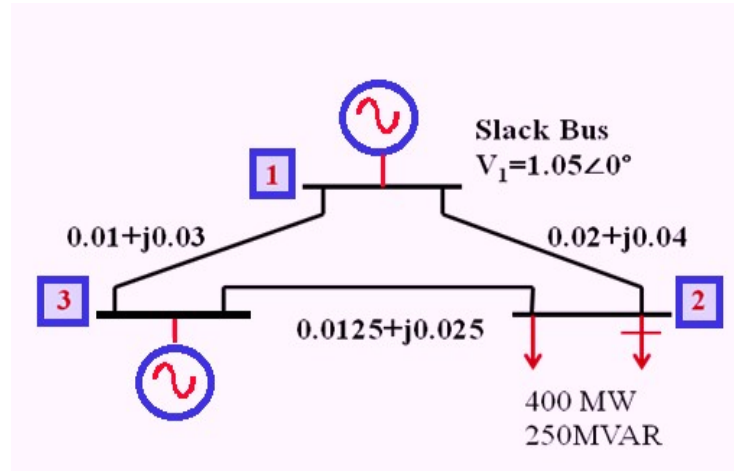
La résolution du problème de l'écoulement de puissance par la méthode N-R est schématisée par l'organigramme de la **Figure II.6** Noter que la résolution de  $\Delta \delta$  et  $\Delta V$  exige la solution d'un ensemble d'équations linéaires dont les coefficients forment la matrice Jacobienne [16]



**Figure II.6 :** Organigramme de la résolution de l'écoulement de puissance par la méthode Newton Raphson [22].

## Chapitre II Méthodes de résolution de l'écoulement de puissance

### Exemple sur l'application de la méthode Newton Raphson sur un réseau 3 bus :



**Figure II. 7 :** Exemple d'un réseau trois JB.

$$y_{12} = 10 - j20pu ; y_{13} = 10 - j30pu ; y_{23} = 16 - j32pu$$

$$S_2^{sch} = -\frac{400 + j250}{100} = -4 + j2.5pu ; P_3^{sc} = \frac{200}{100} = 2pu$$

$$Y_{Bus} = \begin{bmatrix} 20 - j50 & -10 + j20 & -10 + j30 \\ -10 + j20 & 26 - j52 & -16 + j32 \\ -10 + j30 & -16 + j32 & 26 - j62 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 53.9 \angle -1.90 & 22.4 \angle 2.03 & 31.6 \angle 1.89 \\ 22.4 \angle 2.03 & 58.1 \angle -1.11 & 35.8 \angle 2.03 \\ 31.6 \angle 1.89 & 35.8 \angle 2.03 & 67.2 \angle -1.17 \end{bmatrix}$$

$$P_2 = |V_2||V_1||Y_{12}|\cos(\theta_{21} - \delta_2 + \delta_1) + |V_2|^2|Y_{22}|\cos(\theta_{22}) + |V_2||V_3||Y_{23}|\cos(\theta_{23} - \delta_2 + \delta_3)$$

$$P_3 = |V_3||V_1||Y_{31}|\cos(\theta_{31} - \delta_3 + \delta_1) + |V_3|^2|Y_{33}|\cos(\theta_{33}) + |V_3||V_2||Y_{32}|\cos(\theta_{32} - \delta_3 + \delta_2)$$

$$Q_2 = -|V_2||V_1||Y_{12}|\sin(\theta_{21} - \delta_2 + \delta_1) - |V_2|^2|Y_{22}|\sin(\theta_{22}) - |V_2||V_3||Y_{23}|\sin(\theta_{23} - \delta_2 + \delta_3)$$

$$\bar{x} = \begin{bmatrix} \bar{\delta}_2 \\ \bar{\delta}_3 \\ \bar{V}_2 \end{bmatrix} ; \quad f(\bar{x}) = \begin{bmatrix} P_2(\bar{\delta}_2, \bar{\delta}_3, \bar{V}_2) \\ P_3(\bar{\delta}_2, \bar{\delta}_3, \bar{V}_2) \\ Q_2(\bar{\delta}_2, \bar{\delta}_3, \bar{V}_2) \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} |\bar{V}_2||1.05||22.3|\cos(2.03 - \bar{\delta}_2) + |V_2|^2|58.1|\cos(-1.11) + |\bar{V}_2||1.04||35.8|\cos(2.03 - \bar{\delta}_2 + \bar{\delta}_3) \\ |V_3||1.05||31.6|\cos(1.89 - \bar{\delta}_3) + |\bar{V}_2|^2|67.2|\cos(-1.17) + |\bar{V}_2||1.04||35.8|\cos(2.03 - \bar{\delta}_3 + \bar{\delta}_2) \\ -|\bar{V}_2||1.05||22.3|\sin(2.03 - \bar{\delta}_2) - |V_2|^2|58.1|\sin(-1.11) - |\bar{V}_2||1.04||35.8|\sin(2.03 - \bar{\delta}_2 + \bar{\delta}_3) \end{bmatrix}$$

$$\Delta C = \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = C - f(\bar{x}) = \begin{bmatrix} P_2^{Sch} \\ P_3^{Sch} \\ Q_2^{Sch} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P_2(\bar{\delta}_2, \bar{\delta}_3, \bar{V}_2) \\ P_3(\bar{\delta}_2, \bar{\delta}_3, \bar{V}_2) \\ Q_2(\bar{\delta}_2, \bar{\delta}_3, \bar{V}_2) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -4 \\ 2 \\ -2.5 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P_2(\bar{\delta}_2, \bar{\delta}_3, \bar{V}_2) \\ P_3(\bar{\delta}_2, \bar{\delta}_3, \bar{V}_2) \\ Q_2(\bar{\delta}_2, \bar{\delta}_3, \bar{V}_2) \end{bmatrix}$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 2}}^3 |Y_{2j}| |V_2||V_j| \sin(\theta_{2j} - \delta_2 + \delta_j)$$

$$= |V_2||V_1||Y_{21}|\sin(\theta_{21} - \delta_2) + |V_2||V_3||Y_{23}|\sin(\theta_{23} - \delta_2 + \delta_3)$$

$$= |V_2||1.05||22.4|\sin(2.03 - \delta_2) + |V_2||1.04||35.8|\sin(2.03 - \delta_2 + \delta_3)$$

## Chapitre II Méthodes de résolution de l'écoulement de puissance

$$\frac{\partial P_2}{\partial \delta_3} = -|V_2||V_3||Y_{23}|\sin(\theta_{23} - \delta_2 + \delta_3) = -|V_2||1.04||35.8|\sin(2.03 - \delta_2 + \delta_3)$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} = 2|V_2||Y_{22}|\cos(\theta_{22}) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 2}}^3 |Y_{2j}| |V_j| \cos(\theta_{2j} - \delta_2 + \delta_j)$$

$$= 2|V_2||Y_{22}|\cos(\theta_{22}) + |V_2||Y_{21}|\cos(\theta_{21} - \delta_2 + \delta_1) + |V_2||Y_{23}|\cos(\theta_{23} - \delta_2 + \delta_3)$$

$$= 2|V_2||58.1|\cos(2.03) + |1.05||22.4|\cos(2.03 - \delta_2) + |1.04||35.8|\cos(2.03 - \delta_2 + \delta_3)$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} = -|V_3||V_2||Y_{32}|\sin(\theta_{32} - \delta_3 + \delta_2) = -|1.04||V_2||35.8|\sin(2.03 - \delta_2 + \delta_3)$$

$$\frac{\partial P_3}{\partial \delta_3} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 3}}^3 |Y_{3j}| |V_3||V_j| \sin(\theta_{3j} - \delta_3 + \delta_j)$$

$$= |V_3||V_1||Y_{31}|\cos(\theta_{31} - \delta_3 + \delta_1) + |V_3||V_2||Y_{32}|\cos(\theta_{32} - \delta_3 + \delta_2)$$

$$= |1.04||1.05||31.6|\cos(1.89 - \delta_3) + |1.04||V_2||35.8|\cos(2.03 - \delta_3 + \delta_2)$$

$$\frac{\partial P_3}{\partial |V_2|} = |V_3||Y_{32}|\cos(\theta_{32} - \delta_3 + \delta_2) = |1.04||35.8|\cos(2.03 - \delta_2 + \delta_3)$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 2}}^3 |Y_{2j}| |V_2||V_j| \cos(\theta_{2j} - \delta_2 + \delta_j)$$

$$= |V_2||V_1||Y_{21}|\cos(\theta_{21} - \delta_2 + \delta_1) + |V_2||V_3||Y_{23}|\cos(\theta_{23} - \delta_2 + \delta_3)$$

$$= |V_2||1.05||22.4|\cos(2.03 - \delta_2) + |V_2||1.04||35.8|\cos(2.03 - \delta_2 + \delta_3)$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial \delta_3} = -|V_2||V_3||Y_{23}|\cos(\theta_{23} - \delta_2 + \delta_3) = -|V_2||1.04||35.8|\cos(2.03 - \delta_2 + \delta_3)$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} = -2|V_2||Y_{22}|\sin(\theta_{22}) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 2}}^3 |Y_{2j}| |V_j| \sin(\theta_{2j} - \delta_2 + \delta_j)$$

$$= -2|V_2||Y_{22}|\sin(\theta_{22}) - |V_1||Y_{21}|\sin(\theta_{21} - \delta_2 + \delta_1) - |V_3||Y_{23}|\sin(\theta_{23} - \delta_2 + \delta_3)$$

$$= -2|V_2||58.1|\sin(-1.11) - |1.05||22.4|\sin(2.03 - \delta_2) - |1.04||35.8|\sin(2.03 - \delta_2 + \delta_3)$$

$$\bar{x}^{[k+1]} = \bar{x}^{[k]} + J^{-1} \cdot \Delta C^{[k]}$$

$$= \begin{bmatrix} \bar{\delta}_2 \\ \bar{\delta}_3 \\ \bar{V}_2 \end{bmatrix}^{[k+1]} = \begin{bmatrix} \bar{\delta}_2 \\ \bar{\delta}_3 \\ \bar{V}_2 \end{bmatrix}^{[k]} + \begin{bmatrix} \partial P_2 / \partial \delta_2 & \partial P_2 / \partial \delta_3 & \partial P_2 / \partial V_2 \\ \partial P_3 / \partial \delta_2 & \partial P_3 / \partial \delta_3 & \partial P_3 / \partial V_2 \\ \partial Q_2 / \partial \delta_2 & \partial Q_2 / \partial \delta_3 & \partial Q_2 / \partial V_2 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix}^{[k]}$$

## Chapitre II Méthodes de résolution de l'écoulement de puissance

$$\bar{x}^{[0]} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} ; \Delta C^{[0]} = \begin{bmatrix} P_2^{Sch} \\ P_3^{Sch} \\ Q_2^{Sc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P_2^{[0]} \\ P_3^{[0]} \\ Q_2^{[0]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -4 \\ 2 \\ -2.5 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -1.14 \\ 0.562 \\ -2.28 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -2.86 \\ 1.438 \\ -0.22 \end{bmatrix}$$

$$\Delta x^{[0]} = J^{-1} \Delta C^{[0]} ; \Delta x^{[0]} = \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{[0]} \\ \Delta \delta_3^{[0]} \\ \Delta |V_2^{[0]}| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 54.28 & -33.28 & 24.86 \\ -33.28 & 66.04 & -16.64 \\ -27.14 & 16.64 & 49.72 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} -2.86 \\ 1.438 \\ -0.22 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.04526 \\ -0.00772 \\ -0.02655 \end{bmatrix}$$

$$\bar{x}^{[1]} = \begin{bmatrix} \delta_2^{[1]} \\ \delta_3^{[1]} \\ |V_2^{[1]}| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0 + (-0.04526) \\ 0.0 + (-0.00772) \\ 1.0 + (-0.02655) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.04526 \\ -0.00772 \\ 0.9734 \end{bmatrix}$$

$$\bar{x}^{[1]} = \begin{bmatrix} -0.04526 \\ -0.00772 \\ 0.9734 \end{bmatrix} ; \Delta C^{[1]} = \begin{bmatrix} P_2^{Sc} \\ P_3^{Sch} \\ Q_2^{Sch} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P_2^{[1]} \\ P_3^{[1]} \\ Q_2^{[1]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -4 \\ 2 \\ -2.5 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -3.901 \\ 1.978 \\ -2.449 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.099 \\ 0.0217 \\ -0.051 \end{bmatrix}$$

$$\Delta x^{[1]} = \begin{bmatrix} 51.72 & -31.77 & 21.30 \\ -32.98 & 65.66 & -15.38 \\ -28.54 & 17.40 & 48.10 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} -0.099 \\ 0.0217 \\ -0.051 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.001795 \\ -0.000985 \\ -0.001767 \end{bmatrix}$$

$$\bar{x}^{[2]} = \begin{bmatrix} \delta_2^{[2]} \\ \delta_3^{[2]} \\ |V_2^{[2]}| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.04526(-0.001795) \\ -0.00772(-0.000985) \\ 0.9734(-0.001767) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.04706 \\ -0.00870 \\ 0.9717 \end{bmatrix}$$

$$\bar{x}^{[2]} = \begin{bmatrix} \delta_2^{[2]} \\ \delta_3^{[2]} \\ |V_2^{[2]}| \end{bmatrix} ; \Delta C^{[2]} = \begin{bmatrix} P_2^{Sch} \\ P_3^{Sch} \\ Q_2^{Sc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P_2^{[1]} \\ P_3^{[1]} \\ Q_2^{[1]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -4 \\ 2 \\ -2.5 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -3.999 \\ 1.999 \\ -2.499 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.0002 \\ 0.00004 \\ -0.0001 \end{bmatrix}$$

$$\Delta x^{[2]} = \begin{bmatrix} 51.60 & -31.69 & 21.14 \\ -32.93 & 65.60 & -15.35 \\ -28.55 & 17.40 & 47.95 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} -0.099 \\ 0.0217 \\ -0.051 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.000216 \\ 0.000038 \\ -0.000143 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.000038 \\ -0.000002 \\ -0.000004 \end{bmatrix}$$

$$\bar{x}^{[3]} = \begin{bmatrix} \delta_2^{[3]} \\ \delta_3^{[3]} \\ |V_2^{[3]}| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.04706 + (-0.000038) \\ -0.00870 + (-0.000002) \\ 0.9717 + (-0.000004) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.04706 \\ -0.008705 \\ 0.97168 \end{bmatrix}$$

$$\Delta C^{[2]} = \begin{bmatrix} P_2^{Sch} \\ P_3^{Sch} \\ Q_2^{Sc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P_2^{[1]} \\ P_3^{[1]} \\ Q_2^{[1]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -4 \\ 2 \\ -2.5 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -4 \\ 2 \\ -2.5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0000 \\ 0.0000 \\ 0.0000 \end{bmatrix}$$

$$\varepsilon_{Max} = 2.5 \times 10^{-4}$$

$$P_1 = |V_2||V_1||Y_{12}|\cos(\theta_{12} - \delta_1 + \delta_2) + |V_1|^2|Y_{11}|\cos(\theta_{11}) + |V_1||V_3||Y_{13}|\cos(\theta_{13} - \delta_1 + \delta_3)$$

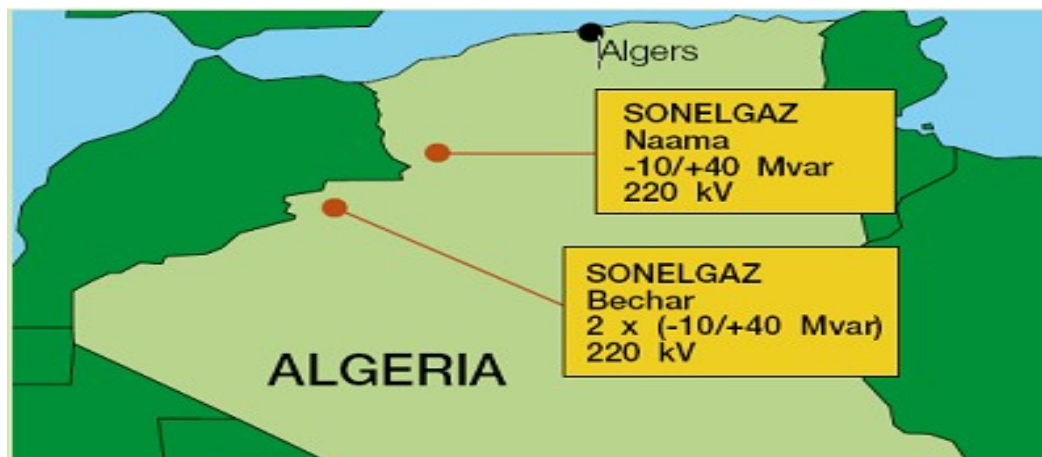
$$Q_1 = -|V_2||V_1||Y_{12}|\sin(\theta_{12} - \delta_1 + \delta_2) - |V_1|^2|Y_{11}|\sin(\theta_{11}) - |V_1||V_3||Y_{13}|\sin(\theta_{13} - \delta_1 + \delta_3)$$

$$Q_3 = -|V_3||V_1||Y_{31}|\sin(\theta_{31} - \delta_3 + \delta_1) - |V_3||V_2||Y_{32}|\sin(\theta_{32} - \delta_3 + \delta_2) - |V_3|^2|Y_{33}|\sin(\theta_{33})$$

$$\mathbf{P}_1 = 2.1842pu, \quad \mathbf{Q}_1 = 1.4085pu, \quad \mathbf{Q}_3 = 1.4617pu$$

### II.5 Intégration des FACTS :

La solution la plus évidente pour renforcer le réseau électrique consiste à construire de **nouvelles lignes**. Cette solution a l'inconvénient d'un coût élevé et d'un temps de mise en œuvre très long. De plus, l'évolution récente des réseaux de transport d'énergie électrique, et devant les problèmes de transit de puissance, il sera de plus en plus difficile d'assurer dans l'avenir un contrôle fiable des transferts d'énergie dans les réseaux par dispositifs de réglage classiques, et à risque de vieillissement accéléré tel que les transformateurs déphaseurs et les transformateurs à prises variables en charge. En **2002**, L'Algérie a décidé d'installer un total de trois dispositifs de compensation shunt (SVC) dans le réseau de transport électrique, un à Naama poste et deux à Bechar. Tous les trois SVC sont de valeur (-10/+40 MVAR) à 220 kV [12].



**Figure II.8 :** Compensateurs statiques (SVC) installés dans le réseau de transport Algérien.

#### II.5.1 Types de FACTS :

Le tableau (II.2) illustre les différents dispositifs FACTS les plus utilisés [12].

Nom	Type	Fonction	Contrôleur utilisé	Modélisation
SVC	Parallèle	Contrôle de tension	THYRISTOR	Impédance variable
STATCOM	Parallèle	Contrôle de tension	GTO, IGBT	Source de tension variable
TCSC	Série	Contrôle de flux de puissance	THYRISTOR	Impédance variable
TCPAR	Série et Parallèle	Contrôle de flux de puissance	THYRISTOR	Contrôle de phase à l'aide d'une injection de tension en série
SSSC	Série	Contrôle de flux de puissance	GTO, IGBT	Source de tension variable
UPFC	Série et Parallèle	Contrôle de tension et de flux de puissance	GTO, IGBT	Source de tension variable
IPFC	Série et Série	Contrôle de flux de puissance	GTO, IGBT	Source de tension variable

**Tableau II.2 :** Classification des FACTS.

## Chapitre II Méthodes de résolution de l'écoulement de puissance

**II.5.1.1 FACTS de type série:** Ce type de FACTS est connecté en série avec le système de puissance. Il fonctionne comme une source de tension contrôlable [24][23].

**II.5.1.1.1 TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor):** Ce type de FACTS est constitué d'une inductance en série avec un gradateur et l'ensemble en parallèle avec une capacité (**figure ( II.9)**), Il placé en série dans une ligne de transport permet de contrôler le flux de puissance et d'élever la capacité de transfert des lignes en agissant sur la réactance  $X_{TCSC}$  qui varie selon l'angle de retard à l'amorçage des thyristors [26].

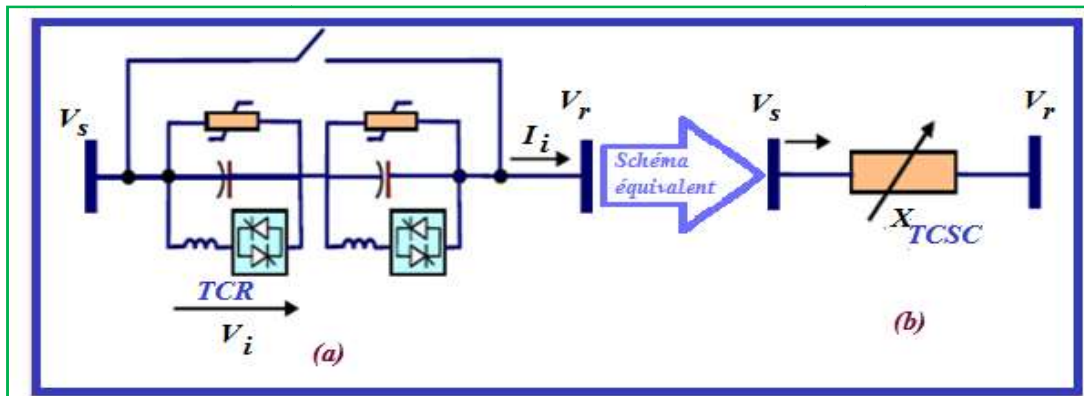


Figure II.9 : (a) structure d'un TCSC, (b) Représentation par une susceptance variable [27].

**II.5.1.1.2 TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor) :** La différence entre ce système et le TCSC est que l'angle d'amorçage peut être soit de 90 degrés soit de 180 degrés [28].

**II.5.1.1.3 SSSC (Static Synchronous Series Compensator) :** Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur, Sa caractéristique statique est donnée sur la **figure (II.10)** [29]. Son principe de fonctionnement est d'injecter une tension en quadrature avec une tension des extrémités de la ligne de transport pour contrôler le flux de puissance active, il a l'aptitude de contrôler à la fois la puissance réactive [15].

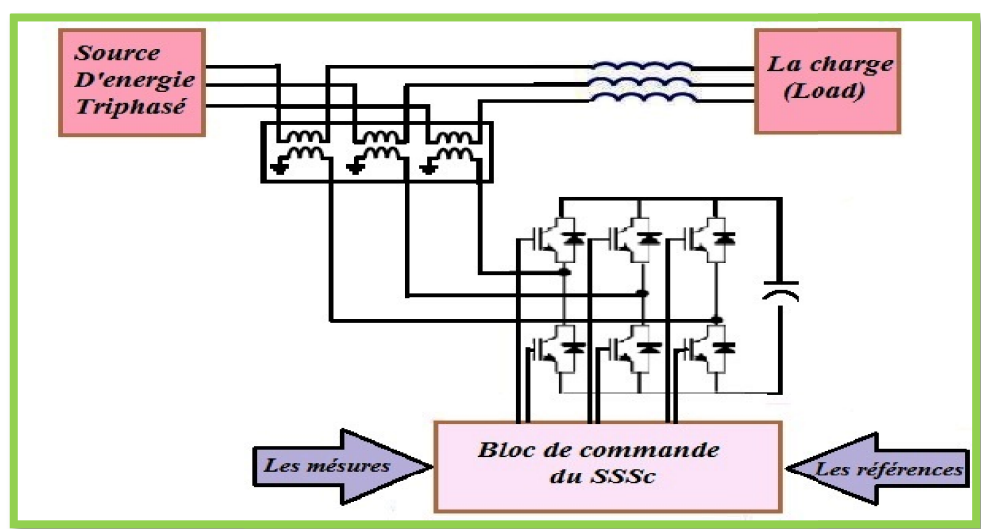


Figure II.10 : Schéma de principe de base d'un SSSC.



## Chapitre II Méthodes de résolution de l'écoulement de puissance

**II.5.1.2 FACTS de type parallèle :** dans la compensation shunt, le système de puissance est connecté en shunt avec le FACTS. Il fonctionne comme une source de courant contrôlable [23].

**II.5.1.2.1 Compensateur Statique Synchronique(STATCOM) :** Ce type constitué d'un convertisseur source de tension, d'un transformateur d'accouplement et d'un circuit de commande.

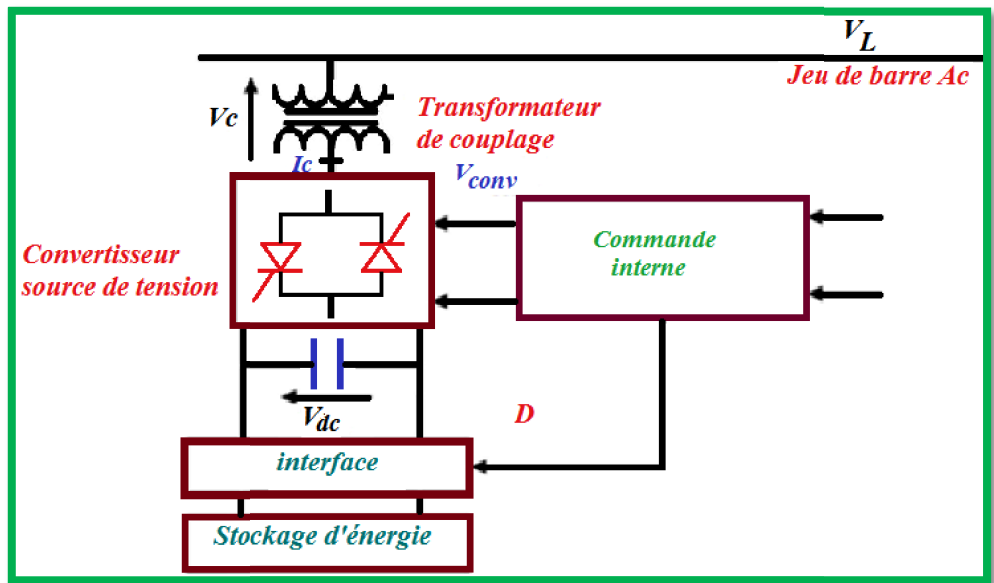


Figure II.11 : Schéma de principe du STATCOM.

**II.5.1.2.2 Compensateur Statique de Puissance Réactive (SVC) :** Ces dispositifs sont des générateurs / absorbeurs statiques connectés en dérivation dont les sorties. L'objectif principal de l'utilisation du SVC est généralement le contrôle rapide de la tension aux points faibles du réseau ainsi le facteur de puissance des systèmes électriques. Dans sa forme simple, le CVS est connecté à un transformateur de couplage directement relié au bus AC comme indiqué dans la figure (II.12) [25].

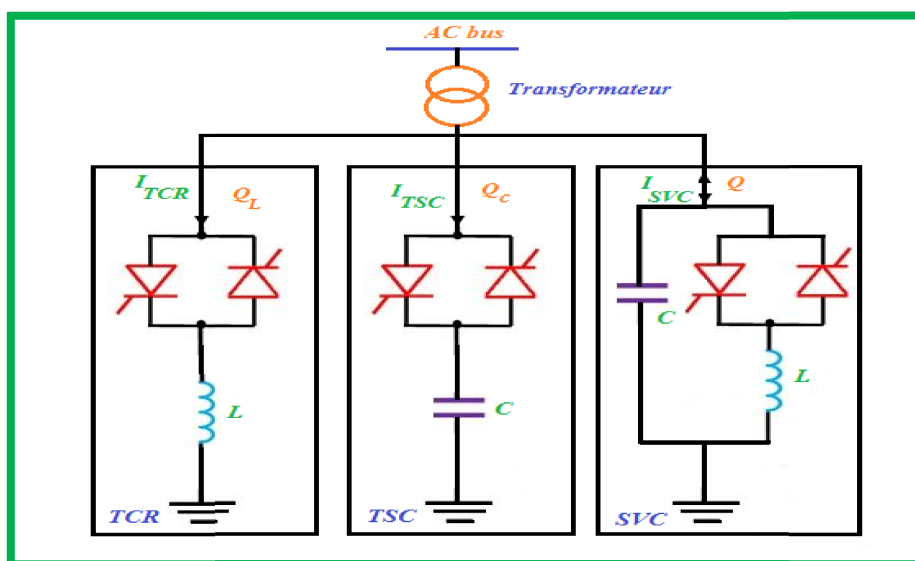


Figure II.12 : Compensateur de Var statique (SVC).

## Chapitre II Méthodes de résolution de l'écoulement de puissance

II.5.1.3 FACTS de type hydride : ce type des contrôleurs peuvent être classés en deux types:

- Type d'impédance variable.
- Type convertisseur source de tension (VSC) [23].

II.5.1.3.1 Transformateur déphaseur à base de Thyristors (TCPAR) : Ce dispositif est constitué de deux transformateurs, l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle. Ces deux transformateurs sont reliés par l'intermédiaire des thyristors. La figure (II.13) montre le schéma d'un TCPAR.

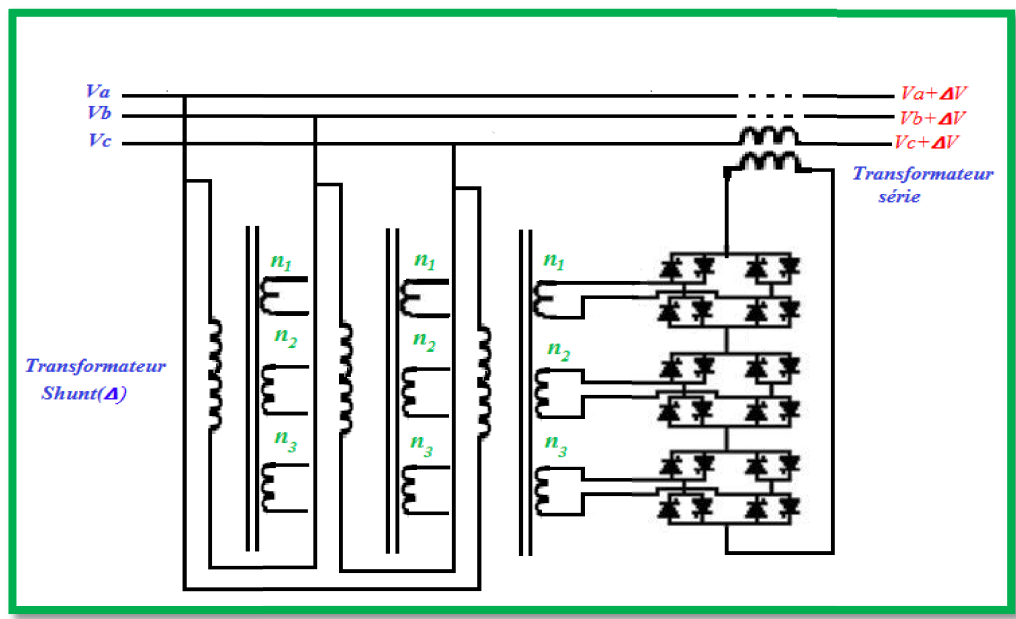


Figure II.13: Schéma de principe d'un TCPAR.

Son **principe de fonctionnement** est d'injecter sur les trois phases de la ligne une tension  $\Delta V$  en quadrature avec la tension à déphaser. Il a l'avantage de ne pas générer d'harmoniques. L'amplitude de la tension injectée est une combinaison des secondaires du transformateur parallèle dont les rapports de transformation sont  $n_1$ ,  $n_2$ ,  $n_3$ .

II.5.1.3.2 Contrôleur de flux de puissance d'interligne (Interline Power Flow Controller):

L'IPFC a été proposé afin de compenser un certain nombre de lignes de transmission d'une sous-station. Sous sa forme générale, il utilise des convertisseurs DC-DC placés en série avec la ligne à compenser, l'IPFC comporte un certain nombre de SSSC et peut ajouter le STATCOM ;

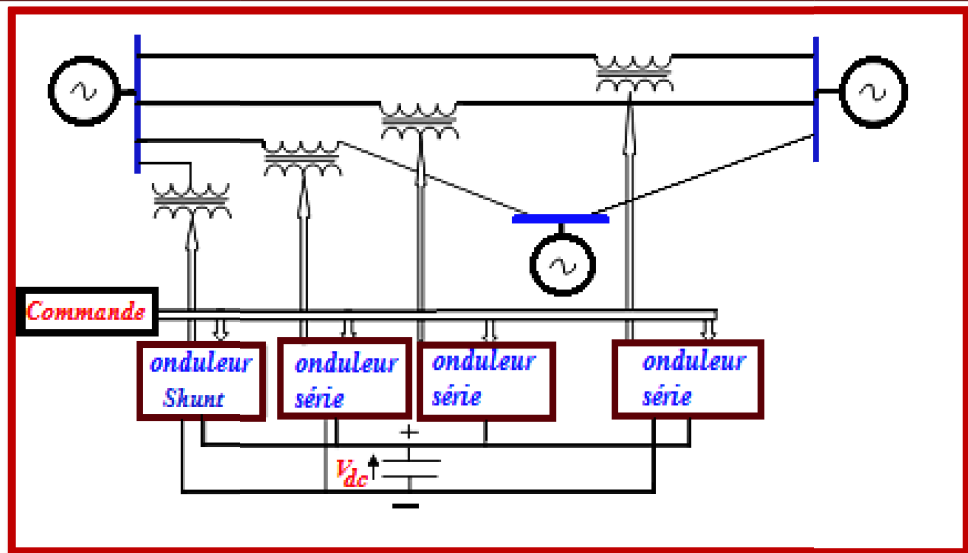


Figure II.14 : Schéma de principe d'un IPFC.

### II.5.1.3 Variateur de charge universel (Unified Power Flow Controller) (UPFC) :

Le variateur de charge universel l'UPFC possède à la fois la fonctionnalité des autres compensateurs FACTS (parallèle, série et déphaseur), à savoir le réglage de la tension, le flux de puissances, l'atténuation des oscillations de puissance et l'amélioration de la stabilité. L'originalité de ce dispositif est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique à savoir : la tension, l'impédance de la ligne, le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne où il est installé.

La configuration de l'UPFC comprend un compensateur shunt STATCOM et un compensateur série SSSC. Les deux compensateurs sont interconnectés avec un jeu de barres de tension comme le montre la figure (II.15).

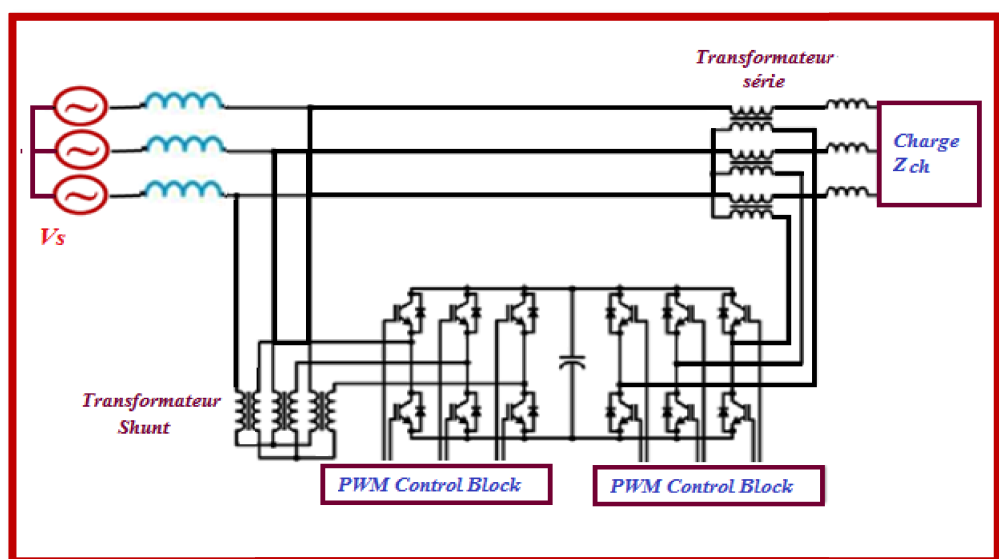


Figure II.15 : Schéma de principe d'un variateur de charge universel [23].

## ***Chapitre II Méthodes de résolution de l'écoulement de puissance***

---

### **II.6 Coût des FACTS :**

Il est assez difficile de définir les fonctions de coût précises des appareils FACTS, car le coût de chaque dispositif comprend le coût d'équipement des dispositifs et le coût d'installation. Avec l'incorporation des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques, il devient évident d'inclure le coût d'investissement des FACTS dans le problème de l'écoulement de puissance optimal. Afin de minimiser les coûts de production d'énergie et réduire les pertes de transmission et de distribution, et par conséquent le coût total de production et le coût des pertes de transmission de puissance [12].

### ***II.7 Conclusion***

Dans ce chapitre, nous avons présenté en premier temps une élaboration d'un modèle mathématique d'un réseau électrique pour calculer les différentes grandeurs électriques, pour l'objectif de résoudre le problème de l'écoulement de puissance, ensuite nous sommes passés à donner un aperçu général sur les différentes méthodes de calcul de l'écoulement de puissance. Parmi ces méthodes, nous choisissons la méthode de N-R. Cette dernière a été appliquées pour différents réseaux, avec et sans incorporation des dispositifs FACTS, enfin nous avons abordé quelques types des dispositifs de contrôle et de commande des réseaux électriques(FACTS).

Dans le chapitre suivant nous allons formuler le problème d'optimisation, puis représenter le principe de fonctionnement de différentes méthodes d'optimisation.

---

---

# ***CHAPITRE III***

*Méthodes d'optimisation de l'écoulement de  
puissance*

---

---

### III.1 Introduction :

L'optimisation est une branche des mathématiques qui permet de résoudre des problèmes en déterminant le meilleur élément d'un ensemble selon certains critères prédéfinis. De ce fait, l'optimisation est omniprésente dans tous les domaines et évolue sans cesse depuis Euclide [30]. Les problèmes d'optimisation occupent actuellement une place importante dans la recherche scientifique, Dans la plupart des cas, elles se divisent naturellement en deux phases: **recherche des solutions admissibles** puis la **recherche de la solution à un coût optimal**. La résolution de ces problèmes nécessite à utiliser des méthodes de résolution radicalement différente.

L'un de ces problèmes est l'**OPF** où les services publics d'électricité recherchent en permanence des scénarios opérationnels économiques et un calendrier de production afin de réduire les coûts de production et de respecter toutes les limites d'exploitation sécurisées et fiables et les restrictions de transfert de puissance [34] [35] [38] [52].

### III.2 L'optimisation dans les réseaux électriques :

A partir de 1919, les ingénieurs chercheurs ont commencé à s'intéresser au fonctionnement optimal des systèmes d'alimentation. En 1943, Steinberg et Smith ont publié un livre classique intitulé «Economy Loading of Power Plants and Electric Systems» sur la méthode incrémentale et George a introduit le model des pertes dans la formulation du problème. Les équations économiques classiques ont été découvertes par Kirchmayer et Stagg en 1951. Ces résultats forment la méthodologie des opérations économiques actuelles. En 1958, Kirchmayer a publié un livre intitulé «Economic Operation of Power Systems», l'auteur a présenté la formulation du problème de dispatching économique conventionnel. Il en résulte l'apparition des premiers algorithmes de solution de l'écoulement de puissance et un début vers l'écoulement de puissance optimal par les recherches de Squires en 1961 et de Carpentier en 1962 [12].

Pour faire l'optimisation des réseaux électriques, il faut tout d'abord décrire le système étudié de la manière la plus précise et quantitative possible. La formulation de n'importe quel problème d'optimisation peut être considérée comme une séquence d'étapes comme suit :

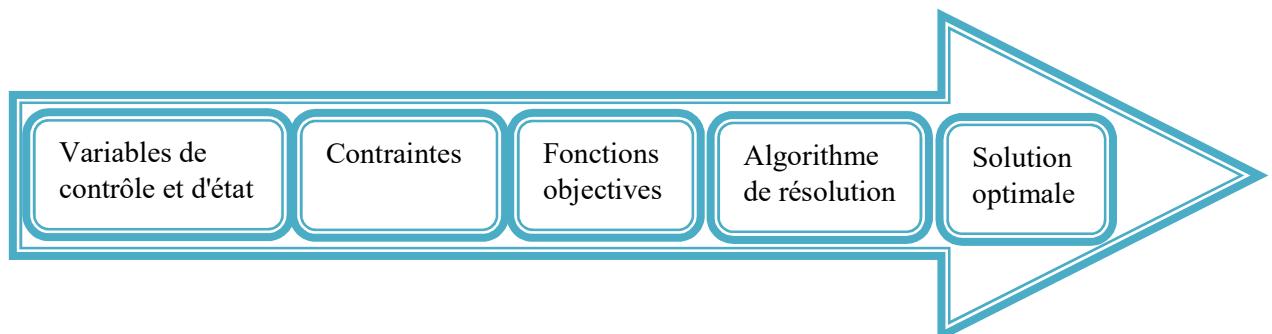


Figure III.1 : Les étapes de résolution d'un problème d'optimisation [12].

### III.3 Classification des variables :

Généralement, le fonctionnement d'un réseau électrique peut être décrit en fonction de six variables **sont divisées en trois groupes :**

**III.3.1 Les variables incontrôlables :** sont les puissances actives et réactives liées à la consommation [16], sont représentées par un vecteur  $P$  [18].

$$P = [P_{D1} \dots P_{Dn}; Q_{D1} \dots Q_{Dn}] \quad (III.1)$$

**III.3.2 Les variables indépendantes ou de contrôle :** sont généralement les puissances actives et réactives générées. Dans certains cas, on peut considérer les tensions des nœuds producteurs ou les rapports de transformation des transformateurs avec régulateur de charge, comme variables de contrôle [16], ces variables sont représentées par un vecteur  $U$  [18].

$$U = [P_{G1} \dots P_{Gn}; Q_{G1} \dots Q_{Gn}] \quad (III.2)$$

**III.3.3 Les variables dépendantes ou d'état :** ce sont les tensions en mode et en phase représentant l'état du système [16], ces variables sont représentées par un vecteur  $X$  [18].

$$X = [V_1 \dots V_n; \delta_1 \dots \delta_n] \quad (III.3)$$

### III.4 Formulation mathématique de problème d'optimisation :

Le problème d'optimisation est donné comme suit [53] [52]:

$$\text{Min. } F(x, u) \text{ (fonction objective)} \quad (III.4)$$

$$\text{Selon : } \begin{cases} g(x, u) = 0, & \text{(contraintes d'égalité)} \\ h(x, u) \leq 0, & \text{(contraintes d'inégalité)} \end{cases} \quad \text{Et} \quad (III.5)$$

$x$  : vecteur des variables d'état ;  $u$  : vecteur des variables à contrôler.

**III.4.1 Fonction objectif (fonction fitness) :** Équation mathématique qui représente ce qu'on désire améliorer dans un dispositif. Elle est aussi appelée critère d'optimisation, fonction coût, fonction d'adaptation, ou encore performance.

**III.4.1.1 Problème mono-objectif :** Un problème d'optimisation mono-objectif est présenté sous la forme: **Minimiser  $F(X, U)$** ; (fonction à optimiser)

**III.4.1.2 Problème multi-objectif :** L'optimisation multi-objective est une branche de l'optimisation combinatoire dont la particularité est de chercher à optimiser simultanément plusieurs objectifs d'un même problème.

Minimiser  $F_i(X, U)$   $i = 1, \dots, N_{obj}$  ; ( $N_{obj}$  nombre de fonction à optimiser) [32].

### III.5 L'optimisation de l'écoulement de puissance :

L'optimisation de l'écoulement de puissance (OPF) est de maximiser le profit de la totalité des consommateurs de l'énergie électrique avec le minimum du coût total de la production de façon que les pertes de puissances soient acceptables et de contrôler les puissances sortantes des générateurs ainsi que leurs niveaux de tension, tout en satisfaisant les contraintes sur les transits des puissances dans les lignes de transport et sur les tensions des nœuds de charge [12]. On peut classer **deux types de problème de l'écoulement optimal de puissance** figure (III.2), selon le type de la fonction objectif:

- ✓ L'écoulement optimal de **puissance active**, appelée aussi dispatching économique
- ✓ L'écoulement optimal de **puissance réactive** (ORPF) [22].

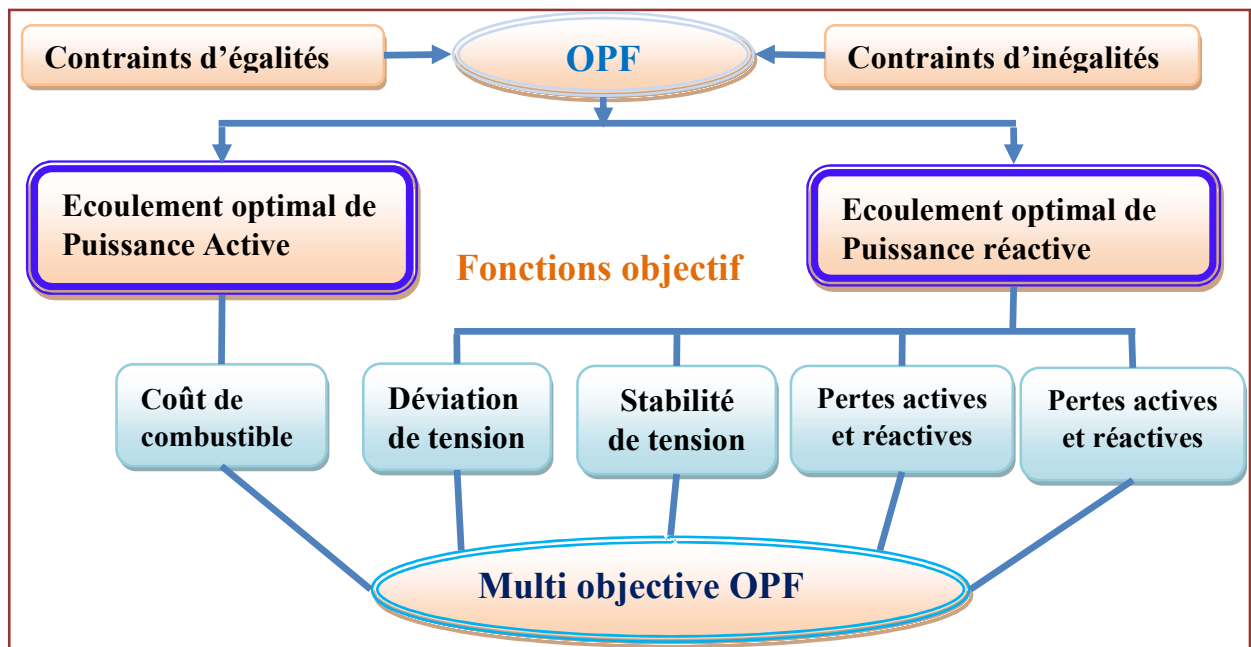


Figure.III.2 : La structure de base d'OPF multi objectives.

#### III.5.1 L'optimisation de puissance active [31] :

**III.5.1.1 Minimisation de coût de combustible :** Cette fonction reflète le besoin de minimiser le coût total de la production des puissances actives ; La fonction du coût individuel pour l' $i^{\text{ème}}$  générateur se présente le plus souvent sous la forme [31] [12] [53] [52]:

$$F_i(P_{Gi}) = A_i + B_i P_{Gi} + C_i P_{Gi}^2 \quad (\text{III.7})$$

On doit minimiser la somme des fonctions de coût des unités de production et poser la formule globale sous la forme suivante [31] [12]:

$$\text{Min} \{ f(P) = \sum_{i=1}^{N_g} F_i(P_{Gi}) \} \quad (\text{III.8})$$



## Chapitre III Méthodes d'optimisation de l'écoulement de puissance

**III.5.1.2 Minimisation d'émission des gaz :** Les unités de production thermique peuvent libérer des quantités importantes des polluants gazeux des effets néfastes à l'atmosphère, A cause de ces gaz, on peut prendre en considération le problème d'émission des gaz dans l'écoulement de puissance optimal, la fonction qui minimise l'émission des gaz  $F_2$  est donnée par [24]:

$$F_2(x) = \sum_1^{Ng} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2 + d_i \exp(e_i P_{gi})) \quad (\text{III.9})$$

**III.5.2 L'optimisation de la Puissance réactive :**

**III.5.2.1 minimisation des pertes actives de transmission :** La fonction objective des pertes actives totales de lignes peut formulée par l'expression suivante [22]:

$$F = \sum_{i=1}^{Nb} P_i = \sum_{i=1}^{Nb} P_{Gi} - \sum_{i=1}^{Nb} P_{Di} = V_i \sum_{j=1}^{Nb} V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (\text{III.10})$$

**III.5.2.2 minimisation des pertes réactives de transmission :** La fonction objective représente des pertes réactives totales de lignes ; elle est donnée par l'expression [22] :

$$F = \sum_{i=1}^{Nb} Q_i = \sum_{i=1}^{Nb} Q_{Gi} - \sum_{i=1}^{Nb} Q_{Di} = V_i \sum_{j=1}^{Nb} V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (\text{III.11})$$

**III.5.2.3 Minimisation de la déviation de la tension :** La déviation de tension entre les tensions des tous les jeux de barres de charge et de référence doit être considéré comme un objectif dans le problème OPF. L'objectif de minimiser cette déviation peut être exprimé par la forme suivant [54]:

$$F_4(x) = \Delta V = \min \sum_{i=1}^{NPQ} |V_i(i) - 1| \quad (\text{III.12})$$

**III.5.2.4 Minimisation de l'indice de la stabilité de la tension (VSI) :** L'indice de stabilité de tension a une valeur dans la plage de zéro, En cas d'indice  $L$  proche de zéro, cela signifie que la tension du bus de charge est stable. Au contraire, dans le cas d'un indice  $L$  proche de 1, cela indique que le réseau électrique peut être en état d'effondrement en quelques minutes [54]. La fonction objective qui représente VSI et qui est défini par l'équation suivante [24]:

$$F_5(x) = F_{Lindex}(x) = \min(VSI) = \min(\max(L_j)) \quad (\text{III.13})$$

$$\text{Avec : } L_j = \left| 1 - \sum_{i=1}^{NW} (-[Y_i]^{-1} * [Y_2]) * \frac{V_i}{V_j} \angle(\theta_{ij} + (\delta_i - \delta_j)) \right|, j = 1, 2, \dots, NPQ \quad (\text{III.14})$$

**III.6 Les contraintes :**

**III.6.1 Contraintes d'égalités :** Elles sont représentées par les équations non linéaires de l'écoulement de puissance. Il faut que la somme des puissances active et réactive injectées dans chaque jeu de barres soit égale à zéro [12] [54].

$$\Delta P_i = 0 = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - P_{Gi} + P_{Di} \quad (\text{III.15})$$

$$\Delta Q_i = 0 = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) - Q_{Gi} + Q_{Di} \quad (\text{III.16})$$

## Chapitre III Méthodes d'optimisation de l'écoulement de puissance

L'égalité entre la production et la consommation des puissances active et réactive doit être assurée, soit [18] [31] [54] :

$$\sum_{i=1}^{Ng} P_{Gi} - \sum_{j=1}^{nc} P_{Dj} - P_L = 0 \quad (\text{III.17})$$

$$\sum_{i=1}^{Ng} Q_{Gi} - \sum_{j=1}^{nc} Q_{Dj} - Q_L = 0 \quad (\text{III.18})$$

**III.6.2 Contraintes d'inégalité** : En pratique, on ne doit pas dépasser les limites de fonctionnement des équipements électriques tels que les générateurs, les transformateurs à prises de charge, et les transformateurs de phase, les puissances apparentes transitées dans les lignes et des limites sur les puissances réactives de compensation (batteries de compensation, FACTS,...). En plus des contraintes sur les puissances actives à chaque générateur qui a une influence directe sur la fonction coût [31] [12] [24].

**Les puissances actives et réactives générées** qui sont limitées par des bornes inférieures et supérieures [12][24] [31] [53]:

$$P_{gmin} \leq P_{Gi} \leq P_{gmax} \quad (\text{III.19})$$

$$Q_{gmin} \leq Q_{Gi} \leq Q_{gmax} \quad (\text{III.20})$$

**Les transformateurs à prises de charge** ont des déviations max. et min au niveau de tension par rapport à la tension nominale. De même **les transformateurs à angles** de phase ont des décalages max. et min. des phases des tensions. Les deux forment les contraintes d'inégalité suivantes [24] [52] [53]:

$$t_{ij}^{min} \leq t_{ij} \leq t_{ij}^{max} \quad (\text{III.21})$$

$$\alpha_{ij}^{min} \leq \alpha_{ij} \leq \alpha_{ij}^{max} \quad (\text{III.22})$$

**Les lignes de transport et les transformateurs de puissances** ont des limites sur le transit de puissance apparente. Elles sont représentées par une contrainte d'inégalité, qui limitera le carré de puissance en MVA d'un transformateur ou d'une ligne de transport [24].

$$|S_{ij}|^2 \leq |S_{ij}^{max}|^2 \quad (\text{III.23})$$

Les niveaux de tension des jeux de barres doivent toujours être entre leurs limites max. et min. Ces limites exigent encore l'addition des contraintes d'inégalité [24] [52].

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (\text{III.24})$$

### III.7 Les méthodes d'optimisation :

Les méthodes d'optimisation algorithmiques ont été utilisées pendant plusieurs années dans la planification, opération et contrôle des réseaux électriques du fait que la solution d'un réseau électrique à grande échelle n'est pas facile à traiter. Dans OPF aucun algorithme n'est le meilleur pour résoudre ses problèmes. Par conséquent, il existe toujours un nouvel algorithme capable de résoudre efficacement certaines configurations du problème OPF [53] [36].

Plusieurs méthodes de résolution ont été proposées, et des grandes variétés remarquables aux leurs principes, de la stratégie et des performances ont été discernées. Elles sont classées, selon le mode de recherche de l'optimum, en deux grands groupes : **les méthodes déterministes** et **les méthodes stochastiques** [35] [34] [37]. Il y a aussi l'hybridation entre les méthodes qui donnent naissance à un pseudo classe qui englobe les méthodes dites **hybrides**. Cette classification est illustrée en **figure (III.3)**.

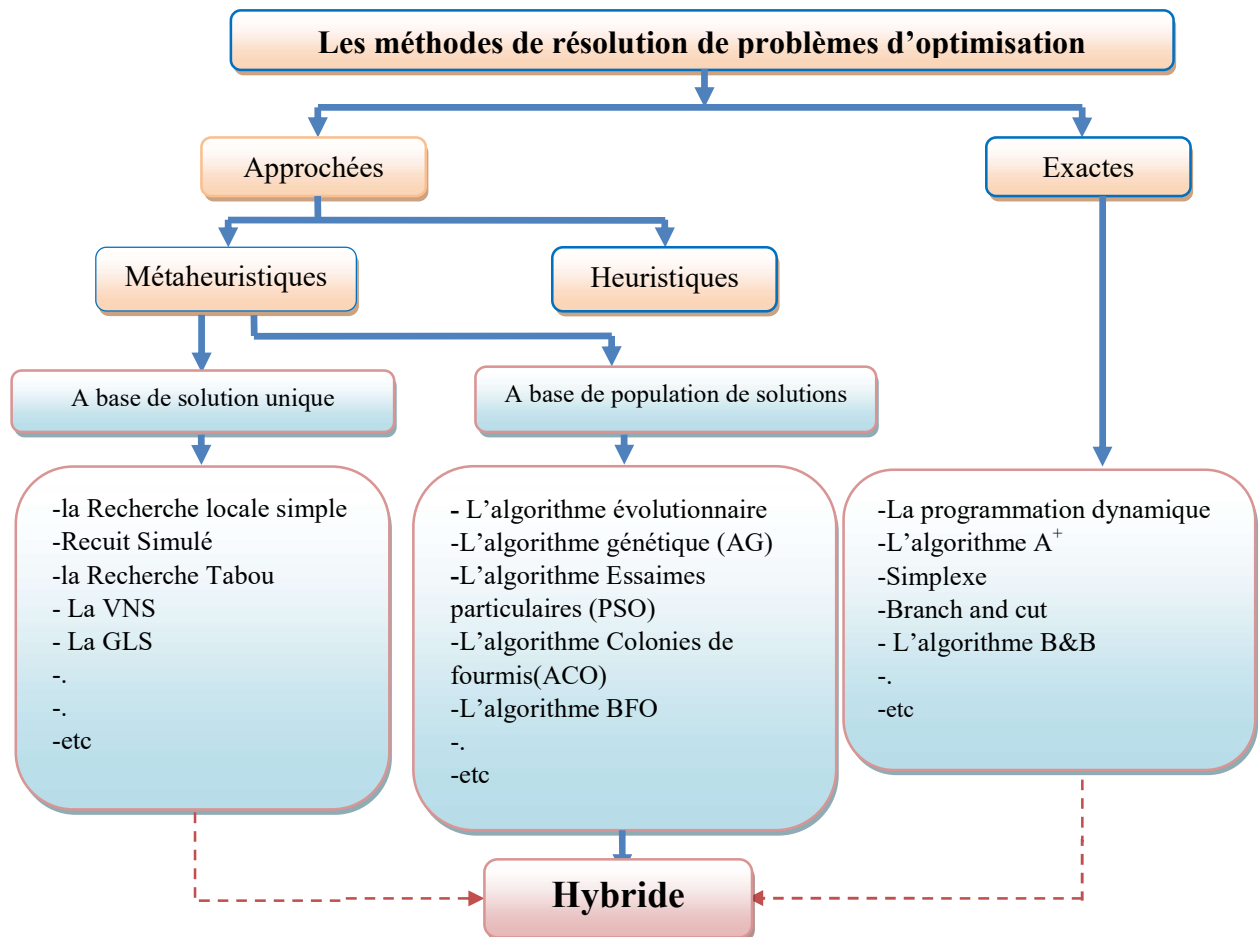


Figure III.3 : Classification des méthodes d'optimisation [38].

### III.7.1 Les méthodes déterministes (exactes) :

Ces méthodes sont dites déterministes car elles conduisent, pour une solution initiale donnée, toujours au même résultat final. Elles ont la réputation d'être efficaces lorsque la solution initiale est proche de l'optimum recherché. Cette particularité constitue un inconvénient majeur dans le cas d'une fonction objectif possédant plusieurs optimums. Ce qui conduire peuvent à converger vers un optimum local.

Ces méthodes nécessitent que la fonction objective soit convexe, continue et dérivable; Elles sont utilisables tant que le nombre de variables est petit; et à un temps de calcul est souvent trop élevé.

Les méthodes exactes peuvent être subdivisées en **Branch & Bound**, les méthodes **mathématiques**, **Simplexe** etc [37] [39].

### III.7.2 Les méthodes non-déterministes (approchés) :

Ces méthodes sont bien adaptées aux problèmes importants et complexes (multifonctions objectives). Elles s'appuient sur des mécanismes de transition probabilistes et aléatoires qui explorent efficacement l'espace de recherche et convergent vers l'optimum global. Leur nature aléatoire implique que plusieurs exécutions successives de ces méthodes conduisent à des résultats différents pour une même initialisation. Cependant, elles demandent un nombre important d'évaluations de la fonction objectif. Dans cette famille, on parle des méthodes **heuristiques et de métaheuristiques** [37] [35].

#### III.7.2.1 Les méthodes heuristiques :

Une méthode heuristique est une méthode d'optimisation adaptée à un problème particulier. Parmi ces méthodes, **la méthode de Monte-Carlo, le recuit simulé, la recherche tabou, la méthode de descente,...** Ces méthodes travaillent toujours à partir d'une solution initiale en essayant de l'améliorer au maximum en fonction des contraintes du problème étudié. L'évolution vers une solution optimale se fait en testant successivement une solution voisine de la solution courante. La **figure (III.4)** illustre une représentation simple d'une méthode d'optimisation à parcours (heuristique) [35].

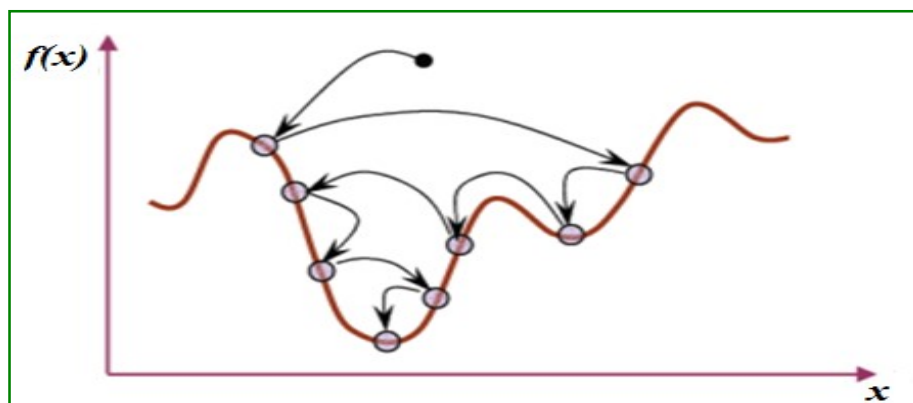


Figure III.4 : Approche heuristique simplifiée.

## Chapitre III Méthodes d'optimisation de l'écoulement de puissance

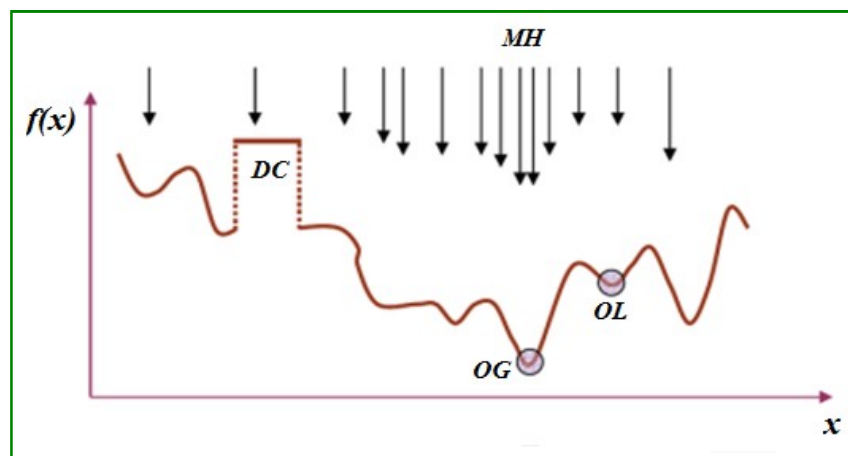
### III.7.2.2 : Les méthodes méta-heuristiques :

Les algorithmes métaheuristiques sont souvent inspirés par des phénomènes de la nature, ils font désormais partie des algorithmes d'optimisation stochastiques les plus utilisés pour résoudre les problèmes d'optimisation difficiles. Elles ont été utilisées avec succès dans des applications diverses grâce à leur simplicité et robustesse (voir **figure (III.5)**) [39][41].



**Figure III.5 :** Quelques sources d'inspiration des techniques métaheuristiques.

Ces méthodes sont aussi considérées comme des **méthodes d'optimisation globale**, en évitant le "piégeage" dans l'un de ses optima locaux. Elles comblent ainsi le handicap des méthodes classiques et des méthodes heuristiques. Une représentation schématique simple des métaheuristiques est donnée à la **figure (III.6)**.



**Figure III.6 :** Approche métaheuristique simplifiée.

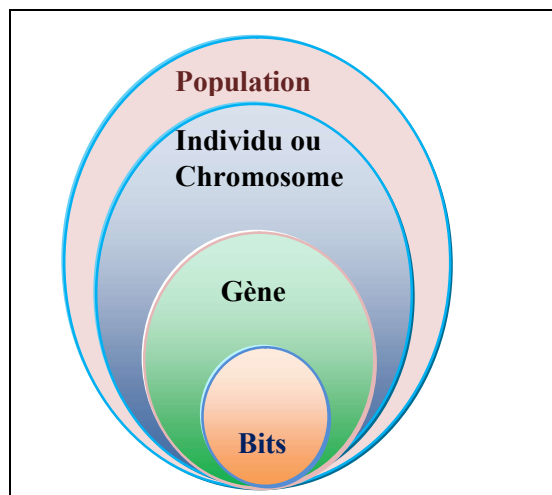
Dans cette représentation, les métaheuristiques (MH) tentent de trouver l'optimum global (OG) d'un problème d'optimisation ( $f(x)$ ) difficile (avec par exemple des discontinuités (DC)), sans être piégé par les optima locaux (OL) [35].

### III.7.2.2.1 Les algorithmes génétiques (AG) :

Les algorithmes génétiques sont des algorithmes d'optimisation stochastique fondés sur les mécanismes de la sélection naturelle et de la génétique. Leur fonctionnement est extrêmement simple; L'AG démarre avec une population de solutions potentielles (chromosomes) initiales arbitrairement choisies. Il évalue leurs fonctions fitness relatives. Sur la base de ces performances, il crée une nouvelle population de solutions potentielles en utilisant des opérateurs évolutionnaires simples qui sont la sélection, le croisement et la mutation. Le cycle recommence jusqu'à l'obtention d'une solution satisfaisante. Les AG ont été initialement développées par John Holland (1975) et popularisées par Goldberg (1989). Leurs champs d'application sont très vastes. Ils sont utilisés pour l'optimisation de fonctions non linéaires avec simplicité et efficacité [43].

**A. Présentation des AG :** Les algorithmes génétiques sont définis de la manière suivante:

- **Individu** : solution potentielle du problème.
- **Chromosome** : solution potentielle du problème sous une forme codée (forme de chaîne de caractères).
- **Population** : ensemble fini d'individus (de solution).
- **Gène** : partie élémentaire (caractère) non divisible d'un chromosome.
- **Fitness** : 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 [19].



**Figure III.7 :** Les niveaux d'organisation d'un AG.

Les AG sont basées sur **les phases** suivantes :

1. **Initialisation** : Tirage aléatoire de N chromosomes de la population initiale.
2. **Évaluation** : Décodage d'un chromosome, puis son évaluation.
3. **Sélection** : Création d'une nouvelle population de N chromosomes par l'utilisation d'une méthode de sélection appropriée.

## Chapitre III Méthodes d'optimisation de l'écoulement de puissance

4. **Reproduction** : Possibilité de croisement et mutation au sein de la nouvelle population.
5. **Retour** à la phase d'évaluation jusqu'à l'arrêt de l'algorithme [44].

Les opérateurs génétiques :

- Le croisement et la mutation.
- Le mécanisme de sélection cherche à diriger l'exploration en déterminant les individus ayant la plus grande probabilité d'être choisis.

La figure (III.8) explique le fonctionnement des algorithmes génétiques.

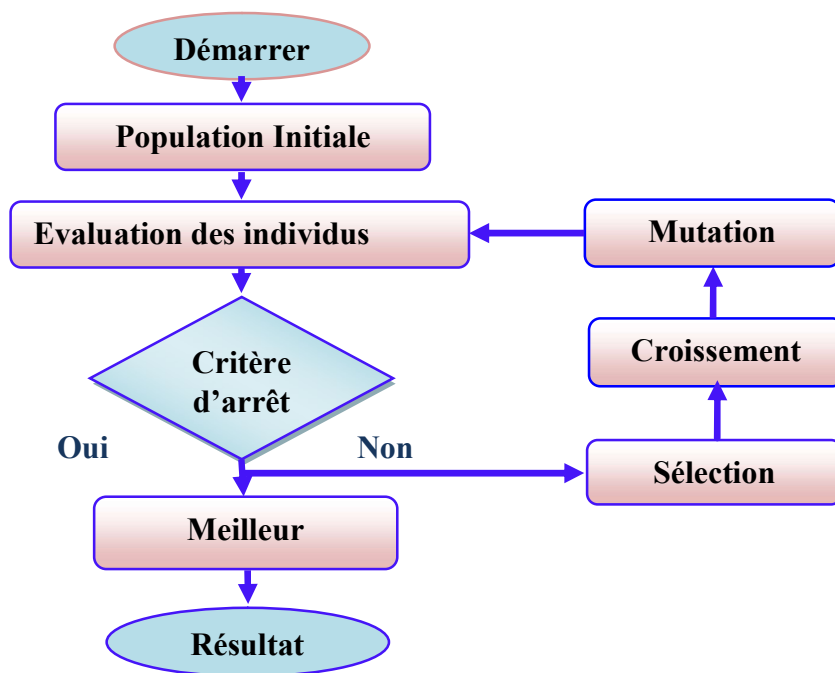


Figure III.8 : Organigramme d'un algorithme génétique [44].

**A.1 Codage et population initiale** : Le codage 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 existe principalement trois types de codage : le codage binaire, le codage réel et le codage en base n.

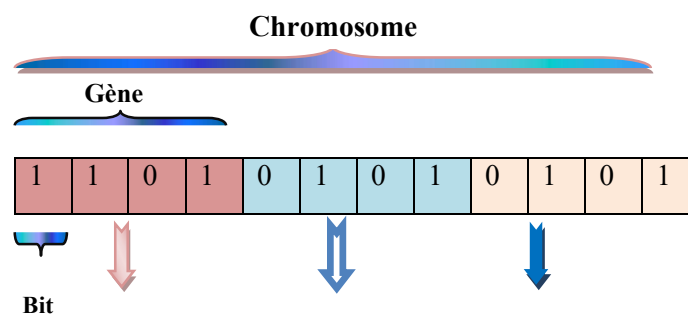


Figure III.9 : Illustration du codage des variables réelles.



## Chapitre III Méthodes d'optimisation de l'écoulement de puissance

- ❖ **Codage binaire** : Ce codage a été le premier à être utilisé dans le domaine des AG. Il présente par  $\{0,1\}$ .
- ❖ **Codage réel** : est plus rapide vu l'absence de l'étape de transcodage [19].

Le codage réel et binaire sont illustrés dans la **figure (III.10)**

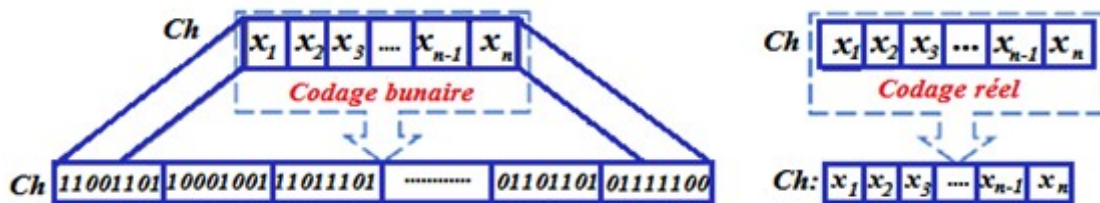


Figure III.10 : Le codage réel et le codage binaire.

**A.2 Evaluation de la population** : Cette étape consiste à l'évaluer chaque solution contenue dans la population, la mesure de performance des solutions s'appuie sur la valeur de la fonction objective. Elle permet de classer, déterminer les solutions qui seront sélectionnées pour construire une nouvelle population de solutions [44].

**A.3 Opérateur de sélection** : Premièrement, on génère une population de taille aléatoire avec un codage approprié généralement binaire. Chaque individu (chromosome) désigne par une chaîne de bit codée, qui représente des gènes qui sont les variables de la fonction objective. Chaque bit est représenté avec deux valeurs 0 ou 1 appelées allèle. Cette opération est inspiré à la fois de la théorie d'évolution des espèces : les individus ayant une meilleure adaptation (fitness) ont plus de la chance de recopier dans la deuxième génération, autrement dit les individus les plus fort se survivent avec une probabilité croissante [44] [19].

- ❖ **Sélection par roulette** : Chaque chromosome est copié dans la nouvelle population proportionnellement à sa **fitness**.

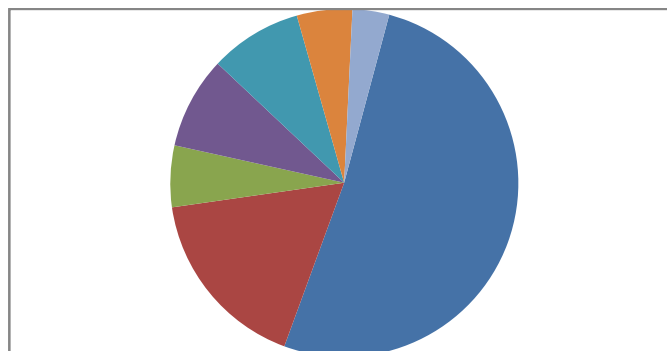


Figure III .11 : Sélection par roulette.

- ❖ **Sélection par tournoi** : Consiste à tirer deux individus aléatoirement dans la population et on reproduit le meilleur des deux dans la nouvelle population. Et répète la procédure jusqu'à ce que la nouvelle population soit complète.



## Chapitre III Méthodes d'optimisation de l'écoulement de puissance

- ❖ **Sélection par rang** : Il s'agit de classer la population suivant la fonction d'adaptation, chaque se voit accorder un rang. Plus l'individu est bon, plus son rang est élevé [44].

### A.4 Le croisement :

le but de cette opération est de **créer une diversité dans notre population** car l'exploitation ne conduit pas à une exploration optimale de toute l'espace de recherche, en réalité on n'explore qu'une partie de notre espace si les individus sont similaires l'opérateur de croisement n'est qu'une juxtaposition des meilleures portions des anciens chromosomes dont le but d'arriver à générer de bons nouveaux chromosomes et le processus se répète jusqu'à la convergence vers la solution optimale (meilleure adaptation). Il existe un grand nombre d'opérateurs de croisement, les plus classiques dans le cadre de l'optimisation stochastique (**figure ( III.12)**) :

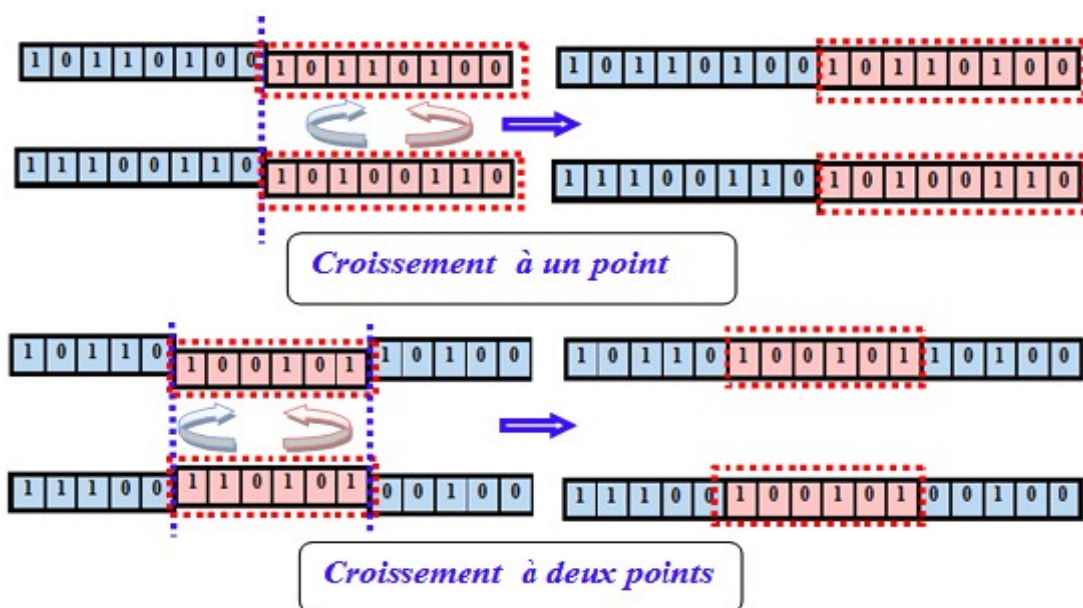
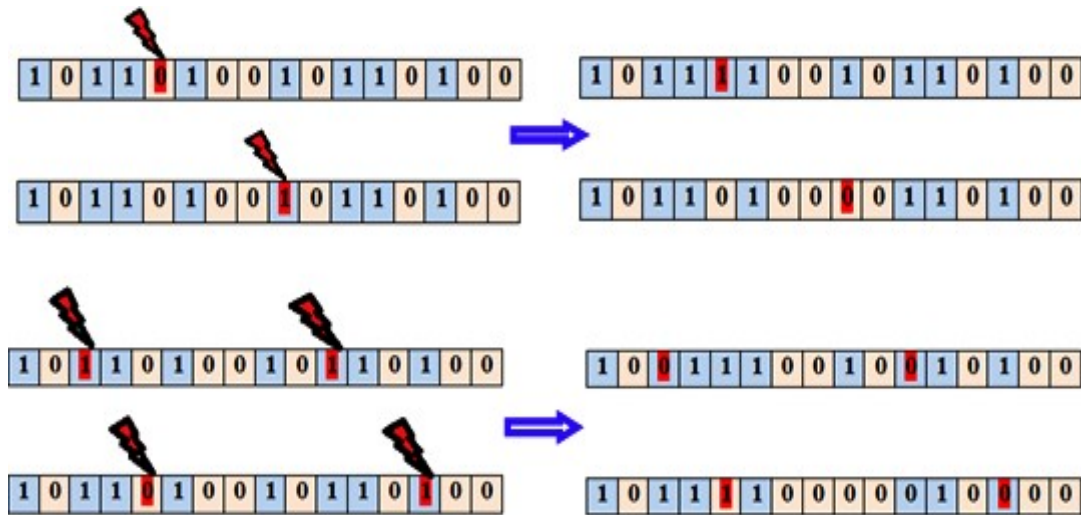


Figure III.12 : Représentation de l'opération du croisement.

- ❖ **Le croisement à un point** : un site de croisement est choisi aléatoirement sur le chromosome, puis les chaînes de code sont échangées autour de ce site.
- ❖ **Le croisement à deux points** : deux sites de croisement sont choisis, et les portions de code sont échangées alternativement.
- ❖ **Le croisement uniforme** : chaque gène d'un descendant est choisi aléatoirement parmi les gènes des parents ayant la même position dans le chromosome. Assez souvent le second descendant est construit en prenant les choix complémentaires du premier. D'autres types de croisements existent, comme par exemple le croisement multipoint.

### A.5 L'opérateur de mutation :

De façon schématique, la mutation effectue une perturbation mineure du chromosome de l'individu. Par exemple, dans le cas d'un codage binaire un site de mutation est choisi aléatoirement, et le bit correspondant est inversé **figure ( III.13)**.



**Figure III.13** : Représentation de l'opération de mutation.

L'effet de cet opérateur est de « troubler » la tendance à la concentration induite par la sélection et le croisement de façon à laisser la population de la possibilité de « visiter » d'autres régions de l'espace de recherche [44].

- *Exemple d'optimisation des fonctions par un Algorithme Génétique simple*

On applique la méthode d'un Algorithme Génétique simple pour calculer le minimum de la fonction  $F$  à deux variables:  $Y = x_1^2 + x_2^2 - x_1x_2 - 2x_1 - x_2^2$

Les paramètres de contrôle de l'algorithme génétique sont :

- |   |   |
|---|---|
| ○ <b>Taille de la population</b> = 40   | <b>Nombre de génération</b> = 100         |
| ○ <b>Type de Croisement</b> : two point | <b>Fraction de Croisement</b> =0.6        |
| ○ <b>Type de sélection</b> : Roulette   | <b>Critère d'arrêt</b> : tolérance : 1e-8 |
| ○ <b>Type de mutation</b> : uniforme    | <b>Mutation</b> : 0.0000001               |

Les résultats de simulation des fonctions sont:  $Y = -2.0009$ ,  $x_1 = 1.0000$ ,  $x_2 = 0.5009$

N° de generation	La meilleure fonction
1	-1.6565
2	-1.8113
4	-1.96
5	-1.9991
7	-2
17	-2.0009

**Tableaux III.1** : Résultats d'optimisation de la fonction objective F.

La courbe de variation de la fonction F par rapport le nombre de génération :

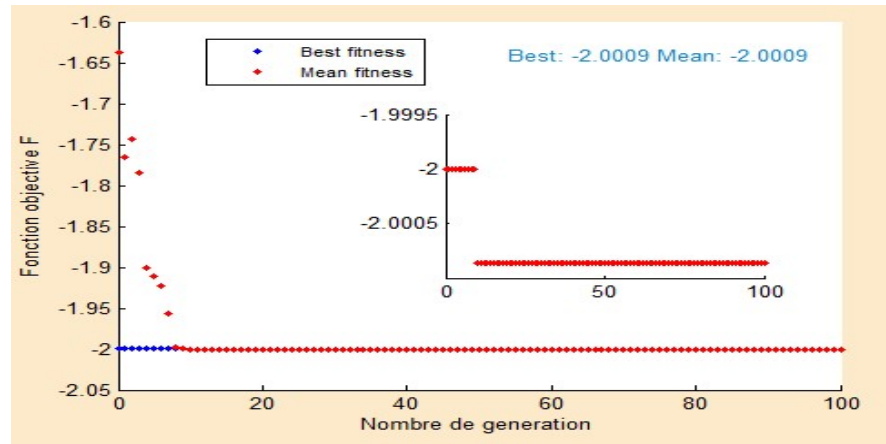


Figure III.14 : Courbe de convergence de la meilleure solution.

### III.7.2.2.2 La méthode des essais particuliers :

L'optimisation par essaim particulaire (OEP) est une métaheuristique d'optimisation née en 1995 aux États-Unis sous le nom de Particle Swarm Optimization (PSO). Elle a été inventée par Russel Eberhart (ingénieur en électricité) et James Kennedy (socio-psychologue). Le PSO est l'un des algorithmes modernes développée par la simulation d'un système social simplifié, et s'est avéré robuste pour résoudre des problèmes d'optimisation non linéaire continue. En tant **qu'outil d'optimisation**, le PSO fournit une procédure de recherche basée sur **la population** dans laquelle les individus appelés particules, Ces particules changent leur position (état) avec le temps, elles volent dans un espace de recherche multidimensionnel. Pendant le vol, chaque particule ajuste sa position en fonction de sa propre expérience et de celle des particules voisines, en utilisant la meilleure position rencontrée par elle-même et par ses voisins. La technique PSO peut générer une solution de haute qualité dans un temps de calcul plus court et la caractéristique de convergence plus stable que les autres méthodes stochastiques [46] [45].

L'algorithme OEP comprend plusieurs paramètres de réglage qui permettent d'agir sur le compromis exploration – exploitation.

**L'exploration** est la capacité de tester différentes régions de l'espace à la recherche de bonnes solutions candidates.

**L'exploitation** est la capacité de concentrer la recherche autour des solutions prometteuses afin de s'approcher le plus possible de l'optimum [47].

➤ **Un essaim de particules est défini par [48] :**

- Le nombre de particules constituant l'essaim
- La vitesse maximale d'une particule
- L'inertie d'une particule
- Les coefficients de pondération

## Chapitre III Méthodes d'optimisation de l'écoulement de puissance

**A. Étapes de l'Algorithme de PSO :** Les différentes étapes sont présentées comme suite:

- ✓ **Etape 1 :** Initialiser chaque vecteur de particule de l'essaim en affectant une vitesse et une position aléatoires dans l'espace de recherche.
- ✓ **Etape 2 :** Evaluer les valeurs de la fonction fitness de chaque particule et comparer la fitness de chaque particule avec celle de sa meilleure valeur personnelle ( $fitpbest_i^{k-1}$ ). Si la valeur actuelle est meilleure que la valeur ( $fitpbest_i^{k-1}$ ), mettre à jour la valeur de ( $fitpbest_i^k$ ) et sa meilleure position ( $fbest_i^k$ ).
- ✓ **Etape 3 :** Identifier la particule qui a la meilleure valeur de la fonction fitness. La valeur de sa fonction fitness est identifiée comme ( $fitgbest^k$ ) et sa position comme ( $gbest^k$ ).
- ✓ **Etape 4 :** Mettre à jour les vitesses ( $V_i^{k+1}$ ) et les positions ( $X_i^{k+1}$ ).
- ✓ **Etape 5 :** Remplacer les vecteurs de particules mis à jour comme vecteurs de particules initiaux pour l'étape 2.
- ✓ **Etape 6 :** Répéter les étapes 2 et 5 jusqu'à satisfaire le critère d'arrêt (nombre maximal d'itérations ou convergence vers la bonne valeur de la fitness) [48].

**B. Fonctionnement de l'algorithme PSO :** Les vecteurs de vitesses et position de la particule sont modifiés comme suit :

$$V_i^{(k+1)} = \gamma_i * V_i^k + C_1 * rand_1 * (pbest_i^k - X_i^k) + C_2 * rand_2 * (gbest^k - X_i^k) \quad (III.25)$$

$$X_i^{(k+1)} = X_i^k + V_i^k \quad (III.26)$$

Où :  $X_i^k$  et  $V_i^k$  sont respectivement la position et la vitesse (inertie) de la  $i^{ème}$  particule à la  $k^{ème}$  itération ;

$pbest_i^k$  : est la meilleure position trouvée par la particule;  $gbest^k$ : est la meilleure position trouvée par toutes les particules ;

$\gamma_i$  : est une fonction de pondération ;  $C_1$  et  $C_2$  sont des facteurs positifs de pondérations (facteurs de poids positifs) ;

$rand_1$  et  $rand_2$  sont des nombres aléatoires entre 0 et 1 [48].

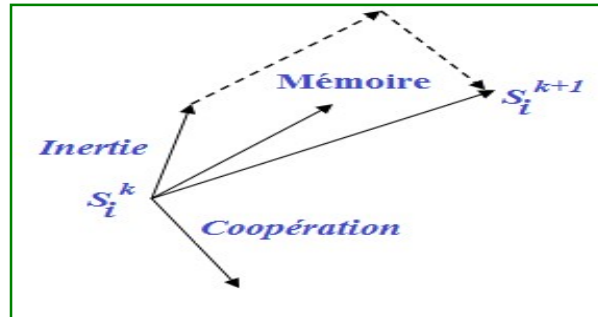
Nous remarquons à partir de l'équation (III.25) que d'une itération à l'autre, chaque particule  $X_i$  se déplace selon une règle qui dépend de trois facteurs décrits par les termes suivants :

- 📌 Le premier terme de la sommation représente l'inertie ou l'habitude (la particule se déplace dans la même direction que précédemment).
- 📌 Le deuxième terme représente la mémoire (la particule est attirée par le meilleur point dans sa trajectoire).

## Chapitre III Méthodes d'optimisation de l'écoulement de puissance

- alors que le troisième représente la coopération ou l'échange d'information (la particule est attirée par le meilleur point trouvé par toutes les particules).

La **figure (III.15)** montre un concept de la modification d'un point de recherche par l'OEP où chaque particule change sa position actuelle en tenant compte des différents facteurs.

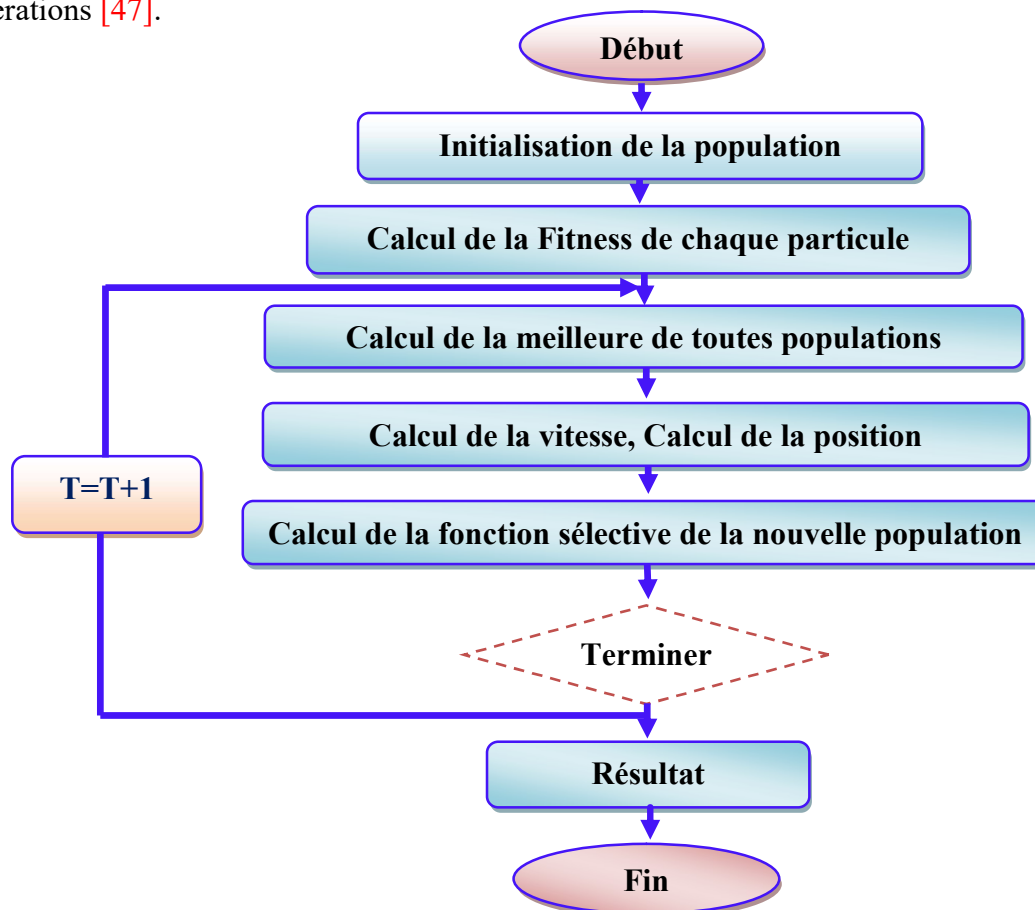


**Figure III.15 :** Concept de modification d'un point de recherche par l'OEP.

La fonction de pondération qui est habituellement utilisée dans l'équation (III.25) et qui permet de s'approcher graduellement de *pbest* et de *gbest* peut être écrite sous la forme suivante :

$$\gamma = \gamma_{max} - \frac{\gamma_{max} - \gamma_{min}}{iter_{max}} * iter \quad (III.27)$$

$\gamma_{max}$  : Poids initial,  $\gamma_{min}$  poids final,  $iter_{max}$  nombre maximal d'itérations,  $iter$ : nombre actuel d'itérations [47].

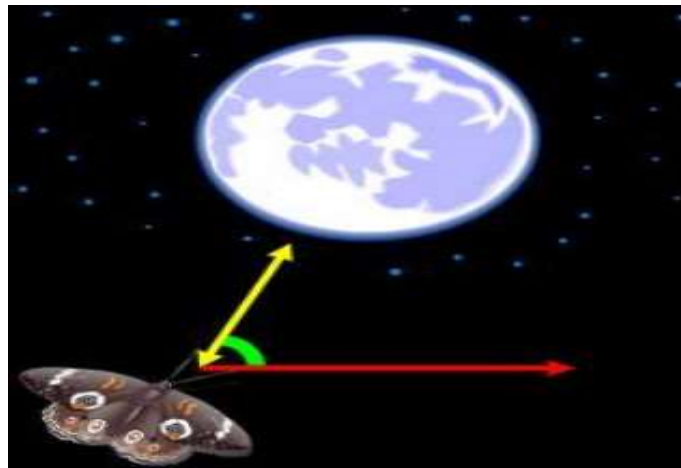


**Figure III.16 :** Organigramme de la méthode PSO [49].

## *Chapitre III Méthodes d'optimisation de l'écoulement de puissance*

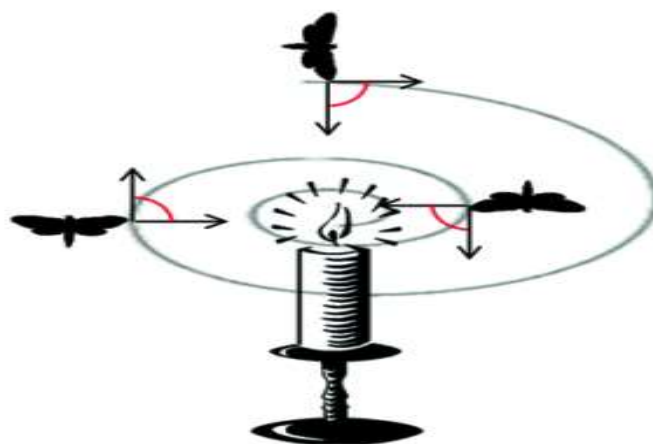
### III.7.2.2 .3 L'algorithme d'optimisation MFO (Moth-flame Optimisation Algorithm :

L'algorithme d'optimisation méta-heuristique, papillon de nuit (Moth-flame Optimisation Algorithm (MFO)), est un nouvel algorithme proposé pour concurrencer les algorithmes d'optimisation actuels. L'inspiration principale de cet algorithme est le mécanisme de navigation des papillons de nuit dans la nature appelé orientation transversale, où les papillons volent à un angle constant par rapport à une source de lumière lointaine, comme représente la **figure (III.17)**.



**Figure III.17 :** Orientation Transversale.

Cependant, si la lumière est extrêmement proche (Flammes) aux papillons, nous observons que les papillons volent en spirale autour d'elle dans un espace de recherche et les flammes sont la meilleure position des papillons obtenue, représentée par la **figure (III.18)** Les papillons et les flammes sont considérés comme une solution, alors qu'ils diffèrent de leur analyse et de leur mise à jour.



**Figure III.18 :** Vol en spirale du papillon autour de sources de lumière proches.

Dans l'algorithme MFO, l'ensemble des papillons est représenté dans la matrice  $M$ . Pour tous les papillons, il y a un vecteur  $OM$  pour stocker les valeurs de fitness correspondantes [50][51].

$$M = \begin{bmatrix} M_{1,1} & M_{1,2} & \dots & M_{1,d} \\ M_{2,1} & M_{2,2} & \dots & M_{2,d} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ M_{n,1} & M_{n,2} & \dots & M_{n,d} \end{bmatrix} \quad (\text{III.28}); \quad OM = \begin{bmatrix} OM_1 \\ OM_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ OM_n \end{bmatrix} \quad (\text{III.29})$$

Les seconds composants clés de l'algorithme sont les flammes. Une matrice F similaire à la matrice des moths est considérée. Pour les flammes, il est également supposé qu'il existe un vecteur OF pour stocker les valeurs de fitness correspondantes [50][51].

$$F = \begin{bmatrix} F_{1,1} & F_{1,2} & \dots & F_{1,d} \\ F_{2,1} & F_{2,2} & \dots & F_{2,d} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ F_{n,1} & F_{n,2} & \dots & F_{n,d} \end{bmatrix} \quad (\text{III.30}); \quad OF = \begin{bmatrix} OF_1 \\ OF_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ OF_n \end{bmatrix} \quad (\text{III.31})$$

L'algorithme MFO a trois étapes qui se rapproche de l'optimal global comme suit :

$$\mathbf{MFO} = (\mathbf{I}, \mathbf{P}, \mathbf{T}) \quad (\text{III.32})$$

I est une fonction qui génère une population aléatoire de papillons et sa valeur de fitness correspondante:  $\mathbf{I}: \emptyset = \{\mathbf{M}, \mathbf{OM}\}$  (III.33)

La fonction P, qui est la fonction principale, déplace les papillons autour de l'espace de la recherche. Cette fonction a reçu la matrice M et retourne sa mise à jour éventuellement.

$$\mathbf{P} : \mathbf{M} \rightarrow \mathbf{M} \quad (\text{III.34})$$

La fonction T return « **true** » si le critère d'arrêt est satisfait et « **false** » si le critère d'arrêt n'est pas satisfait:  $\mathbf{T}: \mathbf{M} \rightarrow \{\mathbf{true}, \mathbf{false}\}$  (III.35)

Pour simuler mathématiquement le comportement des papillons, la position de chaque papillon est mise à jour par rapport à une flamme en utilisant l'équation suivante:

$$\mathbf{M}_i = \mathbf{S}(\mathbf{M}_i, \mathbf{F}_j) \quad (\text{III.36})$$

Où  $\mathbf{M}_i$  indique le ième papillon,  $\mathbf{F}_j$  indique la jème flamme, et  $\mathbf{S}$  est la fonction spirale.

Toute fonction spirale peut être utilisée ici sous réserve des conditions suivantes :

- Le point spiral initial devrait commencer à partir du papillon ;
- Le dernier point spiral devrait être la position de la flamme ;
- La fluctuation de la gamme de spirale ne doit pas dépasser l'espace de recherche.

Considérant ces points, une spirale logarithmique est définie pour l'algorithme MFO comme suit :

$$\mathbf{S}(\mathbf{M}_i, \mathbf{F}_j) = \mathbf{D}_i \cdot e^{bt} \cdot \cos(2\pi t) + \mathbf{F}_j \quad (\text{III.37})$$



## Chapitre III Méthodes d'optimisation de l'écoulement de puissance

Où  $D_i$  indique la distance du  $i^{\text{ème}}$  papillon pour la  $j^{\text{ème}}$  flamme,  $b$  est une constante pour déterminer la forme de la spirale logarithmique, et ' $t$ ' est un nombre aléatoire dans  $[-1, 1]$ .

Le mouvement spiral est l'élément principal de cette méthode, car il dicte comment les papillons mettent à jour leurs positions. L'équation spirale montre clairement qu'un papillon à voler autour d'une flamme et pas nécessairement dans l'espace entre eux. Par conséquent, l'exploration et l'exploitation de l'espace de la recherche peuvent être garanties. Le logarithmique spiral, l'espace autour de la flamme, et la position en fonction de différentes valeurs de ' $t$ ' sont illustrés par la figure (III.19).

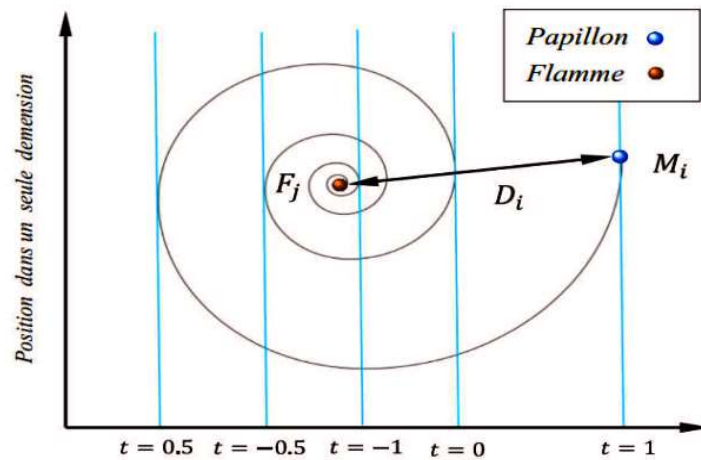


Figure III.19 : Logarithmique spirale, autour d'une flamme en fonction de t.

Le paramètre «  $t$  » définit dans quelle mesure la position suivante du papillon doit être proche de la flamme ( $t = -1$  est la position la plus proche par rapport à la flamme, tandis que  $t = 1$  est la plus éloignée).

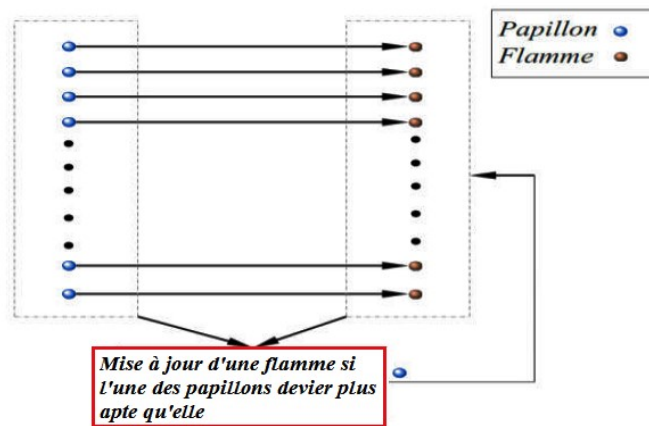
D est calculé comme suit :  $D_i = |F_i - M_i|$  (III.38)

Où  $D_i$  est la distance du  $i^{\text{ème}}$  papillon pour la  $j^{\text{ème}}$  flamme.

A chaque itération et après avoir mis à jour la liste des flammes, les flammes sont triées en fonction de leurs valeurs de fitness. Les papillons mettent alors à jour leurs positions par rapport aux flammes correspondantes. Le premier par rapport à la meilleure flamme, tandis que le dernier par rapport à la pire flamme de la liste.

La figure (III.20) montre comment chaque papillon est assigné à une flamme dans la liste des flammes.





**Figure III.20 :** Chaque papillon est assigné à une flamme.

L'équation (III.37) dite que la mise à jour de la position nécessite seulement que les papillons se déplacent vers une flamme, mais cela fait que l'algorithme MFO est piégé rapidement dans des optima locaux. Pour éviter cela, chaque papillon est obligé de mettre à jour sa position en utilisant seulement l'une des flammes de l'équation (III.38).

Une autre préoccupation ici lorsqu'en emplacements différents dans l'espace de recherche peut dégrader l'exploitation des meilleures solutions prometteuses. Pour résoudre ce problème, un mécanisme adaptatif est utilisé pour fournir le nombre de flammes. La formule suivante est utilisée à cet égard:

$$flame\ no = round\left(N - I * \frac{N-1}{T}\right) \quad (III.39)$$

Où I est le nombre actuel d'itérations, N est le nombre maximum de flammes, et T indique le nombre maximum d'itérations. La diminution progressive du nombre de flammes équilibre l'exploration et l'exploitation de l'espace de recherche. La mise en œuvre de l'algorithme d'optimisation MFO dans l'identification des emplacements critiques peut être résumée par l'organigramme présenté dans la figure (III.21).

- ✓ **Etape 1:** Lire les données du réseau électrique (données des jeux des barres, des lignes et générateurs) ;
- ✓ **Etape 2:** Définir les valeurs des paramètres MFO tels que :
  - Le nombre de Moths ;
  - Le nombre maximum d'itérations ;
  - Le nombre de variables ;
  - Les bornes supérieure et inférieure des variables (les puissances actives des générateurs et l'emplacement de la source de puissance réactive). Les emplacements candidats sont dans la plage [1 N**ib**], où N**ib** est le nombre de jeu de barres de charge dans le réseau électrique.
- ✓ **Etape 3:** Initialisation de la position des Moths et le nombre de flammes;
- ✓ **Etape 4:** Mettre à jour le nombre de flammes;

## Chapitre III Méthodes d'optimisation de l'écoulement de puissance

- ✓ **Etape 5:** Entrer les positions des Moths dans le programme de l'écoulement de puissance et calculer la valeur de fitness de chaque Moth;
- ✓ **Etape 6:** la population de Moths ayant les valeurs de fitness optimales sera sélectionnée comme flamme;
- ✓ **Etape 7:** mettre à jour la position du Moth par rapport à la flamme correspondante;
- ✓ **Etape 8:** obtenir de la meilleure valeur de Moths et de fitness;
- ✓ **Etape 9:** si le critère d'arrêt est atteint, passer à l'étape 10. Sinon, répéter les étapes de 4 à 9;
- ✓ **Etape 10:** le meilleur Moth y compris la meilleure valeur de fitness a été sélectionné, en émettant l'obtention de la meilleure position de la Moth [50].

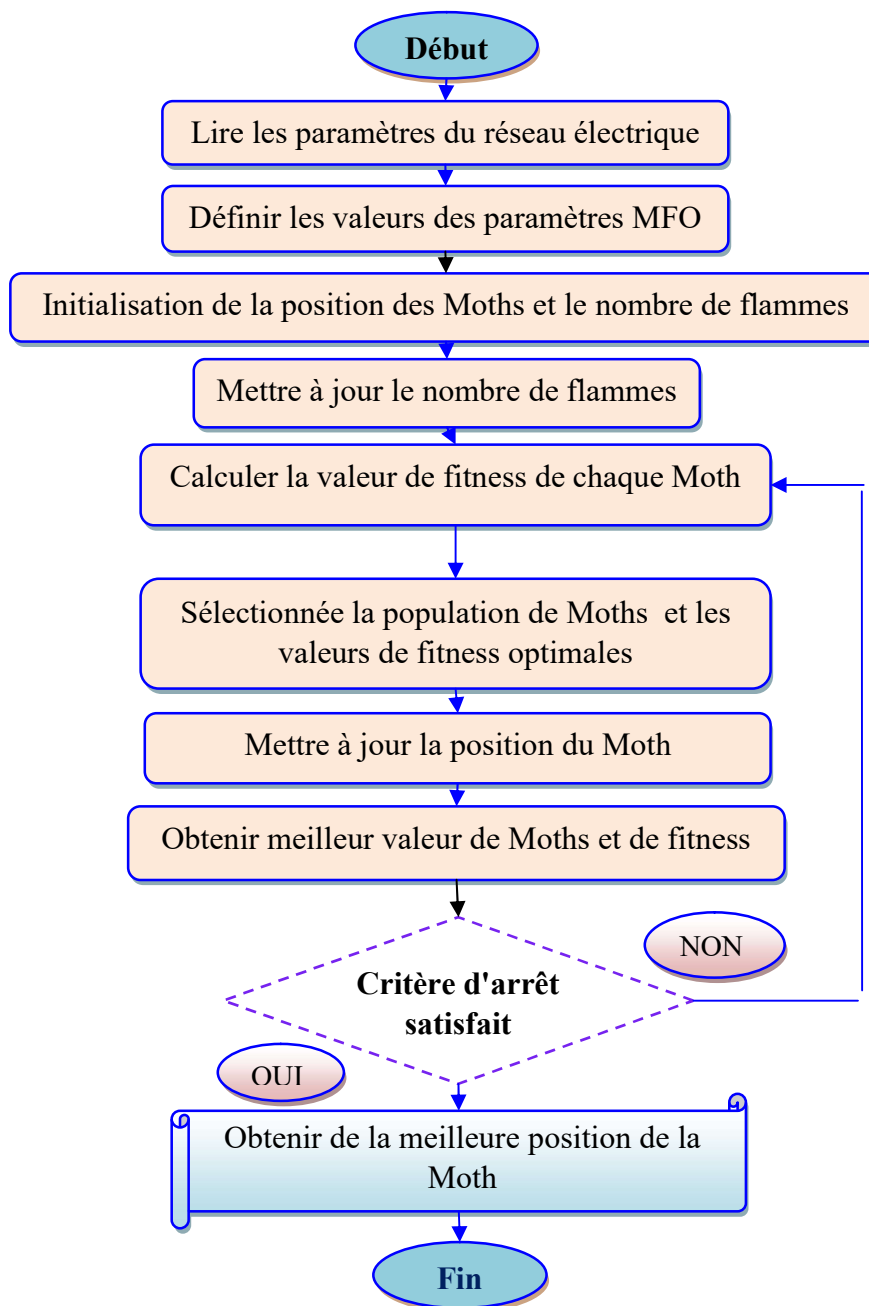


Figure III.21 : Organigramme d'identification des jeux des barres critiques par MFO [51].

### **III.9 Conclusion :**

Dans ce chapitre nous avons présenté les connaissances de base sur le problème d'optimisation, puis les différentes fonctions de l'optimisation de l'écoulement de puissance, par suite nous avons donné un aperçu général sur les différentes méthodes d'optimisation, leur classification; nous nous sommes concentrés aux méthodes les mieux adaptées (métaheuristiques). Enfin, nous avons fait une étude approfondie sur l'algorithme génétique (AG), l'optimisation par essais de particules, leurs principes de base et les formulations mathématiques. Le prochain chapitre représente la partie pratique de notre travail, nous allons analyser l'écoulement de puissance de réseau IEEE de 30 JB, puis le réseau électrique Algérien de transport de 114 JB et nous appliquons ces méthodes d'optimisation pour résoudre les problèmes de l'écoulement de puissance.

---

---

***CHAPITRE IV***

***Analyse et optimisation des réseaux électriques***

---

---

---

## IV.1 Introduction :

Dans un premier temps, le calcul de l'écoulement de puissance permet de résoudre les problèmes des réseaux électriques. Pour identifier tous ces problèmes, nous appliquons la méthode de N-R car cette méthode est plus performante et donne des meilleurs résultats par rapport aux autres méthodes. L'analyse de l'écoulement de puissance par utilisation de la méthode de N-R nous permet de trouver les puissances transités, les pertes actives et réactives dans les lignes de transmission, la génération totale, les pertes totales du réseau et le profil de tension dans les différents nœuds. Mais en pratique, les dispatcheurs et experts chargés de la planification des réseaux électriques ont besoin de planifier l'opération du réseau tout en considérant le coût de production comme l'objectif principal. Pour résoudre ce problème d'optimisation, on fait appel à des méthodes d'optimisations déterministes ou métaheuristiques. Vue la simplicité et l'efficacité des méthodes d'optimisation métaheuristiques, dans ce projet de fin d'étude on s'intéresse à appliquer trois types de méthodes à savoir, **l'algorithme génétique (GA)**, **l'algorithme d'essaim de particule (PSO)** et **l'algorithme MFO**. La structure de la méthodologie de travail est présentée dans la **figure (IV.1)**.

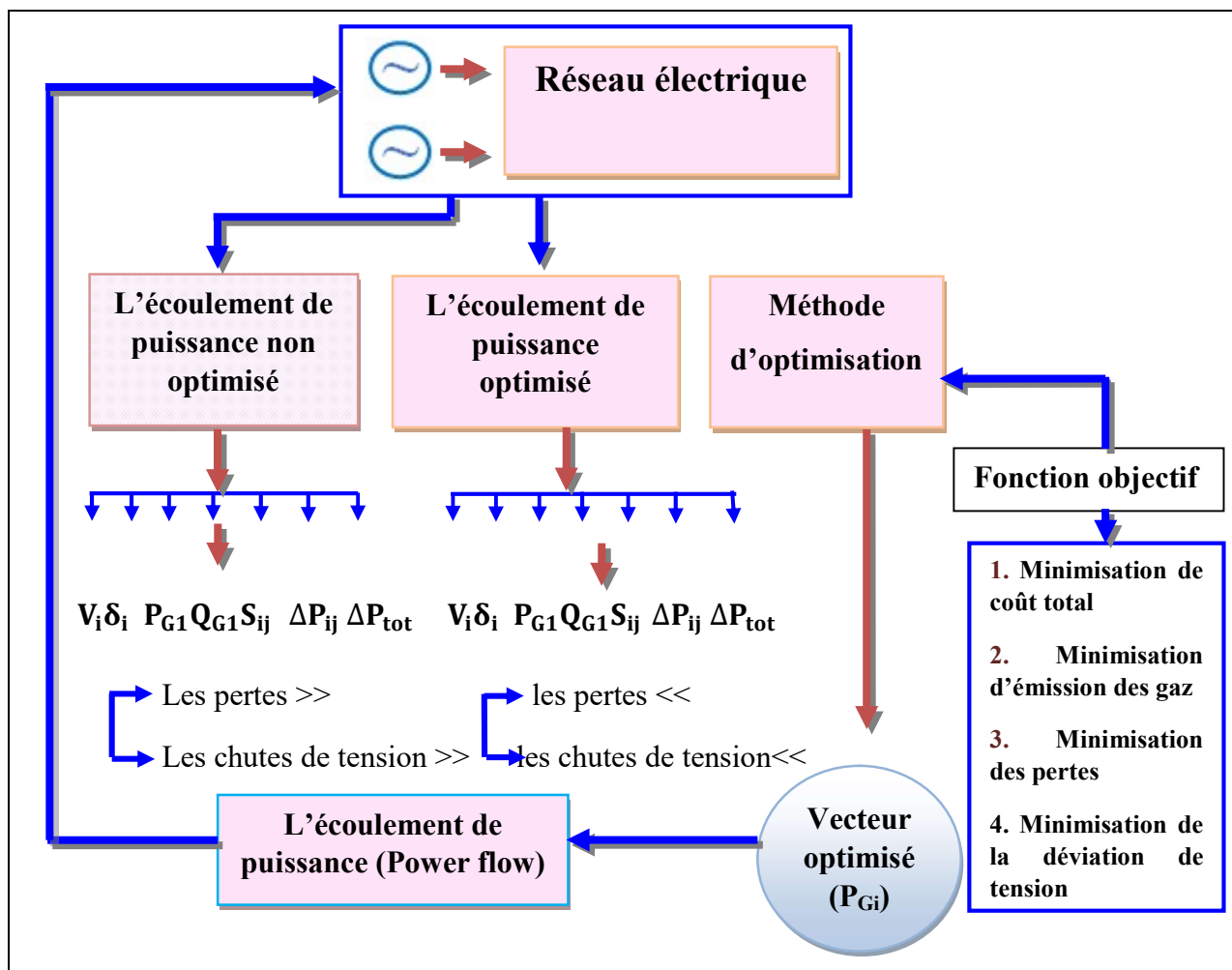


Figure IV.1 : Structure de la méthodologie de travail.

### IV.2 Première Phase: Analyse Sans optimisation :

Cette partie initial est consacrée à déterminer tous les problèmes du réseau électrique Algérien et le réseau standard IEEE 30-nœuds par utilisation de la méthode itérative de N-R. Cette analyse nous permet de trouver les puissances actives et réactives de chaque générateur, les pertes actives et réactives totales et le profil de tensions aux niveaux des jeux de barres.

#### IV.2.1 Etude du réseau test IEEE 30-nœuds :

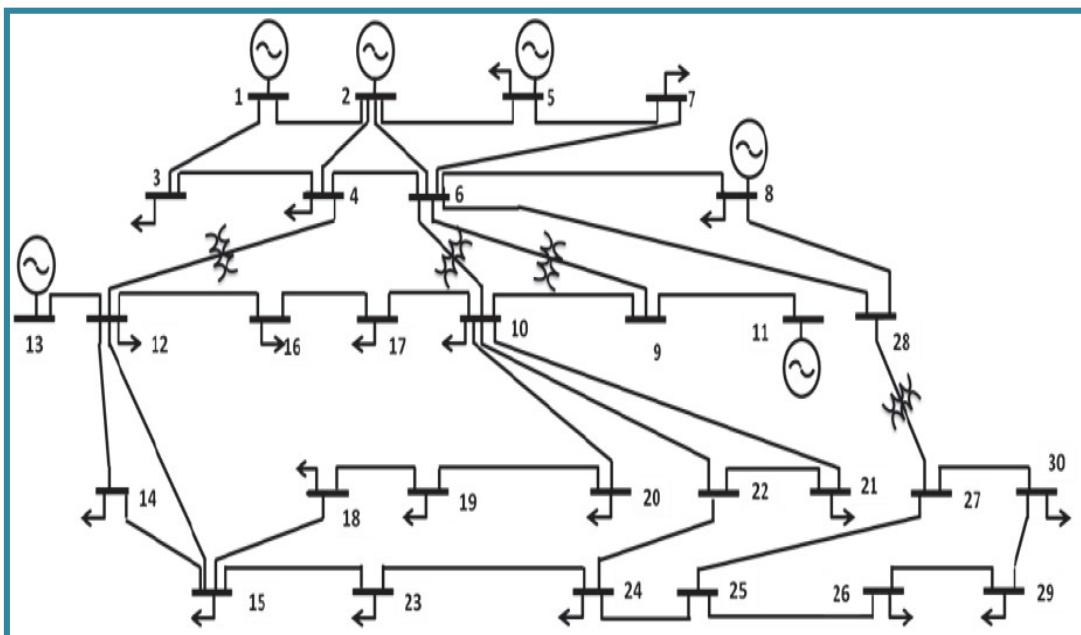
Le premier réseau test est le réseau standard **IEEE 30-nœuds** est un réseau standard qui représente une portion du système de puissance électrique Américain.

Ce réseau est constitué de **30** jeux de barres, composé de six nœuds de générateurs aux jeux de barres N°=2, 5, 8, 11 et 13 et un nœud de référence localisé au jeu de barre N°=1, de 41 lignes de transport, de 4 transformateurs de puissance fixés entre les jeux de barres (4-12, 6-9, 6-10 et 27-28), et de 21 charges et deux batteries de condensateurs connectées aux jeux de barres 10 et 24.

Les limites des niveaux de tensions sont entre les valeurs min =0.9 pu et max= 1.1 pu, la tension de base est de valeur **135 kV**, la puissance de base vaut 100 MVA.

La puissance active et réactive demandées totale sont respectivement 283.4 MW et 126.2 MVAR.

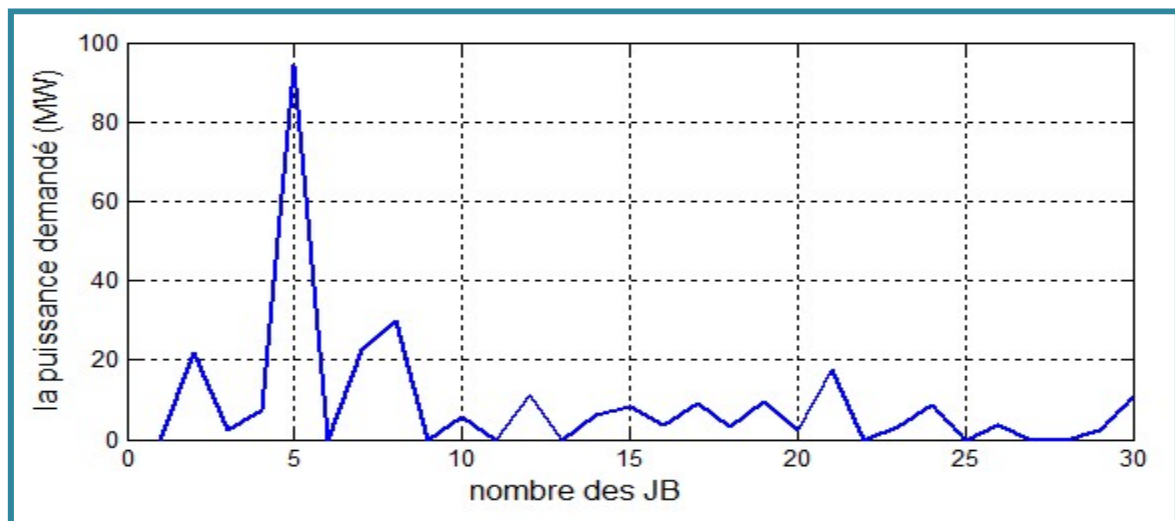
Le schéma unifilaire du réseau standard IEEE 30 JB est montré dans la **figure (IV.2)**, et le reste des données de ce réseau test est présenté dans **l'annexe**.



**Figure IV.2 :** Schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 30- nœuds.

#### IV.2.1.1 Courbe de charge :

La **figure (IV.3)** montre l'allure de la courbe de charge de réseau électrique **IEEE 30-nœuds**, on peut voir que le réseau souffre d'un problème de surcharge élevée dans les jeux de barres N°:2, 5, 8, et 21. Nous remarquons que la charge la plus importante se trouve au jeu de barre N°=5, et que sa valeur est de **94.2 MW**.



**Figure IV.3 :** Courbe de charge de réseau électrique IEEE 30- nœuds.

### IV.2.1.2 Résultats de l'écoulement de puissance du réseau IEEE 30- nœuds :

Les résultats de l'écoulement de puissance obtenus par l'application de l'algorithme de N-R sont présentés dans le **tableau (IV.1)**:

N° de JB	Tension		Puissance générées	
	Amplitude (pu)	Phase (degré)	P <sub>Gi</sub> (MW)	Q <sub>Gi</sub> (MVAR)
1	1.06	0	260.928	-17.1183
2	1.043	-5.3474	40	47.7656
3	1.0217	-7.5448	0	0
4	1.0129	-9.2989	0	0
5	1.01	-14.1542	0	35.9651
6	1.0121	-11.088	0	0
7	1.0035	-12.8734	0	0
8	1.01	-11.8039	0	30.6915
9	1.0507	-14.1363	0	0
10	1.0438	-15.7341	0	19
11	1.082	-14.1363	0	16.2696
12	1.0576	-14.9416	0	0
13	1.071	-14.9416	0	10.2475
14	1.0429	-15.8244	0	0
15	1.0384	-15.9101	0	0
16	1.0445	-15.5487	0	0
17	1.0387	-15.8856	0	0
18	1.0282	-16.5425	0	0

## *CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques*

19	1.0252	-16.7273	0	0
20	1.0291	-16.5363	0	0
21	1.0293	-16.2462	0	0
22	1.0353	-16.0738	0	0
23	1.0291	-16.2528	0	0
24	1.0237	-16.4409	0	4.3
25	1.0202	-16.0539	0	0
26	1.0025	-16.4712	0	0
27	1.0265	-15.5558	0	0
28	1.0109	-11.7436	0	0
29	1.0067	-16.7777	0	0
30	0.9953	-17.6546	0	0
<b>Total</b>			<b>300.928</b>	<b>147.121</b>

**Tableau IV.1 :** Résultats de l'écoulement de puissance du réseau IEEE à 30 nœuds obtenus par la méthode de N-R.

Le tableau (IV.2) représente les puissances générées et les pertes totales du réseau **IEEE 30-nœuds**.

Générations totales		Pertes totales		Génération du nœud de référence	
PG(MW)	QG(MVAR)	PL(MW)	QL(MVAR)	PS(MW)	QS(MVAR)
<b>300.928</b>	<b>147.121</b>	<b>17.528</b>	<b>68.8881</b>	<b>260.928</b>	<b>-17.1183</b>

**Tableau IV.2 :** Résultats des puissances générées et les pertes totales du réseau IEEE 30-nœuds.

- D'après les résultats récapitulés dans le Tableau (IV.2), les productions totales de puissance active (PG) et réactive (QG) sont respectivement **300.928 MW** et **147.121 MVAR**.
- Les pertes totales de puissance active (PL) et réactive (QL) obtenues par cette méthode sont respectivement **17.528 MW** et **68.8881 MVAR**.

Les résultats des puissances transmises et les pertes dans les lignes sont illustrés dans le **tableau (IV.3)**.

N°deligne	Transite		Pij	Qij	Transite		Pij	Qij	LPij	Lqij
	Fr	To			To	Fr				
<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>173.14</b>	<b>-18.11</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>-167.96</b>	<b>33.62</b>	<b>5.1787</b>	<b>15.5092</b>
<b>2</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>87.78</b>	<b>6.25</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>-84.67</b>	<b>5.14</b>	<b>3.1157</b>	<b>11.3876</b>
<b>3</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>43.62</b>	<b>5.19</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>-42.61</b>	<b>-2.11</b>	<b>1.011</b>	<b>3.081</b>
<b>4</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>82.27</b>	<b>-3.77</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>-81.41</b>	<b>6.23</b>	<b>0.8577</b>	<b>2.4626</b>



## *CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques*

5	2	5	82.29	4.03	5	2	-79.35	8.34	2.9454	12.3743
6	2	6	60.35	1.4	6	2	-58.41	4.5	1.9464	5.9063
7	4	6	72.27	-17.52	6	4	-71.63	19.75	0.6414	2.2315
8	5	7	-14.85	11.8	7	5	15.01	-11.39	0.1622	0.4091
9	6	7	38.2	-1.2	7	6	-37.81	2.37	0.3807	1.169
10	6	8	29.49	-3.21	8	6	-29.39	3.57	0.1031	0.3608
11	6	9	27.8	-18.48	9	6	-27.8	20.7	0	2.2133
12	6	10	15.88	-5.31	10	6	-15.88	6.78	0	1.4748
13	9	11	0	-15.8	11	9	0	16.27	0	0.4703
14	9	10	27.8	7.04	10	9	-27.8	-6.22	0	0.8194
15	4	12	44.15	-16.79	12	4	-44.15	21.98	0	5.1881
16	12	13	0	-10.12	13	12	0	10.25	0	0.1282
17	12	14	7.79	2.39	14	12	-7.72	-2.24	0.0731	0.1519
18	12	15	17.64	6.7	15	12	-17.43	-6.29	0.2108	0.4152
19	12	16	7.52	3.42	16	12	-7.46	-3.3	0.0576	0.1212
20	14	15	1.52	0.64	15	14	-1.51	-0.63	0.0055	0.005
21	16	17	3.96	1.5	17	16	-3.95	-1.47	0.0135	0.0316
22	15	18	6.29	1.83	18	15	-6.25	-1.74	0.0427	0.087
23	18	19	3.05	0.84	19	18	-3.04	-0.83	0.006	0.0122
24	19	20	-6.46	-2.57	20	19	6.47	2.6	0.0156	0.0313
25	10	20	8.75	3.47	20	10	-8.67	-3.3	0.0761	0.17
26	10	17	5.07	4.37	17	10	-5.05	-4.33	0.0133	0.0347
27	10	21	18.29	11.76	21	10	-18.13	-11.44	0.151	0.325
28	10	22	5.78	3.11	22	10	-5.75	-3.05	0.0287	0.0592
29	21	23	0.63	0.24	23	21	-0.63	-0.24	0.0001	0.0001
30	15	23	4.45	2.59	23	15	-4.42	-2.54	0.0246	0.0497
31	22	24	5.75	3.05	24	22	-5.71	-2.98	0.0455	0.0708
32	23	24	1.86	1.18	24	23	-1.85	-1.17	0.0061	0.0124
33	24	25	-1.14	1.75	25	24	1.15	-1.73	0.0078	0.0137
34	25	26	3.54	2.37	26	25	-3.5	-2.3	0.0444	0.0663
35	25	27	-4.69	-0.63	27	25	4.72	0.68	0.0236	0.045
36	28	27	18	-3.53	27	28	-18	4.79	0	1.2618
37	27	29	6.19	1.67	29	27	-6.1	-1.51	0.0857	0.1619
38	27	30	7.09	1.66	30	27	-6.93	-1.36	0.1612	0.3034

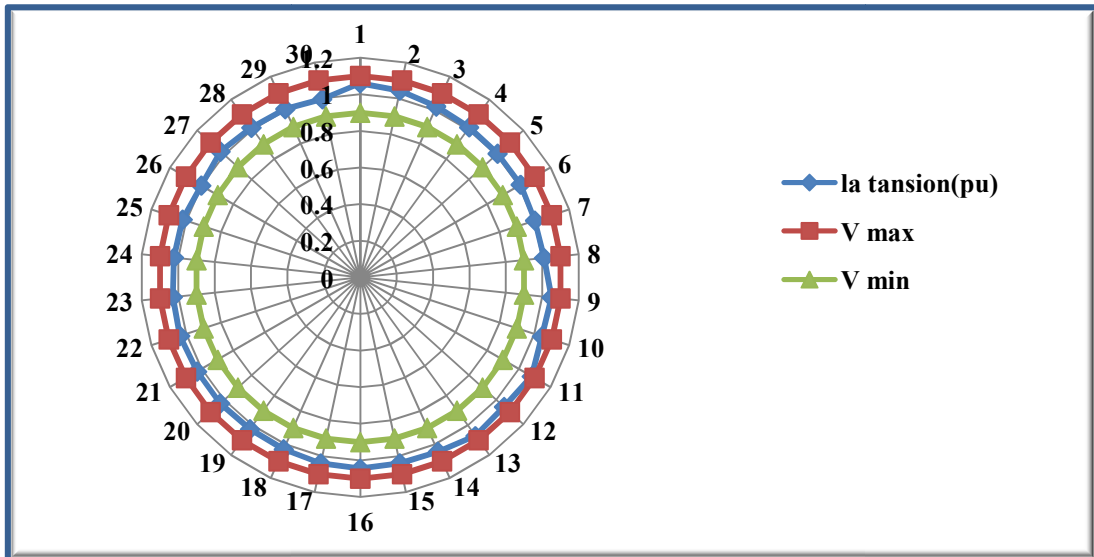
## *CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques*

39	29	30	3.7	0.61	30	29	-3.67	-0.54	0.0333	0.063
40	8	28	-0.61	-0.24	28	8	0.61	0.24	0.0003	0.0009
41	6	28	18.67	-3.09	28	6	-18.61	3.3	0.0591	0.2094
<b>Total</b>									<b>17.528</b>	<b>68.8881</b>

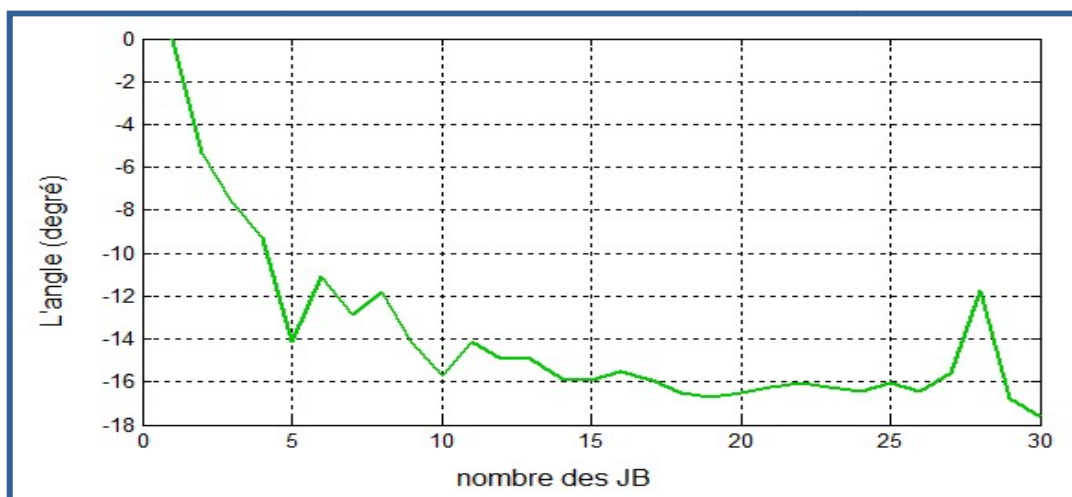
**Tableau IV.3 :** Résultats des puissances transitées et les pertes dans les lignes.

### IV.2.1.3 Le profile et la déviation de tension :

Les **figures (IV.4)** et **(IV.5)** représentent respectivement les allures des niveaux de tension et l'angle de tension du réseau IEEE 30-nœuds. La **figure (IV.6)** représente les déviations de la tension, nous remarquons que les niveaux de tension des toutes les jeux de barres sont acceptables et ne dépassent pas les limites permises, ainsi que pour de la déviation de tension et la valeur de ce dernier est de **0.6380 pu**.



**Figure (IV.4) :** Les amplitudes de tensions des différents nœuds du réseau IEEE à 30- nœuds.



**Figure IV.5 :** L'Angle de tension du réseau IEEE à 30- nœuds.

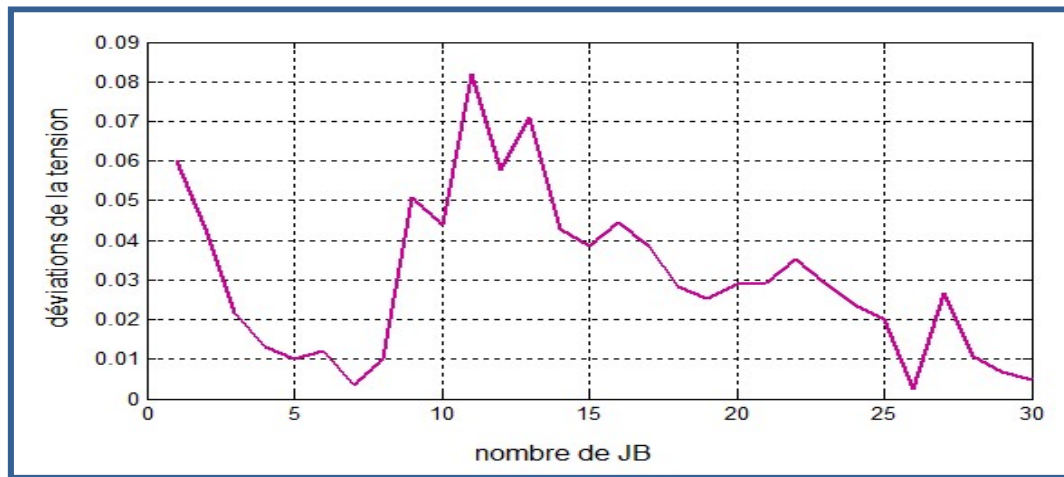


Figure IV.6 : Les déviations de la tension du réseau IEEE à 30- nœuds.

### IV.2.1.4 Les puissances transitées :

La figure (IV.7) représente les puissances transitées dans les lignes du réseau IEEE 30-nœuds, et les figures (IV.8) et (IV.9) représentent respectivement les allures des flux de puissances actives et réactives du réseau IEEE 30-nœuds. D'après La figure (IV.7), on observe que la puissance transitée ne dépasse pas leurs valeurs de limites admissibles sauf la ligne N°1 qui dépasse la limite admissible.

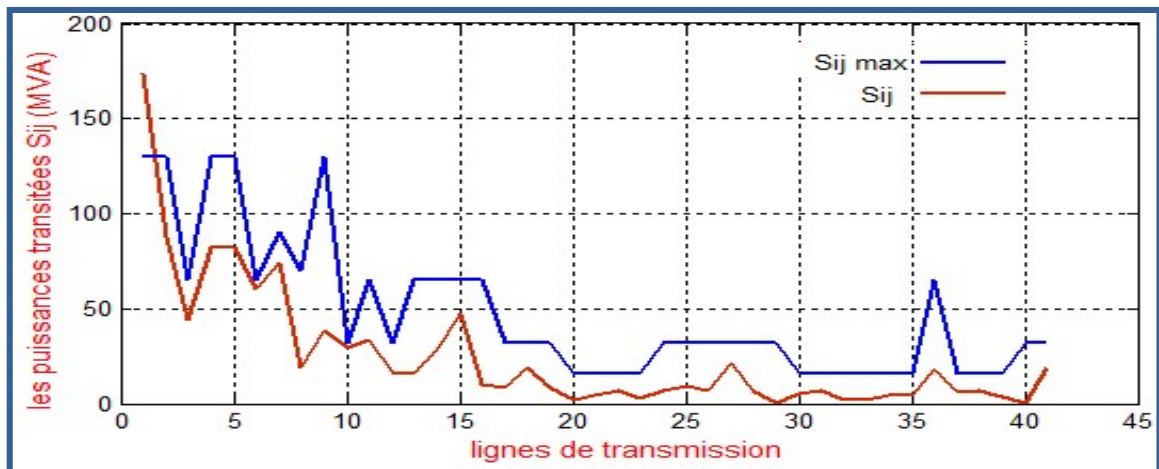


Figure IV.7 : Les puissances transitées dans les lignes du réseau IEEE 30-nœuds.

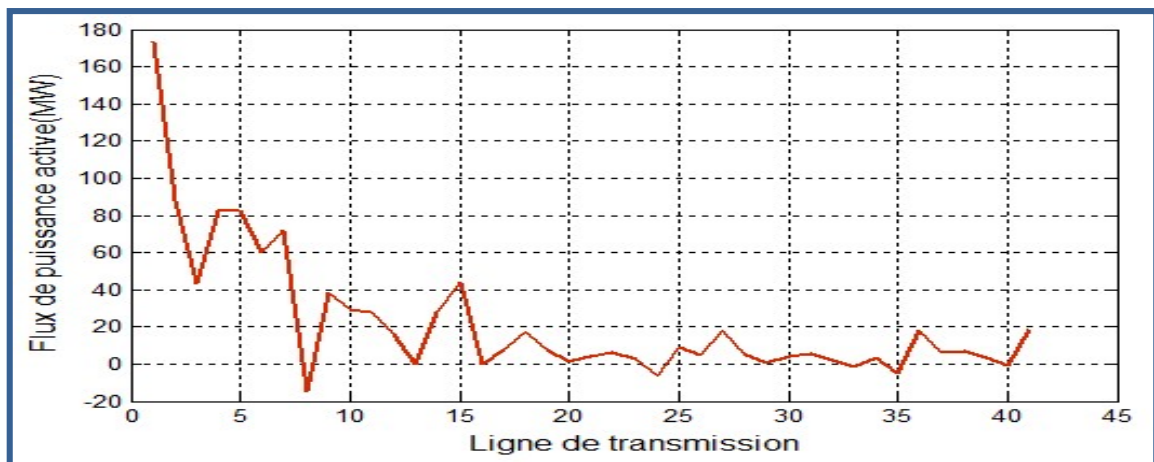


Figure IV.8 : Flux de puissance active dans les lignes du réseau IEEE 30-nœuds.

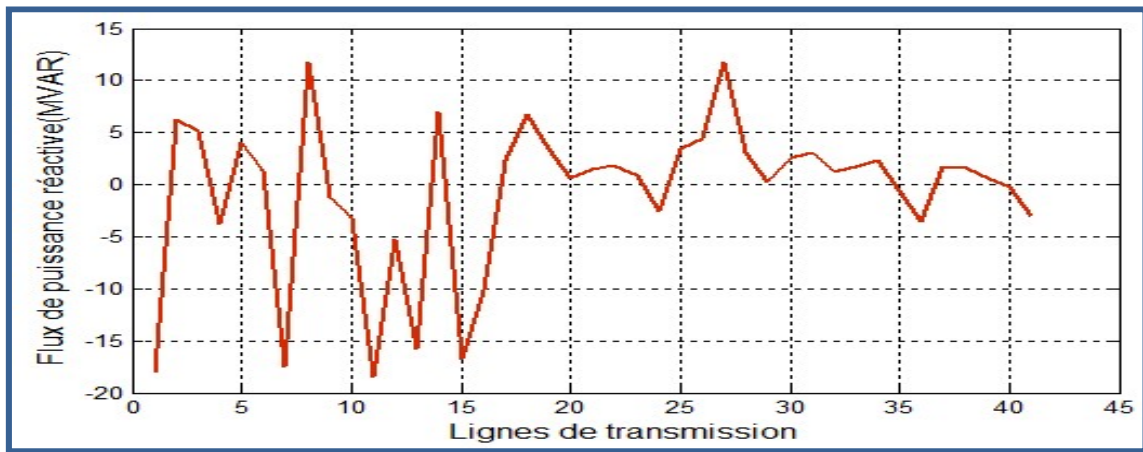


Figure IV.9 : Flux de puissance réactive dans les lignes du réseau IEEE 30-nœuds.

### IV.2.1.5 Les pertes totales dans les lignes de transmission :

Les figures (IV.10) et (IV.11) concerne les allures des pertes actives et réactives du réseau **IEEE 30-nœuds**, nous remarquons que le réseau souffre d'un problème des pertes actives et réactives au niveau des lignes suivantes: ligne N°=1, 5, et ligne 15, et on constate que la plus grande perte de puissance est localisée dans **la ligne 1** avec une perte active **5.1787 MW**, et une perte de puissance réactive de **15.5092 MVAR**.

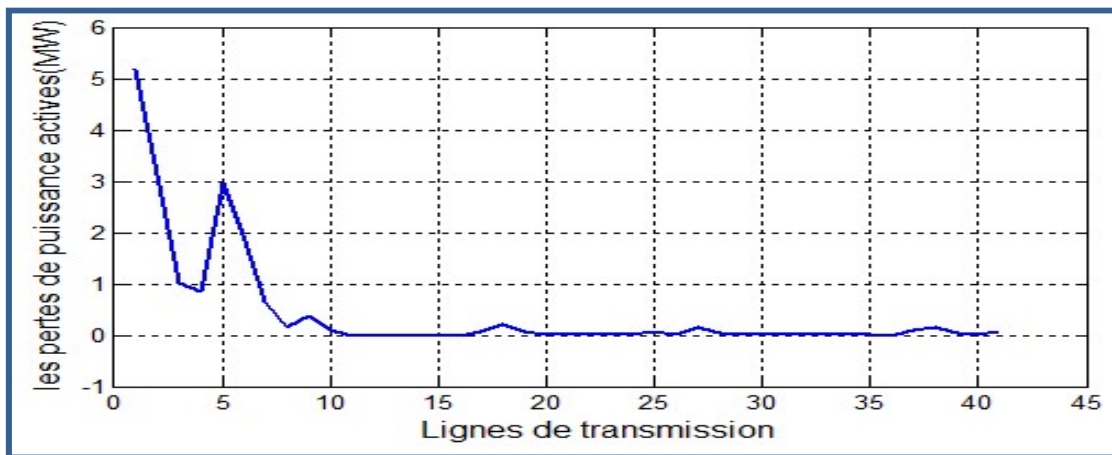


Figure IV.10 : Pertes actives dans les lignes de transmission du réseau IEEE à 30- nœuds.

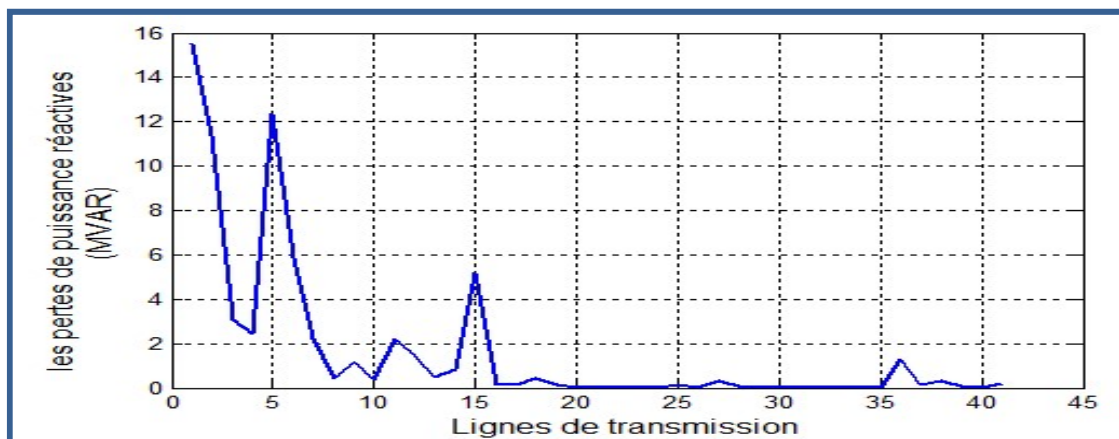


Figure IV.11 : Pertes réactives dans les lignes de transmission du réseau IEEE à 30-nœuds.

## CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques

### IV.2.1.6 Coût de production :

Les limites min et max des puissances actives et réactives générées ainsi que les coefficients de coût de combustible sont donnés dans le Tableau (IV.4). Le coût de production engendré sans optimisation est de **875.1688 \$/h**.

N°de JB	C (\$/MW <sup>2</sup> h)	B(\$/MWh)	A (\$/h)	Pgmin (MW)	Pgmax (MW)
<b>1</b>	0.0037	2	0	50	<b>200</b>
<b>2</b>	0.0175	1.75	0	20	<b>80</b>
<b>5</b>	0.0625	1	0	15	<b>50</b>
<b>8</b>	0.0083	3.25	0	10	<b>35</b>
<b>11</b>	0.025	3	0	10	<b>30</b>
<b>13</b>	0.025	3	0	12	<b>40</b>

**Tableau IV.4** : Coefficients du coût et les limites de puissances du réseau test IEEE 30-nœuds.

### IV.2.2 Etude du réseau Algérien 114 jeu de barre :

Cette deuxième partie est consacrée à l'analyse du réseau Algérien très haute tension et haute tension (**220 kV, 90 kV et 60 kV**), avec une puissance de base de 100 MVA et une fréquence de 50 Hz. Le réseau électrique Algérien comprend **114 jeux de barres, 175 branches (160 lignes, 15 transformateurs)** et **15 générateurs**, le reste des paramètres du réseau sont récapitulés dans l'annexe.

Le jeu de barre N°4 (**MERSAT EL HADJADJ 1**) est pris comme référence. Les tensions aux niveaux des jeux de barres générateurs sont entre **0.9 et 1.1 pu** et pour les tous les jeux de barres. Les puissances demandées actives et réactives sont respectivement, **3727 MW et 2070 MVAR**.

Avec l'évolution de la demande électrique durant ces dernières années et les grandes distances entre les systèmes électriques, cela a posé de grands problèmes techniques et économiques sérieux à savoir les chutes et les surtensions ainsi que la surcharge dans quelques lignes. Plusieurs solutions ont été envisagées par la **Sonelgaz** soit par la construction des nouvelles lignes comme la ligne de **Saida-Naama** et la ligne de **Naama-Bechar** ou par la construction des nouvelles centrales électriques. Dans le cas de la région de Bechar, où il n'y a pas de source locale de combustible, une étude faite par la Sonelgaz montre la nécessité d'interconnecter cette région avec le réseau national par le biais d'une ligne Saida-Bechar via Ain-Sefra (Naama) de 520 Km à 220 kV. Cette ligne radiale qui prend son départ de la sous-station de Saida, est constituée d'une seule ligne de section 411 mm<sup>2</sup> entre Saida et Ain-Sefra (270 Km) et une double ligne entre Ain-Sefra et Bechar (250 Km). En effet, la longueur importante de ces lignes de transport entraîne l'apparition des pertes de transmission dans le réseau électrique [12].



# CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques

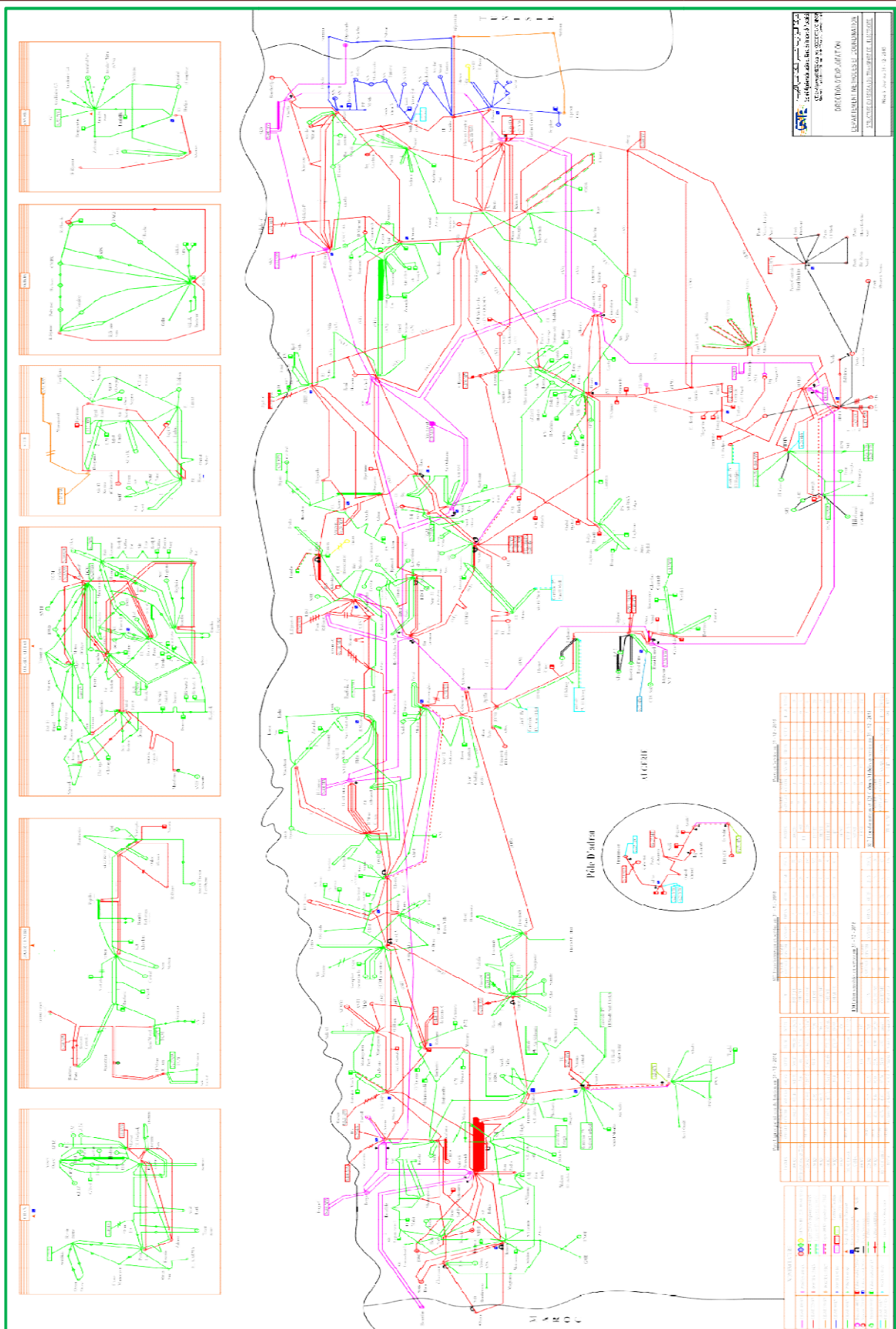


Figure IV.12 : Topologie du réseau Algérien.

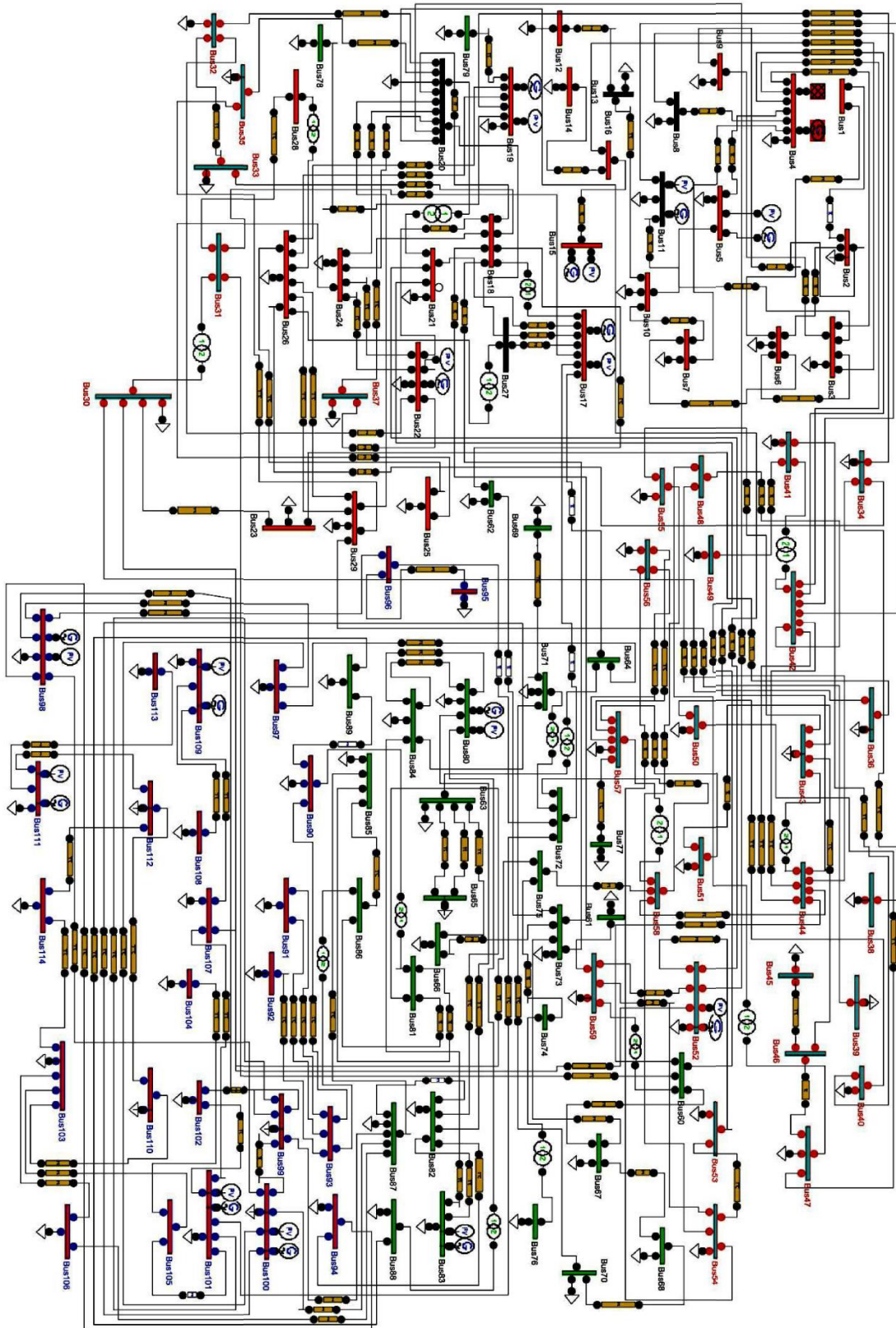
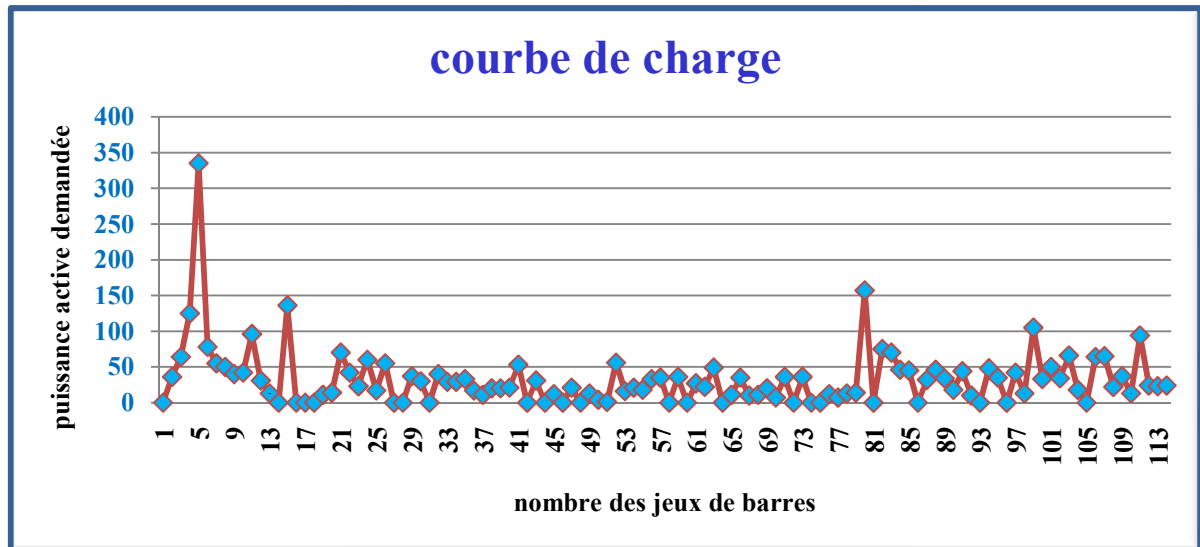


Figure (IV.13) : Réseau Algérien 114 nœuds conçu et adapté dans PSAT.

## *CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques*

**IV.2.2.1 Courbe de charge :** La figure (IV.14) représente la courbe de puissance active demandée du réseau électrique Algérien.



**Figure IV.14 :** Courbe de charge du réseau électrique Algérien 114 JB

Dans une première vision à cette courbe on constate que les grandes charges du réseau électrique Algérien sont localisées aux jeux de barres 4, 5, 15, 80, 99. Nous remarquons que la charge la plus importante se trouve au jeu de barre N°5, et que sa valeur est de 335 MW.

Les données techniques concernant les tensions initiales aux niveaux des jeux de barres associés aux centre de production ainsi que les limites admissibles des puissances réactive sont récapitulés dans le **tableau (IV.5)**.

Nœud N°	Nom du nœud	V (pu)	Qgmin	Qgmax
5	MERSAT EL HADJADJ	1	20	200
11	TIARET	1	-50	100
15	RAVIN BLANC	1	0	100
17	ALGER EST1	1,0682	0	400
19	ALGER PORT	1	0	60
22	BAB EZZOUAR	1	0	50
52	BOUFARIK	1	0	50
80	EL HADJAR1	1	0	60
83	SKIKDA	1	-50	200
98	DARGUINA	1	0	50
100	JIJEL	1,0773	0	270
101	M'SILA	1,0818	-50	200
109	TILGHEMT	1,0818	-50	100
111	H.MESSAOUD NORD	1,0909	-50	155

**Tableau IV.5 :** Les nœuds de régulations de réseau électrique algérien 114JB.



## **CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques**

### **IV.2.2.2 Résultats de l'écoulement de puissance du réseau :**

Les résultats de l'écoulement de puissance de réseau électrique Algérien dans le cas de base avec les conditions initiales du système analyser par la méthode de N-R qui a convergé après 12 itérations sont récapitulées dans le **tableau (IV.6)**.

<b>Nom de JB</b>	<b>N°JB</b>	<b>V (pu)</b>	<b>DELTA (deg)</b>	<b>P<sub>Gi</sub>(MW)</b>	<b>Q<sub>Gi</sub>(MVAR)</b>
<b>1OUJDA6</b>	<b>1</b>	<b>1.0225</b>	<b>-4.1026</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>1GHAZA6</b>	<b>2</b>	<b>1.0224</b>	<b>-4.1096</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>1ZAHAN</b>	<b>3</b>	<b>1.0514</b>	<b>-1.3313</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>1MEHA16</b>	<b>4</b>	<b>1.0773</b>	<b>0</b>	<b>685.7288</b>	<b>703.405</b>
<b>1MEHA26</b>	<b>5</b>	<b>1.0500</b>	<b>-0.5327</b>	<b>300.0000</b>	<b>2.8582</b>
<b>1TLEMC6</b>	<b>6</b>	<b>1.0205</b>	<b>-4.0666</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>1SBABE6</b>	<b>7</b>	<b>1.0271</b>	<b>-3.1271</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>1RELIZ6</b>	<b>8</b>	<b>1.0469</b>	<b>-0.6957</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>1BESAF6</b>	<b>9</b>	<b>1.0282</b>	<b>-3.5989</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>1SAIDA6</b>	<b>10</b>	<b>1.0031</b>	<b>-3.7010</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>1TIARE6</b>	<b>11</b>	<b>1.0000</b>	<b>0.6614</b>	<b>160.0000</b>	<b>-27.4939</b>
<b>1BECHA6</b>	<b>12</b>	<b>0.9413</b>	<b>-13.7710</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>1AISEF6</b>	<b>13</b>	<b>0.9784</b>	<b>-9.4267</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>1PELAC6</b>	<b>14</b>	<b>1.0404</b>	<b>-1.7835</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>1RABLA6</b>	<b>15</b>	<b>1.0300</b>	<b>-2.2144</b>	<b>60.0000</b>	<b>6.6464</b>
<b>1RABLA6</b>	<b>16</b>	<b>1.0404</b>	<b>-1.7833</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2ALEST6</b>	<b>17</b>	<b>1.0282</b>	<b>4.1759</b>	<b>640.0000</b>	<b>356.5023</b>
<b>2ALEST3</b>	<b>18</b>	<b>0.9615</b>	<b>0.6861</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2APORT3</b>	<b>19</b>	<b>0.9500</b>	<b>-0.3127</b>	<b>100.0000</b>	<b>39.7507</b>
<b>2ARBAA3</b>	<b>20</b>	<b>0.9851</b>	<b>1.9040</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2ARBAA6</b>	<b>21</b>	<b>1.0084</b>	<b>2.0913</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2BAEZO3</b>	<b>22</b>	<b>0.9600</b>	<b>-0.0556</b>	<b>60.0000</b>	<b>55.4547</b>
<b>2BEAKN3</b>	<b>23</b>	<b>0.9427</b>	<b>-0.9081</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2HARA3</b>	<b>24</b>	<b>0.9527</b>	<b>-0.2413</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2GLAC3</b>	<b>25</b>	<b>0.9471</b>	<b>-0.5741</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2HAMMA3</b>	<b>26</b>	<b>0.9492</b>	<b>-0.3688</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2HAMM16</b>	<b>27</b>	<b>1.0207</b>	<b>3.6536</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2HAMM26</b>	<b>28</b>	<b>1.0038</b>	<b>1.9325</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

## *CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques*

<b>2KOUBA3</b>	<b>29</b>	<b>0.9471</b>	<b>-0.4415</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2OFATaYE3</b>	<b>30</b>	<b>0.9571</b>	<b>0.0360</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2OFAYE6</b>	<b>31</b>	<b>1.0054</b>	<b>2.0464</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2ROUIB3</b>	<b>32</b>	<b>0.9405</b>	<b>-0.7920</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2ROUI13</b>	<b>33</b>	<b>0.9428</b>	<b>-0.5726</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2TAFOU3</b>	<b>34</b>	<b>0.9467</b>	<b>-0.5895</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2BARAK3</b>	<b>35</b>	<b>0.9452</b>	<b>-0.6199</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2ABENI3</b>	<b>36</b>	<b>0.9433</b>	<b>-0.8753</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2A.TAY3</b>	<b>37</b>	<b>0.9569</b>	<b>-0.0656</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2AURAS3</b>	<b>38</b>	<b>0.9425</b>	<b>-0.9536</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2GOLF.3</b>	<b>39</b>	<b>0.9355</b>	<b>-1.4207</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2CHLEF3</b>	<b>40</b>	<b>0.9453</b>	<b>-4.5111</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2OUSLY3</b>	<b>41</b>	<b>0.9724</b>	<b>-3.2093</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2OUSLY6</b>	<b>42</b>	<b>1.0433</b>	<b>0.3373</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2KHEMI3</b>	<b>43</b>	<b>0.9526</b>	<b>-2.0035</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2KHEMI6</b>	<b>44</b>	<b>1.0158</b>	<b>0.7128</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2ADEF13</b>	<b>45</b>	<b>0.9534</b>	<b>-2.5339</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2ADEF13</b>	<b>46</b>	<b>0.9594</b>	<b>-2.1433</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2KHERB3</b>	<b>47</b>	<b>0.9732</b>	<b>-1.4717</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2KHERB6</b>	<b>48</b>	<b>1.0196</b>	<b>0.3588</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2TENES3</b>	<b>49</b>	<b>0.9263</b>	<b>-6.2282</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2OFODA3</b>	<b>50</b>	<b>0.9528</b>	<b>-3.4539</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2GHRIB3</b>	<b>51</b>	<b>0.9422</b>	<b>-1.6459</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2BOUFA3</b>	<b>52</b>	<b>0.9600</b>	<b>0.4309</b>	<b>80.0000</b>	<b>32.4272</b>
<b>2BLIDA3</b>	<b>53</b>	<b>0.9071</b>	<b>-2.2827</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2EAFFR3</b>	<b>54</b>	<b>0.8878</b>	<b>-3.7102</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2CHERC3</b>	<b>55</b>	<b>0.8753</b>	<b>-5.5631</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2MEDEA3</b>	<b>56</b>	<b>0.8739</b>	<b>-4.5577</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2BERRO3</b>	<b>57</b>	<b>0.9353</b>	<b>-1.2335</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2BERRO6</b>	<b>58</b>	<b>1.0008</b>	<b>2.1483</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2BEMER3</b>	<b>59</b>	<b>0.9501</b>	<b>-0.5990</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2BEMER6</b>	<b>60</b>	<b>1.0031</b>	<b>1.4734</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2KOLEA3</b>	<b>61</b>	<b>0.9077</b>	<b>-3.4154</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2BOUME3</b>	<b>62</b>	<b>0.9049</b>	<b>-2.3424</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2TIOUZ3</b>	<b>63</b>	<b>0.9229</b>	<b>0.2522</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

## CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques

2TIOUZ6	64	0.9984	4.3934	0	0
2FREHA3	65	0.9145	-0.3494	0	0
2DBKHE3	66	0.8479	-4.3265	0	0
2TIMED3	67	0.8410	-4.7729	0	0
2SEDJE3	68	0.8468	-4.1837	0	0
2SGHOZ3	69	0.8816	-3.2397	0	0
2ILLIT3	70	0.8795	-2.4552	0	0
2BOUIR3	71	0.9502	1.0186	0	0
2BOUIR6	72	1.0178	4.5330	0	0
2SIMUS3	73	0.8909	-2.7580	0	0
2AOUSS6	74	1.0095	4.5208	0	0
2AOUS16	75	1.0098	4.5361	0	0
2AOUSS2	76	1.0170	2.2471	0	0
2K.BOU3	77	0.9096	-3.1179	0	0
2MUSTA3	78	0.9490	-0.3396	0	0
2AMIRA3	79	0.9474	-0.3907	0	0
3EHADJ6	80	0.9700	6.7448	100.0000	53.5781
3EAOU16	81	0.9371	1.7147	0	0
3KHROU6	82	0.9818	5.3741	0	0
3SKIKD6	83	1.0000	9.3203	230.0000	37.9262
3RADJA6	84	0.9992	8.6713	0	0
3ABEID6	85	0.9457	2.0401	0	0
3TEBE16	86	0.9301	0.9950	0	0
3AMLIL6	87	0.9990	5.5148	0	0
3EHADJ	88	0.8174	-5.4036	0	0
3SOAHR4	89	0.7913	-7.4121	0	0
3EAOU14	90	0.8629	-2.7553	0	0
3TEBES4	91	0.8527	-3.8632	0	0
3DJONK4	92	0.8331	-4.7353	0	0
3TEBE14	93	0.8764	-2.1197	0	0
4OATHM6	94	0.9846	5.3516	0	0
4AKBOU6	95	1.0185	5.4994	0	0
4AKBO16	96	1.0202	5.6206	0	0
4EKSEU6	97	1.0292	7.4233	0	0
4DARGU6	98	1.0400	8.2726	100.0000	24.3227

## *CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques*

<b>4EHASI6</b>	<b>99</b>	<b>1.0432</b>	<b>7.6710</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>4JIJEL6</b>	<b>100</b>	<b>1.0573</b>	<b>11.0145</b>	<b>550.0000</b>	<b>241.1452</b>
<b>4MSILA6</b>	<b>101</b>	<b>1.0818</b>	<b>9.3093</b>	<b>360.0000</b>	<b>158.4629</b>
<b>4BBARE6</b>	<b>102</b>	<b>1.0576</b>	<b>8.0645</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>4BISKR6</b>	<b>103</b>	<b>1.0822</b>	<b>3.9286</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>4BARIK6</b>	<b>104</b>	<b>1.0781</b>	<b>5.8965</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>4BARI16</b>	<b>105</b>	<b>1.0789</b>	<b>5.9522</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>4BATNA6</b>	<b>106</b>	<b>1.0140</b>	<b>3.8918</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>5DJELF6</b>	<b>107</b>	<b>1.0264</b>	<b>8.0259</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>5GHARD6</b>	<b>108</b>	<b>1.0735</b>	<b>18.4607</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>5TILGH6</b>	<b>109</b>	<b>1.0818</b>	<b>19.1635</b>	<b>180.0000</b>	<b>33.6084</b>
<b>6MGHAI6</b>	<b>110</b>	<b>1.1308</b>	<b>4.0064</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>6HMSNO6</b>	<b>111</b>	<b>1.0909</b>	<b>11.2147</b>	<b>200.0000</b>	<b>17.5045</b>
<b>6TOUGO6</b>	<b>112</b>	<b>1.1212</b>	<b>5.2516</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>6OURGL6</b>	<b>113</b>	<b>1.0818</b>	<b>10.3962</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>6EOUED6</b>	<b>114</b>	<b>1.1068</b>	<b>4.1506</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Les puissances totales</b>				<b>3805.729</b>	<b>1736.098</b>

**Tableau IV.6 :** Résultats de l'écoulement de puissance du réseau électrique Algérien obtenus par la méthode de N-R.

Le **tableau (IV.7)** représente un résumé sur les valeurs de puissances générées et les pertes globales du réseau électrique Algérien:

<b>Générations totales</b>		<b>Pertes totales</b>		<b>Génération du nœud de Référence</b>	
<b>PG(MW)</b>	<b>QG (MVAR)</b>	<b>PL(MW)</b>	<b>QL (MVAR)</b>	<b>P<sub>s</sub>(MW)</b>	<b>Q<sub>s</sub> (MVAR)</b>
<b>3805.729</b>	<b>1736.098</b>	<b>78.729</b>	<b>-333.902</b>	<b>685.7288</b>	<b>703.4047</b>

**Tableau IV.7:** Résultats des puissances générées et des pertes globales du réseau Algérien.

D'après le **tableau (IV.7)**:

- les productions totales de puissance active PG et réactive QG sont respectivement **3805.729 MW** et **1736.098 MVAR**.
- Les pertes totales de puissance active (**PL**) et réactive (**QL**) obtenues par cette méthode sont respectivement **78.729 MW**, - **333.902 MVAR**.

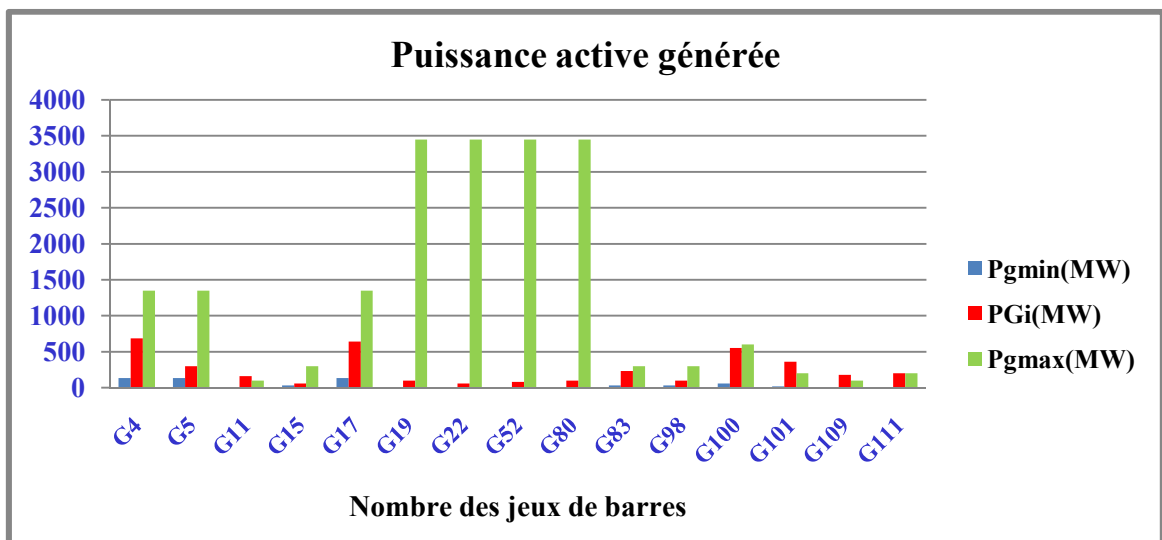
## **CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques**

Le **tableau (IV.8)** montre les puissances actives et réactives générées par les centrales thermiques du réseau Algérien.

<b>N° JB</b>	<b>Pgmin (MW)</b>	<b>P<sub>Gi</sub>(MW)</b>	<b>Pgmax (MW)</b>	<b>Qgmin (MVAR)</b>	<b>Q<sub>Gi</sub> (MVAR)</b>	<b>Qgmax (MVAR)</b>
4	135	685.7288	1350	20	703.4047	400
5	135	300.0000	1350	20	2.8582	200
11	10	160.0000	100	20	-27.4939	100
15	30	60.0000	300	20	6.6464	100
17	135	640.0000	1350	20	356.5023	400
19	34.5	100.0000	3450	20	39.7507	60
22	34.5	60.0000	3450	20	55.4547	50
52	34.5	80.0000	3450	20	32.4272	50
80	34.5	100.0000	3450	20	53.5781	60
83	30	230.0000	300	20	37.9262	200
98	30	100.0000	300	20	24.3227	50
100	60	550.0000	600	20	241.1452	270
101	20	360.0000	200	20	158.4529	200
109	10	180.0000	100	20	33.6084	100
111	10	200.0000	200	20	17.5045	155
<b>Somme</b>		<b>3805.729</b>			<b>1736.098</b>	

**Tableau IV.8:** Les puissances actives et réactives générées par les centrales thermiques du réseau Algérien.

Le diagramme de la **figure (IV.15)** montre la répartition des puissances actives générées par les centrales électriques du réseau Algérien.



**Figure IV.15 :** Répartition des puissances actives générées.

## **CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques**

On constate que tous les jeux de barres de générateurs fonctionnent dans leurs limites acceptables **figure (IV.15)**, sauf les générateurs liés au jeu de barre N° 101, 109 où la valeur de la puissance active générée dépasse la limite. On note que la valeur supérieure de puissance active générée au niveau du générateur de référence, mais la puissance réactive est supérieure à la valeur acceptable dans les jeux de barres N°4 et 22. Les résultats des puissances transmises et les pertes dans les lignes sont illustrés dans le **tableau (IV.9)**.

<b>Nb°</b>	<b>DE</b>	<b>VERS</b>	<b>Pij</b>	<b>Qij</b>	<b>Sij</b>	<b>LPij</b>	<b>LQji</b>	<b>ΔSij</b>
1	2	1	-0.3490	-1.7340	1.7690	0	-3.1680	3.1680
2	6	1	0.3510	-5.9760	5.9860	0.0020	-4.5420	4.5420
3	2	6	-0.4030	2.3060	2.3410	0.0020	-3.6850	3.6850
4	4	42	0.8460	22.4840	22.5000	0.1870	-10.0900	10.0917
5	4	42	125.4660	149.1790	194.9260	4.8650	-12.2940	13.2216
6	4	3	195.2960	134.7880	237.2940	1.6230	2.3080	2.8215
7	5	3	78.5980	-35.1720	86.1090	0.1660	-31.3040	31.3044
8	5	4	-113.5980	-211.9700	240.4900	0.9370	4.3280	4.4283
9	4	7	101.8810	57.5360	117.0050	1.7420	2.5310	3.0725
10	15	16	-76.0000	-58.3540	95.8180	0.3270	0.1210	0.3487
11	16	3	-76.3270	-58.1280	95.9410	0.3460	0.0890	0.3573
12	16	14	0	-0.3460	0.3460	0	-0.3460	0.3460
13	8	42	-27.5480	11.3340	29.7890	0.1480	-4.4130	4.4155
14	8	4	-22.4520	-35.3340	41.8640	0.2540	-6.2130	6.2182
15	10	7	-20.8040	-32.2290	38.3600	0.1950	-4.5940	4.5981
16	10	11	-66.7310	15.6430	68.5400	1.0970	-2.9570	3.1539
17	7	6	24.1400	1.3700	24.1790	0.0890	-5.4270	5.4277
18	11	42	-3.8280	-55.8940	56.0250	0.4770	-4.0850	4.1128
19	6	3	-54.7050	-18.2360	57.6640	0.8850	-4.7250	4.8072
20	9	2	35.3080	13.3260	37.7390	0.0590	-4.2460	4.2464
21	9	3	-75.3080	-32.3260	81.9520	0.5350	-6.4440	6.4662
22	13	12	31.5720	1.2580	31.5970	0.5720	-13.7420	13.7539
23	10	13	45.5350	-4.4140	45.7490	0.9630	-11.6720	11.7117
24	17	20	199.6500	130.8080	238.6850	3.5180	11.4210	11.9505
25	17	21	145.4900	36.3430	149.9600	1.5580	3.8390	4.1431
26	17	72	-4.6360	13.0790	13.8770	0.0510	-5.3570	5.3572
27	17	27	45.0380	18.7960	48.8020	0.1140	-9.9410	9.9417

## *CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques*

28	17	31	133.6010	48.1500	142.0130	1.1820	-0.3520	1.2333
29	31	28	25.3160	9.3470	26.9860	0.0140	-7.4580	7.4580
30	17	64	5.6950	37.8140	38.2400	0.3150	-4.2370	4.2487
31	21	44	24.4140	-18.2240	30.4650	0.1940	-5.6020	5.6054
32	60	31	-40.2980	-4.9350	40.5990	0.0600	-3.5530	3.5535
33	21	60	43.8600	10.1520	45.0200	0.1130	-1.4730	1.4773
34	60	44	17.9940	-27.8100	33.1240	0.1190	-3.8800	3.8818
35	72	101	-99.4720	-43.7840	108.6820	2.3610	2.7780	3.6458
36	72	58	51.2680	6.7910	51.7160	0.4830	-4.3570	4.3837
37	58	75	-59.8330	-1.5390	59.8530	0.5290	-2.8300	2.8790
38	75	107	-72.3800	-5.0650	72.5570	0.9510	-2.3380	2.5240
39	75	74	12.0180	6.3560	13.5950	0.0010	-0.2600	0.2600
40	58	44	37.5820	-35.8990	51.9730	0.3080	-2.9120	2.9282
41	44	42	-0.7340	-34.0240	34.0320	0.2260	-6.0560	6.0602
42	44	42	1.1510	-35.8740	35.8920	0.1880	-6.0150	6.0179
43	42	48	6.2320	43.7120	44.1540	0.1590	-7.2740	7.2757
44	48	44	-35.7560	28.7320	45.8690	0.0520	-2.2060	2.2066
45	107	101	-22.3630	-37.3940	43.5710	0.4660	-11.0210	11.0308
46	64	97	-88.6770	-23.0130	91.6150	1.4800	0.6080	1.6000
47	72	96	-34.8850	3.7340	35.0850	0.1830	-3.3560	3.3610
48	96	98	-70.0910	-9.4600	70.7260	0.9670	-2.0340	2.2522
49	96	95	35.0220	16.5510	38.7360	0.0220	-0.4490	0.4495
50	18	22	8.4090	-0.7680	8.4440	0.0220	-0.0490	0.0537
51	18	37	10.1110	1.4840	10.2190	0.0290	0.0020	0.0291
52	37	22	-0.9180	-3.5180	3.6360	0.0020	-0.0800	0.0800
53	19	26	12.3050	1.0330	12.3480	0.0100	-0.1400	0.1404
54	19	26	12.3050	1.0330	12.3480	0.0100	-0.1400	0.1404
55	19	34	37.3520	19.0110	41.9120	0.0370	0.2360	0.2389
56	20	18	8.6740	3.9470	9.5300	0.1270	0.1540	0.1996
57	20	24	29.4560	15.4320	33.2540	0.4290	1.5290	1.5880
58	20	24	30.0830	15.7650	33.9640	0.4380	1.5630	1.6232
59	20	29	38.3850	22.0320	44.2580	0.6440	2.3320	2.4193
60	20	35	31.7170	17.4050	36.1790	0.5780	2.0070	2.0886
61	35	29	-1.8600	-0.6010	1.9550	0.0020	-0.0560	0.0560
62	20	32	22.1280	12.3140	25.3230	0.4690	1.4730	1.5459

## *CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques*

63	22	32	13.8370	12.2500	18.4800	0.1270	0.3790	0.3997
64	22	24	5.8150	7.0240	9.1190	0.0220	0.0450	0.0501
65	22	24	5.8150	7.0240	9.1190	0.0220	0.0450	0.0501
66	23	30	-21.6810	-10.2960	24.0020	0.1550	0.4910	0.5149
67	23	36	-1.3190	-0.7040	1.4950	0	-0.0170	0.0170
68	36	30	-18.3190	-8.6870	20.2740	0.1260	0.3850	0.4051
69	33	18	-33.6370	-15.2820	36.9460	0.3150	1.0240	1.0714
70	32	33	-4.6310	-1.2880	4.8070	0.0060	-0.0060	0.0085
71	26	25	6.7740	2.0150	7.0670	0.0080	0.0110	0.0136
72	24	25	10.2590	6.0640	11.9170	0.0260	0.0680	0.0728
73	26	34	11.7210	5.4210	12.9140	0.0090	0.0410	0.0420
74	29	26	-10.5970	-4.6390	11.5680	0.0180	-0.2820	0.2826
75	29	39	20.0720	10.4330	22.6210	0.0720	0.4330	0.4389
76	38	34	-20.0000	-10.0000	22.3610	0.0260	0.1550	0.1572
77	18	73	20.0730	11.0640	22.9200	0.8870	1.8240	2.0282
78	18	73	21.7300	16.7380	27.4290	0.6970	2.3670	2.4675
79	62	18	-28.4670	-18.3210	33.8530	0.7100	2.6440	2.7377
80	20	52	13.6880	5.9960	14.9440	0.2010	0.3950	0.4432
81	20	52	13.6560	5.9830	14.9090	0.2010	0.3940	0.4423
82	54	59	-18.9410	-10.3610	21.5890	0.7010	1.6800	1.8204
83	52	59	17.3650	3.3480	17.6850	0.1220	0.2990	0.3229
84	57	51	0.9900	-1.9430	2.1810	0.0060	-0.1380	0.1381
85	57	77	7.0950	3.1470	7.7620	0.0950	0.1470	0.1750
86	52	53	29.9860	13.1860	32.7570	1.0920	2.0220	2.2980
87	53	54	12.8940	3.1640	13.2760	0.2010	0.3270	0.3838
88	52	30	3.5910	0.0840	3.5920	0.0100	-0.0580	0.0589
89	71	70	21.5930	10.7830	24.1350	1.0340	1.9270	2.1869
90	40	41	-16.3710	-9.7400	19.0500	0.2370	0.5840	0.6303
91	40	50	-4.6290	-0.2600	4.6360	0.0320	-0.0570	0.0654
92	71	69	20.7010	12.2100	24.0340	0.7010	2.2100	2.3185
93	70	68	13.5590	5.8560	14.7690	0.3400	0.5490	0.6458
94	43	46	0.0790	-1.9800	1.9820	0.0040	-0.1230	0.1231
95	51	43	-0.0170	-2.8050	2.8060	0.0170	-0.1050	0.1064
96	54	55	6.5640	0.8520	6.6190	0.0670	0.0830	0.1067
97	55	43	-11.5030	-8.2310	14.1450	0.4430	1.2700	1.3450



## *CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques*

98	73	62	-6.4190	-7.2100	9.6530	0.0480	0.1120	0.1219
99	73	67	5.5550	3.6350	6.6380	0.1900	0.1640	0.2510
100	68	67	2.2180	0.3070	2.2400	0.0120	-0.0820	0.0829
101	29	26	-10.5970	-4.6390	11.5680	0.0180	-0.2820	0.2826
102	73	66	-13.2180	-5.3070	14.2440	0.3400	0.5490	0.6458
103	63	66	5.0830	5.1840	7.2600	0.1100	0.2150	0.2415
104	63	65	33.7440	21.2920	39.9000	1.2780	4.1940	4.3844
105	63	65	5.5240	2.5130	6.0690	0.0240	0.0130	0.0273
106	56	54	5.5240	2.5130	6.0690	0.0240	0.0130	0.0273
107	57	56	-4.0410	-2.3650	4.6820	0.0290	-0.0190	0.0347
108	57	56	14.9280	10.1680	18.0610	0.4480	1.3500	1.4224
109	47	50	14.9280	10.1680	18.0610	0.4480	1.3500	1.4224
110	47	46	8.7660	2.3860	9.0850	0.1050	0.1830	0.2110
111	67	66	12.0360	8.1670	14.5450	0.0770	0.2090	0.2227
112	49	41	-2.4280	-1.1400	2.6830	0.0110	-0.0720	0.0728
113	19	78	-13.0000	-6.0000	14.3180	0.3010	0.8330	0.8857
114	19	79	13.0100	6.9050	14.7290	0.0100	-0.0950	0.0955
115	59	61	14.0280	6.7680	15.5760	0.0280	-0.2320	0.2337
116	45	46	27.5590	14.9350	31.3450	0.5590	1.9350	2.0141
117	85	87	-12.0000	-6.0000	13.4160	0.0340	0.1010	0.1066
118	85	86	-86.8090	-49.4530	99.9070	1.7210	2.7960	3.2832
119	85	81	27.9550	14.5010	31.4920	0.1650	-3.5750	3.5788
120	87	106	13.8540	12.9520	18.9660	0.0450	-2.9090	2.9093
121	87	82	49.4930	-41.7660	64.7610	0.4250	-1.7740	1.8242
122	87	99	21.6730	58.9370	62.7950	0.2280	-0.8790	0.9081
123	103	105	-37.8460	-29.5660	48.0260	0.6640	-6.9050	6.9369
124	105	101	-62.9430	17.6150	65.3620	0.4860	-3.1040	3.1418
125	105	104	-81.4340	12.3120	82.3600	1.0110	-2.3300	2.5399
126	103	106	18.0050	8.4080	19.8710	0.0050	-0.5920	0.5920
127	81	82	15.8910	67.3730	69.2220	0.9580	-3.6190	3.7437
128	80	82	-60.3340	-23.6360	64.7980	1.3980	-2.1140	2.5344
129	80	84	16.0950	-18.2500	24.3330	0.1590	-7.1250	7.1268
130	84	83	-55.3800	-27.6910	61.9170	0.7540	-2.0160	2.1524
131	82	83	-59.3060	11.9870	60.5050	0.1880	-0.6260	0.6536
132	100	98	-98.5760	2.5490	98.6090	1.9300	2.0880	2.8434

## *CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques*

133	100	97	90.8950	12.9740	91.8160	0.7810	-3.7140	3.7952
134	98	97	93.9290	21.6320	96.3880	0.9550	-6.3030	6.3749
135	99	100	39.3810	12.9390	41.4520	0.1980	-2.7470	2.7541
136	87	100	-153.8490	-54.8540	163.3350	2.7210	17.4020	17.6134
137	100	84	-58.9170	-3.7410	59.0360	0.7370	-5.5820	5.6304
138	84	80	56.1340	25.6760	61.7270	0.7540	-2.0160	2.1524
139	86	81	-30.6930	-14.9860	34.1560	0.0700	-4.6530	4.6535
140	98	99	16.7280	-12.5980	20.9410	0.0580	-4.2840	4.2844
141	101	102	53.3110	34.7140	63.6170	0.4180	-2.7530	2.7846
142	99	102	-18.7970	-25.5730	31.7380	0.0960	-4.1060	4.1071
143	99	101	-49.1260	-51.6600	71.2890	0.4550	-10.2040	10.2141
144	98	94	49.9470	27.2440	56.8940	1.1660	-5.2510	5.3789
145	94	82	0.7810	9.4950	9.5280	0.0060	-1.8840	1.8840
146	92	93	-10.0000	-5.0000	11.1800	0.2850	-0.0070	0.2851
147	93	91	19.8030	10.0260	22.1960	0.2440	0.6630	0.7065
148	93	91	24.7470	12.5600	27.7520	0.3060	0.9230	0.9724
149	90	89	28.7200	17.1960	33.4750	1.1750	3.2770	3.4813
150	88	89	6.5610	2.8290	7.1450	0.1070	-0.2520	0.2738
151	90	93	-3.5440	-1.8260	3.9870	0.0370	-0.4500	0.4515
152	103	110	-13.9770	-95.8460	96.8600	0.5480	-78.2520	78.2539
153	110	112	-27.5250	-23.5940	36.2530	0.1600	-82.9290	82.9292
154	103	114	-4.9700	-21.1420	21.7180	0.0640	-17.5840	17.5841
155	109	108	22.0700	5.2010	22.6750	0.0700	-5.7990	5.7994
156	109	107	120.9300	10.4070	121.3770	4.9620	8.0740	9.4769
157	112	114	29.1850	7.8930	30.2340	0.1510	-7.6650	7.6665
158	112	111	-80.8700	39.4420	89.9750	2.0470	-3.2710	3.8587
159	113	111	-23.0000	-11.0000	25.4950	0.0830	-6.7830	6.7835
160	80	88	53.1840	40.7120	66.9770	0.6220	15.8820	15.8942
161	81	90	43.3810	29.1640	52.2730	0.2050	4.7940	4.7984
162	86	93	58.4820	33.0620	67.1810	0.0660	4.1070	4.1075
163	42	41	83.0280	56.4480	100.3990	0.1180	7.2900	7.2910
164	58	57	73.0370	48.5860	87.7220	0.0980	6.0470	6.0478
165	44	43	43.1430	31.2970	53.3000	0.0850	3.0760	3.0772
166	60	59	66.0510	44.3710	79.5710	0.0930	3.4440	3.4453
167	64	63	94.0570	65.0640	114.3680	0.2640	9.7450	9.7486

## *CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques*

168	72	71	78.4020	51.6940	93.9110	0.1080	6.7020	6.7029
169	17	18	115.1630	71.5130	135.5600	0.2580	9.5160	9.5195
170	21	20	5.6580	-11.4250	12.7490	0.0030	0.0890	0.0891
171	27	26	44.9240	28.7370	53.3290	0.0700	4.2980	4.2986
172	28	26	25.3020	16.8050	30.3750	0.0230	1.4410	1.4412
173	31	30	66.7440	37.7740	76.6920	0.0430	3.0550	3.0553
174	48	47	41.8290	22.2530	47.3800	0.0270	1.7000	1.7002
175	76	74	-12.0000	-6.0000	13.4160	0.0160	0.6170	0.6172
<b>Somme</b>						<b>78.729</b>	<b>-333.902</b>	

**Tableau IV.9:** Les puissances transmises et les pertes dans les lignes du réseau électrique Algérien.

Le **tableau (IV.10)** résume les résultats d'amplitudes de tensions obtenus pour les nœuds de générateurs du réseau Algérien.

N°JB	V (pu)
4	1.0773
5	1.0500
11	1.0000
15	1.0300
17	1.0282
19	0.9500
22	0.9600
52	0.9600
80	0.9700
83	1.0000
98	1.0400
100	1.0573
101	1.0818
109	1.0818
111	1.0909

**Tableau IV.10 :** Amplitudes de tensions des nœuds de génération du réseau Algérien.

Les valeurs des d'amplitudes de tensions aux nœuds de générateurs du réseau Algérien sont dans leurs limite admissible.

## CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques

### IV.2.2.3 Flux de puissance dans les lignes du réseau Algérien 114 JB par méthodes N-R :

Les figures (IV.16), (IV.17) représentent respectivement le flux de puissance active ( $P_{ij}$ ) et réactive ( $Q_{ij}$ ) dans les lignes du réseau électrique Algérien et la figure (IV.18) représente le flux de puissance totale ( $S_{ij}$ ) dans les lignes du réseau électrique Algérien 114JB :

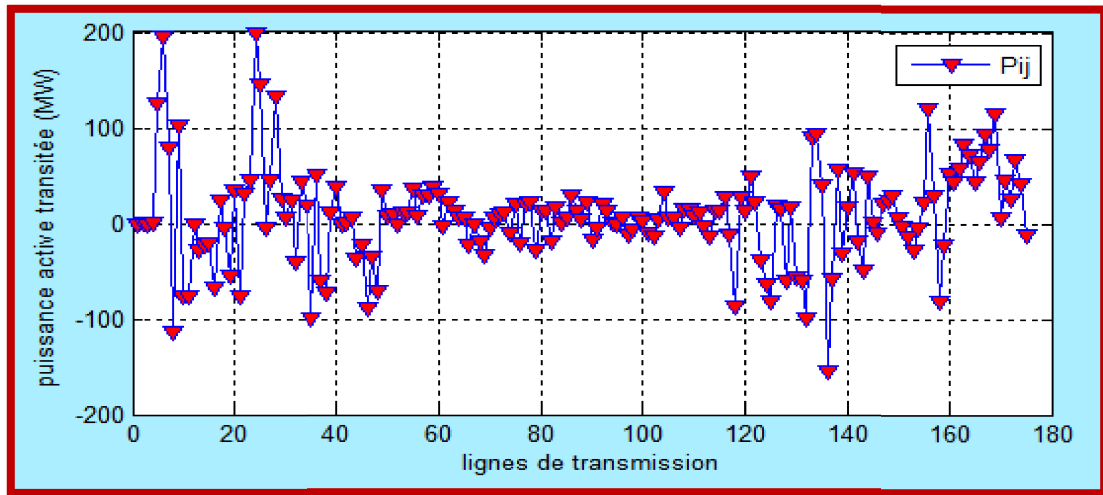


Figure IV.16 : Flux de puissance active dans les lignes du réseau Algérien 114 jeux de barres.

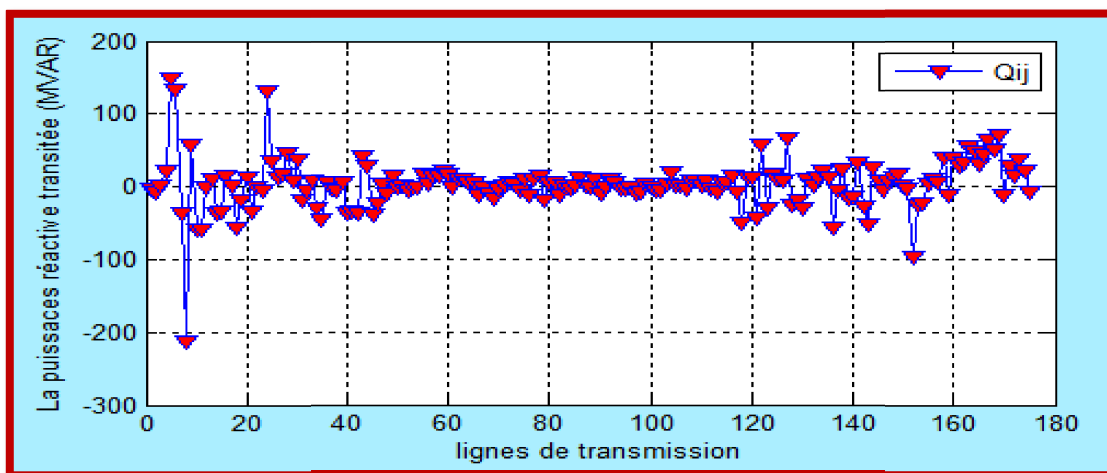


Figure IV.17 : Flux de puissance réactive dans les lignes du réseau Algérien 114 jeux de barres.

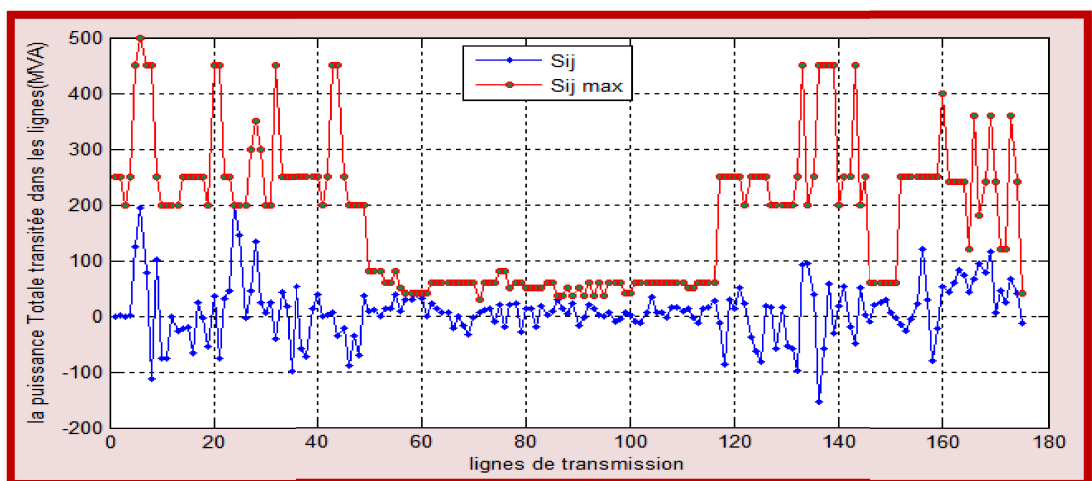


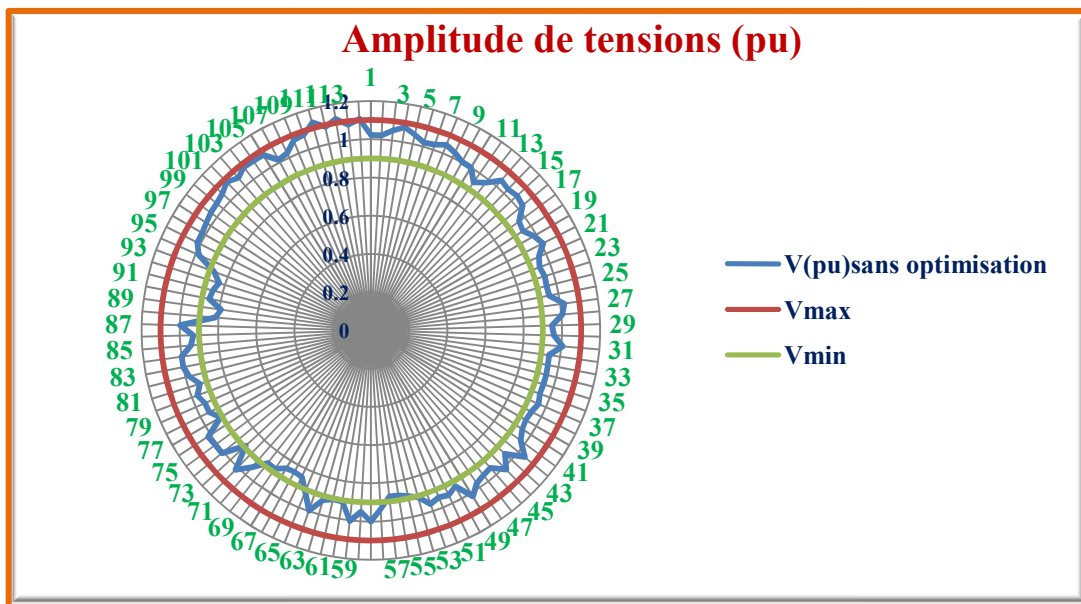
Figure IV.18 : Les puissances transitées dans les lignes du réseau Algérien 114 jeux de barres.

## CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques

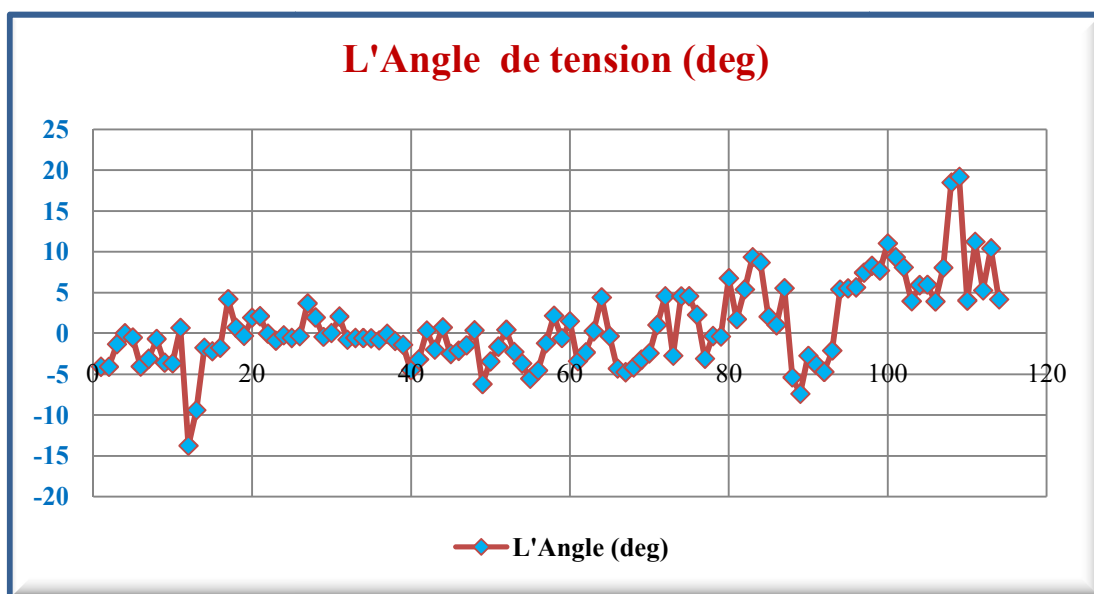
D'après la courbe présentée dans la **figure (IV.18)**; on constate une violation des contraintes de sécurités dans les **lignes 24, 58**, où la valeur de la puissance transitée (la puissance apparente) dépasse la limite admissible maximale supporté par ces lignes, donc ces lignes souffrent d'une surcharge.

### IV.2.2.4 Le profile et déviation de tension :

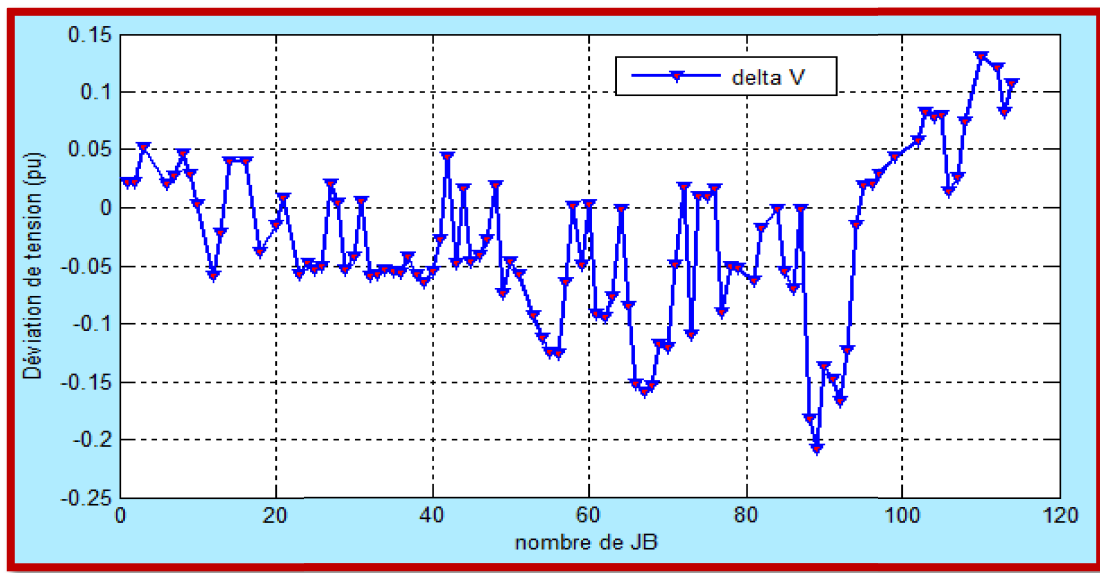
Les amplitudes de tensions et l'angle de tension des différents nœuds du réseau électrique du transport Algérien sont illustrés dans les **figures (IV.19), (IV.20)**. La **figure (IV.21)** représente les déviations de la tension.



**Figure IV.19 :** Les amplitudes de tensions des différents nœuds du réseau électrique du transport Algérien 114 jeux de barres.



**Figure IV.20 :** Angle de tension du réseau électrique Algérien 114 jeux de barres.



**Figure IV.21** : La déviation de la tension du réseau électrique Algérien 114 jeux de barres.

D'après une première lecture sur la **figure (IV.19)** on constate que les valeurs de tensions au niveau des nœuds (**54, 55, 56, 66, 67, 68, 69, 70, 73, 88, 89, 90, 91, 92, 93**) sont inférieures à la valeur minimale de tension admissible ( $V < 0.9$  pu). Ces jeux de barres souffrent d'une chute de tension importante, mais les jeux de barres **112, 110** et **114** où ( $V > 1.1$  pu) sont affectés par une surtension. La résolution de ces problèmes nécessite l'utilisation des compensateurs de puissance réactive (shunt or séries). Les jeux de barres affectés par le dépassement dans les limites des amplitudes de tensions sont récapitulés dans le **tableau (IV.11)**.

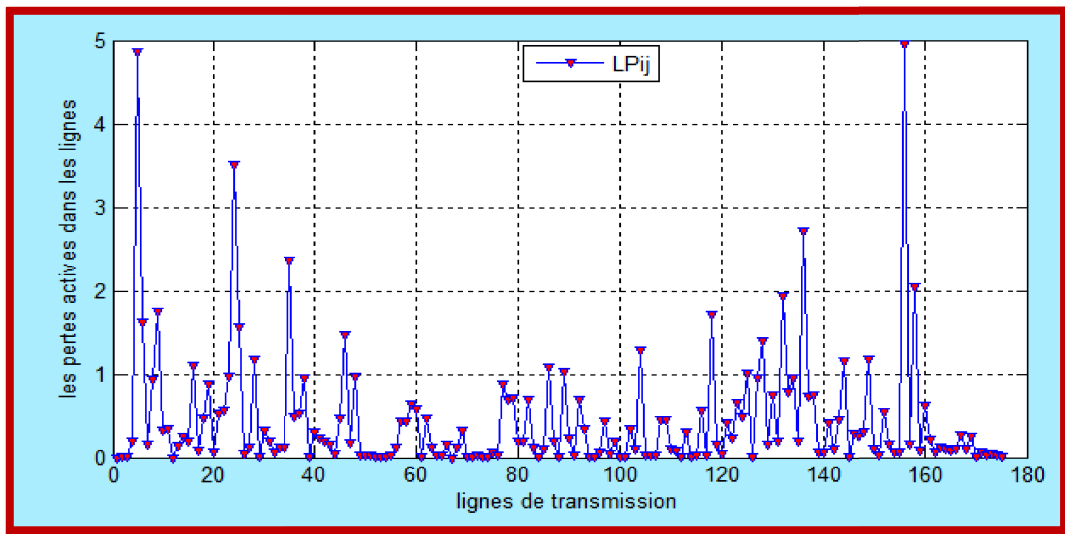
N° JB	V(pu)	N°JB	V(pu)
<b>54</b>	0,8878	<b>89</b>	0,7913
<b>55</b>	0,8753	<b>90</b>	0,8629
<b>56</b>	0,8739	<b>91</b>	0,8527
<b>66</b>	0,8479	<b>92</b>	0,8331
<b>67</b>	0,841	<b>93</b>	0,8764
<b>68</b>	0,8468	<b>110</b>	1,1308
<b>69</b>	0,8816	<b>88</b>	0,8174
<b>70</b>	0,8795	<b>89</b>	0,7913
<b>73</b>	0,8909	<b>112</b>	1,1212
<b>88</b>	0,8174	<b>114</b>	1,1068

**Tableau IV.11** : Les jeux de barres affectés par le dépassement dans les limites des amplitudes de tension.

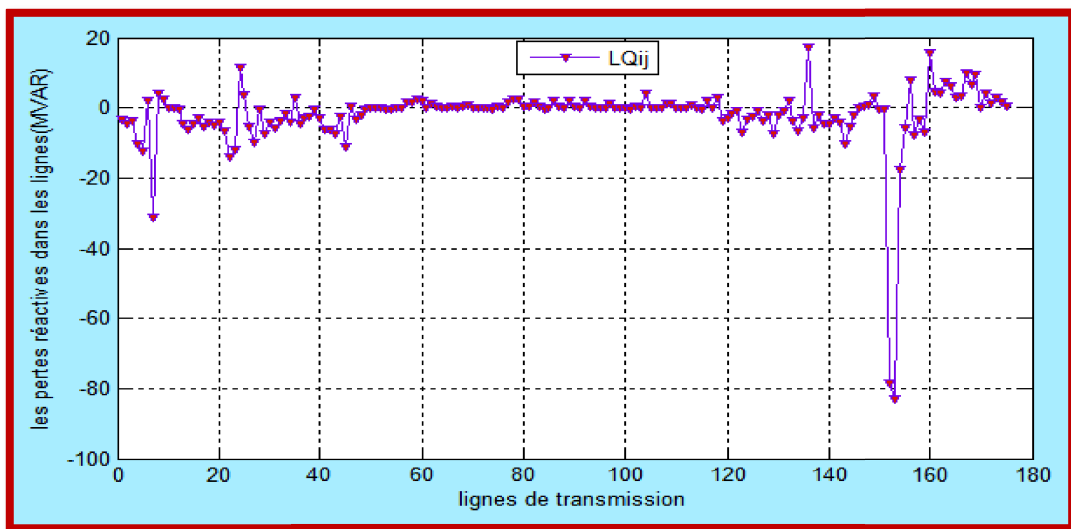
La valeur critique minimale de tension du réseau Algérien est inscrite au niveau de **JDB N° 89**, à une valeur de **0.7913 pu**, la déviation total de tension à atteint la valeur **5.9640 p.u.**

## CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques

**IV.2.2.5 Les pertes dans les lignes :** Les pertes actives (**LPij**) et réactives (**LQij**) dans les lignes de transmission du réseau Algérien 114 jeux de barres (par N-R) sont illustrées dans les **figures (IV.22), (IV.23)**.



**Figure IV.22 :** Les pertes actives dans les lignes de transmission du réseau Algérien 114 JB.



**Figure IV.23 :** Les pertes réactives dans les lignes de transmission du réseau Algérien 114 JB.

Les **figures (IV.22), (IV.23)** montrent les lignes qui provoquent les plus grandes quantités des pertes. En ce qui concerne les allures des pertes actives et réactives, nous remarquons que le réseau souffre d'un problème de pertes actives et réactives au niveau des lignes suivantes :

### ➤ Pertes active

- ligne N° 5: MERSAT EL HADJADJ 16- OUED SLY 6 (nœuds 4-42),
- ligne N° 9: MERSAT EL HADJADJ 16- 1SBABE6 (nœuds 4-7),
- ligne N° 24 : ALGER EST 6- LARBAA 3 (nœuds 17-20),
- ligne N° 35 : BOUIRA 6-4MSILA6 (nœuds 72-101),
- ligne N° 118 : 3ABEID6- 3TEBE16 (nœuds 85-86),

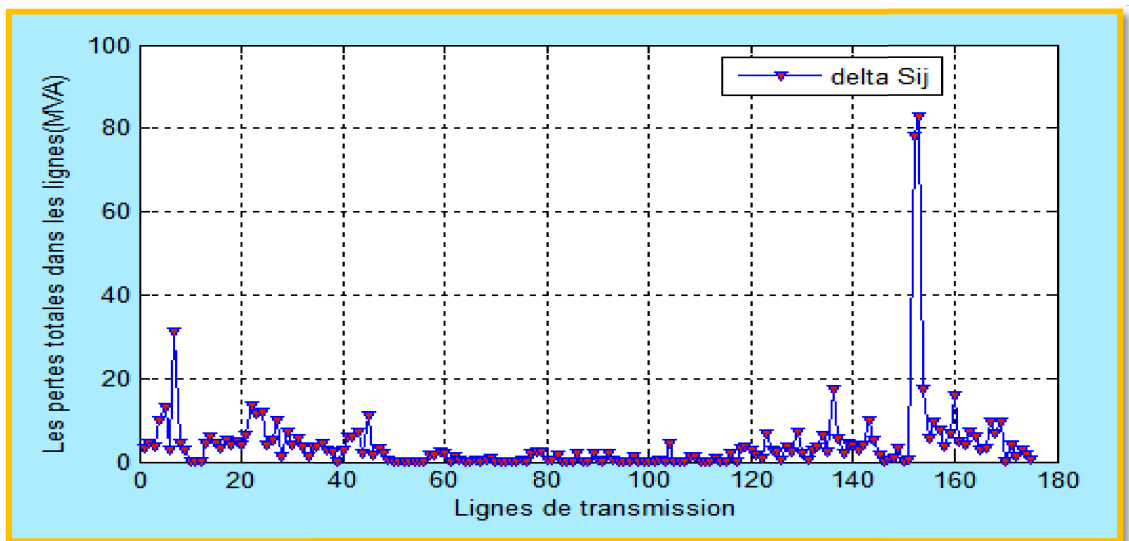
## CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques

- ligne N° 132 : 4JIJEL6-4DARGU6 (nœuds 100-98),
- ligne N° 136 : AIN MLILA6 – JIJEL6 (nœuds 87-100),
- ligne N° 156 : 5TILGH6-5DJELF6 (nœuds 109-107),
- ligne N° 158 : 6TOUGO6-6HMSNO6 (nœuds 112-111).

### ➤ pertes réactives

- ligne N 7 : 1MEHA26-1ZAHAN (nœuds 5-3),
- ligne N° 22: 1AISEF6- 1BECHA6 (nœuds 13-12),
- ligne N° 136 : AIN MLILA6 – JIJEL6 (nœuds 87-100),
- ligne N° 152 : 4BISKR6–6MGHAI6 (nœuds 103-110),
- ligne N° 153 : 6MGHAI6–6TOUGO6 (nœuds 110-112),
- ligne N° 154 : 4BISKR6–6EOUED6 (nœuds 103-114),
- ligne N° 160 : 3EHADJ6–3EHADJ (nœuds 80-88).

Les pertes totales ( $\Delta S_{ij}$ ) de puissance dans les lignes du réseau de transport électrique Algérien sont illustrées dans la **figure (IV.24)**.



**Figure IV.24 :** Les pertes totales ( $\Delta S_{ij}$ ) dans les lignes de transmission du réseau électrique Algérien.

Les pertes totales de puissance dans les **lignes** du réseau électrique Algérien sont indiquées dans la **figure (IV.24)**, où l'on note que les plus grande pertes de puissance est de **82.9292 MVA** localisée dans la ligne **153**.

### IV.2.2.6 Cout de production :

Le **tableau (IV.12)** montre les limites des puissances et les coefficients de la fonction coût des 15 générateurs ainsi que les limites de puissances du réseau Algérien (ALG 114 JB).



## *CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques*

N°G	A (\$/h)	B (\$/MWh)	C (\$/MW <sup>2</sup> h)	Pgmin (MW)	Pgmax (MW)	Qgmin (MVAR)	Qgmax (MVAR)
4	0	1,5000	0,0085	135	1350	20	400
5	0	1,5000	0,0085	135	1350	20	200
11	0	2,5000	0,0170	10	100	-50	100
15	0	2,5000	0,0170	30	300	0	100
17	0	1,5000	0,0085	135	1350	0	400
19	0	2,5000	0,0170	34.5	3450	0	60
22	0	2,5000	0,0170	34.5	3450	0	50
52	0	2,5000	0,0170	34.5	3450	0	50
80	0	2,5000	0,0170	34.5	3450	0	60
83	0	2,5000	0,0170	30	300	-50	200
98	0	2,5000	0,0170	30	300	0	50
100	0	2,0000	0,0030	60	600	0	270
101	0	2,0000	0,0030	20	200	-50	200
109	0	2,5000	0,0170	10	100	-50	100
111	0	2,5000	0,0170	10	200	-50	155

**Tableau IV.12 :** Coefficients du coût et limites de puissances du réseau Algérien.

N°G	Pgmin (MW)	P <sub>Gi</sub> (MW)	Pgmax (MW)	Coût (\$/h)
4	135	685.7288	1350	5025.5
5	135	300.0000	1350	1215.0
11	10	60.0000	100	835.2
15	30	60.0000	300	211.2
17	135	40.0000	1350	4441.6
19	34.5	00.0000	3450	420.0
22	34.5	60.0000	3450	211.2
52	34.5	80.0000	3450	308.8
80	34.5	00.0000	3450	420.0
83	30	30.0000	300	474.3
98	30	00.0000	300	420.0
100	60	50.0000	600	2007.5
101	20	60.0000	200	1108.8
109	10	80.0000	100	1000.8
111	10	00.0000	200	1180.0
<b>Somme</b>		<b>3805.729</b>		<b>20280 \$/h</b>

**Tableau IV.13 :** le coût dans les centrales conventionnelles.

D'après l'analyse effectuée par l'écoulement de puissance par utilisation de la méthode de N-R, le coût total de production achevé est de **20280 \$/h**.

Dans cette section nous avons analysé tous les problèmes des réseaux électriques à savoir le réseau standard IEEE 30-nœuds et le réseau électrique de transport Algérien. La partie suivante sera consacrée à l'optimisation de l'écoulement de puissance par l'application des méthodes d'optimisation métaheuristiques à savoir, l'algorithme génétique (AG), l'algorithme d'essaim de particule (PSO) et l'algorithme de papillon de nuit (MFO).

## IV.3 Deuxième Phase: Analyse avec optimisation

L'écoulement de puissance optimale (Optimal Power Flow (OPF)) a été largement utilisé dans la planification et le fonctionnement des réseaux électriques pour la production de l'énergie électrique afin de minimiser les coûts de production, les émissions des polluants, les pertes en puissance, et d'améliorer le profil de tension.

### IV.3.1 Optimisation basée sur l'algorithme génétique :

L'instruction « ga » sur Matlab : Pour ouvrir l'outil d'optimisation, on clique **gatool ('ga')** dans l'environnement ou l'espace de command Windows et qui nous affiche l'image du **Toolbox** du MATLAB est illustrée sur la figure ci-dessous:

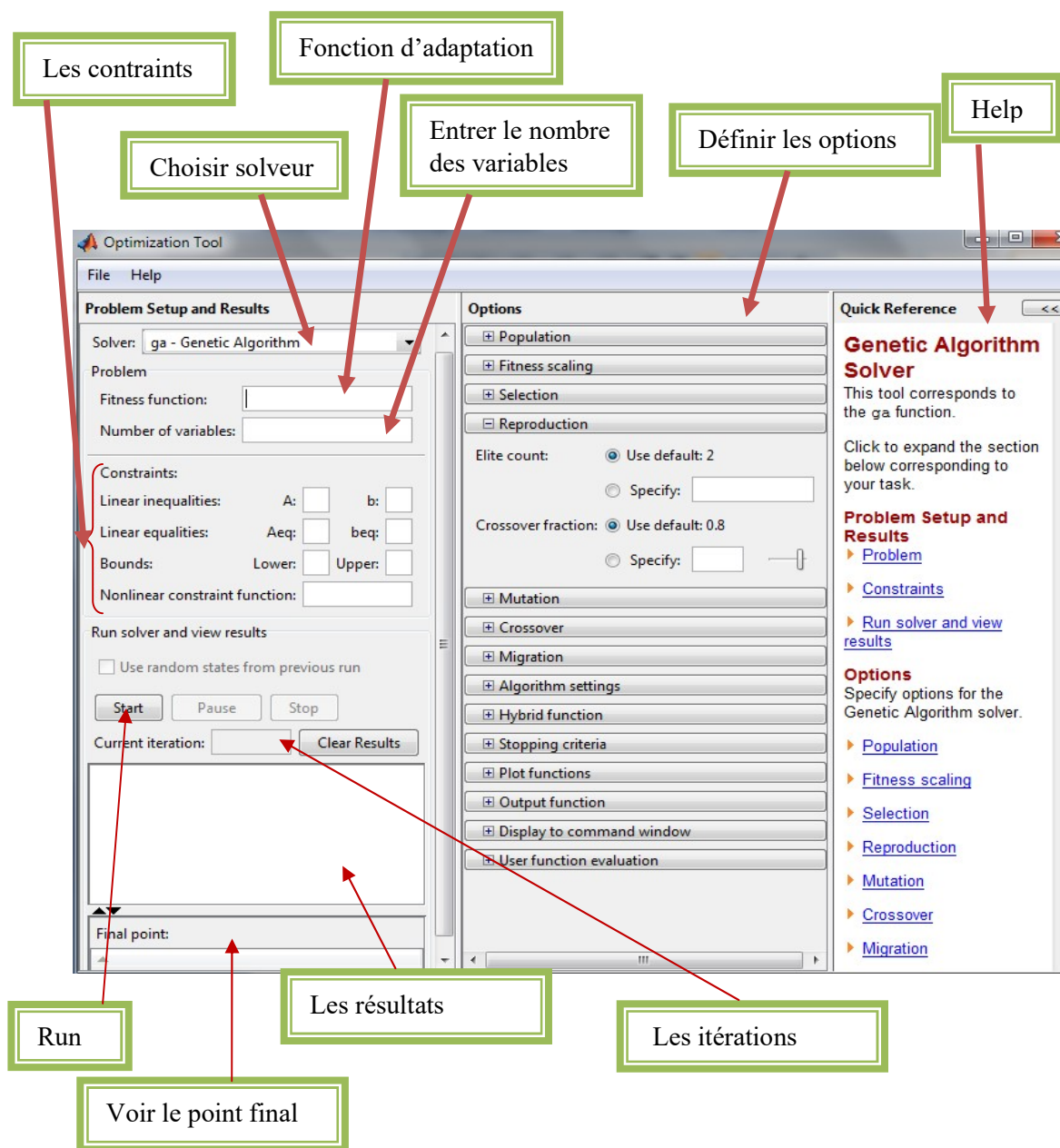


Figure IV.25: Interface générale du Toolbox optimisation du MATLAB.

## CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques

Pour utiliser l'outil d'optimisation, il faut entrer les informations suivantes:

**Fonction de fitness** : c'est la fonction objective que nous souhaitons optimiser est sous la forme @fitness où fitness.m est un M-file qui calcule la fonction de fitness.

- ✓ Nombre de variables : La longueur du vecteur d'entrée de la fonction fitness.
- ✓ Entrer les contraintes de problème qui optimiser dans le volet des contraintes (constraints). Si le problème n'est pas de contraintes, laissez ces champs vides.

Pour exécuter l'AG, on clique sur **start**. C'est l'outil qui permet d'afficher les résultats d'optimisation dans le solveur **Run**.

Pour modifier les options de l'algorithme génétique dans le volet Options, cliquez sur **options**.

Pour utiliser l'algorithme génétique sur la ligne de commande, appelez la fonction d'algorithme génétique '**ga**' avec la syntaxe:

- ✓  $\mathbf{X} = \mathbf{ga} (@fitnessfun, nvars)$
- ✓ **nvars** : est le nombre de variables de la fonction fitness à optimiser.

GA tente de résoudre les problèmes de la forme:

Min F (X) soumis à des contraintes :

$$A * X \leq B, A \times X = B \text{ (Contraintes linéaires)}$$

$$C(X) \leq 0, C_{eq} = 0 \text{ (Contraintes non linéaires)}$$

$$Lb \leq X \leq Ub$$

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<sub>eq</sub>**:<Matrice A<sub>eq</sub>pour des contraintes d'égalité>
- **B<sub>eq</sub>**: <vecteur B<sub>eq</sub>pour des contraintes d'égalité>
- **LB**:<Limite inférieure sur X>

## CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques

- **UB**:<Limite supérieure sur X>
- **nonlcon**:< contraintes non linéaires>
- **Options** :<Structure d'options créée avec gaoptimset>

[X, FVAL] = **ga** (fitnessfun ,nvars ,A, b,  $A_{eq}$ ,  $B_{eq}$ , LB, UB, nonlcon ,Options )

### IV.3.2 Analyse du réseau électrique IEEE 30-nœuds :

Cette partie a pour objective d'améliorer les performances du réseau **IEEE 30-nœuds** par l'ajustement optimal de différents variables de contrôles a savoir, le vecteur de tension des sources de production, le vecteur des puissances actives générées.

Pour l'optimisation mono objective, les méthodes proposées qui est testées et appliquées sur ce réseau sont l'algorithme génétique et l'essaim particule. Dans cette partie on a minimisée le coût de combustible tout en considérant les pertes estimées.

**IV.3.2.1 Optimisation par l'algorithme génétique:** La méthode d'optimisation basée sur l'algorithme génétique est testée sur le réseau IEEE 30-nœuds. Les paramètres utilisés pour exécuter cette méthode sont donnés dans le **tableau (IV.14)**:

Paramètres	Valeur
Population Size	50
Generations	200
Stall GenLimit	100
Time Limit	300
Stall Time Limit	300

**Tableau IV.14 :** Paramètres de l'algorithme AG.

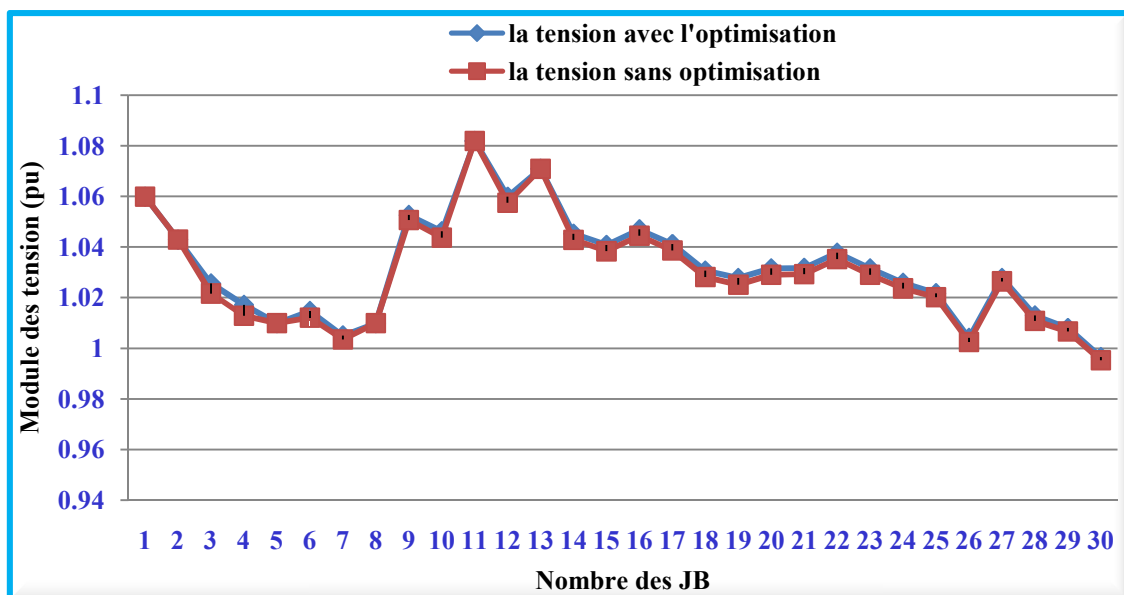
Les résultats obtenus par la méthode d'algorithme génétique sont exposés dans le **tableau (IV.15)**. Des comparaisons entres les profils des tensions dans les deux cas : avec et sans optimisation sont présentées dans la **figure (IV.26)**.

	Min	Cas initial	Avec l'optimisation d'AG	Max
$P_{G1}$ (MW)	50	260.928	177.2590	200
$P_{G2}$ (MW)	20	40	48.4283	80
$P_{G5}$ (MW)	15	0	21.2077	50
$P_{G8}$ (MW)	10	0	23.0341	35
$P_{G11}$ (MW)	10	0	12.5978	30
$P_{G13}$ (MW)	12	0	10.3415	40
V1(pu)	0.9	1.06	1.06	1.1

## *CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques*

<b>V2(pu)</b>	0.9	1.043	1.043	1.1
<b>V5(pu)</b>	0.9	1.01	1.01	1.1
<b>V8(pu)</b>	0.9	1.01	1.01	1.1
<b>V11(pu)</b>	0.9	1.082	1.082	1.1
<b>V13(pu)</b>	0.9	1.071	1.071	1.1
<b>Perte active (MW)</b>		17.528	9.4685	
<b><math>\Delta V</math></b>		0.6380	0.6917	
<b>Coût de production (\$/h)</b>		875.1688	802.1805	

**Tableau IV.15 :** Résultats obtenus par la méthode AG du réseau IEEE 30-nœuds.



**Figure IV.26 :** Niveau de tensions résultantes de l'optimisation par AG du réseau IEEE 30 nœuds.

### *Interprétation des résultats trouvés par AG:*

Le **tableau (IV.15)** représente les puissances générées par chaque centrale pour deux cas : sans optimisation et avec l'optimisation de l'AG, on remarque que toutes les variables de contrôle sont dans leurs limites admissibles, et la tension dans les JB de génération ne change pas. La valeur des pertes de la puissance active avant l'optimisation est de **17.528 MW**, et après l'optimisation par la répartition optimale des puissances générées la valeur des pertes a diminué jusqu'à **9.4685 MW**, ainsi que pour le Coût de production : sans optimisation est **875.1688 (\$/h)**, et avec l'optimisation est **802.1805 (\$/h)**.

La **figure (IV.26)** représente les amplitudes de tensions dans tous les jeux de barres du réseau IEEE 30-nœuds. On constate qu'il y a une légère amélioration du module de tension et on remarque aussi, qu'il n'y a pas de dépassement de tension aux jeux de barres et que toutes les amplitudes de tension sont dans leurs limites de sécurité.

## CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques

### IV.3.2.2 Optimisation basée sur essaim de particule :

La résolution du problème d'OPF par PSO se fait de la même manière que la méthode AG ci-dessus, les paramètres de PSO sont présentés dans le **tableau (IV.16)**.

Paramètres	Valeur
Taille de population	20
Nombre de l'itération	200
Coefficients d'inertie $w_{initial}$	0.9
Coefficients d'inertie $w_{finale}$	0.4
Coefficients d'accélération $c1$	2
Coefficients d'accélération $c2$	2

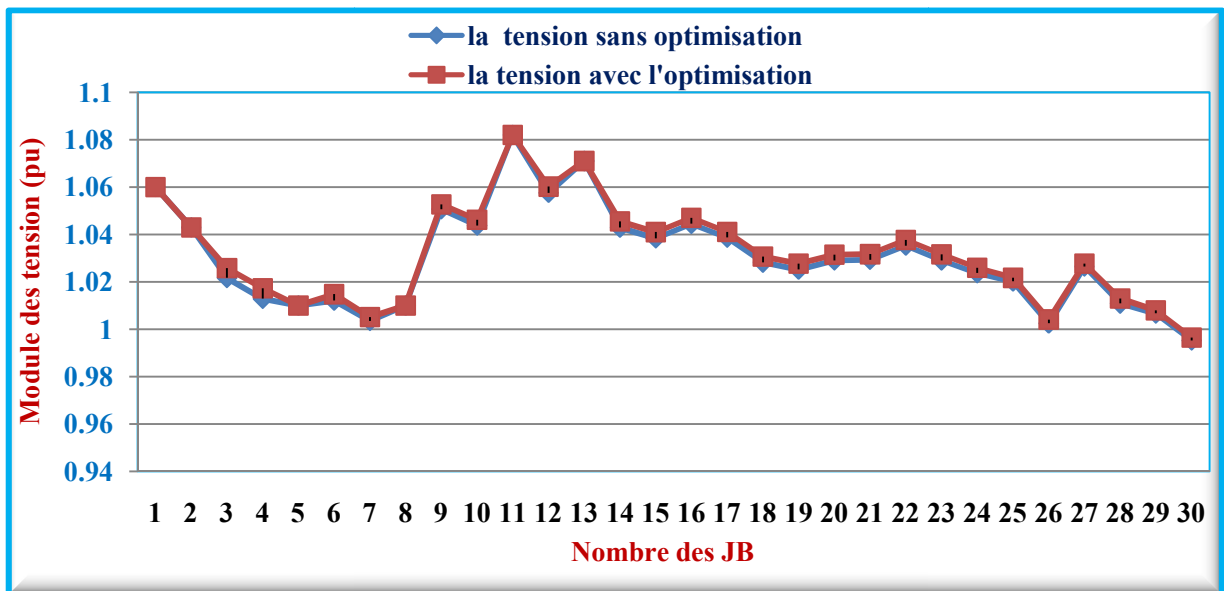
**Tableau IV.16** : Paramètres de l'algorithme PSO.

Le **tableau (IV.17)** donne les valeurs optimales des puissances actives générées  $P_{Gi}$ , les tensions de générateurs  $V_{Gi}$ , et présente aussi le coût de combustible, les pertes actives, la déviation des tensions obtenus par la méthode essaim de particule. Le profil de tension est illustré dans la **figure (IV.27)**.

	Min	Cas initial	Avec l'optimisation de PSO	Max
$P_{G1}$ (MW)	50	260.928	176.7423	200
$P_{G2}$ (MW)	17.52820	40	48.8204	80
$P_{G5}$ (MW)	15	0	21.4830	50
$P_{G8}$ (MW)	10	0	21.6680	35
$P_{G11}$ (MW)	10	0	12.1480	30
$P_{G13}$ (MW)	12	0	12.0000	40
$V1$ (pu)	0.9	1.06	1.06	1.1
$V2$ (pu)	0.9	1.043	1.043	1.1
$V5$ (pu)	0.9	1.01	1.01	1.1
$V8$ (pu)	0.9	1.01	1.01	1.1
$V11$ (pu)	0.9	1.082	1.082	1.1
$V13$ (pu)	0.9	1.071	1.071	1.1
Perte active (MW)		17.528	9.4617	
$\Delta V$ (pu)		0.6380	0.6915	
Coût de production (\$/h)		875.1688	802.1513	

**Tableau IV.17** : Résultats des puissances générées et le coût minimal par PSO du réseau

IEEE 30-nœuds.



**Figure IV.27 :** Niveau de tensions résultantes de l'optimisation par PSO du réseau IEEE 30-nœuds.

### *Interprétation des résultats trouvés par PSO :*

Le **tableau (IV.17)** représente les puissances générées et le coût minimal optimisés par PSO du réseau IEEE 30-nœuds. On remarque que les valeurs optimales des puissances actives des générateurs sont dans leurs limites de fonctionnement admissibles.

La valeur des pertes de la puissance active sans l'optimisation est de **17.528 MW**, et après l'optimisation la valeur des pertes a diminué jusqu'à **9.4617 MW**.

Le coût de production sans optimisation est de **875.1688 (\$/h)**, et avec l'optimisation par l'algorithme PSO le coût a diminué à **802.1513 (\$/h)**.

La **figure (IV.27)** représente les niveaux de tensions de l'optimisation par PSO du réseau électrique 30-nœuds, on remarque qu'il n'y a pas de dépassement sur la tension dans tous les jeux de barres et que toutes les amplitudes de tension sont dans leurs limites admissibles.

## CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques

### IV.3.3 Analyse du réseau réel d'étude (le réseau électrique du transport Algérien) :

Nous allons exposer dans cette partie l'application de l'algorithme génétique, l'algorithme PSO et l'algorithme MFO pour minimiser le coût de production et les pertes actives dans le réseau électrique de transport Algérien 114 JB.

#### IV.3.3.1 Optimisation par AG, PSO et MFO :

La résolution du problème d'OPF se fait par les méthodes AG, PSO et MFO ; les paramètres de ces méthodes sont récapitulés dans les tableaux (IV.18), (IV.19) et (IV.20).

Les paramètres	La valeur
Taille de population $T_{pop}$	20
Nombre d'itérations N	200
Coefficients d'inertie w	[0.9-0.4]
Coefficients d'accélération c1	2
Coefficients d'accélération c2	2

Tableau VI.18 : Paramètres de l'algorithme PSO.

Les paramètres	La valeur
N Taille de la population $T_{pop}$	20
Nombre de génération maximale $NG_{max}$	200

Tableau IV.19 : Paramètres de l'algorithme AG.

Les paramètres	La valeur
Taille de population $T_{pop}$	20
Nombre d'itérations N	200

Tableau IV.20 : Paramètres de l'algorithme MFO.

#### IV.3.3.1.1 Fonction objectif coût de production :

La fonction de coût de génération, où la fonction quadratique est définie comme suivant :

$$f_i = \sum_{i=1}^{Ng} A_i + B_i P_{G_i} + C_i P_{G_i}^2 (\$/h)$$

Où  $f_i$  : est le coût de la production du  $i^{\text{ème}}$  générateur,  $i=1, 2, 3, \dots, Ng$ .



## *CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques*

### Résultats d'optimisation :

Une comparaison entre les résultats des variables optimisées par l'algorithme génétique, l'algorithme (MFO) et l'algorithme PSO sont présentés dans le **tableau (IV.21)**.

<i>N°G</i>	<i>Min</i>	<i>AG</i>	<i>PSO</i>	<i>MFO</i>	<i>Max</i>
<b>P<sub>G4</sub> (MW)</b>	135	441.8234	439.8958	<b>443.61</b>	1350
<b>P<sub>G5</sub> (MW)</b>	135	479.8932	470.1099	<b>445.2</b>	1350
<b>P<sub>G11</sub> (MW)</b>	10	100.0000	100.0000	<b>100</b>	100
<b>P<sub>G15</sub> (MW)</b>	30	193.7853	185.3561	<b>191.68</b>	300
<b>P<sub>G17</sub> (MW)</b>	135	376.5233	424.4587	<b>429.71</b>	1350
<b>P<sub>G19</sub> (MW)</b>	34.5	205.6606	182.1944	<b>187.9</b>	345
<b>P<sub>G22</sub> (MW)</b>	34.5	174.8930	180.0327	<b>183.78</b>	345
<b>P<sub>G52</sub> (MW)</b>	34.5	228.8399	218.8108	<b>219.47</b>	345
<b>P<sub>G80</sub> (MW)</b>	34.5	209.0094	179.0343	<b>177.64</b>	345
<b>P<sub>G83</sub> (MW)</b>	30	150.6636	178.5626	<b>177.46</b>	300
<b>P<sub>G98</sub> (MW)</b>	30	157.7888	178.2403	<b>178.49</b>	300
<b>P<sub>G100</sub>(MW)</b>	60	600.0000	599.9534	<b>600</b>	600
<b>P<sub>G101</sub>(MW)</b>	20	200.0000	199.9973	<b>200</b>	200
<b>P<sub>G109</sub>(MW)</b>	10	100.0000	99.9858	<b>100</b>	100
<b>P<sub>G111</sub>(MW)</b>	10	200.0000	182.5781	<b>184.5</b>	200
<b>V<sub>g4</sub> (pu)</b>	0.9	1.0773	1.0773	1.0773	1.1
<b>V<sub>g5</sub> (pu)</b>	0.9	1.0200	1.0600	1.02	1.1
<b>V<sub>g11</sub>(pu)</b>	0.9	1.0000	1.0000	1.0000	1.1
<b>V<sub>g15</sub> (pu)</b>	0.9	1.0200	1.0200	1.0200	1.1
<b>V<sub>g17</sub> (pu)</b>	0.9	1.0482	1.0482	1.0482	1.1
<b>V<sub>g19</sub> (pu)</b>	0.9	0.9900	0.9900	0.99	1.1
<b>V<sub>g22</sub> (pu)</b>	0.9	1.0000	1.0000	1.000	1.1
<b>V<sub>g52</sub>(pu)</b>	0.9	1.0100	1.0100	1.01	1.1
<b>V<sub>g80</sub> (pu)</b>	0.9	0.9800	0.9800	0.98	1.1
<b>V<sub>g83</sub> (pu)</b>	0.9	1.0000	1.0000	1	1.1
<b>V<sub>g98</sub> (pu)</b>	0.9	1.0200	1.0200	1.02	1.1
<b>V<sub>g 100</sub>(pu)</b>	0.9	1.0573	1.0573	1.0573	1.1
<b>V<sub>g 101</sub>(pu)</b>	0.9	1.0818	1.0818	1.0818	1.1
<b>V<sub>g 109</sub>(pu)</b>	0.9	1.0818	1.0818	1.0818	1.1
<b>V<sub>g 111</sub>(pu)</b>	0.9	1.0909	1.0909	1.0909	1.1
<b>ΔV(pu)</b>		<b>4.9675</b>	<b>5.0851</b>	<b>5.0321</b>	
<b>Pertes actives (MW)</b>		<b>91.8804</b>	<b>92.2102</b>	<b>92.4467</b>	
<b>Coût de production (\$/h)</b>		<b>19210</b>	<b>19115.466128</b>	<b>19107.03925</b>	

**Tableau IV.21** : Résultats des puissances générées et le coût minimal trouvés par AG, PSO et MFO : Réseau ALG 114 JB.

## CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques

Les amplitudes de tensions résultantes de la minimisation de coût de production par AG, PSO et MFO Les Amplitudes de tension de réseau électrique Algérien 114 JB après l'optimisation par AG et PSO et MFO sont montrées dans la figure (IV.28).

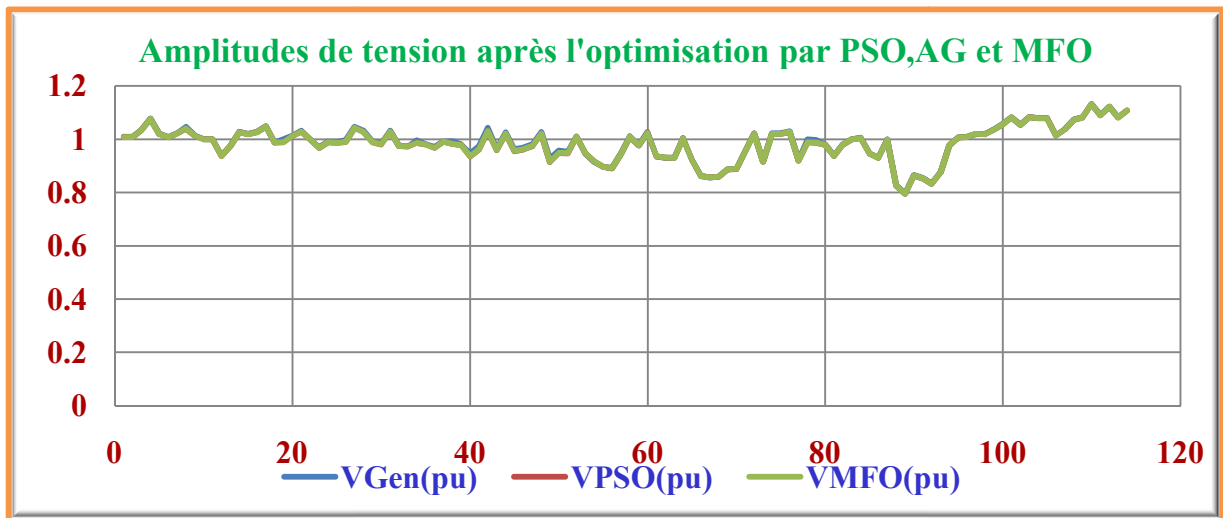


Figure IV. 28 : Amplitudes de tensions résultantes de la minimisation de coût par AG, PSO et MFO : Réseau Algérien 114 JB.

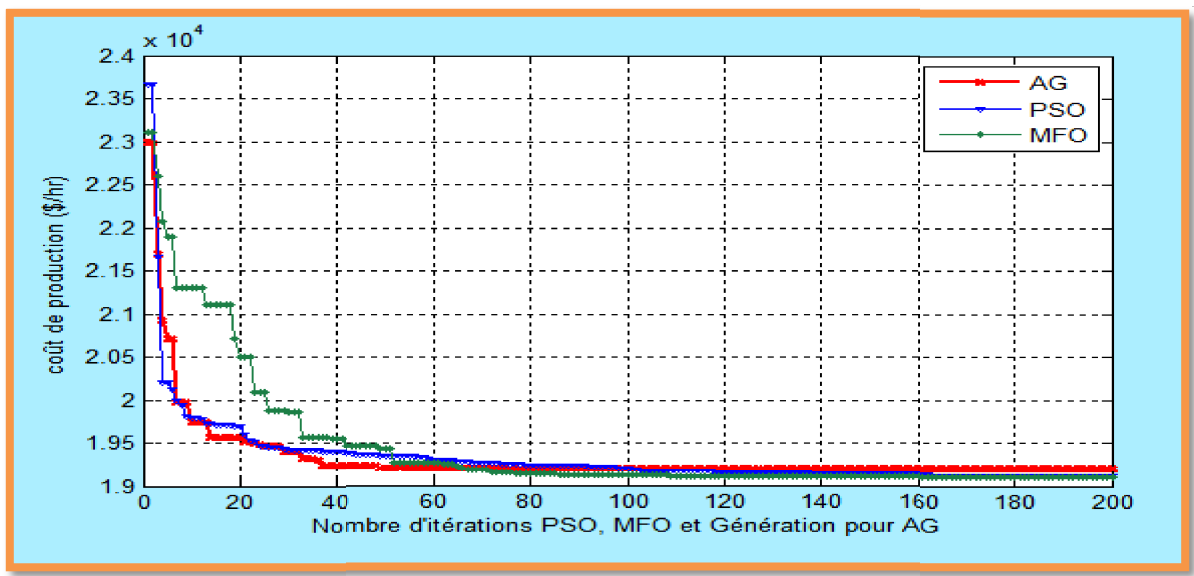


Figure IV.29 : Convergence du coût de production par les méthodes AG, PSO et MFO: Réseau Algérien 114 JB.

La figure (IV.29) représente la caractéristique de convergence du coût de productions obtenues par les méthodes AG, PSO et MFO dans le cas où la fonction objective contient seulement le coût de centrales conventionnelles tout en considérant les pertes dans les lignes.

### Interprétation des résultats :

Le tableau (IV.21) représente l'ensemble des résultats d'optimisation obtenue par les méthodes AG, PSO et MFO. Ce tableau comporte une comparaison entre les valeurs optimales des puissances

## CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques

actives générées  $P_{Gi}$ , les tensions des jeux de barres générateurs  $V_{Gi}$ , le coût de combustible, les pertes actives, et la déviation des tensions. D'après les résultats obtenus on remarque que tous les jeux de barres de générateurs fonctionnent dans leurs limites acceptables où la valeur de puissance générée ne dépasse les limites.

Les valeurs du coût de production et pertes de puissances avant l'optimisation sont **20280 \$/h** et **78.729 MW**, respectivement. **Après l'optimisation** la valeur du coût optimisé par L'AG est de **19210 \$/h**, la valeur des pertes engendrés est de **91.8804 MW**, Le coût optimisé par l'algorithme PSO est de **19115.466128 \$/h**, la valeur des pertes engendrés est de **92.2102 MW**. Le plus faible coût est achevé par l'application de la méthode MFO avec une valeur **19107.03925 \$/h** et la somme des pertes engendrées de **92.4467MW**.

La valeur de déviation de la tension engendrée diminuée à **4.9675 pu** par la méthode de l'AG, **5.0851 pu** par utilisation de PSO et **5.0321pu** par l'application de la méthode MFO. Ces valeurs sont meilleures par rapport avec celle trouvée avant l'optimisation (**5.9640 pu**). D'autre part nous remarquons que nous avons gagné en termes des coûts de production mais nous avons perdu en termes de pertes de puissance active, ce qui traduit la relation contradictoire entre les deux fonctions objectifs, toutes les puissances et les tensions des générateurs sont dans leurs limites admissibles. Il faut noter qu'il y a quelques dépassements dans les limites sur les amplitudes de tensions aux jeux de barres suivantes (**tableau (IV.22)**).

N°JB	V (pu) AG	V (pu) PSO	V (pu) MFO
55	0,8966	0,8964	0,89686
56	0,8919	0,8915	0,89195
66	0,8624	0,8626	0,86262
67	0,8566	0,857	0,85708
68	0,8592	0,8593	0,8594
69	0,8863	0,8869	0,88698
70	0,8889	0,8891	0,88922
88	0,8262	0,826	0,82602
89	0,7962	0,796	0,79598
90	0,8648	0,8645	0,86452
91	0,8534	0,8531	0,85315
92	0,8339	0,8335	0,83359
93	0,8771	0,8768	0,87682
110	1,1317	1,1324	1,1324
112	1,1218	1,1231	1,123
114	1,1075	1,1084	1,1084

**Tableau IV.22 :** Les dépassements dans les limites des amplitudes de tensions du réseau électrique Algérien.

## **CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques**

### **IV.3.3.1.2 Fonction objectif perte :**

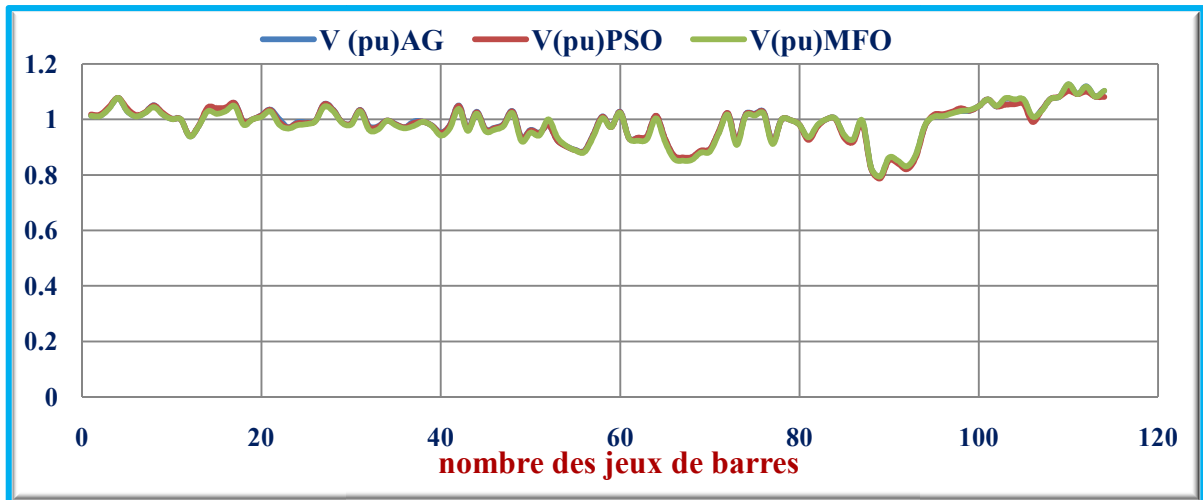
Le **tableau (IV.23)** représente les résultats d'optimisation des pertes actives du réseau de transport électrique Algérien 114 JB obtenus par l'application de l'algorithme génétique, **PSO** et l'algorithme **MFO**.

	<b>Min</b>	<b>AG</b>	<b>PSO</b>	<b>MFO</b>	<b>Max</b>
<b>P<sub>G4</sub> (MW)</b>	<b>135</b>	<b>107.3885</b>	<b>324.3297</b>	<b>476.71</b>	<b>1350</b>
<b>P<sub>G5</sub> (MW)</b>	<b>135</b>	<b>579.8523</b>	<b>413.9191</b>	<b>571.64</b>	<b>1350</b>
<b>P<sub>G11</sub> (MW)</b>	<b>10</b>	<b>69.2716</b>	<b>10.7534</b>	<b>72.948</b>	<b>200</b>
<b>P<sub>G15</sub> (MW)</b>	<b>30</b>	<b>288.1555</b>	<b>252.8789</b>	<b>117.39</b>	<b>300</b>
<b>P<sub>G17</sub> (MW)</b>	<b>135</b>	<b>709.7685</b>	<b>932.8764</b>	<b>757.19</b>	<b>1350</b>
<b>P<sub>G19</sub> (MW)</b>	<b>34.5</b>	<b>264.4462</b>	<b>282.2024</b>	<b>315.08</b>	<b>345</b>
<b>P<sub>G22</sub> (MW)</b>	<b>34.5</b>	<b>290.4930</b>	<b>74.2857</b>	<b>34.5</b>	<b>345</b>
<b>P<sub>G52</sub> (MW)</b>	<b>34.5</b>	<b>35.7437</b>	<b>34.6746</b>	<b>197.31</b>	<b>345</b>
<b>P<sub>G80</sub> (MW)</b>	<b>34.5</b>	<b>279.0030</b>	<b>259.4685</b>	<b>259.77</b>	<b>345</b>
<b>P<sub>G83</sub> (MW)</b>	<b>30</b>	<b>190.8639</b>	<b>157.8892</b>	<b>91.001</b>	<b>300</b>
<b>P<sub>G98</sub> (MW)</b>	<b>30</b>	<b>121.7859</b>	<b>190.4699</b>	<b>85.616</b>	<b>300</b>
<b>P<sub>G100</sub> (MW)</b>	<b>60</b>	<b>565.5512</b>	<b>591.8130</b>	<b>445.71</b>	<b>600</b>
<b>P<sub>G101</sub> (MW)</b>	<b>20</b>	<b>104.3548</b>	<b>192.8287</b>	<b>134.73</b>	<b>200</b>
<b>P<sub>G109</sub> (MW)</b>	<b>10</b>	<b>54.6616</b>	<b>37.4275</b>	<b>37.012</b>	<b>100</b>
<b>P<sub>G111</sub> (MW)</b>	<b>10</b>	<b>139.1530</b>	<b>42.1365</b>	<b>200</b>	<b>200</b>
<b>V<sub>g4</sub> (pu)</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0773</b>	<b>1.0773</b>	<b>1.0773</b>	<b>1.1</b>
<b>V<sub>g5</sub> (pu)</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0200</b>	<b>1.0200</b>	<b>1.0200</b>	<b>1.1</b>
<b>V<sub>g11</sub> (pu)</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0000</b>	<b>1.0000</b>	<b>1.0000</b>	<b>1.1</b>
<b>V<sub>g15</sub> (pu)</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0200</b>	<b>1.0200</b>	<b>1.0200</b>	<b>1.1</b>
<b>V<sub>g17</sub> (pu)</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0482</b>	<b>1.0482</b>	<b>1.0482</b>	<b>1.1</b>
<b>V<sub>g19</sub> (pu)</b>	<b>0.9</b>	<b>0.9900</b>	<b>0.9900</b>	<b>0.9900</b>	<b>1.1</b>
<b>V<sub>g22</sub> (pu)</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0000</b>	<b>1.0000</b>	<b>1.0000</b>	<b>1.1</b>
<b>V<sub>g52</sub> (pu)</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0100</b>	<b>1.0100</b>	<b>1.0100</b>	<b>1.1</b>
<b>V<sub>g80</sub> (pu)</b>	<b>0.9</b>	<b>0.9800</b>	<b>0.9800</b>	<b>0.9800</b>	<b>1.1</b>
<b>V<sub>g83</sub> (pu)</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0000</b>	<b>1.0000</b>	<b>1.0000</b>	<b>1.1</b>
<b>V<sub>g98</sub> (pu)</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0200</b>	<b>1.0200</b>	<b>1.0200</b>	<b>1.1</b>
<b>V<sub>g100</sub> (pu)</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0573</b>	<b>1.0573</b>	<b>1.0573</b>	<b>1.1</b>
<b>V<sub>g101</sub> (pu)</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0818</b>	<b>1.0818</b>	<b>1.0818</b>	<b>1.1</b>
<b>V<sub>g109</sub> (pu)</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0818</b>	<b>1.0818</b>	<b>1.0818</b>	<b>1.1</b>
<b>V<sub>g111</sub> (pu)</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0909</b>	<b>1.0909</b>	<b>1.0909</b>	<b>1.1</b>
<b>ΔV (pu)</b>		<b>5.5842</b>	<b>5.0868</b>	<b>5.1895</b>	
<b>Pertes de puissance active (MW)</b>		<b>73.4928</b>	<b>70.9536</b>	<b>69.61021737</b>	
<b>Coût de production (\$/h)</b>		<b>22713</b>	<b>23138</b>	<b>22439</b>	

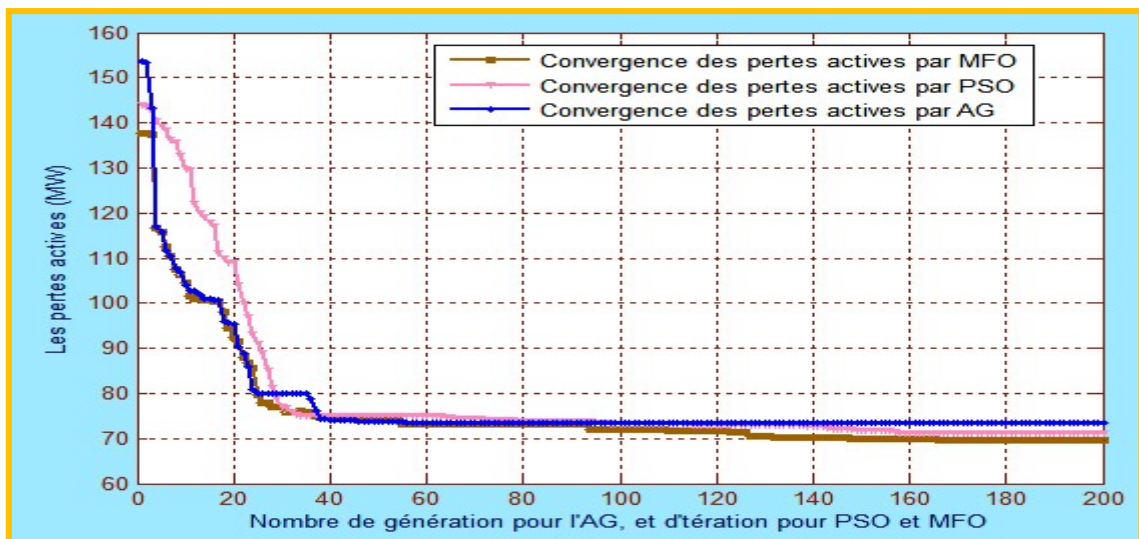
**Tableau IV.23 :** Résultats des puissances générées et les pertes actives trouvés par AG, PSO et MFO: Réseau ALG 114 JB.

## CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques

Les amplitudes de tensions résultantes de la minimisation des pertes actives par AG, PSO et MFO sont montrées dans la **figure (IV.30)**. La convergence au résultat finale est présentée dans la **figure (IV.31)**.



**Figure IV.30 :** Les amplitudes de tension du réseau électrique Algérien après l'optimisation par les méthodes AG, PSO et MFO.



**Figure IV.31 :** Courbe de convergence des pertes actives par les méthodes: AG, PSO et MFO: Réseau électrique Algérien 114 JB.

### Interprétation des résultats :

Le **tableau (IV.23)** représente les résultats d'optimisation obtenue par les méthodes **AG, PSO et MFO**, il est clair que la valeur des pertes après l'optimisation par la répartition optimale des puissances générées a diminué jusqu'à **73.4928 MW** par l'**AG**, **70.9536 MW** par **PSO** et **69.61 MW** par la méthode proposée (**MFO**) en comparant avec sa valeur avant l'optimisation (**78.729 MW**). La valeur de **coût de production** est **augmentée** en le comparant avec le cas où la fonction objective est fonction coût, nous avons gagné en termes des pertes actives mais nous avons perdu en termes de coût, ce qui traduit la relation contradictoire entre la fonction coût et la fonction objective perte active.

### IV.3.4 Insertion des compensations Shunt :

Dans cette section, nous allons essayer d'appliquer la compensation de puissance réactive pour améliorer Le profil de tension. Le choix de l'emplacement et la valeur de la puissance réactive des éléments de compensation shunt est une tâche très importante pour assurer les meilleures performances des réseaux électriques.

Afin d'améliorer le profil de tension du réseau Algérien, minimiser les pertes et le coût, nous proposons tout d'abord d'installer un compensateur dans la zone concernée par le problème de chute de tension. Le choix de l'emplacement optimal du compensateur est basé sur la détermination du nœud critique avec la plus faible valeur de tension. Et Pour trouver l'emplacement optimal de ce dispositif, on s'intéressera à la compensation de tout les nœuds faibles du réseau **60 kV(nœuds N° 55, N°56, N° 55, N°66 N° 67, N°68 N° 69, N°70)** et les nœuds du réseau **90 kV(nœuds N° 88, N°89, N°91 et N°92 N° 93)** en gardant les mêmes paramètres du compensateur, puis on sélectionnera l'emplacement qui donne le profil de tension le plus amélioré et les pertes les plus faibles.

D'après les résultats de l'écoulement de puissance, et les résultats d'optimisation, le réseau Algérien souffre **d'un problème de chute de tension** au niveau des nœuds suivants :

Nœud N°	V (pu)	Nom de Nœud
Nœud N° 55	0.8966	CHERCHEL
Nœud N° 56	0.8917	MEDEA
Nœud N° 66	0.8627	DBKHE3
Nœud N° 67	0.8572	TIZI MEDDEN
Nœud N° 68	0.8595	2SEDJE3
Nœud N° 69	0.8870	2SGHOZ3
Nœud N° 70	0.8893	2ILLIT3
Nœud N° 88	0.8260	EHADJ
Nœud N° 89	0.7961	SOUK AHRAS
Nœud N° 90	0.8646	EL AOUNET4
Nœud N° 91	0.8533	TEBESSA 2
Nœud N° 92	0.8337	DJEBEL ONK
Nœud N° 93	0.8769	TEBESSA14

**Tableau IV.24 :** Les nœuds critiques du réseau électrique Algérien en termes de chute de tension.

Ces nœuds qui sont relativement éloignés des unités de production, ont des tensions inférieures par rapport aux autres nœuds, ceci est dû à la longue distance entre la production et la consommation. Il nous reste alors le choix optimal de l'emplacement et la taille du compensateur.

## **CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques**

### ✓ Cas d'étude N°1: Minimisation des coûts de production

#### **A-Injection d'un seul compensateur 40 MVAR :**

Dans ce cas, **6 emplacements** individuels ont été choisis comme nœuds critiques. Le **tableau (IV.25)** représente les résultats de minimisation des coûts obtenus pour différents endroits d'installation de compensateur de puissance réactive par application de la méthode proposée **MFO (Qc= 40 MVAR)**:

JB N°	N° 67	N° 89	N° 90	N° 91	N° 92	N°93
Fobj: Coût de production (\$/h)	19103.96598	19016.87239	19031.22736	19010.28704	19042.80236	19002.23942
$\Delta V$ (pu)	4.5509	4.6135	4.5510	4.5092	4.6428	4.5468
Min V (pu)	0.7962	0.8694	0.8414	0.8416	0.8304	0.8415
	Au JB=89	Au JB=88	Au JB=89	Au JB=89	Au JB=89	Au JB=89
Les pertes actives (MW)	91.9052	78.8874	84.0848	78.9938	81.6118	78.4859

**Tableau IV.25 :** Les résultats d'optimisation du coût total avec considération de l'installation d'un seul compensateur : Méthode MFO.

L'injection d'une puissance réactive (**Qc= 40 MVAR**) aux différents jeux de barres permet de réduire le coût total de production à **19002.23942 \$/h**. Cette valeur est obtenue par l'installation du système de compensation au **JB N°93**. Il faut noter que les valeurs **des coûts minimales** obtenues sont proches, ainsi que les valeurs de déviation de la tension dans tous les cas d'injection, et si on considère l'aspect économique (coût de production), l'emplacement de système de compensation d'une capacité maximale de **40 MVAR** favorisé est le **JB N°93**, lors de la minimisation de la fonction objectif nommée coût de production.

#### **B-Injection de deux compensateur à puissance maximale totales 40 MVAR :**

Pour ce cas, **deux emplacements** ont été choisi de **20 MVAR**, et plusieurs combinaisons ont été considérées à savoir (JB89, JB90), (JB90, JB92), (JB89, JB91), (JB89, JB92), (JB90, JB91), (JB91, JB92), (JB67, JB93). Les résultats obtenus par applications de **MFO** lors de l'injection de deux compensateurs à puissance maximale totales **40 MVAR** sont illustrées dans le **tableau (IV.26)**.

JB N°	N° 89 et 90	N° 90 et 92	N°89 et N°91	N°90 et 91	N°91 et 67	N°67 et 93
Fobj: Coût de production (\$/h)	19046.72083	19058.00488	19037.33469	19031.06012	19096.38935	19090.79493
Les pertes actives (MW)	79.0910	84.8890	78.9080	78.9762	90.8807	90.7353
$\Delta V$ (pu)	4.6047	4.5856	4.5713	4.6078	4.6185	4.6233
Min V (pu)	0.8750 JB 92	0.8486 JB89	0.8752 JB89	0.8497 JB89	0.8125 JB89	0.8124 JB89

**Tableau IV.26 :** Les résultats d'optimisation du coût total avec considération de l'installation de deux compensateurs, Qmax=40 MVAR : Méthode MFO



## ***CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques***

Pour une puissance réactive totale de **40 MVAR** injectée au **JB N° 90 et JB N°91**, le coût total de production est réduit par rapport aux autres combinaisons, les valeurs de déviation de la tension sont proches, la tension minimal est de **0.8497 p.u** localisée au **JB N°89**.

### **C-Injection de deux compensateur à puissance maximale totales 80 MVAR**

Pour les mêmes emplacements et les mêmes combinaisons **deux emplacements** ont été choisi de 40 MVAR, les résultats obtenus dans ce test sont présentées dans le **tableau (IV.27)** :

<b>JB N°</b>	<b>N° 89 et N°90</b>	<b>N° 90 et N°92</b>	<b>N°89 et N°91</b>	<b>N°56 et N°91</b>	<b>N°91 et N°67</b>	<b>N°67 et N°93</b>
<b>Fobj: Coût de production (\$/h)</b>	<b>18984.62848</b>	<b>18986.3389</b>	<b>18976.44542</b>	<b>18990.67599</b>	<b>19013.56403</b>	<b>19021.28384</b>
<b>Les pertes actives (MW)</b>	<b>77.5529</b>	<b>78.8425</b>	<b>77.1006</b>	<b>77.3669</b>	<b>77.9341</b>	<b>78.2644</b>
<b><math>\Delta V</math></b>	<b>4.2516</b>	<b>4.3819</b>	<b>4.2345</b>	<b>4.4010</b>	<b>4.2481</b>	<b>4.2678</b>
<b>Min V (pu)</b>	<b>0.8570 JBN° 67</b>	<b>0.8593 JBN° 68</b>	<b>0.8570 JBN°67</b>	<b>0.8289 JBN°89</b>	<b>0.8287 JBN°89</b>	<b>0.8288 JBN°89</b>

**Tableau IV.27:** Les résultats d'optimisation du coût total avec considération de l'installation de deux compensateurs,  $Q_{max}=80$  MVAR: Méthode MFO.

D'après le **tableau (IV.27)**, on constat que le minimum coût de production est inscrit lorsque les deux compensateurs sont installées au **JB N° 89 et JB N°91**, ce qui permet d'obtenir un coût réduit par rapport aux autres combinaisons, la tension minimal est **0.8570 pu** localisée au **JB N° 67**.

### **D-Injection de trois compensateur à puissance maximale totales 120 MVAR**

Dans ce test on utilisé **Trois compensateurs** de valeur de puissance **40 MVAR** ; les résultats obtenus sont illustré dans le tableau suivant:

<b>JB N°</b>	<b>JB 89, 56 et 67</b>	<b>JB 56, 88 et 92</b>	<b>JB 88, 90 et 67</b>	<b>JB 89, 91 et 55</b>	<b>JB 67, 89 et 92</b>	<b>JB 67, 89 et 93</b>
<b>Fobj: Coût de production (\$/h)</b>	<b>19007.44532</b>	<b>18975.65724</b>	<b>18955.66379</b>	<b>19007.44532</b>	<b>18984.28248</b>	<b>18991.74302</b>
<b>Les pertes actives (MW)</b>	<b>76.6105</b>	<b>77.6528</b>	<b>74.9015</b>	<b>76.6105</b>	<b>77.9520</b>	<b>81.4554</b>
<b><math>\Delta V</math>(pu)</b>	<b>3.9214</b>	<b>4.1617</b>	<b>4.0213</b>	<b>4.0150</b>	<b>3.9338</b>	<b>3.9205</b>
<b>Min V (pu)</b>	<b>0.8699 Au JB=92</b>	<b>0.8576 JB=67</b>	<b>0.8911 JB=56</b>	<b>0.8573 JB=89</b>	<b>0.8933 JB=56</b>	<b>0.8903 JB=56</b>

**Tableau IV.28 :** Les résultats d'optimisation du coût total avec considération de l'installation de trois compensateurs,  $Q_{max}=120$  MVAR : Méthode MFO.

On remarque que l'installation d'une compensation de **Trois compensateurs 40 MVAR**, Nous a permet d'améliorer la valeur de la fonction objectif qui est le coût de production par rapport au cas sans compensation.



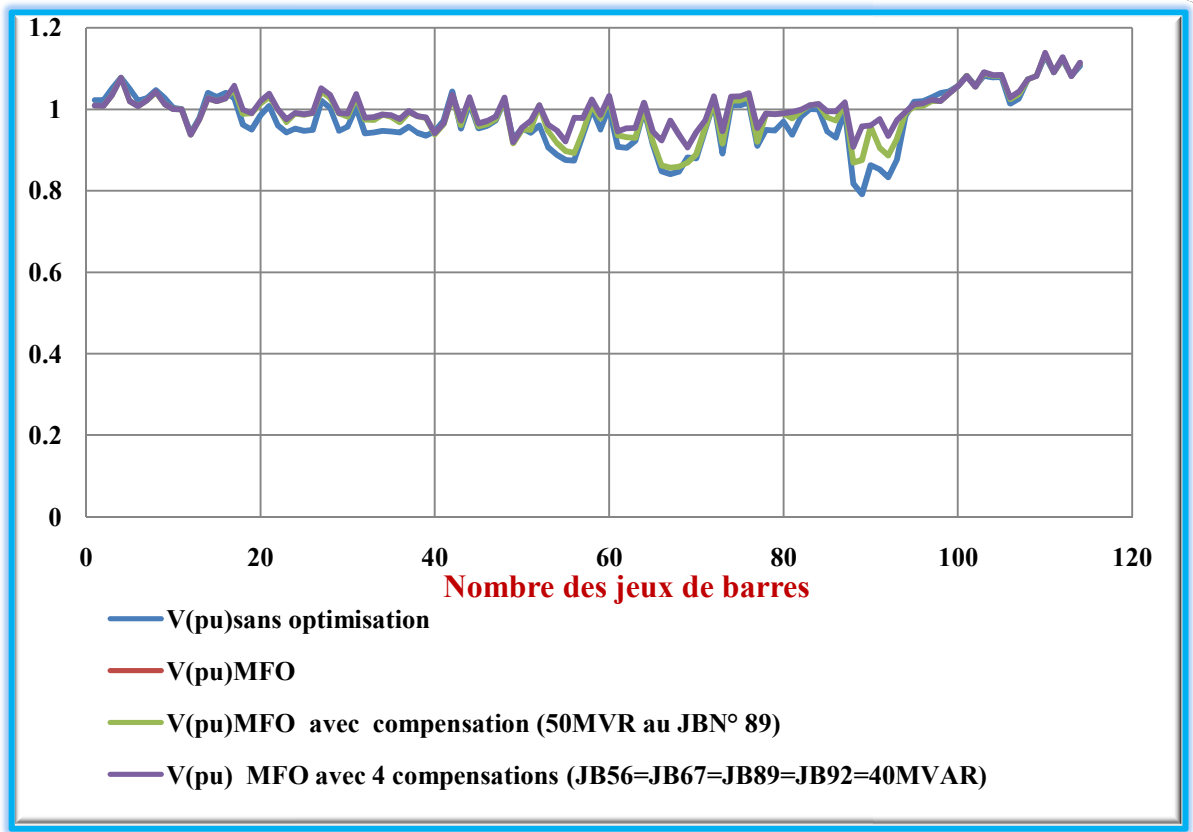
## **CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques**

### **E-Injection de Quatre compensateur à puissance maximale totales 160 MVAR :**

Lorsque nous avons installés quatre compensateurs dans les jeux de barres (JB 56= JB 67= JB 89= JB 92=40 MVAR) les plus sensibles.). Nous remarquons que le coût de production à été réduite à **18924.53055 (\$/h)** en comparant avec sa valeur avant l'optimisation (**20280(\$/h)**). Tandis que la valeur de tension minimale est de **0.9077 p.u** est obtenue (JB=88). Les amplitudes de tensions aux niveaux de jeux de barres sont améliorées comme indiquer dans la figure (IV.32). Le tableau (IV.29) représente une comparaison entre les résultats de minimisation le coût de production obtenus pour différents endroits d'installation de puissance réactive (sans optimisation, optimisation par l'algorithme MFO, MFO seul compensateur (40MVR) au JB N°89 et avec quarts compensateurs):

N °G	Sans optimisations	Avec optimisation par MFO	MFO avec seul Compensateur (40MVR) JB 89	MFO avec 4 compensations (40MVR)
$P_{G4}$	685.7288	476.71	435.1	442.49
$P_{G5}$	300.0000	571.64	437.55	441.18
$P_{G11}$	160.0000	72.948	100	100
$P_{G15}$	60.00 00	117.39	188.42	189.94
$P_{G17}$	640.0000	757.19	414.37	425.83
$P_{G19}$	100.0000	315.08	182.59	185.52
$P_{G22}$	60.0000	34.5	180.22	183.87
$P_{G52}$	80.0000	197.31	218.92	219.16
$P_{G80}$	100.0000	259.77	163.49	173.87
$P_{G83}$	230.0000	91.001	217.02	185.65
$P_{G98}$	100.0000	85.616	168.22	176.44
$P_{G100}$	550.0000	445.71	600	600
$P_{G101}$	360.0000	134.73	200	200
$P_{G109}$	180.0000	37.012	99.998	100
$P_{G111}$	200.0000	200	200	181.89
<b>F obj: coût de production (\$/h)</b>	<b>20280</b>	<b>19107.03925</b>	<b>19016.87239</b>	<b>18924.53055</b>
<b>pertes actives (MW)</b>	<b>78.729</b>	<b>92.4467</b>	<b>78.8874</b>	<b>73.8433</b>
<b><math>\Delta V</math> (pu)</b>	<b>5.9640</b>	<b>5.0321</b>	<b>4.6135</b>	<b>3.5706</b>
<b>Min Vi (pu)</b>	<b>0.7961 (JB=89)</b>	<b>0.79598 (JB=89)</b>	<b>0.8694 (JB=88)</b>	<b>0.9077 (JB=88)</b>

**Tableau IV.29 :** comparaison entre les résultats de minimisation le coût de production avec considération de la compensation shunt dans le réseau électrique Algérien.



**Figure IV.32 :** comparaison entre les Amplitudes des tensions aux niveaux de jeux de barre aux les différent cas de compensation.

D'après le **tableau (IV.29)**, on observe que la valeur de coût de production après l'optimisation par la répartition optimale des puissances générées par la **méthode MFO**, la valeur du coût a diminué jusqu'à **19107.03925 (\$/h)**, à savoir que le coût avant l'optimisation est de **20280 (\$/h)**, et lorsque quatre compensateurs shunt ont été connectés dans les jeux de barres les plus sensibles du réseau électrique Algérien (**JB56=JB67=JB89=JB92=40MVAR**). Il faut noter aussi que l'intégration du système de compensation a un impact aussi sur le profil de tension, on peut voir que l'installation des compensateurs, traite le problème de chute de tension aux nœuds critiques du réseau électrique.

### ✓ Cas d'étude N°2: Minimisation des pertes actives

Dans ce cas, nous avons opté à l'optimisation des pertes actives, nous choisissons le **JB N°89** pour l'emplacement individuels des éléments de la compensation shunt (les nœuds les plus critique du réseau électrique Algérien). Et quatre compensateurs (**JB56=JB67=JB89=JB92=40MVAR**).

Le **tableau (IV.30)** représente une comparaison entre les résultats de minimisation des pertes actives obtenus pour différents endroits d'installation de puissance réactive pour différent cas (sans optimisation, avec optimisation, avec optimisation en présence d'un seul compensateur (**40MVR**) **JB N°89** et en présence de quatre compensateurs.

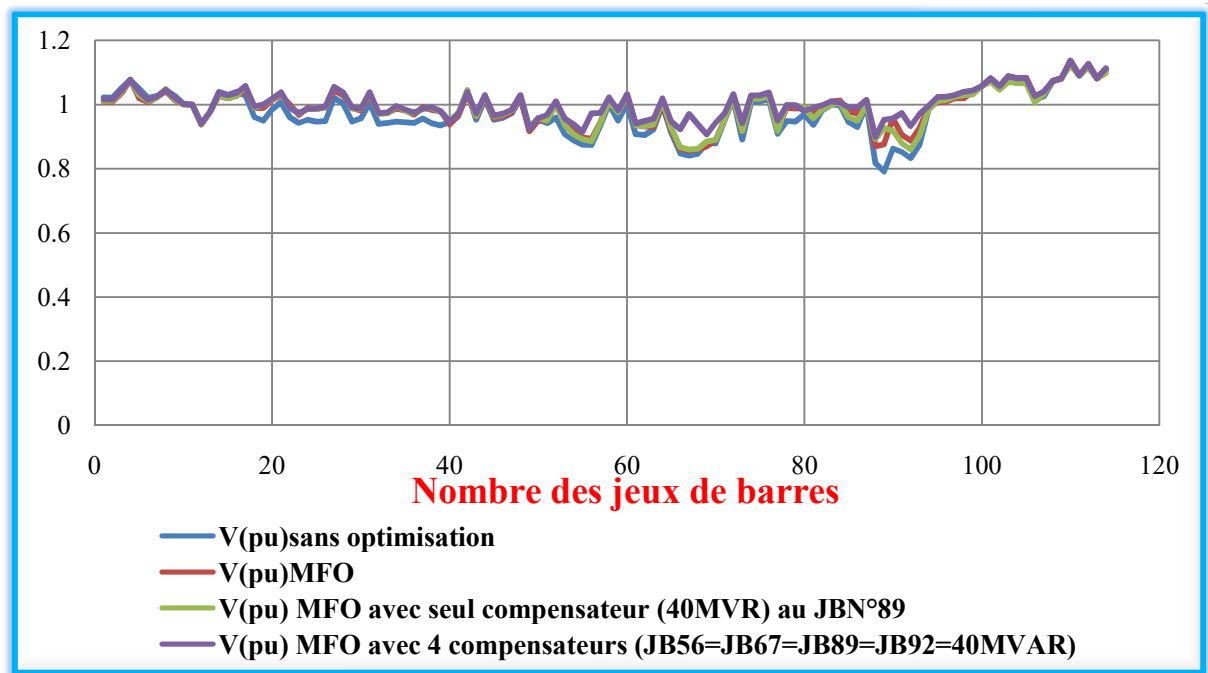
## *CHAPITRE IV Analyse et optimisation des réseaux électriques*

N °G	Sans optimisation	Avec optimisation par MFO	MFO avec seul Compensateur (40MVAR) au JB N°89	MFO avec 4 compensations (40MVAR)
$P_{G4}$	685.7288	476.71	497.23	379.43
$P_{G5}$	300.0000	571.64	438.07	697.01
$P_{G11}$	160.0000	72.948	18.341	45.669
$P_{G15}$	60.0000	117.39	143.72	143.98
$P_{G17}$	640.0000	757.19	663.89	661.62
$P_{G19}$	100.0000	315.08	345	238.88
$P_{G22}$	60.0000	34.5	102.74	93.466
$P_{G52}$	80.0000	197.31	177.77	257.93
$P_{G80}$	100.0000	259.77	288.74	75.07
$P_{G83}$	230.0000	91.001	42.683	227.52
$P_{G98}$	100.0000	85.616	225.88	211.29
$P_{G100}$	550.0000	445.71	600	356.12
$P_{G101}$	360.0000	134.73	124.54	198.48
$P_{G109}$	180.0000	37.012	36.513	36.834
$P_{G111}$	200.0000	200	90.195	165.26
cout de production (\$/h)	20280	22439	21706	21888
Fobj: Les pertes actives (MW)	78.729	69.61021737	68.29709995	61.55638398
DV (pu)	5.9640	5.1895	4.5468	3.7175
Min Vi (pu)	0.7961 (JB=89)	0.79425 (JB=89)	0.8415 (JB=89)	0.8989 (JB=89)

**Tableau IV.30** : Résultats obtenus par application de la méthode proposée MFO dans le réseau électrique Algérien : minimisation des pertes actives.

La valeur des pertes de la puissance active après l'optimisation par la répartition optimale des puissances générées sans tenir en considération la compensation shunt par la méthode MFO est de **69.61 MW**, lorsque nous installons un seul compensateur de valeur **40 MVAR** où **JB N° 89**; la valeur des pertes a diminué à **68.30 MW**, la valeur de déviation de la tension a diminuée aussi à **4.5468**, la tension minimale inscrit est de valeur **0.8415 pu** localiser au **JB N°89**.

Et après l'installions de quatre compensateurs dans les jeux de barres les plus sensibles du réseau électrique Algérien, la valeur des pertes réduite à **61.55 MW**. La valeur de coût de production à diminuer en le comparant à l'état précédente (optimisation sans compensation), la valeur de déviation de la tension engendrée à diminuer aussi, la tension minimale inscrit est de valeur **0.8989 p.u** est obtenue (**JB N°89**). La répartition des tensions aux niveaux de jeux de barres sont améliorées par rapport au cas sans optimisation comme indiquer dans la **figure (IV.33)**.



**Figure IV.33 :** Les Amplitudes des tensions aux niveaux de jeux de barres du réseau électrique Algérien. Minimisation des pertes.

D'après les résultats obtenus dans les tests précédentes; nous remarquons que la technique de base sur le choix du **JB** possédant la tension minimale est favorisée, alors que l'intégration de la compensation shunt favorisé en se basant sur les tensions critiques permet d'améliorer les différentes fonctions objectifs.

### IV. 4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons testé et validé l'application de trois techniques d'optimisation métaheuristiques, AG, PSO sur le réseau standard IEEE 30-nœuds et sur le réseau électrique Algérien à 114 JB. Deux fonctions objectives ont été considérés à savoir la minimisation du coût total et la minimisation des pertes active totale. La méthode d'optimisation MFO a été appliquée aussi pour améliorer les performances du réseau électrique Algérien par l'intégration des éléments de la compensation shunt dans des localisations optimales. Les résultats d'optimisation trouvés montrent clairement l'efficacité de la méthode d'optimisation par rapport à l'AG et l'algorithme PSO. D'autre part, l'intégration du système de compensation shunt dans des localisations optimales à permet d'améliorer les niveaux de tensions dans les jeux de barres critiques

## *Conclusion générale*

---

L'objectif principal de notre travail de recherche consiste à améliorer l'efficacité des réseaux électriques 30-nœud et le réseau électrique Algérien 114 JB par l'utilisation des méthodes d'optimisation métaheuristiques et avec considération l'intégration de la compensation shunt.

L'utilisation de la méthode de l'écoulement de puissance à base de l'algorithme de Newton-Raphson et l'écoulement de puissance optimal a permis de déterminer les emplacements optimal dans un réseau électrique afin d'améliorer les performances et la qualité des flux d'énergie et minimiser le coût de production d'énergie électrique.

D'où la méthodologie suivi durant cette étude consiste à faire en premier temps une analyse détaillée sur ce réseau basé sur la méthode de Newton-Raphson, cette dernière permet d'identifier et de classer les jeux de barres critiques et déterminer les jeux de barres les plus adéquats à l'insertion des sources de puissance réactive dans ce réseau électrique, puis nous avons passé à l'utilisation des méthodes d'optimisation globale pour minimiser le coût de production ainsi que les pertes actives par l'utilisation de trois méthodes d'optimisations à savoir l'AG, le PSO, et une nouvelle méthode d'optimisation nommée algorithme MFO.

D'après les résultats trouvés, on constate que les méthodes métaheuristiques sont bien adaptées à la détermination des valeurs optimales des puissances générées par les centrales interconnectées pour avoir le minimum coût possible ainsi que le meilleur profit.

L'application des méthodes d'optimisation AG, PSO et MFO ont donné des résultats encourageants puisqu'elles permettent 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 aux niveaux des jeux de barres de charges. Une comparaison entre les trois méthodes d'optimisation a montré que la méthode MFO converge rapidement vers la meilleure valeur de la fonction coût avec un nombre d'itérations réduit et temps d'exécution faible.

Les résultats obtenus montrent que le système de compensation shunt est capable de compenser les nœuds faibles du réseau et minimiser les pertes de transmission dans les zones choisies concernées par les problèmes du réseau.

Comme perspectives nous proposons :

1. Elargir cette étude à considérer la modélisation et l'intégration du système de compensation séries tels que le TCSC et SSSC pour améliorer la sécurité des réseaux de transport particulièrement en cas de surcharge et défaut.
2. Envisager l'impact technico économique de l'intégration des sources renouvelables à savoir, l'énergie solaire et l'énergie éolienne sur la qualité de l'énergie électrique du réseau électrique Algérien.

## Annexe

### Annexe A : Données du réseau Algérien 30 noeuds

**Tableau (A.1) : Données des noeuds (Réseau Algérien 30-noeuds)**

N° du JB	V <sub>Module</sub> (pu)	V <sub>Angle</sub> (Deg)	PG (MW)	QG (MVAR)	PD (MW)	QD (MVAR)	Qmin	Qmax
1	1.06	0	176.8535	0	0	0	0	0
2	1.043	0	48.4212	50	21.7	12.7	-40	50
3	1	0	0	0	2.4	1.2	0	0
4	1	0	0	0	7.6	1.6	0	0
5	1.01	0	21.756	37	94.2	19	-40	40
6	1	0	0	0	0	0	0	0
7	1	0	0	0	22.8	10.9	0	0
8	1.01	0	22.7234	37.3	30	30	-10	40
9	1	0	0	0	0	0	0	0
10	1	0	0	19	5.8	2	0	0
11	1.082	0	11.9796	16.2	0	0	-6	24
12	1	0	0	0	11.2	7.5	0	0
13	1.071	0	11.3208	10.6	0	0	-6	24
14	1	0	0	0	6.2	1.6	0	0
15	1	0	0	0	8.2	2.5	0	0
16	1	0	0	0	3.5	1.8	0	0
17	1	0	0	0	9	5.8	0	0
18	1	0	0	0	3.2	0.9	0	0
19	1	0	0	0	9.5	3.4	0	0
20	1	0	0	0	2.2	0.7	0	0
21	1	0	0	0	17.5	11.2	0	0
22	1	0	0	0	0	0	0	0
23	1	0	0	0	3.2	1.6	0	0
24	1	0	0	4.3	8.7	6.7	0	0
25	1	0	0	0	0	0	0	0
26	1	0	0	0	3.5	2.3	0	0
27	1	0	0	0	0	0	0	0
28	1	0	0	0	0	0	0	0
29	1	0	0	0	2.4	0.9	0	0
30	1	0	0	0	10.6	1.9	0	0

**Tableau (A.2) : Données des lignes (Réseau Algérien 30-noeuds)**

N° de la ligne	Désignation de la ligne	Résistance (pu)	Réactance (p.u.)	Susceptance (p.u.)	Tap
1	1 -2	0.0192	0.0575	0.0264	1
2	1 -3	0.0452	0.1652	0.0204	1
3	2 -4	0.057	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	0.046	0.116	0.0102	1

## Annexe

9	6 -7	0.0267	0.082	0.0085	1
10	6 -8	0.012	0.042	0.0045	1
11	6 -9	0	0.208	0	0.978
12	6 -10	0	0.556	0	0.969
13	9 -11	0	0.208	0	1
14	9 -10	0	0.11	0	1
15	4 -12	0	0.256	0	0.932
16	12 -13	0	0.14	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	0.221	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	0.034	0.068	0	1
25	10 -20	0.0936	0.209	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	0.1	0.202	0	1
31	22 -24	0.115	0.179	0	1
32	23 -24	0.132	0.27	0	1
33	24 -25	0.1885	0.3292	0	1
34	25 -26	0.2544	0.38	0	1
35	25 - 27	0.1093	0.2087	0	1
36	28 -27	0	0.396	0	0.968
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	0.2	0.0214	1
41	6 -28	0.0169	0.0599	0.065	1

## Annexe

### Annexe B : Données du réseau Algérien 114 jeu de barre [24]

**Tableau (B.1) :** Données des nœuds (Réseau Algérien 114 jeu de barre)

N° du JB	V <sub>Module</sub> (pu)	V <sub>Angle</sub> (Deg)	P <sub>D</sub> (MW)	Q <sub>D</sub> (MVAR)
1	1	0	0	0
2	1	0	36	17
3	1	0	64	31
4	1.0773	0	125	94
5	1	0	335	250
6	1	0	78	37
7	1	0	55	26
8	1	0	50	24
9	1	0	40	19
10	1	0	42	21
11	1	0	96	47
12	1	0	31	15
13	1	0	13	6
14	1	0	0	0
15	1	0	136	65
16	1	0	0	0
17	1.0682	0	0	0
18	1	0	0	0
19	1	0	11	5
20	1	0	14	9
21	1	0	70	52
22	1	0	42	25
23	1	0	23	11
24	1	0	60	36
25	1	0	17	8
26	1	0	55	26
27	1	0	0	0
28	1	0	0	0
29	1	0	37	18
30	1	0	30	15
31	1	0	0	0
32	1	0	40	24
33	1	0	29	14
34	1	0	29	14
35	1	0	33	16
36	1	0	17	8
37	1	0	11	5
38	1	0	20	10
39	1	0	20	10
40	1	0	21	10
41	1	0	53	32
42	1	0	0	0
43	1	0	31	18
44	1	0	0	0
45	1	0	12	6
46	1	0	0	0



## *Annexe*

47	1	0	21	10
48	1	0	0	0
49	1	0	13	6
50	1	0	4	2
51	1	0	1	1
52	1	0	56	27
53	1	0	16	8
54	1	0	21	10
55	1	0	18	9
56	1	0	33	20
57	1	0	35	21
58	1	0	0	0
59	1	0	36	17
60	1	0	0	0
61	1	0	27	13
62	1	0	22	11
63	1	0	49	29
64	1	0	0	0
65	1	0	11	5
66	1	0	35	21
67	1	0	10	5
68	1	0	11	5
69	1	0	20	10
70	1	0	7	3
71	1	0	36	22
72	1	0	0	0
73	1	0	36	22
74	1	0	0	0
75	1	0	0	0
76	1	0	12	6
77	1	0	7	3
78	1	0	13	7
79	1	0	14	7
80	1	0	157	107
81	1	0	0	0
82	1	0	75	36
83	1	0	70	51
84	1	0	46	34
85	1	0	45	22
86	1	0	0	0
87	1	0	32	15
88	1	0	46	22
89	1	0	34	17
90	1	0	18	9
91	1	0	44	21
92	1	0	10	5
93	1	0	0	0
94	1	0	48	23
95	1	0	35	17
96	1	0	0	0
97	1	0	42	20

## Annexe

98	1	0	13	6
99	1	0	105	50
100	1.0773	0	33	16
101	1.0818	0	50	24
102	1	0	34	16
103	1	0	66	32
104	1	0	18	9
105	1	0	0	0
106	1	0	64	31
107	1	0	65	37
108	1	0	22	11
109	1.0818	0	37	18
110	1	0	13	6
111	1.0909	0	94	56
112	1	0	24	12
113	1	0	23	11
114	1	0	24	12

**Tableau (B.2)** Données des lignes (Réseau Algérien 114 jeu de barre)

N° de la ligne	Désignation de la ligne		Résistance ( $\Omega$ )	Réactance ( $\Omega$ )	Susceptance (m $\Omega$ )	Tap
	De	Vers				
1	2	1	4.1140	19.5050	0.0626	1.0000
2	6	1	5.9050	27.9750	0.0901	1.0000
3	2	6	6.7760	24.1030	0.0733	1.0000
4	4	42	13.2620	62.6780	0.2017	1.0000
5	4	42	6.7280	5.8830	0.3045	1.0000
6	4	3	1.5970	7.6470	0.0996	1.0000
7	5	3	1.3550	9.1480	0.0607	1.0000
8	5	4	0.8710	6.0980	0.0407	1.0000
9	4	7	6.9700	32.8150	0.1058	1.0000
10	15	16	1.8390	6.5340	0.0200	1.0000
11	16	3	1.9840	6.9700	0.0213	1.0000
12	16	14	0.6290	2.1780	0.0066	1.0000
13	8	42	8.2760	30.4440	0.0938	1.0000
14	8	4	8.9060	42.1080	0.1357	1.0000
15	10	7	7.2600	34.3160	0.1105	1.0000
16	10	11	11.0350	52.0780	0.1676	1.0000
17	7	6	7.5990	35.8160	0.1153	1.0000
18	11	42	8.2280	39.0100	0.1256	1.0000
19	6	3	13.9390	48.9810	0.1508	1.0000
20	9	2	2.0330	13.7460	0.0913	1.0000
21	9	3	4.2590	29.0400	0.1928	1.0000
22	13	12	24.2480	114.4660	0.3686	1.0000
23	10	13	22.4580	105.9960	0.3413	1.0000
24	17	21	3.1460	11.8100	0.0364	1.0000
25	17	21	3.5330	13.4550	0.0417	1.0000
26	17	72	9.5350	35.4290	0.1095	1.0000
27	17	27	2.2260	11.4710	0.2072	1.0000
28	17	31	2.9520	15.0520	0.1275	1.0000
29	31	28	0.8230	4.2590	0.1541	1.0000

## Annexe

30	17	64	9.5830	35.1870	0.1085	1.0000
31	21	44	11.6160	41.6720	0.1271	1.0000
32	60	31	1.7910	12.2450	0.0812	1.0000
33	21	60	2.7100	12.7290	0.0409	1.0000
34	60	44	5.9050	27.9750	0.0901	1.0000
35	58	44	5.8560	27.5400	0.0886	1.0000
36	72	101	10.3090	48.7390	0.1570	1.0000
37	72	58	8.8570	41.7690	0.1345	1.0000
38	58	75	7.1630	33.9280	0.1091	1.0000
39	75	107	8.9540	42.3980	0.1364	1.0000
40	75	74	0.2900	1.2580	0.0054	1.0000
41	44	42	12.0030	43.7050	0.1341	1.0000
42	44	42	8.8570	41.8180	0.1345	1.0000
43	42	48	3.5820	24.4900	0.1624	1.0000
44	48	44	1.2100	7.6470	0.0506	1.0000
45	107	101	16.1660	76.3270	0.2457	1.0000
46	64	97	8.6150	31.6540	0.0971	1.0000
47	72	96	7.3570	26.1360	0.0798	1.0000
48	96	98	9.8250	34.8480	0.1064	1.0000
49	96	95	0.7260	3.3880	0.0110	1.0000
50	18	22	1.0440	5.0290	0.0472	1.0000
51	18	37	0.9220	4.4390	0.0417	1.0000
52	37	22	0.6160	2.9590	0.0278	1.0000
53	19	26	0.2090	0.2770	0.0472	1.0000
54	19	26	0.2090	0.2770	0.0472	1.0000
55	19	34	0.0680	0.4540	0.0028	1.0000
56	20	18	4.8530	10.5980	0.0361	1.0000
57	20	24	1.3540	5.0040	0.0167	1.0000
58	20	24	1.3250	4.9000	0.0167	1.0000
59	20	29	1.1480	4.2410	0.0139	1.0000
60	20	35	1.5410	5.5010	0.0167	1.0000
61	35	29	1.6490	5.9000	0.0194	1.0000
62	20	32	2.5490	8.5140	0.0278	1.0000
63	22	32	1.2310	4.1110	0.0139	1.0000
64	22	24	0.8600	2.8760	0.0083	1.0000
65	22	24	0.8600	2.8760	0.0083	1.0000
66	23	30	0.8600	2.8760	0.0083	1.0000
67	23	36	0.4900	1.6450	0.0056	1.0000
68	36	30	0.9830	3.2870	0.0111	1.0000
69	33	18	0.7380	2.4660	0.0083	1.0000
70	32	33	0.8600	2.8760	0.0083	1.0000
71	26	25	0.5000	1.8610	0.0056	1.0000
72	24	25	0.5900	2.1890	0.0083	1.0000
73	26	34	0.1760	1.1450	0.0056	1.0000
74	29	26	0.4280	0.5690	0.0944	1.0000
75	29	39	0.4540	2.9520	0.0111	1.0000
76	38	34	0.1690	1.1050	0.0056	1.0000
77	18	73	5.6050	12.3370	0.0417	1.0000
78	18	73	3.0740	10.9010	0.0333	1.0000
79	62	18	1.8290	6.9880	0.0222	1.0000
80	20	52	3.1430	7.7830	0.0306	1.0000

## Annexe

81	20	52	3.1500	7.8010	0.0306	1.0000
82	54	59	4.2770	11.0270	0.0417	1.0000
83	52	59	1.2960	3.6500	0.0139	1.0000
84	57	51	4.4170	14.7530	0.0500	1.0000
85	57	77	4.9180	16.4380	0.0556	1.0000
86	52	53	3.3730	6.4370	0.0194	1.0000
87	53	54	3.3730	6.4370	0.0194	1.0000
88	52	30	2.5990	6.4400	0.0250	1.0000
89	71	70	5.7560	11.3330	0.0361	1.0000
90	40	41	2.1100	5.8430	0.0222	1.0000
91	40	50	4.8350	13.1220	0.0444	1.0000
92	71	69	3.9350	13.1510	0.0444	1.0000
93	70	68	4.3340	7.8480	0.0250	1.0000
94	43	46	3.6900	12.3300	0.0417	1.0000
95	51	43	7.4410	12.8020	0.0417	1.0000
96	54	55	4.3060	14.3860	0.0500	1.0000
97	55	43	6.1490	20.5490	0.0694	1.0000
98	73	62	1.4760	4.9320	0.0167	1.0000
99	73	67	1.0490	25.2250	0.0861	1.0000
100	68	67	5.9330	12.8480	0.0417	1.0000
101	29	26	0.4280	0.5690	0.0944	1.0000
102	73	66	5.8430	20.7070	0.0639	1.0000
103	63	66	2.4590	8.2190	0.0278	1.0000
104	63	65	2.0050	6.7000	0.0222	1.0000
105	63	65	2.0050	6.7000	0.0222	1.0000
106	56	54	3.6900	12.3300	0.0417	1.0000
107	57	56	4.3060	14.3860	0.0500	1.0000
108	57	56	4.3060	14.3860	0.0500	1.0000
109	47	50	4.3060	14.3860	0.0500	1.0000
110	47	46	1.2310	4.1110	0.0139	1.0000
111	67	66	4.0610	10.0580	0.0389	1.0000
112	49	41	4.5540	15.2100	0.0528	1.0000
113	19	78	0.1510	0.1980	0.0333	1.0000
114	19	79	0.3780	0.5000	0.0833	1.0000
115	59	61	1.8470	6.5380	0.0194	1.0000
116	45	46	0.6160	2.1780	0.0056	1.0000
117	85	87	7.6470	36.0580	0.1161	1.0000
118	85	86	6.7280	31.7990	0.1023	1.0000
119	85	81	4.7920	22.6030	0.0727	1.0000
120	87	106	5.0820	23.9580	0.0771	1.0000
121	87	82	2.7100	12.8740	0.0413	1.0000
122	87	99	15.5850	60.4520	0.1878	1.0000
123	103	105	6.2920	29.6690	0.0955	1.0000
124	105	101	8.2760	39.0100	0.1256	1.0000
125	105	104	0.7260	3.3880	0.0110	1.0000
126	103	106	10.0670	47.5770	0.1531	1.0000
127	81	82	14.6650	52.0300	0.1587	1.0000
128	80	82	15.4400	54.6440	0.1667	1.0000
129	80	84	9.2440	32.7180	0.0998	1.0000
130	84	83	2.4680	8.7120	0.0267	1.0000
131	82	83	9.2440	32.7180	0.0998	1.0000

## Annexe

132	100	98	4.9370	28.9430	0.1558	1.0000
133	100	97	5.3720	36.7360	0.2436	1.0000
134	98	97	5.8560	21.6830	0.0671	1.0000
135	99	100	11.1800	52.7080	0.1696	1.0000
136	87	100	4.9370	33.5900	0.0217	1.0000
137	100	84	3.1460	21.3930	0.1419	1.0000
138	84	80	3.5820	24.4900	0.1624	1.0000
139	86	81	2.6620	18.3440	0.1217	1.0000
140	98	99	7.8890	28.0720	0.0855	1.0000
141	101	102	5.6140	26.4750	0.0853	1.0000
142	99	102	5.6140	26.4750	0.0853	1.0000
143	99	101	5.3720	36.7360	0.2436	1.0000
144	98	94	17.2790	61.7100	0.1897	1.0000
145	94	82	2.7100	12.7290	0.0409	1.0000
146	92	93	13.1540	33.1090	0.1225	1.0000
147	93	91	2.4620	8.6990	0.0257	1.0000
148	93	91	3.0700	10.8700	0.0335	1.0000
149	90	89	6.2860	19.4400	0.0639	1.0000
150	88	89	10.9670	33.2100	0.1099	1.0000
151	90	93	15.0010	25.8280	0.0837	1.0000
152	103	110	8.9540	42.3980	0.1364	1.0000
153	110	112	8.9540	42.3980	0.1364	1.0000
154	103	114	20.2800	95.7840	0.3085	1.0000
155	109	108	7.1630	33.9280	0.1091	1.0000
156	109	107	18.7790	88.7170	0.2855	1.0000
157	112	114	9.1960	43.3660	0.1395	1.0000
158	112	111	14.3750	67.8570	0.2184	1.0000
159	113	111	8.0830	38.0910	0.1256	1.0000
160	80	88	5.9530	151.9760	0	1.0300
161	81	90	3.0010	70.2770	0	1.0300
162	86	93	0.5810	35.9130	0	1.0300
163	42	41	0.5810	35.9130	0	1.0300
164	58	57	0.5810	35.9130	0	1.0300
165	44	43	1.4040	50.9650	0	1.0300
166	60	59	0.6780	24.9740	0	1.0300
167	64	63	0.9200	33.8800	0	1.0300
168	72	71	0.5810	35.9130	0	1.0300
169	17	18	0.6780	24.9740	0	1.0300
170	21	20	0.7740	25.4100	0	1.0300
171	27	26	1.1620	71.8260	0	1.0300
172	28	26	1.1620	71.8260	0	1.0300
173	31	30	0.3390	23.9580	0	1.0300
174	48	47	0.5810	35.9130	0	1.0300
175	76	74	4.308	161.656	0	1.0300

## *Références Bibliographique*

---

- [1] REZIG Missoum; « **Etude d'un dispatching économique des puissances actives par les algorithmes de fourmis** », Mémoire de Magister en Electrotechnique option: Réseaux Electrique; Université Hassiba Ben Bouali Chlef Soutenu le: 14/10/ 2008.
- [2] TOULA Habib, RAHMOUNI Mohand Akli; « **Prévision de la consommation d'énergie électrique en vue de la conduite et de la planification des réseaux électriques en Algérie** » Mémoire de Master en Electrotechnique option: Réseaux électriques; Université A. Mira – Bejaia Soutenu le: 29/06/2016.
- [3] HAMOUDI Farid; « **Polycopié de Cours réseaux de transport et de distribution électrique**» Université A/Mira- Bejaia.
- [4] Akrich Madeleine; « **Systèmes électriques et réseaux socio-politiques De la position relative des localités** », Cahiers du Centre d'Études pour l'Emploi, 1989, pp.117-166. ffhalshs-00081709f, Submitted on 24 Jun 2006.
- [5] Document SONELGAZ Spa; « **Emprunt Obligatoire Sonalgaz, Notice D'information, Visa Cosob n° 06/01 du 26 Avril 2006** », mai 2006.
- [6] MEZIAN Yasmine; « **Prévision des achats d'électricité de la région de distribution centre de sonelgaz** », Mémoire de Master Mathématiques Option: Recherche Opérationnelle; Université Saad Dahlab BLIDA 1 Soutenu le: 2018-2019.
- [7] Document « **Société Algérienne de Gestion du réseau de transport de l'électricité Présentation de la Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité GRTE** ».
- [8] La société algérienne de production de l'électricité : [www.spe.dz](http://www.spe.dz) .
- [9] Ministère de l'énergie : <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=electricite-et-gaz> (22/ 01/2020).
- [10] ADJAL Mourad ; « **La mutation du réseau de distribution dans un contexte de transition énergétique** », 7<sup>ème</sup> Conférence Générale du COMELEC 11 et 12 décembre 2018, Nouakchott (Mauritanie).
- [11] TOBBECHE Abdelhak; « **Protections d'un Transformateur de Puissance** » Mémoire de Master en Electrotechnique Option : Réseaux Électriques ; Université Mohamed Khider BISKRA Soutenu le: **08 Juillet 2019**.
- [12] ADJOU DJ Labiba; « **Contribution à l'étude de l'OPF du réseau Algérien basée sur les énergies renouvelables et les FACTS** » Thèse de Doctorat en Électrotechnique option: Réseaux Electriques; Université Djillali Liabes de Sidi-Bel-Abbes, Soutenu le: .../12/ 2018.

## *Références Bibliographique*

---

- [13] Habib Mohamed Lakhdar, Bouaroudj Rime; « **Electrical Energy Transmission by High-voltage Direct Current (HVDC) and Prospects for an Electrical Market** », Société Algérienne d'électricité et du gaz, *18th APUA Congress Luanda, Angola, General Theme « The energy mix in Africa: challenges and prospects » on 02-06 June 2014.*
- [14] Electricité/gaz, évolution des paramètres réseaux depuis la création de Sonelgaz : <http://www.aps.dz/economie/92420-electricite-gaz-evolution-des-parametres-reseaux-depuis-la-creation-de-sonelgaz>.
- [15] Société algérienne d'électricité et du gaz; « **Sonelgaz, acteur et partenaire majeur de la transition énergétique** » Conférence: Réussir la Stratégie Nationale de Transition énergétique à l'horizon 2030, Alger, 17,18 & 19 janvier 2018.
- [16] SOUAG Slimane; « **Contribution à l'étude de l'analyse des contingences par la méthode de DC load flow sous Lab VIEW** » Thèse de Doctorat en Electrotechnique Option: Réseaux Electriques, Université DJILLALI LIABES de SIDI-BEL-ABBES Soutenu le: .../.... /2016
- [17] BOT Yousef; « **Influence des FACTS sur le calcul de l'écoulement des puissances en utilisant un IPFC** », Thèse de Magistère Au sein de l'école doctorale Option: Réseaux Electriques ; Université Mohamed Boudiaf ORAN Soutenu le: 08/05/ 2011.
- [18] YAHIAOUI Merzoug; « **Contrôle optimal des puissances réactives et des tensions dans un réseau d'énergie électrique par dispositifs FACTS** », Thèse de Doctorat en Électrotechnique Option: Réseaux Electriques; Université Des Sciences et de la Technologie d'ORAN Soutenu le: 10/04 /2014.
- [19] ZEROUAL Mokhtaria; « **Optimisation et contrôle de l'écoulement des puissances actives par système FACT** » Mémoire de Magister en Électrotechnique Option: Réseaux électriques; Université des sciences et de la technologie d'ORAN- MOHAMED BOUDIAF 2014-2015.
- [20] DRAIDI Abdellah; « **Répartition optimale des puissances utilisant les techniques de l'intelligence artificielle** » Thèse de Doctorat En Électrotechnique ; Université Des Frères Mentouri CONSTANTINE Soutenance le : 11/07/2016.
- [21] MOUASSA Souhil; « **Optimisation de l'écoulement de puissance par une méthode métaheuristique (technique des abeilles) en présence d'une source renouvelable (éolienne) et des dispositifs FACTS** »; Mémoire de Magister en Électrotechnique Option : Réseaux électriques; Université Ferhat Abbas SETIF Soutenu le : 19/06/2012.
- [22] BERROUK Fateh; « **Répartition optimale des flux énergétiques et impact sur la performance d'un système électrique HT** » Thèse de Doctorat en Électrotechnique ; Université de Guelma - LGEG soutenu le : 02/05/2019.

## *Références Bibliographique*

---

- [23] BELGUIDOUM Hocine; « **Les systèmes FACTS utilisant les convertisseurs entièrement commandés** » Mémoire de Magister En Électrotechnique Option: Réseaux Electrique; Université Ferhat Abbas SETIF; Soutenu le : 01/03/2012.
- [24] HERBADJI Ouafa; « **Contribution à l'optimisation des réseaux électriques en présences des Multi-FACTS par des méthodes métaheuristiques hybrides** », Thèse de Doctorat En Sciences Option : Réseaux électriques; Université Ferhat Abbas- Sétif 1; Soutenu 2019.
- [25] A. A. Tadjeddine, A. Chaker, M. Khiat, L. Abdelmalek, N. Khalfalah, « **A contribution to the control of voltage and power of the interconnection between two decentralized electrical grids withan optimal localization of the SVC devices in real-time** », International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS), Vol. 10, No. 1, pp. 170~177, March 2019.
- [26] A. Talbi, A. Benoudjit; « **Les Systèmes FACT** », UB/ FSSI/ DPT ELT/ MAGISTER 2009-2010/ OPTION: ENERGIES RENOUVELABLES ET RESEAUX/ MODULE: PSYCHOPEDAGOGIE.
- [27] F.Z. Gherbi, F. Lakdja, R. Berber et H. Boudjella, « **Dispatching économique au moyen du dispositif FACTS** », volume 51, Number 1, 2010.
- [28] ZITOUNI Fares; « **Amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques par l'utilisation des Systèmes FACTS** » Mémoire de Magister En Electrotechnique Option: Machines Electriques et leurs commandes; Université FERHAT ABBAS — SETIF Soutenu le 15/12/2010.
- [29] MOKHNACHE Madiha; « **Étude de la stabilité d'une ferme éolienne connectée à un réseau électrique avec des dispositifs FACTS** » mémoire de Magister En Électrotechnique, Option: Réseaux Electriques; Université FERHAT ABBAS — SETIF Soutenu le : 08/01/2012.
- [30] Nicolas Barnier, Pascal Brisset, « **Optimisation par algorithme génétique sous contraintes** », Technique et Science Informatiques, Hermès-Lavoisier, 1999, 18 (1), pp 1-29. fihal-00934534ff, Submitted on 17 Apr 2014.
- [31] Younes Mostefa, Rahli Mohamed, AbidMalika, Kandouci Mimoun, **Optimisation d'écoulement des puissances par algorithmes intelligents**, Rev. Roum. Sci. Techn. – Électrotechn. et Énerg, 52, 1, p. 3–12, Bucarest, 2007.
- [32] MANCER Nabil; « **Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS)** » Mémoire de Magister en Électrotechnique Option: Réseaux Electriques; Université Mohamed Khider – Biskra Soutenu le : 28/ 01/ 2012.
- [33] Belmadani Abderrahim, Benasla Lahouaria, Rahli Mostepha, « **Amélioration D'un Dispatching Économique Dynamique Par L'introduction D'une Ferme Éolienne, Application** »



## *Références Bibliographique*

---

**Au Réseau Électrique Ouest Algérien** », Rev Roum sci.techn.-électrotechn et éner, 57,3, p. 269-280, Bucarest, 2012.

[34] SAAD Ihsen, TANGOUR Fatma, BORNE Pierre; « **Optimisation par algorithme génétique sous Contraintes** », Revue de l'Electricité et de l'Electronique, N°4, pp. 1-5, 2009.

[35] BOUZIDI Boumediene; « **Optimisation de la production et du transport de l'énergie par les techniques d'évaluation de performance** » Mémoire de Magister option: Réseaux Electriques; Université d'Oran Soutenu le: 27 Jan 2013

[36] SEBAA Haddi; « **Contribution à l'optimisation de l'insertion des énergies renouvelables dans un réseau électrique intelligent (Smart Grid)** », Thèse de Doctorat En Sciences option : Réseaux électriques; Université Ferhat Abbas - SETIF1 Soutenu le : 28/11/2019.

[37] HAJJI Omessaad; « **Contribution au développement de méthodes d'optimisation stochastiques. Application a la conception des dispositifs électrotechniques** », Thèse de Doctorat en Génie Electrique ; Université des Sciences et Technologies de LILLE Soutenu le: 03/12/2003.

[38] GACEM Abdelmalek; « **Commande Robuste d'un Dispositif FACTS par les Méthodes Métaheuristiques pour la Stabilité de Tension d'un Réseau Electrique** »; Thèse de Doctorat en sciences Option: Réseaux Electriques; Université Mohamed Khider– BISKRA Soutenu le : 15/04/2019.

[39] BETKA Abir; « **Estimation de mouvement par les techniques métaheuristiques** » Thèse de Doctorat en Electronique option: Signaux et Communications »; Université Mohamed Khider BISKRA Soutenu le : 08/07/2019.

[40] METAICHE Mehdi; « **Optimisation des systèmes de dessalement par osmose inverse : conception, paramètres de fonctionnement et simulation numérique** » thèse Doctorat ; Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, soutenu le: ... /06/2006.

[41] LABBI Yacine; « **Gestion et contrôle optimale de l'énergie électrique sur les sites de production** », Thèse de Doctorat en sciences Option: Réseaux Électriques; Université Mohamed Khider - BISKRA Soutenu le : 26 / 04 / 2016.

[42] JOURDAN Laetitia; « **métaheuristiques pour l'extraction de connaissances : application à la génomique** », Thèse de Doctorat de E L'U.S.T.L; Université des Sciences et Technologies de LILLE U.F.R. D'I.E.E.A Soutenu le : 26 Novembre 2003,

[43] L. Abdelhakem- Korida, M. Rahli, F-Z. Benayed; « **Dispatching Economique/ Environnemental D'Énergie Electrique par un Algorithme Génétique** », Département d'Electrotechnique, Faculté Génie Electrique, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran.

## *Références Bibliographique*

---

- [44] HACHIMI Hanaa; « **Hybridations d’algorithmes métaheuristiques en optimisation globale et leurs applications** », Thèse de Doctorat en Cotutelle Spécialité: Mathématiques appliquées et Informatique, Université Mohammed V- AGDAL, RABAT, École Mohammadia d’Ingénieurs Appliquées de Rouen, Soutenue le: 29 Juin 2013.
- [45] Youssfi El kettani, Hanaa Hachimi, et Mariam Elkhechafi, « **Étude comparative de la classification des stations entre l’algorithme SVM et l’hybridation de GA\_PSO** », 2017.
- [46] Zwe-Lee Gaing; « **Constrained Dynamic Economic Dispatch Solution Using Particle Swarm Optimization** », IEEE Power Engineering Society General Meeting, 153-158, 2004.
- [47] Arif Salem, Duveau Jean, Hellal Abdelhafid, Choucha Abdelghani, « **Optimisation par essaim de particules appliquée à l’écoulement optimal de puissance réactive** », *Revue internationale de génie électrique*, vol. 6, 2007.
- [48] BOUDJELABA Kamal; « **Contribution à la conception des filtres bidimensionnels non récursifs en utilisant les techniques de l’intelligence artificielle: application au traitement d’images** », Thèse de Doctorat En Électronique; Université Ferhat Abbas– SETIF 1 soutenue le: 11 juin 2014.
- [49] SLIMANI Linda; « **Contribution à l’application de l’optimisation par des méthodes métaheuristiques à l’écoulement de puissance optimal dans un environnement de l’électricité dérégulé**»; Thèse de Doctorat en Électrotechnique; Université de BATNA Soutenue le: 22/12/2009.
- [50] BOURZAMI Arif; « **Contribution à l’étude de la stabilité des grands réseaux électriques dans un marché de l’électricité dérégulé en présence des sources d’énergie renouvelable par la logique floue** », Thèse de Doctorat en Sciences Option: Machines électriques et leurs commandes; Université Ferhat Abbas- SETIF 1, soutenu 2019.
- [51] BOUROUBA Bachir; « **Contribution à la Commande Adaptative Optimale d’Ordre Fractionnaire** » Thèse De Doctorat En Électronique Option : Contrôle Des Systèmes, Soutenue le: 30/01/ 2018.
- [52] Abdel-Fattah Attia, Ragab A. El Sehiemy, Hany M. Hasanien; « **Optimal power flow solution in power system using a novel Sine-Cosine Algorithm** », *Electrical Power and Energy Systems* 99 (2018) 331–343.
- [53] Housseem Bouchekara; « **Solution of the optimal power flow problem considering security constraints using an improved chaotic electromagnetic field optimization algorithm** », *Neural Computing and Applications*, <https://doi.org/10.1007/s00521-019-04298-3>, 2019.
- [54] Thang Trung Nguyen; « **A high performance social spider optimization algorithm for optimal power flow solution with single objective optimization** », *Energy* 171 (2019) 218-240.