

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



UNIVERSITÉ FERHAT ABBAS - SETIF1

FACULTÉ DE TECHNOLOGIE

THÈSE

Présentée au Département d'électrotechnique

Pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES

Option: Réseaux électriques

Par

SEBAA Haddi

THÈME

**Contribution à l'optimisation de l'insertion des
énergies renouvelables dans un réseau électrique
intelligent (Smart Grid)**

Soutenue le 28/11/2019 devant le Jury:

NOURI Hamou	Prof.	Univ. Ferhat Abbas Sétif 1	Président
BOUKTIR Tarek	Prof.	Univ. Ferhat Abbas Sétif 1	Directeur de thèse
SLIMANI Linda	Prof.	Univ. Ferhat Abbas Sétif 1	Examineur
CHAGUI Abdelaziz	Prof.	Univ. Mostefa Ben Boulaïd Batena2	Examineur
FETHA Cherif	Prof.	Univ. Mostefa Ben Boulaïd Batena2	Examineur
RAHEM Djamel	Prof.	Univ. Larbi Ben M'Hidi Oum El-Bouaghi	Examineur

Dédicaces

Je tiens à dédier ce travail :

A ma chère mère et mon père ainsi que mes sœurs et mes frères qui m'ont toujours encouragé le long de cette carrière, ainsi que ma femme et mes deux enfants « Tarek et Ibrahim ». Je n'oublie pas mes tentes qui m'ont toujours encouragé.

A mes amis, Khaled Harrag, Nwiwa Abdelkader, Mourad Ghoul, Zobir Khattab, Farid Chirrouf, Djemadi Abdelhafid et ses frères, Chenafi Nouredine, qui m'ont soutenu et encouragé, durant toute la période de recherche.

A mes collègues de travail à la DDE de Sétif ; Tahar Bortata, Mokhtari Abdelkader, Meziani, Haddad Khalef, Issaadi Djamel, Yosri Thabet, Fahim Bedjaoui, Bouzid Azzem, Bella Nouredine, à mes collègues, de Sonelgaz et je n'oublie ceux de la centrale d'Ain Arnet, qui n'ont cessé de m'encourager afin d'achever mon travail.

A tous ceux qui m'ont soutenu de près ou de loin dans ma profession.

Remerciements

Remerciements

Je tiens à remercier, mon directeur de thèse Monsieur. Tarek BOUKTIR, Professeur à la Faculté de technologie de l'Université Ferhat Abbas de Sétif1, de m'avoir proposé le sujet de cette thèse, et qui m'a bien orienté durant toute la période de sa préparation, ainsi que son motivation permanente et orientation pendant toute la période d'achèvement de ce travail.

Je tiens à remercier, tous les membres de jury pour l'honneur d'examiner mon travail.

Mes vifs remerciements à toute l'équipe de recherche : Réseau Intelligent « Smart Grid » présidée par le Professeur Tarek BOUKTIR ; particulièrement Messieurs : Arif BOURZAMI, Mohammed AMROUNE, Nadir KETFI.

Je tiens à remercier finalement tous ceux qui mon aider de prie ou de loin à concrétiser cette thèse.

Liste des Publications

Publications dans des Revues avec Comité de Lecture International :

1. **Sebaa. Haddi, Omrane. Bouktir and Tarek. Bouktir**, “Improved Optimal Power Flow for a Power System Incorporating Wind Power Generation by Using Grey Wolf Optimizer Algorithm”, *International Journal of Advances In Electrical And Electronic Engineering* (IAEEE), Vol. 16 No. 4, pp. 471-488, 2018.
DOI: 10.15598/aeee.v16i4.2883.

Communications dans des Congrès Internationaux avec Comité de Lecture

1. **Haddi Sebaa¹, Khaled Ras Guerriche and Tarek Bouktir**, “Optimal Sizing and placement of Renewable energy Source in large scale Power System using ABC technique in presence of UPFC”, *2nd International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC'14)*, MOROCO, 2014.
2. **Haddi. Sebaa, Mohammed. Ammroune and Tarek. Bouktir**, “Artificial Bee Colony Algorithm for Optimal Power Flow Using FACTS Devices”, *International Conference on Systems and Processing Information (ICSIP'13)*, Guelma, Algeria. 2013.
3. **Sebaa Haddi, Mohammed. Ammroune and Tarek Bouktir**, “Optimal Sizing and placement of Renewable energy Source in large scale Power System using ABC”, *Conference: Proceedings of the 8th International Conference on Energy and Development, Environment and Biomedicine (EDEB '14)* Oct., 2014. DOI: 10.13140/2.1.1280.9926. At: Lisbon, Portugal.

SOMMAIRE

DEDICACE	
LISTE DE PUBLICATIONS	
REMERCIEMENTS	
SOMMAIRE	
LISTE DES FIGURES	
LISTE DES TABLEAUX	
NOMENCLATURES ET ABRIVIATIONS	
INTRODUCTION GÉNÉRALE	01
1 Contexte général.....	01
2 Problématique.....	03
3 Motivation	03
4 Contribution et objectif de la recherche	04
5 Structure de la thèse	05
CHAPITRE 1. VUE GÉNÉRALE SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES	07
1.1 Introduction	07
1.2 Pincipes structurant un réseau électrique	06
1.3 Structure de base d'un réseau électrique ordinaire.....	08
1.3.1 La génération.....	09
1.3.2 L'agrégation dans les réseaux électriques	09
1.3.2.1 La production centralisée	10
1.3.2.2 La production décentralisée	10
1.3.3 Le réseau de transport électrique.....	11
1.3.4 Le système de distribution.....	12
1.3.5 Conditions du Code Grid dans les réseaux électriques	13
1.3.5.1 Contexte	13
1.3.5.2 Exigences du Code Grid pour l'integration des sources renouvelables ...	13
1.4 Evolution des réseaux électriques	15
1.4.1 Structure classique d'un réseau électrique	15
1.4.2 Structure d'un réseau électrique intelligent.....	15
1.4.2.1 Définition du réseau intelligent	16
1.4.3 Comparaison entre les réseaux électriques anciens et actuels	17
1.5 Pénétration des énergies renouvelables	17
1.5.1 Sources d'énergie renouvelables	17
1.5.2 Intermittence des énergies renouvelables	19
1.5.3 Nécessité de la flexibilité pour l'integration des sources renouvelables ..	20
1.5.3.1 Définition de la flexibilité dans les réseaux électriques	20
1.5.4 Système de réserve dans les reseaux intelligents	22
1.5.4.1 La réserve tournante « SR »	22
1.5.4.2 La réponse de la charge « DR »	23
1.5.4.3 Systemes de stockage d'énergie	23

SOMMAIRE

1.5.4.4	Les générateurs distribués programmables	24
1.5.4.5	L'interconnexion des réseaux électriques	24
1.5.4.6	Fonctionnement multimodal des unités à cycle combiné	24
1.6	Sources d'énergie éoliennes	24
1.6.1	Vue générale.....	24
1.6.2	Classification des générateurs éoliens.....	26
1.6.3	Intégration des sources d'énergie renouvelables dans le Smart Grid.....	27
1.7	Conclusion	29
CHAPITRE 2. MODELISATION DES SOURCES D'ENERGIE ÉOLIENNE		30
2.1	Introduction	30
2.2	Représentation imparfaite d'une ferme éolienne.....	30
2.3	Dispersion géographique des sources éoliennes	31
2.4	Prévision de l'énergie éolienne	32
2.4.1	Prévision de la vitesse du vent	33
2.4.2	Critère d'évaluation de performe dans la prévision éolienne.....	33
2.5	Modélisation de la puissance éolienne	35
2.5.1	Modélisation de puissance de sortie d'une éolienne	35
2.5.1.1	Modélisation de la puissance de la turbine éolienne	35
2.5.1.1.1	Modèle d'éolienne utilisé pour l'écoulement de puissance	36
2.5.1.1.2	Modèle dynamique de l'éolienne	42
2.5.1.1.3	Représentation mécanique de la puissance éolienne.....	43
2.5.1.1.4	Principe du contrôle MPPT	43
2.5.1.1.5	De la caractéristique $C_p(\lambda)$ vers la courbe de puissance éolienne	47
2.5.1.2	Modélisation probabiliste de la puissance éolienne	52
2.5.2.1	Modèle Weibull de la vitesse du vent	52
2.5.2.2	Avantage de la distribution Weibull.....	57
2.5.3	Modèle Weibull de la puissance de sortie éolienne	57
2.5.4	Analyse de la probabilité de la puissance de sortie éolienne	58
2.6	Conclusion.....	61
CHAPITRE 3. OPF PAR L'ALGORITHME METAHEURISTIQUE GWO		62
3.1	Introduction	62
3.2	Problème d'optimisation dans un réseau électrique	62
3.3	Problème de l'écoulement de puissance optimal (OPF)	64
3.3.1	Les données du problème à optimiser	64
3.3.2	Formulation du problème de l'OPF	64
3.3.3	Variables de contrôle du problème OPF	64
3.3.4	Variables dépendantes du problème OPF	64
3.3.5	Contraintes du problème OPF	65
3.3.6	Pertes de puissance actives pour l'OPF.....	66
3.3.7	Amélioration du profil de la tension.....	66
3.4	Méthodes utilisées pour la résolution du problème de l'OPF	67
3.4.1	Algorithmes d'optimisation mathématiques.. ..	68
3.4.2	Algorithmes de recherche intelligente.....	65
3.5	Méthode d'optimisation par les loups gris GWO.....	70
3.5.1	Stratégie de l'algorithme GWO.....	71
3.5.2	Étapes suivies pour la résolution du problème d'OPF	74
3.5.3	Organigramme de l'algorithme GWO.....	75
3.6	APPLICATIONS DE L'APPROCHE PROPOSEE.....	76

SOMMAIRE

3.6.1	Application sur réseau de test IEEE 30 jeux de barres..	76
3.6.1.1	Cas n°1 : Coût de génération quadratique	76
3.6.1.2	Cas n°2 : Réseau électrique sous défaut d'ordre (N-1)	78
3.6.2	Application sur le réseau standard IEEE57	82
3.6.2.1	Cas n°1 : OPF pour un coût de combustible quadratique	83
3.6.2.2	Cas n°2 : OPF avec amélioration du profil de tension	85
3.6.3	Application sur le réseau d'énergie algérien 59 jeux de barres.....	86
3.6.4	Application sur le réseau électrique IEEE30 modifié	88
3.7	Probleme de la répartition économique avec l'effet d'ouverture des vannes....	89
3.7.1	Application sur le réseau électrique IEEE-30 jeux de barres.....	91
3.8	Conclusion.....	92
CHAPITRE 4. OPF STOCHASTIQUE PAR L'ALGORITHME GWO.....		93
4.1	Introduction	93
4.2	Problème d'optimisation stochastique	93
4.3	Problème d'OPF stochastique	95
4.3.1	OPF avec puissance éolienne incertaine	96
4.3.2	Coût stochastique de la puissance éolienne.....	96
4.4	Application en présence de source éolienne.....	99
4.4.1	Application sur le réseau de test IEEE-30 jeux de barres	99
4.4.1.1	Cas n°1 : Etude de l'OPF avec sources éoliennes	100
4.4.1.2	Cas n°2.1 : OPF en présence de l'énergie éolienne avec Coût nul	103
4.4.1.3	Cas n°2.2 : OPF considérant le Coût de l'énergie éolienne	104
4.4.1.4	Cas n°3 : OPF considérant différents profils de la vitesse du vent.....	104
4.4.1.5	Interprétation des résultats obtenus	111
4.4.2	Application sur le réseau IEEE57 avec éolienne.....	112
4.4.3	Application sur le réseau Algérien 59 jeux de barres avec éolienne.....	115
4.5	Contraintes de la réserve disponible avec pénétration éolienne.....	118
4.5.1	Application sur le réseau de test IEEE30 modifié.....	119
4.5.1.1	OPF avec éolienne pour différents taux de pénétration	119
4.6	Conclusion.....	122
CONCLUSION GENERALE		123
BIBLIOGRAPHIES.....		126
ANNEXES		
RESUME DE LA THESE		

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE 1

Figure 1.1. Consommation (MW) du réseau algérien au cours d'une journée d'été.....	8
Figure 1.2. Structure de base d'un réseau électrique.....	9
Figure 1.3. Structure maillée d'un réseau de transport électrique.....	12
Figure 1.4. Schéma arborescent d'une station de distribution	12
Figure 1.5. Représentation verticale des réseaux électriques classiques.....	15
Figure 1.6. Représentation horizontale des réseaux électriques intelligents	16
Figure 1.7. Origine des énergies renouvelables	18
Figure 1.8. Pénétration des énergies renouvelables par niveau de tension	19
Figure 1.9. Réseaux électriques flexibles par régions	22
Figure 1.10. Evolutions de la taille des éoliennes.	26
Figure 1.11. Evolution de la capacité des énergies éoliennes et solaires	26
Figure 1.12. Modèle du réseau Smart Grid en présence des sources renouvelables.....	27
Figure 1.13. Schéma d'un modèle d'intervention du réseau intelligent.....	28

CHAPITRE 2

Figure 2.1. Caractéristique empirique de la puissance éolienne	31
Figure 2.2. a) Prédiction de la puissance éolienne utilisant ANN (exemple n°1)	34
Figure 2.2. b) Prédiction de la puissance éolienne utilisant ANN (exemple n°2).....	35
Figure 2.3. Chaîne de conversion éolienne	36
Figure 2.4. Schéma équivalent d'un générateur éolien à vitesse fixe	39
Figure 2.5. a) Puissance active d'un éolien à régulation par angle de pitch	40
Figure 2.5. b) Puissance réactive d'un éolien à régulation par angle de calage.....	40
Figure 2.6. Circuit équivalent d'un générateur éolien à vitesse variable	41
Figure 2.7. Conversion de l'énergie aérodynamique.....	42
Figure 2.8. Modèle dynamique d'un générateur éolien sous Matlab/simulink	44
Figure 2.9. Caractéristique du coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$	46
Figure 2.10. Schéma block d'un modèle de ferme éolienne sous Simulink.....	47
Figure 2.11. Caractéristique de puissance de la turbine éolienne.....	49
Figure 2.12. Caractéristique de puissance de la turbine éolienne pour $(\beta=0^\circ)$	50

Liste des figures

Figure 2.13. Caractéristique de puissance de la turbine éolienne pour ($\beta=5^\circ$).....	50
Figure 2.14. Caractéristique de puissance de la turbine éolienne pour ($\beta=10^\circ$).....	51
Figure 2.15. Puissance active et réactive de la ferme éolienne utilisée.....	52
Figure 2.16. Caractéristiques de la fonction PDF pour différentes valeurs du facteur “k”.....	55
Figure 2.17. Caractéristiques de la fonction PDF pour différentes valeurs du facteur “c”.....	55
Figure 2.18. Fonction de distribution Weibull (PDF) d’un éolien	56
Figure 2.19. Représentation Weibull de la puissance de sortie éolienne	56
Figure 2.20. Caractéristique de puissance d’un générateur éolien	57
Figure 2.21. Probabilité Vs. Puissance éolienne pour différentes valeurs du facteur “c”	59

CHAPITRE 3

Figure 3.1. Etapes de résolution d’un problème d’optimisation	63
Figure 3.2. Exemple de classification des méthodes métaheuristiques.....	69
Figure 3.3. Exemple d’un problème d’optimisation (recherche de l’optimum global).....	69
Figure 3.4. Les niveaux hiérarchiques des loups gris.....	71
Figure 3.5. a) Phase d’attaque de la victime par les loups gris	72
Figure 3.5. b) Phase d’encercllement de la victime par les loups gris	72
Figure 3.6. Procédure d’encercllement et d’attaque de l’algorithme GWO.....	73
Figure 3.7. Schéma de la stratégie d’optimisation par l’algorithme GWO.....	74
Figure 3.8. Organigramme du problème d’OPF par la méthode GWO	76
Figure 3.9. Schéma unifilaire du réseau IEEE30 jeux de barres	78
Figure 3.10. Profil de la tension aux jeux de barres à l’état normal et d’émergence	79
Figure 3.11. Profil de l’écoulement de charge pour l’état normal et l’état de défaut.....	80
Figure 3.12. Correction du profil de la tension aux jeux de barres de charge	81
Figure 3.13. Profils des tensions suite à l’augmentation de la charge au jeu de barres 7	81
Figure 3.14. Les puissances générées pour différents niveaux de la charge au jeu n°7.....	82
Figure 3.15. Les pertes du réseau pour différents niveaux de charge au jeu n°7.....	82
Figure 3.16. Schéma unifilaire du réseau de test IEEE57	83
Figure 3.17. Courbe de convergence pour le cas n°1 du réseau IEEE57	84
Figure 3.18. Amélioration du profil de la tension aux jeux de barres de charge.....	85
Figure 3.19. Carte du réseau électrique Algérien de Sonelgaz.....	87
Figure 3.20. Courbe de convergence du réseau électrique Algérien.....	88
Figure 3.21. Tensions des jeux de barres du réseau algérien	88
Figure 3.22. Caractéristique du coût total (en cas du point d’ouverture des vannes).....	90

Liste des figures

CHAPITRE 4

Figure 4.1. Diagramme unifilaire du réseau IEEE30 avec trois sources éoliennes.....	101
Figure 4.2. Ecoulement de charge continue avec la présence d'éolienne	102
Figure 4.3. Courbe de convergence du cout total en présence de fermes éoliennes	103
Figure 4.4. Niveaux de tensions aux jeux de barres en présence de sources éoliennes .	103
Figure 4.5. Cout total de génération par rapport à la vitesse du vent	104
Figure 4.6. Reserve de la suestimation Vs. Facteur d'échelle "c"	106
Figure 4.7. Puissances des générateurs thermiques Vs. facteur d'échelle "c"	106
Figure 4.8. Facteur d'échelle Vs. réseve de surestimation "Eow"	107
Figure 4.9. Différentes réserves Vs. Coefficient "kp"	108
Figure 4.10. Puissances éoliennes générées Vs. Facteur "kp"	108
Figure 4.11. Cout total Vs. Coefficient de pénalité "kp"	108
Figure 4.12. Puissances générées Vs. Coefficient de pénalité kp	109
Figure 4.13 a) Caracteristiques de convergence pour differentes valeurs de "c"	110
Figure 4.13.b) Caracteristiques de convergence pour differentes valeurs de "Kr"	110
Figure 4.13.c) Caracteristiques de convergence pour differentes valeurs de "Kp".....	110
Figure 4.14. Réseau de test standard IEEE57 avec éolienne.....	113
Figure 4.15. Courbe de convergence en présence d'une ferme éolienne IEEE57	114
Figure 4.16. Tensions aux jeux de barres en présences de la ferme éolienne	115
Figure 4.17. Puissances actives générées avec et sans source éolienne	115
Figure 4.18. Carte annuelle de la vitesse du vent en Algérie	116
Figure 4.19. Courbe de convergence avec sources éoliennes (40MW)	116
Figure 4.20. Puissances actives générées avec et sans pénétration éolienne	117
Figure 4.21. Variation de la réserve maximale par rapport à la vitesse du vent ($Sn^{\circ 1}$) .	121
Figure 4.22. Variation de la réserve maximale par rapport à la vitesse du vent ($Sn^{\circ 2}$) .	121

LISTE DES TABLEAUX

CHAPITRE 1

Tableau 1.1. Comparaison entre ancien reseau électrique et intelligent	17
Tableau 1.2. Types de sources d'énergies renouvelables	18

CHAPITRE 2

Tableau 2.1. Parametres d'un générateur éolien	40
Tableau 2.1. Parametres de la ferme éolienne utilisée	47

CHAPITRE 3

Tableau 3.1. Comparaison des résultats obtenus avec ceux de la littérature	77
Tableau 3.2. Comparaison Comparaison des résultats de l'OPF pour le cas 1.1	77
Tableau 3.3. Puissances réactives de génération obtenues.....	78
Tableau 3.4. Puissances réactives de génération obtenues.....	80
Tableau 3.5. Résultats de l'OPF pour le reseau IEEE57 cas n°1	84
Tableau 3.6. Comparaison des couts totaux de génération.....	84
Tableau 3.7. Réglages de sparamètres de contrôle pour le reseau IEEE57.....	86
Tableau 3.8. Résultats de l'OPF pour le reseau électrique Algérien.....	87
Tableau 3.9. Résultats de L'OPF du IEEE30 modifié	89
Tableau 3.10. Comparaison des résultats d'OPF cas n°2.....	91

CHAPITRE 4

Tableau 4.1. Résultats de Simulation pour le cas de réserve disponible "SR"	101
Tableau 4.2. Impact du coût direct de l'énergie éolienne sur le coût total de generation	102
Tableau 4.3. Résultats de simulation pour le cas d'énergie éolienne avec prix	104
Tableau 4.4. Résultats de simulation pour le cas de variation du facteur d'échelle.....	105
Tableau 4.5. Résultats de simulation pour différentes valeurs du coefficient Kr	106
Tableau 4.6. Résultats de simulation pour différentes valeurs du coefficient Kp.....	107
Tableau 4.7. Résultats de simulation pour une vitesse du vent spécifiée.....	109
Tableau 4.8. Données relatives au générateur utilisé dans IEEE57	112
Tableau 4.9. Résultats de de l'OPF pour le reseau IEEE57 avec éolien.....	113
Tableau 4.10 Résultats de l'OPF en présence de ferme éolienne pour reseau Algérien	117
Tableau 4.11. Résultats de calcul pour vitesse de vent et taux de pénétration variable..	113

Nomenclatures et abréviations

Abréviations

(A)

ARMA Modèle à moyenne mobile autorégressive en anglais « Autoregressive Moving Average model »

(C)

CIGRE Conseil international des grands réseaux électriques.

CDF Fonction de densité cumulative “Cumulative density function for wind speed”.

(D)

DSR Limite minimale de la reserve tournante « Down spinning reserve » (MW).

DR Réaction de la demande ou en anglais « Demand Response » (MW).

DSM Gestion du coté charge ou en anglais « Demand side management ».

DG ou Générateur électrique distribué.

GED

(G)

GWO Optimisation par les loups gris ou “Grey Wolf Optimiser”.

(H)

HVDC Liaison à courant continu de haute tension.

(I)

IEEE Institut des ingénieurs électriciens et électroniciens.

IA Intelligence Artificielle « Artificial Intelligence ».

(M)

MAPE Erreur moyenne « Root Mean Square Error.

(O)

OPF Ecoulement de puissance optimale ou “Optimal power flow problem”.

(P)

PDF Fonction de densité de probabilité “Probabilty density function”.

(R)

RMSE Pourcentage de l'écart ou déviation moyenne absolue, en anglais « Mean Average Percentage Error».

RDE Réseau de distribution électrique.

RTE Réseau de transport électrique.

Liste des Nomenclatures et Abréviations

R&D	Recherche et développement en anglais « Research and development »
R²	Coefficient de détermination. (S)
SER	Sources d'énergie renouvelable.
SP	Puissance de la réserve tournante en anglais "Spinning reserve power "(MW).
SG	Réseau intelligent ou en anglais « Smart Grid ».
SCIG	Générateur à induction à cage d'écureuil « fixed speed squirrel cage induction generator ». (U)
USR	Limite maximale de la réserve tournante " UP spinning reserve (MW). (W)
WTG	Générateur à turbine éolienne «wind turbine generator »
WRIG	Générateur à rotor bobiné utilisé dans les éolien à vitesse réglable.
WTG	Générateur à turbine éolienne.
WAMPAC	Surveillance de zone étendue « Wide Area Monitoring Protection ».

Nomenclatures

	(A)
A ou S	Surface transversale traversée par les pales de l'éolien avec le passage du vent (m ²)
a_i, b_i et c_i	Coefficients coût de la i ^{ème} unité de génération thermique. (E)
Eu_w	Réserve de sous-estimation en anglais « Under-estimation reserve » (MW).
Eo_w	Réserve de surestimation en anglais « Over estimation reserve » (MW). (C)
C_{tot} (P_{gi})	Coût total de la i ^{ème} unité de génération thermique (\$/h).
C_{p,j}	Pénalité de la fonction coût relative au non utilisation de toute la puissance disponible du j ^{ème} générateur éolien.
C_{R,j}	Pénalité sur le coût de reserve qui est le coût de couverture de la demande par prélèvement du réserve exigé quand P _w devenue moins que P _{w, av} .
C_p	Coefficient de puissance de la turbine éolienne de l'angle β et la vitesse réduite λ.
c	Facteur d'échelle caractérisant la vitesse du vent en anglais « Scale factor ». (G)

Liste des Nomenclatures et Abréviations

G_{ij}	Conductance d'une branche (i, j). (H)
H_{hub}	Hauteur du Mat du générateur éolien (m). (I, J)
i, j	Jeux de barres de départ et d'arrivée simultanément.
J	Moment d'inertie ($kg \cdot m^2$). (K)
k	Facteur de forme caractérisant la vitesse du vent en anglais « Shape factor ».
K_p	Facteur du coût de pénalité ajouté pour quantifier le coût de la puissance en surplus à payer pour les producteurs de l'énergie éolienne.
K_r	Coefficient de reserve pour quantifier le coût de la puissance de réserve à mettre en disposition pour compenser le manque enregistré par la non disponibilité de la puissance éolienne prévue (estimée). (N)
N	Nombre des données des puissances ou autres quantités observées.
NG	Nombre des générateurs thermiques dans le système.
Nw	Nombre des générateurs éoliens dans le système. (Q)
Q_{sh}	Puissance de la capacité shunte (Mvars) (P)
P_m	Puissance de sortie mécanique de la turbine extraite du vent (KW).
P_M	Puissance mécanique obtenue à partir du générateur éolien (W).
$P_{wr/nom}$	Puissance nominale obtenue à partir du générateur d'énergie éolienne (W).
P_T	Moment d'entrée du générateur éolien ($N \cdot m$).
$P_{wj,une}$	Puissance de sous-estimation du $j^{ème}$ générateur éolien (KW).
$P_{wj,ove}$	Puissance de surestimation du $j^{ème}$ générateur éolien (KW).
P_{gi}	Puissance active de l' $i^{ème}$ unité de génération thermique (MW).
P_M	Puissance mécanique obtenue à partir du générateur éolien (W).
$P_{w,i}$	Puissance active du $i^{ème}$ générateur éolien (MW).
P_{wr}	Puissance nominale d'un éolien (MW).
$Pr(P_w)$ ou $\emptyset_w(P_w)$	Probabilité de la puissance éolienne dans la zone continue $[0, P_{w,r}]$.

Liste des Nomenclatures et Abréviations

$P_{w_j, av}$	Puissance disponible du $j^{\text{ème}}$ générateur éolien (MW),
P_{w_j}	Puissance prévue du $j^{\text{ème}}$ générateur éolien basée sur la prévision de la vitesse. du vent qui représente soit le déficit ou surplus prévu par la $j^{\text{ème}}$ éolien (MW).
$P_{i, mes, moy}$	Valeur moyenne de $P_{i, mes}$ (W).
$P_{i, mes}$	Valeur actuelle (donnée d'une mesure ou d'une observation) (pu ou W).
$P_{i, prév}$	Valeur prévue (calculée utilisant la fonction de distribution Weibull).
	(R)
R	Rayon du cercle des ailettes en (m).
R_1	Résistance du circuit statorique pour le générateur éolien(Ω).
R_2	Résistance du rotor du générateur éolien(Ω).
	(S)
s	Glissement de la machine asynchrone le l'éolien.
S.D	Déviatiion standard d'une quantité probable.
	(T)
Tap ou T	Valeur du régleur de charge du transformateur en anglais (Transformer Tap changer rate)
T_m	Couple mécanique du générateur éolien (N.m) ou ($1 \text{ m}^2 \text{ kg s}^{-2}$).
	(U)
US_j	Limite maximale de la réserve disponible du $j^{\text{ème}}$ générateur éolien (MW).
	(V)
Vi ou Vin	Vitesse du vent à l'enclenchement ou vitesse de démarrage (m/s).
Vr	Vitesse du vent nominale (m/s).
Vo	Vitesse du vent à l'arrêt ou vitesse de coupure (m/s).
V_i	Module la tension au jeu de barres i du réseau électrique (Volt/pu).
V_r ou W_S	Vitesse nominale du vent (m/s)
V_w ou W_S	Vitesse du vent (m/s).
V_{moy} ou μ	Valeur moyenne de la vitesse du vent (m/s).
V_i	Tension au jeu de barres i.
V_{in}, V_{out} et V_r	Vitesses du vent; de démarrage, de coupure et nominale (m/s)
	(X)
X_c	Réactance d'un condensateur (Henry).
X_m	Réactance magnétisante.
X	Somme de réactance de fuite du stator et du rotor.

Liste des Nomenclatures et Abréviations

X_c	Réactance d'un condensateur (Henry).
X_m	Réactance magnétisante.
X_i	Valeur de la donnée prévisionnée en utilisant la distribution Weibull.
Y_{ij}	Admittance entre les jeux de barres successives i et j.
X_c	Réactance capacitive du générateur éolien.
X_m	Réactance magnétisante du générateur éolien.
X_{l1}	Réactance de fuite du stator pour générateur éolien (Ω ou ohm).
X_{l2}	Réactance de fuite du rotor pour le générateur éolien (Ω).
λ_p	Facteur de pénalité de puissance active du jeu de barres de référence (Slack bus)
λ_v	Facteur de pénalité de la tension de jeux de barres charge.
λ_Q	Facteur de pénalité de génération de puissance réactive (Mvars).
λ_s	Facteur de pénalité du chargement des transits dans les lignes.
$r\%$	Coefficient d'influence qui donne le pourcentage de la contribution de l'énergie éolienne dans le reserve disponible maximal et minimale.
$s\%$	Pourcentage de contribution de la charge pour USR
ω_r	Vitesse angulaire du rotor du générateur éolienne (rd/s)
η	Rapport d'engrenage.
β	Angle de pitch ou de calage « inclinaison » des pales d'une turbine éolienne.
Γ	Fonction gamma utilisée pour les simplifications dans les calculs de la probabilité
σ	Fonction sigma utilisée dans les calculs de la probabilité et désigne la variance de la fonction PDF.
δ_i	Angle de phase de la tension du $i^{\text{ème}}$ jeu de barre (deg/rad.).
ρ	Densité volumique de l'air (ex ; $\rho=1.225\text{kg/m}^3$).

Introduction générale

1-Contexte général

Les préoccupations environnementales (réchauffement de la planète et la lutte contre les émissions de gaz polluant selon le protocole de Kyoto comme le dioxyde d'oxygène (CO₂)), la déplétion des réserves en combustibles fossiles à moyen et long terme et l'indépendance énergétique des régions ou des pays ont conduit à une augmentation dans l'utilisation des énergies renouvelables notamment l'énergie éolienne et solaire et par conséquent rendent urgentes la maîtrise des consommations et la diversification des sources d'énergie. Les énergies renouvelables peuvent être utilisées pour la production d'électricité en tant que système autonome ou isolé mais leurs avantages sont considérablement améliorés lorsqu'ils sont intégrés dans le réseau électrique [1]. On dit que la source d'énergie est renouvelable si le fait de faire la consommer n'influence jamais sur sa quantité, ni faire limiter son utilisation plus tard, pour cela les sources primaires de ces énergies sont dites sources inépuisables.

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années, et d'ici 40 ans, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation raisonnable des sources classiques et sur une bonne exploitation des énergies renouvelables. Les études ont été élaborées pour faire de cet outil non polluant l'axe de recherche pour plusieurs chercheurs afin de réaliser l'efficacité énergétique tout en minimisant les effets négatifs de ressources conventionnelles de génération [2]. L'Algérie est parmi les pays qui ont appelés à diversifier ses ressources énergétiques de manière à limiter sa dépendance au pétrole et au gaz.

En fait, le problème réside dans le fait que l'emplacement des sources renouvelable de quantité importante est loin des consommateurs, d'où la nécessité de transférer l'énergie produite vers les centres de consommation à travers les lignes électriques constituant le réseau de transport d'électricité, plus la variabilité et l'incertitude qui caractérise ces sources d'énergie ont engendré de nouveaux défis pour leur intégration parmi lesquels [3] :

- Création des déséquilibres entre génération et la charge issus des erreurs de prévision ; du fait qu'il n'est plus possible de savoir (avec certitude) les niveaux de génération des sources intermittentes pour les prochaines heures /journées).
- Rendre l'intégration une tâche difficile qui doit être traitée efficacement surtout par l'intégration des quantités élevées de sources éoliennes.

- Coûts opérationnels élevés.
- Dégradation de la fréquence du réseau électrique.

Cependant, l'intégration des sources variables est beaucoup moins compliquée si elles sont connectées à des réseaux électriques à grande échelle, qui peuvent prendre l'avantage de la diversité naturelle des sources variables. Une large répartition géographique de l'énergie éolienne peut réduire la variabilité et augmentera la prévisibilité. Le système de génération à un mécanisme flexible peut suivre la charge variable qui ne peut pas toujours être prédit avec précision, et ce afin de répondre à tout changement inattendu dans cette dernière.

Pour ces raisons, l'aspect « Réseau Intelligent » qui est la nouvelle forme du réseau électrique classique, à permet aux gestionnaires de réseau électrique de fournir le moyen le plus utile d'intégrer les énergies renouvelables, il est devenu la solution efficace qui peut résoudre l'intégration de toute forme d'énergie fluctuante et ce par :

- L'application des stratégies de control sophistiquées et l'introduction de nouveaux algorithmes de prévision avancés qui facilitent d'une façon significative l'intégration de ce type d'énergie soit pour l'opérateur du système, ou pour les producteurs d'énergie éolienne.
- L'utilisation des unités de stockage qui peuvent également jouer un rôle important dans la gestion de la variabilité et l'incertitude sur différentes échelles de temps de ces sources d'énergie [4].

Si ces nouvelles solutions ne sont pas adoptées, la variabilité ou l'incertitude liée aux sources d'énergie renouvelables pourrait conduire à des situations où les coûts opérationnels seront plus élevés. A cette fin, la généralisation des réseaux intelligents « Smart Grid » constitue une voie de développement non négligeable pour une intégration efficace des sources d'énergie renouvelables dans les futurs réseaux électriques. Ces systèmes permettront de répondre aux futurs enjeux:

- Mieux gérer les flux et équilibrer l'offre et la demande d'électricité.
- Intégrer les nouvelles sources d'énergies renouvelables disponibles.
- Limiter le recours aux centrales à combustible fossile plus coûteux (actuellement utilisées que pour faire face à la demande dans les heures de pointe) [4-5].

2-Problématique

La nature variable et incertaine des sources d'énergies renouvelables, constitue un problème majeur devant leur intégration dans le réseau électrique actuel. Cela est dû d'une part de leur volatilité de production lorsque les systèmes conventionnels sont disponibles, et donc coût marginal nul, d'autre part leur incapacité de générer lorsque les ressources dont elles dépendent (comme la vitesse du vent ou l'ensoleillement solaire) ne sont pas disponibles alors que le problème de l'électricité est d'avoir suffisamment d'énergie électrique à tout moment. Ce qui a conduit certains experts de relier l'intégration des sources renouvelables dans les marchés de l'électricité par l'application d'un modèle qui tient compte de leurs spécificités, et qui est tout à fait différent de celui des sources programmables (dispatchable) [5]. En plus, la nature intermittente qui caractérise les sources renouvelables peut conduire à des situations incontrôlables pour l'opérateur du réseau électrique vis à vis l'équilibre production-consommation (offre-demande) qui doit être assuré en tout moment [6].

3- Motivation

L'électricité doit être produite au même moment où elle est demandée, et si la demande dépasse la production, le système électrique perd son état de fonctionnement normal. Ce problème survient aussi, lorsqu'il y a apparition d'un écart important entre la puissance prévue et la puissance actuelle de la source intermittente, d'un défaut important suite à l'arrêt d'un groupe, chute de tension importante ou toute autre cause possible. Cela implique que, la capacité des ressources flexibles destinée à accommoder les variations de la génération des sources renouvelables, doit être plus efficace et répond aux besoins énergétiques actuels [7] et [8]. En effet, la continuité d'approvisionnement en électricité nécessite plus d'énergie disponible et en temps réel, car le rôle principale de tout producteur ou distributeur d'énergie électrique est d'assurer en permanence et en tout lieu :

- 1- la couverture des charges demandées par les utilisateurs,
- 2- d'offrir une sécurité d'alimentation et garantir une qualité acceptable de l'énergie avec un coût minimal.
- 3- veiller à la protection de l'environnement.

Alors que, pour certains réseaux électriques, l'intégration des systèmes intermittents est beaucoup plus contraignante, en raison des fluctuations remarquables qui caractérisent ces sources, et donc nécessitent une gestion particulière permettant d'acquérir une certaine quantité d'électricité pour l'injecter au réseau. Pour cela, les réseaux électriques actuels

(intelligents) sont munis des réserves fonctionnelles qui répondront automatiquement ou manuellement, avec un préavis de 5 à 15 min, pour maintenir l'équilibre offre-demande.

Cependant, l'intégration directe et sans gestion optimale de ces sources d'énergie peut présenter des problèmes inévitables pour les opérateurs du réseau électrique dans toute la chaîne de production transport et distribution, et conduit par la suite aux multiples situations incontrôlables dues initialement à la variabilité de la puissance de sortie des sources intégrées [9].

En revanche, n'oubliant pas de signaler que l'intégration des sources d'énergie renouvelables dans le portefeuille de génération présente plusieurs avantages tels que:

1. La réduction des émissions des gaz polluants,
2. La dépendance du pays à l'égard des importations d'énergie.
3. La diminution des prix du marché d'électricité.

A cette fin, beaucoup des efforts ont été effectués dans le cadre d'améliorer l'aptitude du système pour faire face à l'incertitude résultante de l'intégration croissante des sources renouvelables, ainsi que des programmes de subvention gouvernementaux ont été pris à travers le monde pour la prise en charge de cette préoccupation [10].

4 Objectif et contribution de la recherche

L'objectif principal de cette thèse est de contribuer à l'optimisation de l'intégration des sources d'énergies renouvelables dans un réseau électrique intelligent, ce qui permet, d'assurer un niveau d'insertion adéquat et fiable, et de réagir efficacement à tout changement inattendu dans l'énergie produite par ces sources d'énergie, lesquelles dépendent des conditions météorologiques existantes. Cette intégration optimale peut avoir des avantages significatifs tant pour la gestion que pour la planification de la génération électrique tout en permettant un fonctionnement dynamique optimisé et intelligent du réseau électrique actuel.

Ce travail de thèse vise à proposer une technique d'optimisation basée sur l'optimisation du coût total de génération qui est influencé par l'injection de la source d'énergie intermittente [11], pour cela, on a mis l'accent sur la source éolienne parmi les sources renouvelables existantes pour les raisons suivantes:

- Elles présentent une source d'énergie hautement intermittente à cause de la fréquente variabilité de la source primaire qui est la vitesse du vent.

- De nombreux producteurs de l'énergie éolienne, peuvent être existés aux différents points du réseau électrique, ce qui rend le marché de la production éolienne plus compétitif à travers le temps.
- Le coût de la maintenance des générateurs éoliens est baissé à cause des dernières innovations dans le domaine de fabrication et de la technologie des générateurs éoliens.

Pour arriver à ce but, notre étude inclut un modèle qui capture le comportement incertain de la source d'énergie renouvelable au cours du processus d'optimisation, afin d'établir le modèle de la fonction objective globale à optimiser et qui conduira finalement à la solution souhaitée.

5 Structure de la thèse

Basant sur l'objectif présenté, cette thèse est subdivisée comme suit :

Une introduction générale présentant l'état de l'art de cette thèse, dans laquelle nous avons présenté le problème de l'intégration des énergies renouvelables dans un contexte général, suivi de la problématique associée à l'insertion directe de ce type d'énergie dans les réseaux électriques, nous avons ensuite présenté la motivation pour passer à une insertion optimale en assurant un approvisionnement continu et fiable en présence des sources d'énergies renouvelables, en précisant notre contribution et notre objectif de recherche.

Puis, dans le premier chapitre nous avons donné une vue globale sur le réseau électrique, du point de vue sa structure de base, son évolution d'une structure classique vers une structure plus développée, décentralisée, et plus intelligente qui est le réseau intelligent. On a ensuite traité le problème de l'intégration des nouvelles sources des énergies renouvelables en citant les principales mesures de réserve à mettre en disposition par le Smart Grid pour couvrir tout manque d'énergie prévu.

Dans le deuxième chapitre, nous donnons un aperçu général sur les différents modes de modélisation de la génération éolienne, en focalisant sur la modélisation probabiliste de la puissance de sortie des générateurs éoliens qui présente un caractère intermittent, afin de l'introduire par la suite dans le modèle de l'écoulement de puissance à optimiser.

Dans le troisième chapitre, nous présentons le problème de l'écoulement de puissance optimal dans le cas déterministe et en l'absence des sources éoliennes, en utilisant une méthode d'optimisation Méta-heuristique très récente qui est l'algorithme d'optimisation par des loups gris (GWO), suivi par une application sur des réseaux de test standards.

Dans le dernier chapitre nous étudions l'écoulement de puissance optimal, en considérant le mode stochastique associé à l'insertion des sources éoliennes, par l'élaboration d'un modèle du coût global stochastique à optimiser qui tient compte la partie probabiliste associée à l'incorporation de la source d'énergie éolienne. À la fin de ce chapitre nous effectuons une application de la méthode proposée sur des réseaux de test standards ainsi que sur le réseau électrique algérien.

Enfin, nous concluons ce travail par une conclusion générale ainsi que des perspectives.

Chapitre 1

VUE GENERALE SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

1.1 Introduction

Un réseau électrique est un ensemble d'équipements qui assure l'acheminement de l'électricité depuis les lieux de production jusqu'aux consommateurs. Les premiers réseaux électriques ont été mis en place dès le milieu du 19^{ème} siècle. Les grands principes d'un réseau électrique en vigueur à cette époque sont les mêmes aujourd'hui [13]. Les réseaux électriques sont considérés parmi les infrastructures les plus importantes dans un pays, leur importance évolue à partir des raisons de nature multiples ; techniques, sociales et économiques [14]. Dans le présent chapitre, on verra un aperçu général sur les réseaux électriques, leur constitution de base ainsi que leur évolution d'une structure classique vers une structure plus intelligente représenté par le réseau Smart Grid.

1.2 Principes structurant un réseau électriques

Il existe deux principes qui gèrent la structure de base d'un réseau électrique :

- La nécessité d'équilibrer à tout instant l'offre et la demande, car l'électricité est très difficile à stocker, il est donc nécessaire d'assurer à tout moment que la production (électricité injectée sur le réseau par les producteurs) est égale à la consommation (électricité exploitée par les consommateurs). Si l'écart entre la production et la consommation augmente, le réseau électrique résistera à des chutes de tension importantes qui peuvent conduire au blackout.
- La gestion de la pointe électrique, du fait que la consommation de l'électricité est variable. Cette variabilité est sensible à l'échelle d'une année, avec des consommations plus au moins fortes selon les saisons, dans certains pays cela arrive pendant l'hiver, dans d'autres plus chaudes, largement équipés en climatisation, la pointe saisonnière à lieu en été, la figure 2.1 montre un exemple de consommation du réseau électrique algérien le long d'une journée d'été où la pointe de la consommation est atteinte pendant l'après-midi de la journée vue le taux élevé de la climatisation. L'équilibrage du réseau est particulièrement crucial à la pointe maximale quand la

demande atteint son maximum durant les jours de très grande consommation. En effet, c'est la valeur de cette pointe qui dimensionne le réseau d'électricité et pour assurer la sécurité du réseau des capacités de production complémentaires doivent être dédiées à la couverture de cette pointe.

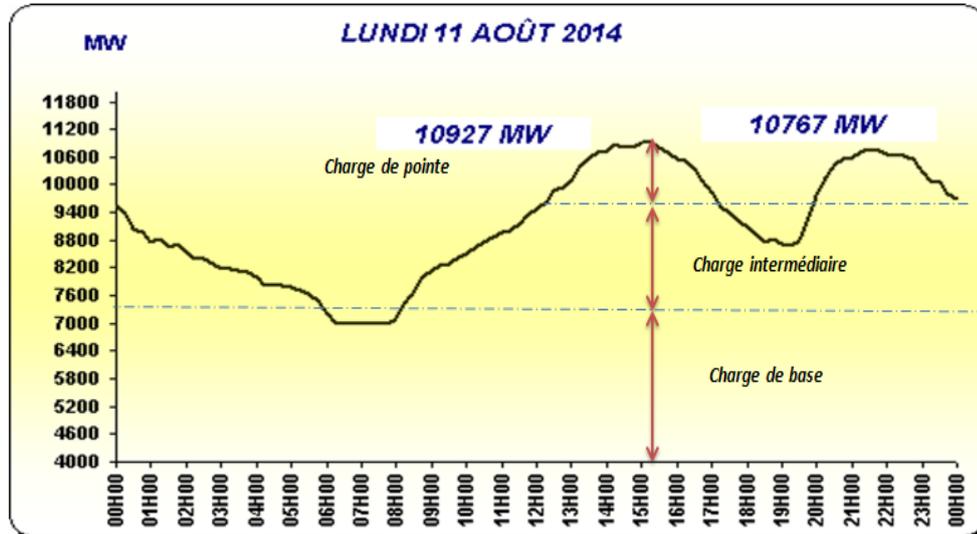


Figure 1.1 Consommation du réseau algérien pendant une journée d'été [16].

La bonne application de ces deux principes exige d'une part une bonne prévision de la charge à alimenter, d'autre part la sollicitation d'autres ressources comme l'exploitation des filières de gaz, sources renouvelables et stations hydrauliques [15].

1.3 Structure de base d'un réseau électrique ordinaire

La figure 1.2 montre un réseau électrique dans sa structure la plus simple ou de base, dans cette structure les réseaux électriques, depuis leur première mise en service comportent trois parties principales que sont la production, le transport et la distribution. D'une manière générale l'électricité produite et délivrée vers les consommateurs à travers ces trois systèmes qui constituent les plus grands marchés de consommation dans le monde. Les réseaux électriques les plus fiables servent le besoin des consommateurs sans interruptions, et donc les facilités au niveau de la production doivent produire assez de puissance pour couvrir tout excès dans la demande. Les réseaux de transport doivent transporter la totalité de la puissance à travers des longues distances sans dépasser la limite de stabilité ni les limites thermiques du réseau [17].

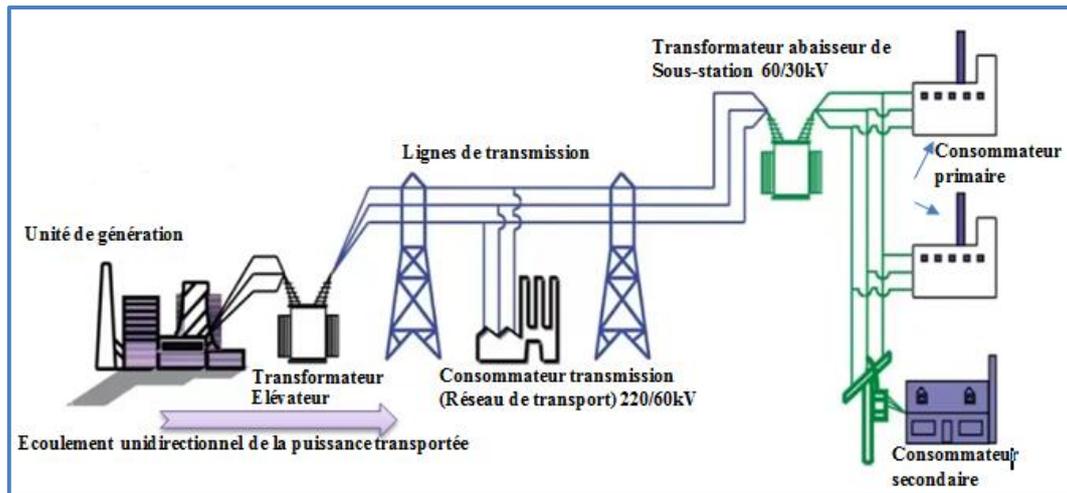


Figure 1.2 Structure de base d'un réseau électrique.

1.3.1 La génération

Les centrales de génération consistent d'une ou plusieurs unités de génération qui transforment l'énergie mécanique en électricité, à l'aide des turbines couplés mécaniquement aux générateurs comme le cas du générateur éolien. Dans les centrales thermiques, la plupart des parties tournantes sont en mouvement à l'aide de la vapeur produite dans la chaudière (chambre de combustion) alimentée par du carburant, pétrole, gaz naturel ou combustible nucléaire, plus autres sources à travers la chute d'eau comme dans une centrale hydraulique. Les générateurs produisent une tension entre lignes de 15kV à 33kV. Trois conditions doivent être satisfaites pour assurer la fiabilité du system [14] :

- La capacité de génération disponible doit être supérieure à la charge demandée plus les pertes du système.
- Le système doit être capable de transporter la puissance demandée aux consommateurs sans surcharger les équipements.
- Les consommateurs doivent être servis dans une plage de tension acceptable.

1.3.2 L'agrégation dans les réseaux électriques

Le raccordement de nouveaux producteurs indépendants sur les réseaux électriques altère leur fonctionnement traditionnel basé sur le principe d'un monopole, pour qu'il se transforme à un fonctionnement étendu permettant à tous les producteurs d'énergie par les générateurs distribués de s'intégrer sur le réseau électrique principale sous une nouvelle forme plus compétitive qui est le marché d'électricité libre, d'où un agrégateur est un gestionnaire des sources de génération distribuées de petites tailles.

Aussi, les agrégateurs sont des entités introduites par la libéralisation du marché de l'énergie, ouvrant la voie à la gestion des ressources par les acteurs internes et externes sur le marché d'électricité [18]. Dans la directive européenne sur l'efficacité énergétique (2012/27/UE), le terme agrégateur est définies, comme suit : "un agrégateur" signifie un fournisseur de services de réponse à la demande qui combine plusieurs charges de consommation de courte durée à vendre ou sur les marchés organisés de l'énergie". Donc, l'agrégateur est un coordinateur qui envoie des informations sur la vente du surplus d'énergie à une heure (c'est-à-dire le prix de l'électricité sur le marché et la quantité d'énergie à la vente) et il reçoit des offres de chaque consommateur en termes de quantité et de prix d'énergie disponibles à l'achat en rééchelonnant ses consommations, dans une perspective décentralisée [19].

1.3.2.1 la production centralisée

On peut citer :

- Les centrales nucléaires, où l'énergie résultante de la fission d'atomes d'uranium constitue le cœur de la production d'électricité dans ce type de centrales.
- Les centrales hydrauliques, tel que le principe de ces centrales est l'utilisation de l'énergie gravitationnelle de l'eau en mouvement, pour produire de l'électricité, comme les centrales à réservoir d'eau.
- Les centrales thermiques à vapeur : on distingue les centrales thermiques à cycle simple qui fonctionnent avec l'énergie thermique produite en brûlant un combustible (gaz, charbon ou carburant) [20], et à cycle combiné à gaz, les premières utilisent du charbon, du pétrole ou du gaz pour produire la vapeur entraînant un turbo-alternateur, les deuxièmes constituent une hybridation entre une centrale thermique à vapeur et une turbine à gaz, telle que la chaleur résultante des gaz d'échappement de la turbine à gaz est exploitée pour alimenter un système classique de turbine à vapeur.

1.3.2.2 la production décentralisée

Le nouveau concept sous lequel les générateurs distribués sont regroupés est appelé production décentralisée. Selon les origines des énergies primaires utilisées, les moyens de production sont divisés en deux catégories : la première catégorie comporte les technologies basées sur les énergies renouvelables qui se caractérisent par l'intermittence de la source primaire, alors que la deuxième regroupe les énergies fossiles programmables [21]. Certains pays définissent la production décentralisée selon une certaine spécification basée sur des sources d'énergie renouvelables non-programmables, la cogénération, et autres

caractéristiques. Autres définitions sont également attribuées à la production décentralisée comme :

- la définition (IEEE) : définit la génération distribuée comme la génération d'électricité par des installations qui sont suffisamment plus petites que les centrales classiques de production et leur interconnexion à n'importe quel point du réseau électrique.
- définition (CIGRE) : définit la génération distribuée comme toutes les unités de production avec une capacité maximale de 50 MW à 100 MW, qui sont habituellement connectés au réseau de distribution et qui ne sont ni observables, ni dispatchable (contrôlable par l'opérateur)

Ainsi, la capacité d'une micro générateur distribué (GED (varie de 1 W à 5 kW), une petite GED (de 5 kW à 5 MW), une moyenne GED (de 5 MW à 50 MW), est strictement raccordée au réseau de distribution. La tendance du raccordement de la production décentralisée sur les réseaux de distribution est une conséquence du changement des réglementations et conditions de l'organisation de l'approvisionnement en énergie électrique du pays.

1.3.3 Le réseau de transport électrique

Ce système transporte de l'électricité à travers de longues distances, à partir des centres de génération vers les sous-stations qui servent les systèmes de distribution. La plupart des lignes de transport qui transportent l'énergie électrique sont aériennes, mais il y'a une grande tendance de favoriser l'utilisation des câbles souterraines (à base de l'huile, SF6, à diélectrique ayant la possibilité de supraconductivité), et récemment l'utilisation du système HVDC. Généralement le réseau de transport suit une structure maillée qui est comme montre la figure 1.3 le maillage du réseau assure la sécurité d'alimentation, et permet de faire face aux risques locaux et incidents qui peuvent affecter l'exploitation [20].

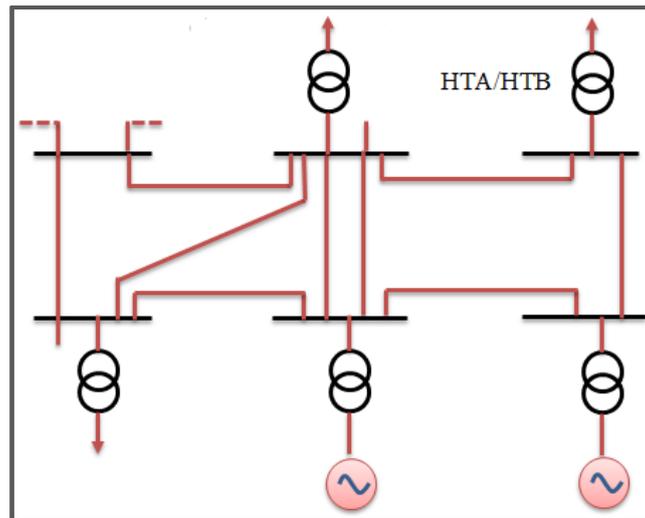


Figure 1.3 Structure maillé d'un réseau de transport électrique.

1.3.4 Le système de distribution

Les systèmes de distributions sont conçus généralement pour délivrer la puissance transportée par le réseau de transport vers les centres de consommation. Pour réaliser ceci, les sous-stations de distribution reçoivent de la puissance à partir des lignes de transport et les transformateurs de puissance. Les réseaux de distribution sont de structure arborescente, non maillé. Cela signifie que tout point desservi n'est, à chaque instant alimenté que par un seul chemin électrique venant d'un poste source, passant successivement dans un réseau HTA, poste de distribution HTA/BT puis dans un réseau secondaire BT comme montre la figure 1.4 [22].

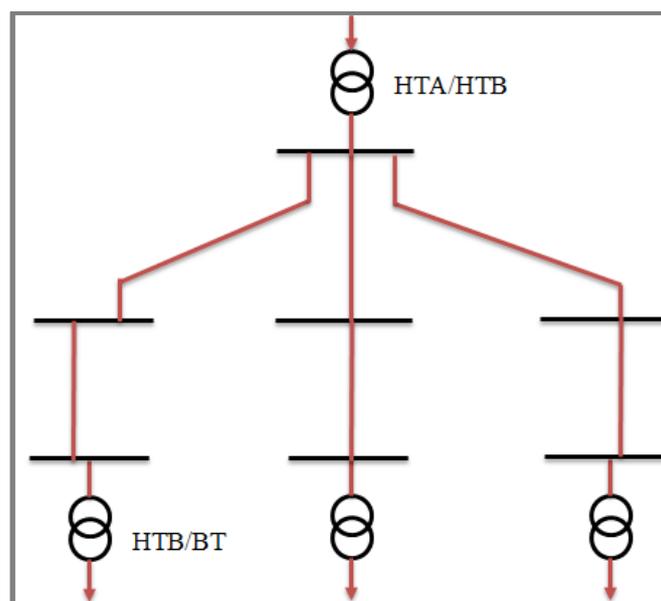


Figure 1.4 Schéma arborescente d'une station de distribution.

Les feeders consistent des jeux de barres principales monophasés, triphasés et biphasés pour l'interconnexion des départs et des transformateurs qui baissent la tension vers des niveaux d'utilisation et alimentation secondaire [23].

1.3.5 Conditions du Code Grid dans les réseaux électriques

1.3.5.1 Contexte

Les dispositions du Code Grid énoncent les exigences techniques minimales de connexion et la plage des paramètres de fonctionnement autorisés lors du fonctionnement en parallèle du réseau. Ces règles sont spécifiées par les opérateurs de réseau électrique et sont soumises à la réglementation en vigueur. La prise en charge des installations de production décentralisées principalement avec alimentation intermittente (parfois variable sur une large marge de temps) en garantissant la qualité de l'énergie, la stabilité du système, et la fiabilité des approvisionnements, préjugent le respect d'un ensemble de règles de base par toutes les installations de production d'électricité dans le réseau d'énergie. Ces règles constituent les éléments de base du Code Grid.

1.3.5.2 Exigences du Code Grid pour l'insertion des sources d'énergie renouvelables

Avec les changements organisationnels dans le secteur de l'électricité, la participation des installations basées sur les énergies renouvelables dans la production globale a augmenté régulièrement dans le monde durant les dernières années. Cette augmentation est prête à continuer dans l'avenir vue le développement remarquable de ce type d'énergie. En outre, la plupart des unités de production basées sur les énergies renouvelables sont reliées au réseau par des convertisseurs de source de tension. Ce développement a un impact direct sur le contrôle de la fréquence du réseau d'énergie.

En conséquence, le Code Grid et les conditions relatives aux services auxiliaires à fournir par les parcs éoliens et les centrales solaires doivent également être définis. Le service auxiliaire fait référence aux services et fonctions spécialisés nécessaires pour faciliter le transit d'énergie électrique de telle sorte que l'offre réponde continuellement à la demande, tout en maintenant les variables système (fréquence, tension, etc.) dans leurs plages autorisées.

Le Code Grid est le fait d'assigner des limites opérationnelles et préciser les mécanismes de fourniture de services auxiliaires incluant [24] :

- L'équilibre de la puissance active pour maintenir la fréquence dans la plage autorisée.
- Contrôle de la tension et du support en réactive pour maintenir un profil de tension acceptable sur tout le réseau.

- Réserves tournantes (spinning reserve) pour compenser les changements stochastiques de la charge et les pannes de production imprévues.
- Le pouvoir du démarrage autonome (Black Start) pour assister la restauration du système après une défaillance majeure et le déclenchement complet du système.

Les services critiques du système tels que les besoins de la réponse en fréquence, le support en tension, le fonctionnement et la restauration avec une part considérablement de participation des sources intermittentes non dispatchable, en particulier l'énergie éolienne. Ainsi, les limites opérationnelles typiques sont comme suit:

a)- Besoins opérationnels statiques

Les conditions opérationnelles en régime permanent portent sur les paramètres de fréquence, de puissance active et de puissance réactive, et les limites opérationnelles.

b)- Gamme de fréquence opérationnelle

Dans les réseaux électriques à 50 Hz, la plage de fréquences pendant le fonctionnement normal du système se limite entre 49,95 et 50,05 Hz. Une valeur de fréquence en dehors de cette plage appelle normalement les mesures du contrôle correctif. Contrairement aux centrales classiques, les centrales basées sur les énergies renouvelables connectées au réseau électrique via des convertisseurs peuvent fonctionner dans une gamme de fréquences beaucoup plus large. En conséquence, un fonctionnement continu dans la gamme de fréquences comprises entre 49 et 50,5 Hz est considéré comme exigence fondamentale à condition que la tension ne dépasse pas 1,1 pu.

c)- Contrôle de la puissance active-fréquence

En ce qui concerne la puissance active, les groupes électrogènes doivent être capables de fonctionner jusqu'à la valeur nominale de la puissance de sortie dans la gamme de fréquences de 47,5 à 50,2 Hz. En outre, les unités doivent être capables de réduire la puissance de sortie active par paliers à partir de n'importe quel point de fonctionnement jusqu'à une valeur cible donnée par l'opérateur du réseau électrique. La réduction requise à chaque étape peut atteindre 10% comme limite maximale de la puissance active convenue contractuellement au point de connexion.

d)- Contrôle de la puissance réactive et de la plage opérationnelle

Les exigences spécifiques peuvent varier en fonction des caractéristiques du réseau et de la demande. Une capacité d'alimentation réactive dépassant ces exigences minimales est également autorisée. Toutes les centrales électriques doivent pouvoir passer d'un point de fonctionnement à un autre à l'intérieur d'une marge permise de la puissance réactive. L'alimentation en puissance réactive dans les limites permises doit être possible sans aucune

restriction dans la gamme de fréquences 47,5–51,5 Hz. Cependant, les éoliennes, dans des conditions de fonctionnement normales, sont capables de fournir plus de puissance réactive que celle requise dans le Code Grid [25].

1.4 Evolution des réseaux électriques

Les réseaux électriques ont connu une immense évolution pendant les dernières années, de point de vue production de l'énergie, infrastructure, technologie d'information et de communication ainsi que protection et sécurité. La topologie du réseau a connu aussi de grand changement, dès l'introduction de nouvelles formes de génération, transport, et de distribution [26].

1.4.1 Structure classique d'un réseau électrique

La figure 1.5 montre une représentation verticale (sens unique) des réseaux électriques classiques où le transfert de la puissance électrique générée prend un seul sens durant toute la chaîne (production, transport et distribution).

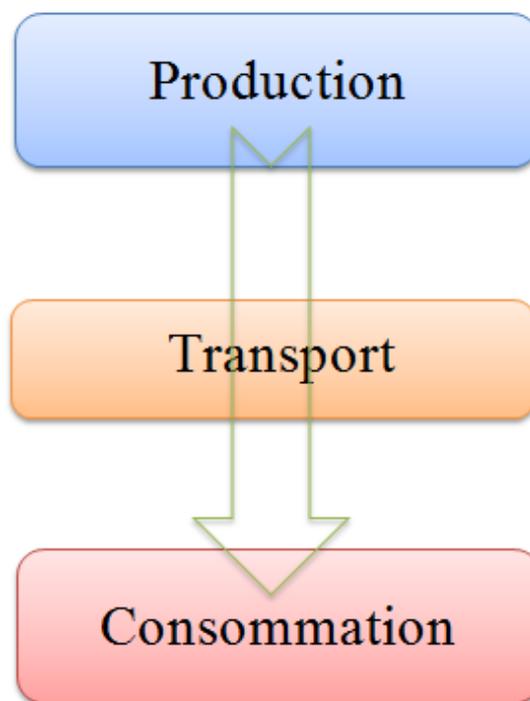


Figure 1.5 Représentation verticale (sens unique) des réseaux électriques classique.

1.4.2 Structure moderne ou Intelligent d'un réseau électrique

La figure 1.6 présente quelques changements significatifs dans la structure actuelle du réseau électrique par rapport à celle classique. Les réseaux électriques actuels ou réseaux intelligents permettent le transfert de l'énergie dans les deux sens, afin de donner l'occasion d'intégration à d'autres sources parmi lesquelles les sources d'énergies de type renouvelable.

Aussi les réseaux intelligents permettent l'insertion des nouvelles formes disponibles dans la vie quotidienne comme les véhicules électriques [27], [28].

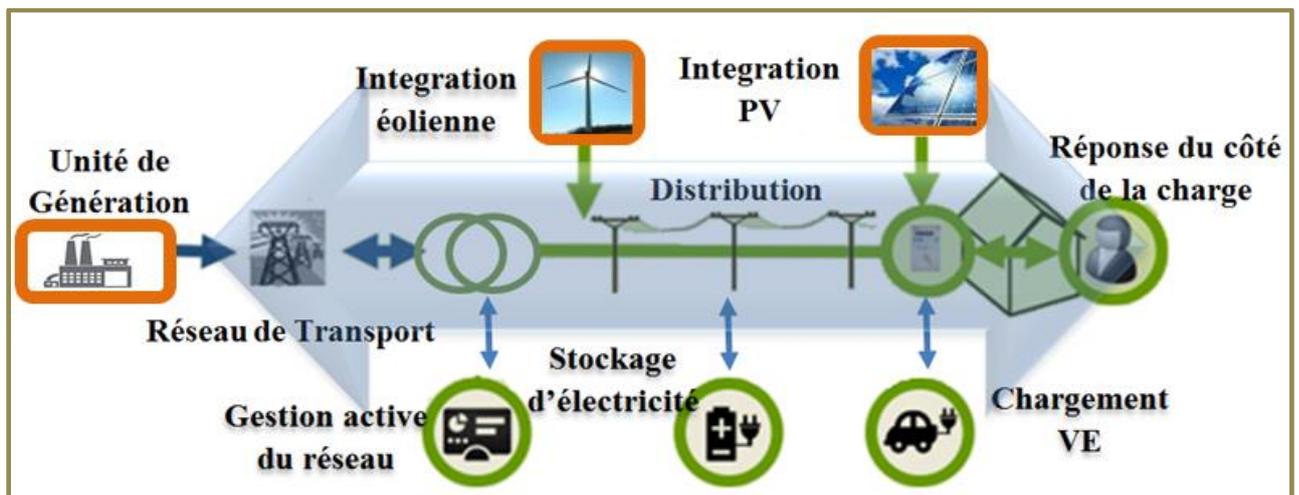


Figure 1.6 Représentation horizontale (bidirectionnelle) des réseaux électriques actuels.

1.4.2.1 Définition du réseau intelligent

Un réseau électrique intelligent est un réseau électrique capable d'intégrer au meilleurs coût les comportements et les actions de tous les utilisateurs qui y sont reliés : producteurs, consommateurs ainsi que ceux qui sont les deux à la fois, l'objectif est d'assurer au système électrique d'être durable et rentable, avec des pertes faibles et avec des niveaux élevés de sécurité, de fiabilité et de qualité de fourniture » [29].

Le réseau électrique intelligent intègre et interconnecte à cette fin des technologies (produits et services) et outils innovants sur l'ensemble de sa chaîne énergétique, depuis la production d'énergie jusqu'aux équipements du consommateur. Cette intégration est réalisée grâce à l'utilisation de capteurs et d'équipements numériques de protection, de mesure et de communication en interface avec les centres de contrôle et de pilotage.

Le réseau électrique intelligent offre à tous les consommateurs la possibilité d'obtenir des informations précises sur leurs usages électriques. Cela permet au consommateur de mieux

connaître et piloter son propre consommation, son éventuelle autoproduction et d'améliorer son efficacité énergétique en liaison avec le réseau et ses opérateurs [30].

1.4.3 Comparaison entre les réseaux électriques anciens et actuels

Les principales différences entre un réseau électrique intelligent et un réseau électrique classique sont présentées dans le tableau 1.1.

Table 1.1 Comparaison entre le réseau électrique traditionnel et intelligent [31]

Réseau traditionnel	Smart Grid
Electromécanique, état solide	Digitale/Microprocesseur
Une seule direction et communication localisée.	Bidirectionnel, réseau de communication étendue.
Génération centralisée.	Adopte une génération distribuée et mixte (décentralisée).
Protection, surveillance et contrôle limités.	WAMPAC, protection adaptative plus fiable.
Surveillance manuelle et localisée.	Surveillance autonome, et à distance (utilisation du système SCADA)
Restauration manuelle lente.	Automatique, et Self-Healing
Vérification manuelle des équipements.	Surveillance des équipements à distance.
Systèmes de contrôle des défauts limités (quelques détecteurs).	Pénétration des systèmes de contrôle de défauts (détections à grande échelle du réseau électrique)
Fiabilité estimée.	Fiabilité prédictive du réseau, plus efficacement améliorée
Besoin en réserve très limité	Permet la réponse de la charge (DR), et la Gestion du cote charge DSM.

1.5 Pénétration des énergies renouvelables

1.5.1 Sources d'énergie renouvelable

Cinq types parmi les énergies renouvelables les plus répondues sont considérés pour satisfaire le besoin énergétique du réseau électrique existant [32] :

- Energie solaire dû à l'irradiation solaire.
- Concentration solaire dû à la chaleur solaire.
- Energie dû aux biomasses.
- Energie éolienne dû au mouvement du vent.
- Energie hydroélectrique dû à la chute d'eau.

On peut résumer celles-ci dans le tableau 1.2 et la figure 1.7 où les systèmes des énergies renouvelables sont intégrés à tous les niveaux : génération, transport, transport moyenne tension et système de distribution comme illustré par la figure 1.8.

Tableau 1.2 Types de sources d'énergie renouvelables [33]

Energie primaire	Procédure intermittente	Puissance de sortie	
Mouvement planétaire	Marine	Energie d'ondes marines	
Energie géothermique		puissance Géothermique	
		Pompe à chaleur (HP)	
Solaire, énergie du vent	Evaporation, pluies	hydro-électrique	
	circulation Atmosphérique	Centrales éoliennes	
	mouvement des ondes	Centrale à puissance ondes marine	
	production Biomasse		Pellet plant
			Centrale Biogaz
			Centrale copeaux de bois
			huile de colza (carburant)
	irradiation Directe		collecteur thermal Solaire
			Centrale à concentration solaire
			Photovoltaïque

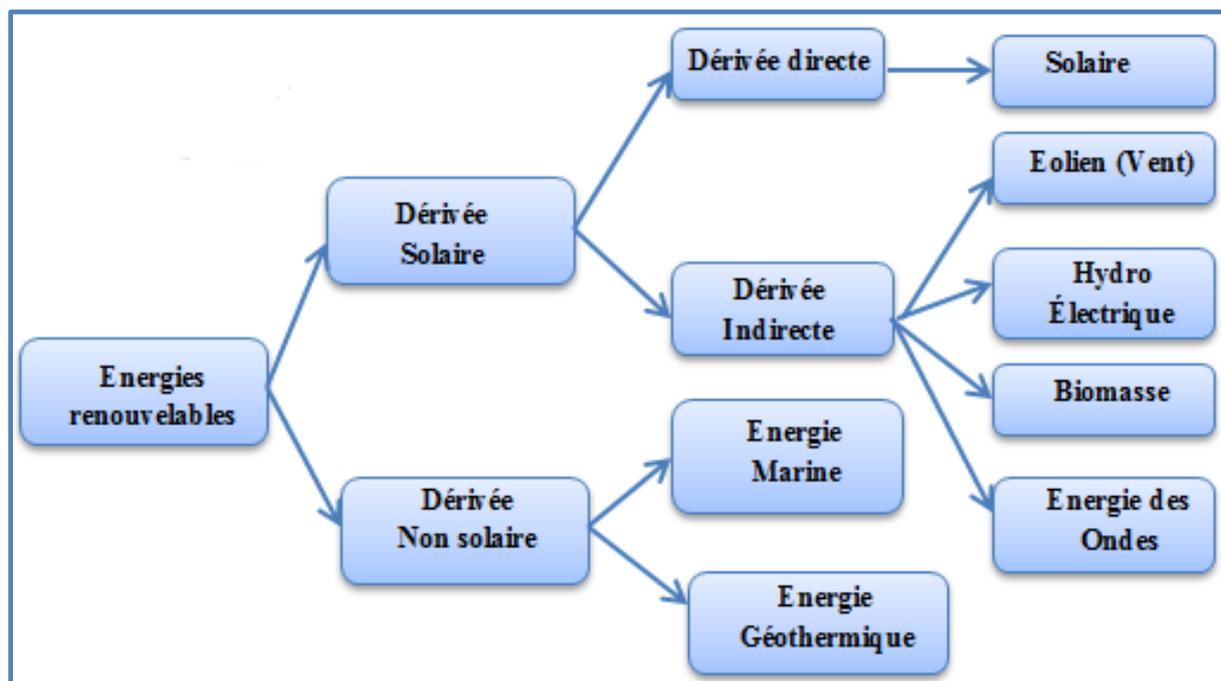


Figure 1.7 Origine des énergies renouvelables [34].

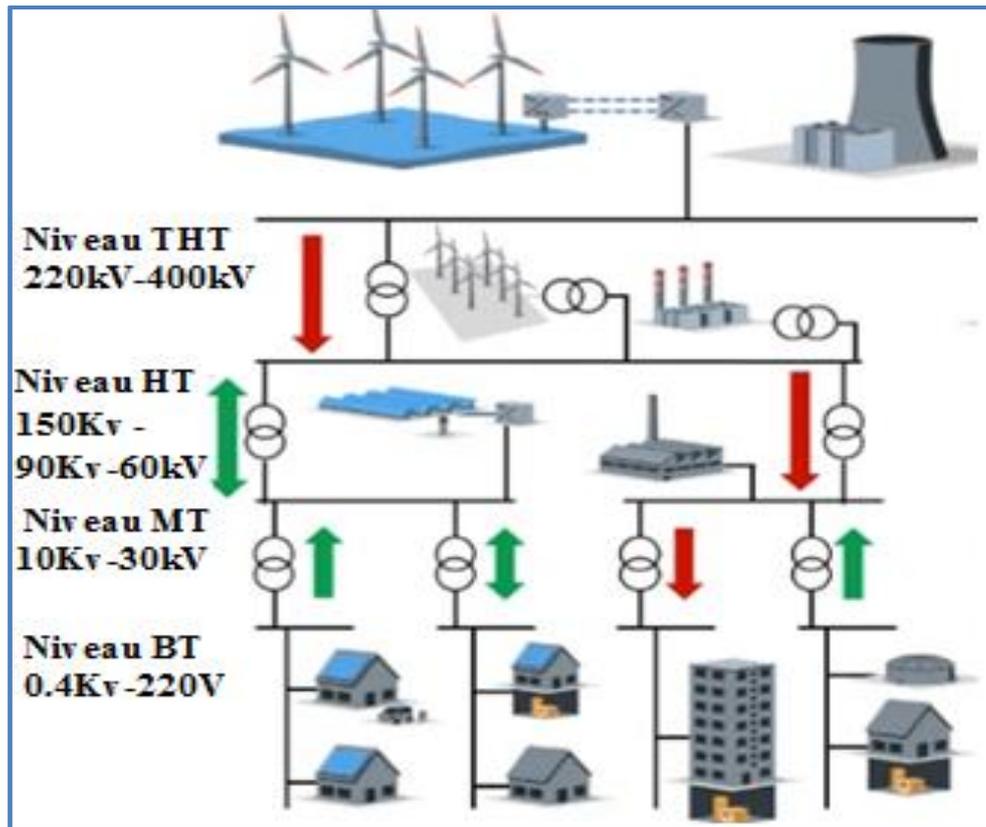


Figure 1.8 Pénétration des énergies renouvelables selon niveau de tension [35].

Face au caractère variable et intermittent des énergies renouvelables, une nouvelle technologie d'information est exigée pour s'occuper de ce problème. L'intermittence de ces sources impose qu'elles doivent être prévisionnées efficacement pour permettre leur implantation dans les réseaux électriques actuels.

1.5.2 Intermittence des énergies renouvelables

L'intégration des sources d'énergie renouvelables dans les réseaux actuels sous tension présente un défi lors de développement du plan de génération à cause de l'incertitude présentée par ces sources durant le fonctionnement normal, alors qu'à chaque instant la production doit suivre les variations de la demande pour maintenir l'équilibre offre-demande. En effet, le comportement variable des sources renouvelables peut construire un défi majeur dans la pratique pour un réseau électrique sans unité hydraulique ou turbine à gaz. Cependant, les fluctuations introduites par ces sources intermittentes dans le côté génération peuvent être atténuées à l'intérieur des contraintes physiques des générateurs conventionnels selon [33] :

- ✓ Pente supérieure en puissance «ramping up».
- ✓ Pente inférieure en puissance «ramping down».
- ✓ Limites inférieures des capacités des générateurs.

- ✓ La réserve disponible en puissance « spinning reserve».

Par ailleurs, il existe deux types des énergies renouvelables. Un type, dont la décision de produire de l'électricité est possible à travers le control du débit d'eau dans les réservoirs par exemple ou la décision de brûler de la biomasse pour avoir de l'énergie électrique au moment désiré. Par contre pour le deuxième type, lorsqu'il s'agit de la production éolienne ou solaire, cette décision n'est plus possible, car on ne peut pas décider quand le soleil brille ou quand le vent souffle, mais on peut juste les prédire et surtout avec difficulté pour le cas de l'énergie éolienne qui est directement liée à la haute intermittence de la vitesse du vent [32]. Pour cette raison et dans le but d'adopter une quantité importante de l'énergie intermittente il faut savoir ce qui suit:

- Le degré de la flexibilité du réseau existant.
- La prévision efficace au préalable de l'énergie éolienne intermittente.
- Une variation importante de la source renouvelable peut conduire à des fréquences élevées du réseau électrique, et dans le but de garder la fréquence dans les limites acceptables il faut faire :
 - Un contrôle primaire de la réserve généralement fourni par les centrales conventionnelles qui sont capables de changer leur puissance selon la demande à chaque moment.
 - Un contrôle secondaire souvent fourni par les centrales conventionnelles de type à gaz (démarrage rapide des turbines à gaz), et les centrales hydrauliques.
 - Un contrôle de la réserve tertiaire fourni par les centrales conventionnelles ainsi que par une partie des énergies renouvelables comme la biomasse, les unités CHP (Concentrated Heat Power) géré par les opérateurs gestionnaire du réseau de transport.
 - Comme alternative, l'opérateur du réseau électrique doit fournir la puissance réactive nécessaire au niveau de la distribution.
 - Un contrôle flexible de la puissance décentralisée par la technologie ICT (Technologie de communication et de l'information) récemment permis par les Smart Grid.

1.5.3 Nécessité de la flexibilité pour l'intégration des sources renouvelables

1.5.3.1 Définitions de la flexibilité

Généralement, le concept de flexibilité peut être décrit comme la capacité d'un réseau à modifier rapidement la production ou la demande en réponse à l'évolution des conditions

incertaines. Les unités hydroélectriques avec réservoirs sont capables de stocker de l'énergie et d'offrir des services de restauration du fonctionnement normal du réseau. Les centrales à gaz peuvent être arrêtées ou démarrées à des courts intervalles (10 à 20 minutes) selon le besoin opérationnel équilibré du réseau. La flexibilité conventionnelle était basée principalement sur le pouvoir de varier la capacité de génération en correspondance à des changements dans la demande, et aussi pour répondre à tous changements brusques et inattendus dans le système de génération.

Actuellement, les besoins en flexibilité et le sens de la flexibilité du système de génération sont à nouveau pris en compte et redéfinis en termes de capacité d'équilibrer de grandes parts de ressources solaires et éoliennes variables dont le débit de puissance n'est pas constant ou imparfaitement prévisible, ainsi qu'une variété de nouvelles technologies telles que le stockage d'énergie, les véhicules électriques et la réponse à la demande.

La flexibilité dans les systèmes électriques indique la capacité des composants du système à ajuster leur point de fonctionnement, de manière harmonieuse et en temps voulu, afin de s'adapter aux changements attendus, ainsi qu'inattendus, des conditions de fonctionnement du système [34].

La flexibilité est le pouvoir d'un réseau électrique à répondre aux changements de la demande et de la production d'électricité. L'intégration d'une partie importante de sources d'énergie renouvelable variable, en particulier l'énergie éolienne et solaire peut conduire à une réduction de la consommation d'énergie, ce qui implique une forte augmentation des exigences de flexibilité pour le système complémentaire, traditionnellement représentée par les unités hydrauliques, qui doit équilibrer les fluctuations de la production variable [34].

De point de vue général, si le système de génération d'électricité existant est flexible, nous n'avons aucun problème pour intégrer de quantité importante des sources renouvelables intermittentes, mais si ce système n'est pas flexible, nous sommes alors devant un défi d'accommoder des sources renouvelables [36].

Pour l'intégration des énergies renouvelables d'une façon efficace ; il faut mettre en considération le fonctionnement normal du réseau électrique dans lequel on va connecter ces sources, car plus de l'énergie renouvelable, conduit à l'augmentation de l'incertitude qui a besoin de plus de réserve flexible.

La figure 1.9 montre la flexibilité des réseaux électriques par régions à travers le monde d'ici 2035. Dans cette figure la couleur rouge indique une flexibilité limitée, comme le réseau de l'Afrique du sud qui dépend essentiellement sur le charbon dans sa génération. Ce dernier

généralement prend assez du temps pour donner sa capacité maximale afin de répondre aux fluctuations des sources renouvelables et alors un taux de flexibilité faible.

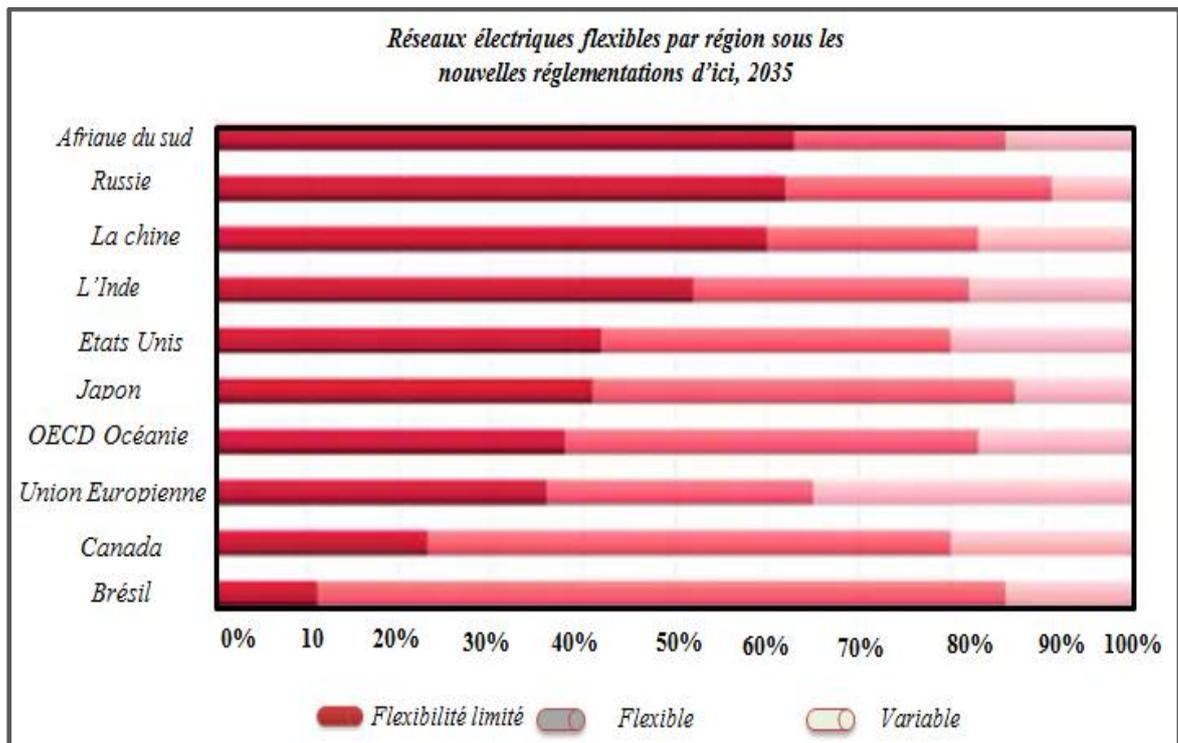


Figure 1.9 flexibilité dans les réseaux électriques par régions [37].

Un modèle de quantification de la flexibilité est reporté dans l'annexe A.1.

1.5.4 Système de réserve dans les réseaux intelligents

C'est la quantité de l'énergie exigée par le réseau électrique dans le but de compenser les décalages en puissance entre la charge et la génération, et ce par effectuer les calculs suivants :

- L'erreur dû à la prévision de la demande.
- L'erreur de la prévision dans la génération renouvelable.
- L'arrêt d'un générateur non programmable qui exige une réponse rapide en réserve disponible dans une marge de 5 minutes, et une réponse en réserve permanente dans un intervalle d'une heure [33]. A côté des centrales de génération, plusieurs sources potentielles de flexibilité peuvent être prises pour réserve au niveau de la distribution, en citant :

1.5.4.1 La réserve tournante « SR »

La réserve tournante permet à l'opérateur du système de compenser tout déséquilibre inattendu entre la demande et la génération causé par un ilotage occasionnel d'un générateur, ainsi que toute erreur dans la prévision de la charge ou déviation imprévue de la production des générateurs planifiés.

Si à un certain temps, la production de la puissance générée par les sources éoliennes augmente, il devient très difficile de prédire d'une façon exacte la quantité de la puissance injectée par tous les générateurs du système, ce qui exige l'utilisation de la réserve tournante.

1.5.4.2 La réponse de la charge (DR)

La réponse de la charge tout à fait connaît sous le nom de gestion coté charge ou « Demand side management (DSM) » est la bonne volonté du consommateur d'électricité de changer ou modifier ou même réduire sa charge pendant la période de pointe de la demande résidentielle du système [38].

La réponse de la demande est :

- Le moyen destiné à l'amélioration de l'utilisation efficace de l'équipement électrique,
- Le comportement du marché faisant réaction au prix du marché de l'électricité.
- Le mécanisme intensif pour changer la consommation ordinaire [20].

Le niveau élevé de contrôle et de technologie de communication bien intégrés dans le réseau intelligent, permet de fournir un support technique puissant et robuste vers les projets DR.

A cet effet, les composants clé du DR sont comme suit :

- Les compteurs intelligents qui enregistrent les données en temps réel coté utilisateur, et fournissent le support information pour la gestion du DR.
- Double sens de technologie de communication peut compléter l'interaction en temps réel et à grande vitesse.
- Un réseau du secteur domestique améliore la participation de l'utilisateur dans le projet DR.
- La gestion des données de mesures de l'utilisateur améliore la précision de la prévision de la charge, et aide à la constitution fiable des projets DR raisonnables.

1.5.4.3 Systèmes de stockage d'énergie:

Ces systèmes ajoutent une flexibilité précieuse au réseau électrique, ils permettent la résolution à travers le temps des erreurs instantanées entre la génération et la charge, à titre d'exemple, le stockage par pompage de l'énergie hydraulique qui constitue la capacité de stockage la plus élevée au monde. Cependant de petits systèmes de stockage sont aussi devenus très populaires. Ces technologies incluent différents types de batteries, ultra-capacités, inductances supraconductrices, volants capacitifs et systèmes à air comprimé (CAES) [39]. Généralement les systèmes de stockage qui déchargent rapidement leur capacité totale contribuent uniquement à la flexibilité désignée pour la réponse en fréquence primaire

du système. Parmi les technologies susmentionnées, des efforts considérables ont été déployés à l'amélioration de la capacité de chargement et des coûts d'investissement des batteries [40].

1.5.4.4 Les générateurs distribués programmables (DG)

Les sources d'énergie connectées au niveau de la distribution (DG) peuvent avoir une réponse rapide ou lente aux erreurs de puissance, et ainsi fournissent une flexibilité locale.

1.5.4.5 L'interconnexion des réseaux électriques :

L'interconnexion avec les réseaux voisins permet d'augmenter le nombre d'interconnexions des sources de flexibilité disponibles pour tous les sous-systèmes [41]. Elle favorise le marché de l'électricité, et pour atteindre une mise en œuvre réussie, les investissements pour améliorer l'interconnexion ainsi que l'élaboration des politiques dans les infrastructures de transport de l'électricité sont nécessaires.

1.5.4.6 Fonctionnement multimodal des unités à cycle combiné :

La chaleur des gaz d'échappement des unités thermiques peut être récupérée et concentrée pour faire fonctionner les turbines à vapeur et accroître la puissance générée. Les unités à cycle combiné sont conçues pour ce procédé, avec une efficacité beaucoup plus élevée que les unités thermiques classiques. Les facilités apportées à ce type d'unités leur permettent de fonctionner à cycle ouvert et par conséquent contribuent à l'amélioration de la fiabilité et la flexibilité du réseau électrique [41]. En effet, l'introduction à grande échelle de sources d'énergie renouvelables intermittentes oblige les unités thermiques à fonctionner de manière plus flexible afin de suivre les variations de la charge résiduelle partiellement imprévisibles. Pour cette raison, le pouvoir de démarrage rapide des unités à cycle combiné est l'une parmi les chemins les plus importants pour faire face à l'incertitude introduite par l'insertion des sources d'énergies renouvelables. Aussi, ces démarrages plus rapides offrent une flexibilité qui permet aux opérateurs d'exploiter des opportunités imprévues dans les systèmes actuellement peu prévisibles [42].

1.6 Sources d'énergie éoliennes

1.6.1 Vue générale :

L'existence de l'énergie éolienne vient en vie depuis trois milliers d'années, initialement il s'agissait d'une conception de pompage d'eau, et autres raisons agricoles. Pendant le moyen âge, les moulins à vent (WINDMILL) étaient à grande utilisation à travers la zone méditerranéenne, vers la fin de 18^{ème} cycles, environ 10.000 éoliennes « WTG » ont été en service seulement en Pays-Bas avec presque le même nombre en Brittan. Cette énergie est une forme de l'énergie solaire qui à partir de laquelle produire du vent à travers l'échauffement de

la surface terrestre. Les sources éoliennes sont influencées par le type du terrain par rapport au niveau de la mer ; un terrain plus haut offre une puissance plus élevée [43].

L'énergie éolienne présente quelques inconvénients parmi lesquels, le caractère variable qui complique sa fiabilité, ainsi que, son intégration économique dans le réseau électrique. Pour cet effet, la génération de l'énergie éolienne est toujours sous le contrôle de l'opérateur du système, plutôt que par les conditions météorologiques. Beaucoup plus précisément, la production éolienne est directement liée à la vitesse du vent, et comme il y'a des fluctuations présentées par cette dernière à travers le temps, la génération éolienne a alors le même caractère, et ainsi l'intermittence dans l'énergie éolienne est plus fréquente. Par conséquent, la source de génération éolienne n'est plus contrôlable [44]. Trois principaux mécanismes alternatifs utilisés pour la régulation de la quantité de l'énergie capturée par le rotor de l'éolienne : contrôle du cercle primitif fixe ou Pitch fixe, contrôle du cercle primitif variable, et le contrôle par freinage actif. Plus tard, à travers le nombre des de générateurs éoliennes de grandes tailles, n'importe parmi ces stratégies n'a été le leader par rapport aux autres. Cependant, plus la taille de la machine augmente, plus l'énergie produite augmente à travers le temps, l'avancement serait vers le contrôle de cercle primitif (Pitch control) et le contrôle du freinage actif [45].

1.6.2 Classification des générateurs éoliens

Les générateurs éoliens sont classés selon la puissance générée comme suit [46]:

- ✓ Micro-éoliens : ou la capacité représente quelques Kilowatts et sont désignés pour les régions éloignés déconnectés du réseau pour l'alimentation en eau et foyers.
- ✓ Petites éoliens : de puissance moins de 100KW, désignés pour les régions rurales éloignées pour le pompage d'eau, stations télécoms, et charges similaires.
- ✓ Générateurs éoliens moyens : de 100KW à 1MW, désignés pour les réseaux connectés ou non connectés au grand réseau, pour l'électrification des villages, puissance distribuée, et systèmes hybrides.
- ✓ Eoliens large : de capacité de 1MW à 10MW, désignés pour les générateurs de connexion on-shore, off-shore.
- ✓ Très large ou ultra-large : supérieure à 10MW pour la R&D (research and development) seulement, figure 1.10.

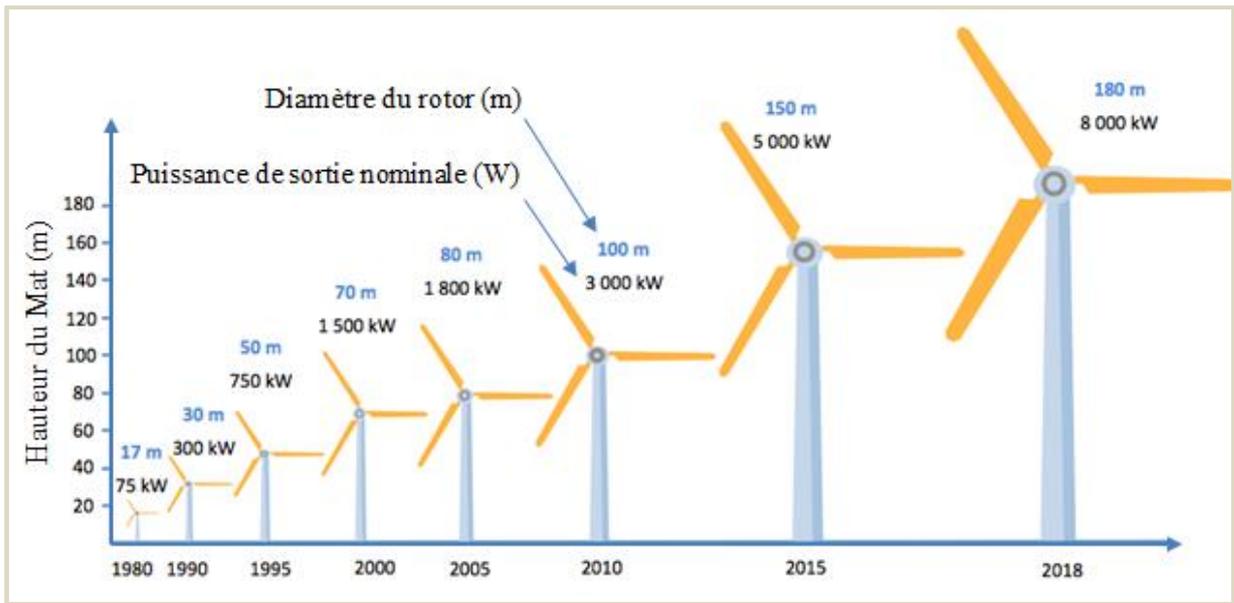


Figure 1.10 Evolution de la taille des éoliens (hauteur du mat et diamètre du rotor [47].

La participation croissante des sources de l'énergie renouvelable, comme les fermes des énergies éoliennes et solaires dans les réseaux électriques modernes prennent beaucoup d'occupation et d'intérêt pour plusieurs chercheurs et ingénieurs à travers le monde. La figure 1.11 montre l'évolution de la capacité de ces deux principales formes d'énergies jusqu'à l'année 2019 et celle prévue jusqu'à 2021.

La production à partir de ces sources intermittentes en se basant sur les conditions météorologiques rend sa planification pratiquement difficile, et n'est plus constamment réglable [48]. Face à cette situation, les ingénieurs et les concepteurs des réseaux électriques ont fait beaucoup de travaux par introduire des méthodes sophistiquées pour confronter les variations dans les puissances de sorties de ces sources d'énergie, et ce par la mesure directe des sorties des éoliennes en plusieurs points et périodes de temps [49].

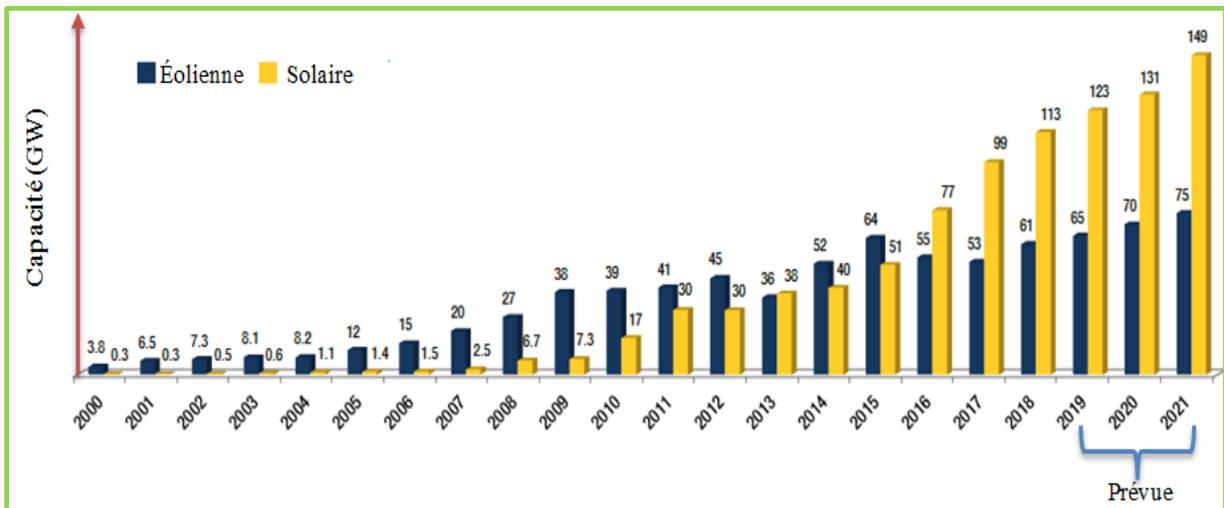


Figure 1.11 Evolution de la capacité des énergies éoliennes et solaires [50].

1.6.3 Intégration des sources renouvelables dans le réseau Smart Grid

L'optimisation de la production d'énergie renouvelable reposera sur des dispositifs intégrés aux panneaux photovoltaïques et aux générateurs d'énergie éolienne, qui reposeront sur des communications bidirectionnelles avec des passerelles locales et des centres de surveillance à distance pour atteindre l'efficacité énergétique désirée [51]. Le schéma de la figure 1.12, montre un modèle du réseau électrique intelligent (Smart Grid) incorporant des énergies renouvelables.

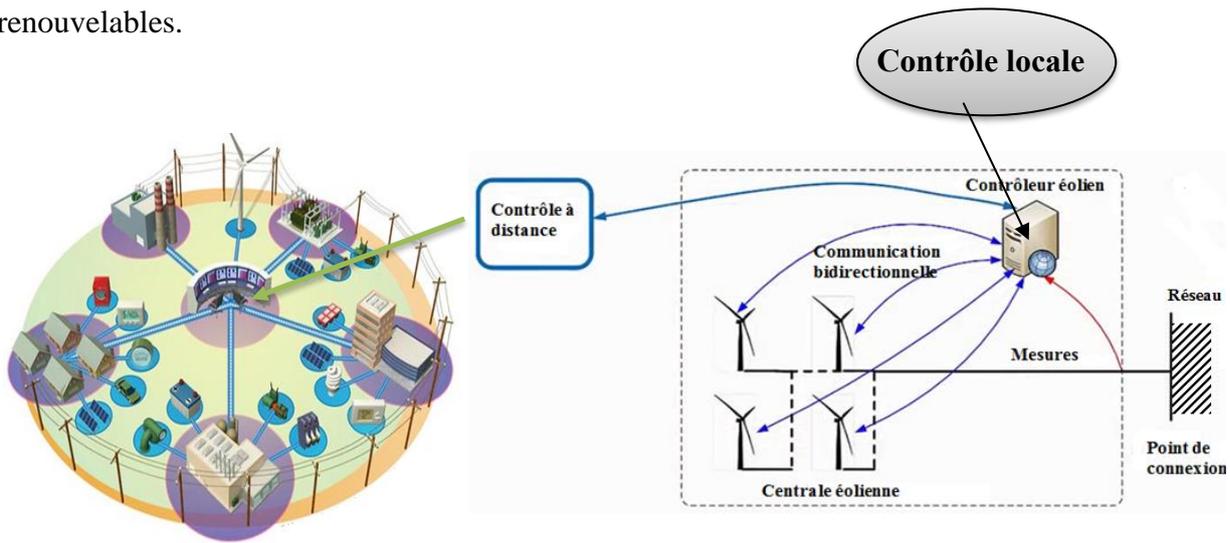


Figure 1.12 Modèle du réseau Smart Grid en présence des énergies renouvelables [52] [53].

Une autre définition du réseau Smart Grid dans le sens d'adopter des sources d'énergies renouvelables est la suivante :

Le Smart Grid est un concept qui capture une gamme de technologies avancées d'information, de détection, de communication par l'incorporation d'un ensemble de capteurs et d'autres instruments de mesures qui sont directement connectés à des centres de pilotages qui renseignent sur l'état de la consommation, de la demande et de l'offre disponible, collectés ensemble, ils peuvent constituer un système d'énergie électrique capable d'intégrer intelligemment les actions de tous les utilisateurs connectés, des producteurs indépendants (agrégateurs des fermes éoliennes) aux consommateurs de l'énergie électrique, dans l'objectif de fournir efficacement des solutions durables, économiques et fiables. Aussi, ces réseaux permettent la participation de différentes sources d'énergie et à différents échelles [54].

A cette fin, l'intégration de l'énergie renouvelable devient de plus en plus efficace par l'introduction des réseaux intelligents, alors qu'elle constituait un défi pour les réseaux classiques.

Le Smart Grid permet aux opérateurs du système de fournir le moyen le plus utile d'intégrer les sources renouvelables dans le réseau principal (à titre d'exemple par utilisation des programmes de prévision adéquats). Aussi, l'intégration de ces sources est possible vu :

- La mesure du coût d'investissement.
- Les appareils et dispositifs de mesure sophistiqués reliés par les nouveaux centres de mesure de la vitesse du vent.
- Un matériel robuste intégrant des méthodes intelligentes, plus un système de mesure et outils de sécurité sophistiqués qui peuvent changer le système vers un état adapté en temps réel et action rapide dans le cas de l'échec du système.

En plus, les convertisseurs jouent un rôle clé dans l'interconnexion flexible de différents acteurs du réseau actuel, en permettant un contrôle efficace de la réserve exigeante en puissance réactive, ce qui permet d'améliorer le profil de la tension aux jeux de barres de connexion des sources d'énergie variables. Encore, grâce aux compteurs intelligents, le contrôle de la tension aux différents points de connexion de sources intermittentes devient permmissible, et donc, le Smart Grid devient auto pilotable et peut intervenir rapidement et dynamiquement là où les limites des tensions sont dépassées par l'injection ou l'absence de la puissance demandée, cela est une conséquence des outils de calcul intelligent et flexible caractérisant le Smart Grid, les objectifs attendus de ce développement sont :

- Sécuriser l'utilisation efficace de l'énergie électrique.
- Améliorer la gestion de la consommation.
- Assurer la fiabilité du réseau électrique.
- Faciliter l'intégration des énergies renouvelables à grande échelle.

On peut résumer quelques mesures prises par le réseau Smart Grid selon le schéma de la figure 1.13.

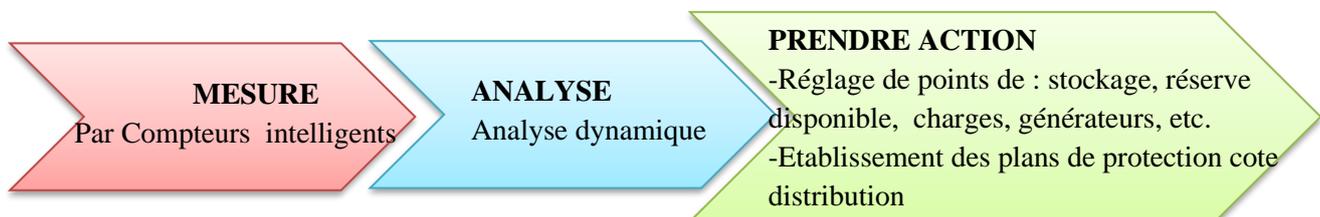


Figure 1.13 Schéma d'un modèle d'intervention du Smart Grid.

1.7 Conclusion

Ce chapitre présente une vue générale sur les réseaux électriques, du point de vue leur structure de base ainsi que leur évolution d'une structure classique vers une structure plus développée voire plus intelligente. Cette évolution permet d'intégrer une quantité considérable de l'énergie renouvelable, comme l'énergie éolienne, solaire, biomasse ou toute autre source indépendante de l'énergie fossile. Car cette dernière devient de plus en plus coûteuse, polluante et nécessite un coût de maintenance élevé. Parmi les sources d'énergie renouvelables à intégrer dans le réseau électrique sont celles qui se caractérisent par un taux de variabilité et intermittence élevée et qui est évidemment l'énergie éolienne.

L'introduction du réseau intelligent a permis d'atténuer cette intermittence en donnant plus de possibilité à l'intégration de ce mode de génération en jouant d'une part sur le contrôle de la capacité du réseau existant, et d'autre part sur la flexibilité caractérisant ce réseau.

Chapitre 2

MODELISATION DES SOURCES D'ENERGIE EOLIENNE

2.1 Introduction

L'intégration des énergies renouvelables dans un réseau électrique constitue l'un des enjeux les plus structurants pour le progrès des systèmes électriques dans les années à venir. Pour ce faire, il est indispensable de procéder à leur intégration dans des réseaux électriques par rendre leur insertion optimale et plus intelligente [55]. Pour cela, le développement des réseaux électriques actuels devient une nécessité, afin de respecter les capacités constructives des matériels, les exigences de sécurité et la qualité auprès des utilisateurs du réseau électrique. Avec l'augmentation des prix du pétrole et les considérations environnementales, ainsi que l'épuisement des sources fossiles qui sont l'origine des combustibles fossiles, beaucoup de gouvernements ont encouragé la recherche dans le domaine des sources d'énergie renouvelables sous le contexte de diversifier les sources de production. L'une parmi plusieurs sources d'énergie renouvelables la plus prometteuse, est l'énergie éolienne [56]. Cette énergie s'est rapidement installée dans plusieurs régions de la planète et ainsi considérée comme la source d'énergie qui connaît de grande réussite dans les dernières années [57]. Dans ce chapitre on vient de présenter les types de modélisation plus fréquents qui sont utilisés pour l'étude et l'analyse de l'insertion de cette énergie dans les réseaux électriques existants.

2.2 Représentation imparfaite d'une ferme éolienne

Les modèles idéales d'une ferme éolienne sous différentes suppositions impliquent ce qui suit :

1. Le système collecteur est sans pertes.
2. Tous les générateurs éoliens sont en service.
3. Les caractéristiques de puissance sont déterministes pour l'éolienne.
4. La vitesse du vent et la densité de l'air sont les mêmes pour chaque éolienne dans la ferme.

La première et la deuxième supposition permet à une ferme éolienne d'atteindre un taux de 100% de la puissance de sortie nominale [58].

Alors que, dans la pratique, la puissance de sortie de la ferme éolienne est estimée à l'avance en se basant sur les prévisions météorologiques, et sur les propriétés de génération des turbines éoliennes. Plusieurs raisons pour lesquelles la ferme éolienne n'est plus parfaite parmi lesquelles:

- Dépendance de la puissance de sortie à la direction du vent.
- Réduction forcée de la generation éolienne.
- Interruption du vent et turbulence.
- Malfaçon de l'installation et de la fabrication.
- Dégradation du rendement par le temps.
- Consommation intérieure de la puissance pour les systèmes de contrôle, éclairage, etc.

Ces effets sont illustrés par une caractéristique empirique de puissance, laquelle construite par le tracé répété ou réitéré à partir des mesures simultanées de la vitesse du vent et la puissance éolienne de sortie (figure 2.1). Il est clair à partir de cette figure que la caractéristique parfaite ne peut capter la relation réelle entre la vitesse du vent et la puissance générée [59].

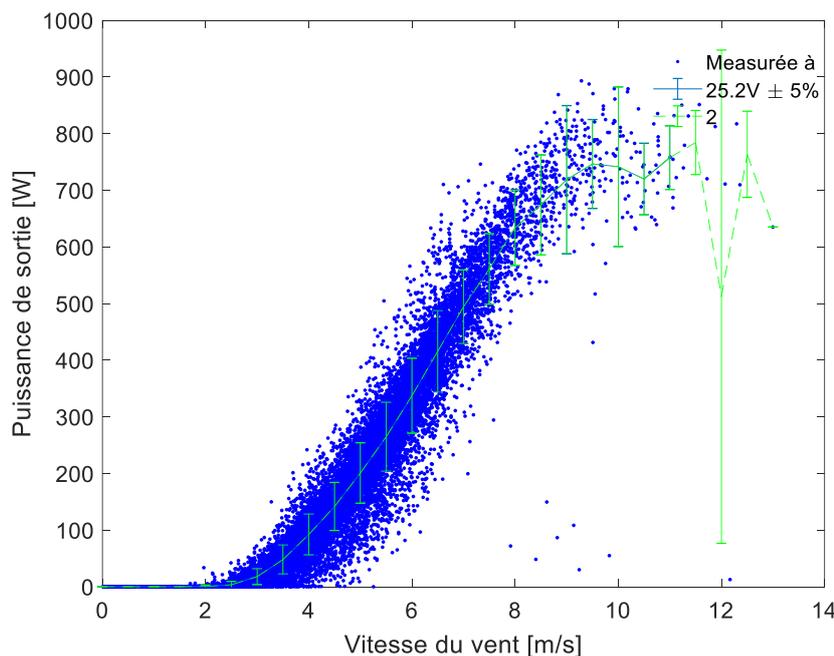


Figure 2.1 Caractéristique empirique de la puissance éolienne [59].

2.3 Dispersion géographique des sources éoliennes

Dans un intervalle de temps court, le facteur le plus important qui affecte la génération éolienne intermittente est les conditions météorologiques. La dispersion géographique des fermes éoliennes joue un rôle primordial pour:

- La variabilité associée à la puissance de sortie de plusieurs fermes éoliennes dispersées est alors réduite [60].
- La réduction de l'erreur due à la prévision de l'énergie éolienne.

2.4 Prévision de l'énergie éolienne

L'intégration de l'énergie éolienne dans un réseau électrique avec taux élevé provoquera plus de défis pour l'opérateur du réseau électrique. Mais si une bonne prévision est disponible à l'avance, ceci peut atténuer les impacts négatifs sur les réserves disponibles pour avoir un fonctionnement fiable et optimal du réseau électrique. Ces prévisions vont réduire efficacement le coût total de l'insertion de l'énergie éolienne dans le réseau électrique. Pour cette fin, la prévision de l'énergie éolienne est devenue un domaine de recherche très important. Aussi, comme l'énergie éolienne est stochastique, il existe deux principales approches pour la traiter:

1. L'approche physique où des valeurs numériques issues de la prévision météorologique sont couplées par une collection de modèles physiques du générateur éolien et aux données relatives à la prévision de la puissance de sortie [61]
2. L'approche combinée, à travers des techniques qui combinent les modèles à série de temps empiriques, comme le modèle à moyenne mobile autorégressive (ARMA), statistiques de prévision, système flou et réseaux de neurones artificiels (ANN), qui sont des techniques utilisées fréquemment pour la prévision de la puissance de sortie éolienne, à l'aide des données numériques de la prévision météorologique, dans le but de prédire les sorties des générateurs éoliens [62].

En effet, une meilleure prévision exige l'incorporation d'un outil informatique permettant de déterminer des limites de pénétration d'énergie renouvelable intermittente dans le réseau électrique, d'où le problème de l'intégration au réseau électrique comprend:

- L'optimisation de la configuration de la ferme éolienne et la détermination de la taille maximale des sources d'énergie renouvelables pouvant être ajoutées au réseau en fonction des prévisions de charge, des paramètres relatifs au réseau, des informations relatives aux sources d'énergie renouvelables et des informations relatives aux sources d'énergie non renouvelables.
- Le couplage avec d'autres sources de production prises comme complémentaires à travers les marchés.

- Détermination de la taille de l'unité de stockage destinée à stocker de l'énergie renouvelable générée par les sources d'énergie renouvelables en fonction de la taille maximale des sources d'énergie renouvelables et des contraintes liées au réseau existant [16].
- Détermination du niveau de charge minimal des sources d'énergie non renouvelables sur la base de la prévision de charge, de données d'intermittence associées aux sources d'énergie renouvelables et des paramètres relatifs au réseau électrique.

2.4.1 Prévision de la vitesse du vent

L'énergie éolienne dépend de la vitesse du vent, qui peut être prise comme variable aléatoire ou probable, pour l'opérateur comme pour l'exploitant de la ferme éolienne, ceci crée des difficultés dans la planification de l'énergie éolienne. Cependant, si la vitesse du vent est correctement estimée au préalable et pour un certain nombre d'heures ou journées, la planification de la génération éolienne peut efficacement être réalisée. Ces prévisions sont utilisées comme entrées pour le réglage des réserves exigées et l'exécution de la répartition optimale et économique de la puissance à travers le temps. Les prévisions probabilistes sont incluses dans la gestion et l'optimisation du réseau électrique qui inclut les sources renouvelables, en permettant de passer du mode déterministe au mode stochastique, conduisant à des solutions robustes [63].

Les incertitudes associées à l'énergie éolienne proviennent de l'incertitude des prévisions de la vitesse du vent. Ceci, en combinaison avec le développement remarquable des parcs éoliens (fermes éoliennes), génère un besoin aux méthodes de prévision de la production d'énergie éolienne. Plus la fiabilité des prévisions est élevée plus les coûts de compensation sont faibles. Ce qui, en cas d'intégration à grande échelle de l'énergie éolienne, peut réaliser des économies substantielles pour les propriétaires de parcs éoliens ainsi qu'une meilleure efficacité énergétique [64].

Pour cette raison, des techniques de prévision ont été adoptées, comme la méthode des réseaux de neurones artificiels (ANN) [66]. La prévision de la puissance éolienne par cette méthode est illustrée à travers les figures 2.2 et 2.3 pour 6 heures et pour 24 heures [66].

2.4.2 Critères d'évaluation de performance dans la prévision éolienne

Pour étudier les performances d'un modèle de prévision trois types de paramètres sont largement utilisés pour évaluer la précision de telle prévision, et qui sont [66] :

1-L'indicateur (**MAPE**) « Mean Average Percentage Error » : c'est le pourcentage de l'écart ou déviation moyenne absolue entre les données estimées et les données réelles formulé par :

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{P_{i,prév} - P_{i,mes}}{P_{i,mes}} \right| \times 100 \quad (2.1)$$

2-L'indicateur (**RMSE**) « Root Mean Square Error » : donne l'écart ou la déviation entre la valeur mesurée et la valeur prévue qui est donné par la formule :

$$RMSE = \frac{1}{N} \left[\sum_{i=1}^n (P_{i,prév} - P_{i,mes})^2 \right]^{1/2} \quad (2.2)$$

Des prévisions réussites correspondent à des petites valeurs (proche de zéro) du paramètre RMSE.

3-L'indicateur **R²** qui est le coefficient de détermination qui fournit une mesure de la relation linéaire entre la valeur calculée à partir de la distribution Weibull et celle capturée à partir des données de mesure, définie comme suit :

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^X (P_{i,mes} - P_{i,mes,moy})^2 - \sum_{i=1}^n (P_{i,prév} - P_{i,mes})^2}{\sum_{i=1}^X (P_{i,mes} - P_{i,mes,moy})^2} \quad (2.2)$$

Plus grande est la valeur de **R²** plus bonne est l'adaptation (ajustement). Cette valeur peut avoir une valeur égale à 1.

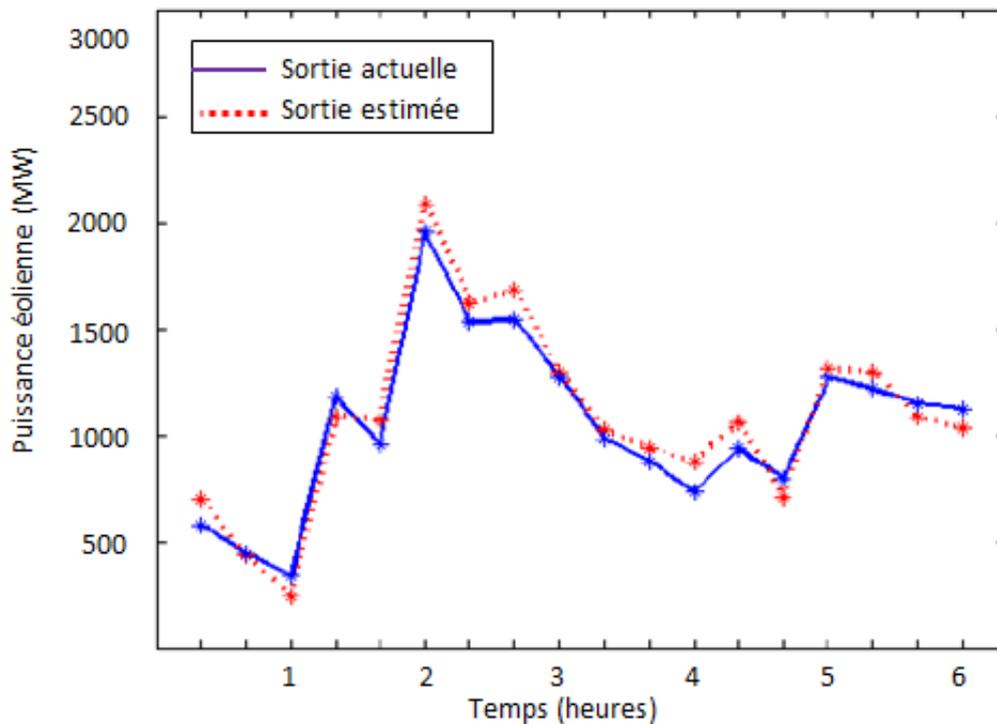


Figure 2.2 a) Prédiction d'une puissance éolienne pour 6 heures utilisant ANN [67]

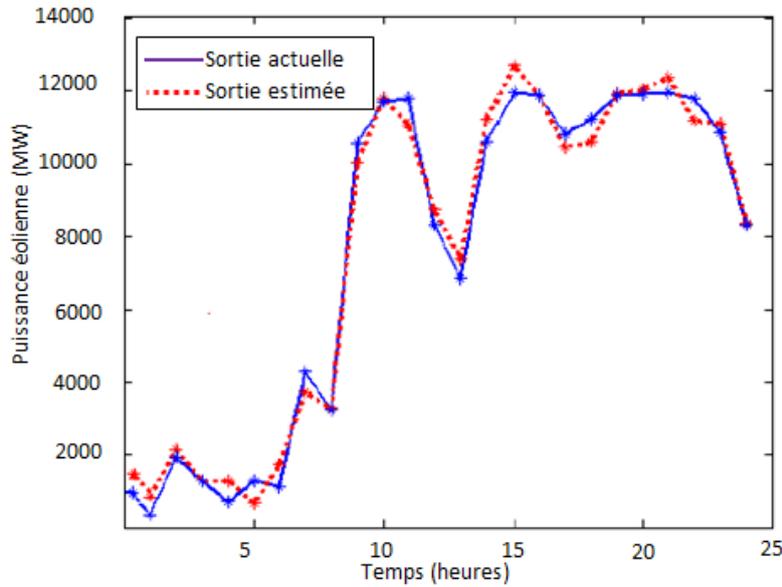


Figure 2.2 b) Prévion d'une puissance éolienne pour 24 heures utilisant ANN [67]

Les résultats obtenus peuvent être exploités par l'opérateur du réseau électrique pour lui permettre de programmer la génération à une planification court terme (24 heures) pour le problème de « Unit Commitment (UC) » en présence des sources intermittentes. Enfin plus les temps de la prévision sont courts et plus l'erreur due à la prévision est réduite.

2.5 Modélisation de la puissance éolienne

Actuellement, la ferme éolienne peut produire une grande puissance de sortie. Elle peut contenir plus de centaines de générateurs éoliens individuels similaires ce qui conduit aux mêmes fonctionnements et mêmes valeurs des puissances de sortie dans presque les mêmes conditions de vitesse du vent.

2.5.1 Modélisation de la puissance d'une turbine éolienne

Une chaîne éolienne de conversion éolienne peut être représenté par la figure 2.3 [68], dans laquelle le générateur éolienne reçoit de la puissance à partir du système des pales et génère certain couple mécanique T_m , ce qui résulte enfin d'une puissance électrique P_w de sortie définie comme suit [69]:

$$P_w = \begin{cases} 0, & (v_w < v_{in}) \\ \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v_w^3 C_p(\lambda, \beta), & (v_{in} < v_w < v_{nom}) \\ P_{nom}, & (v_{nom} < v_w < v_{out}) \\ P_{wr}, & (v_{out} < v_w) \end{cases} \quad (2.4)$$

Avec : v_w représente la vitesse du vent à une hauteur du mat de l'éolienne en anglais « hub height », donnée par l'équation :

$$v_w = v_{mesurée} \left(\frac{h_{hub}}{h_{actuel}} \right)^a \quad (2.5)$$

Où a : est un coefficient qui s'appelle coefficient de cisaillement, qui varie en fonction des conditions environnementales du site, température ambiante et pression [70].

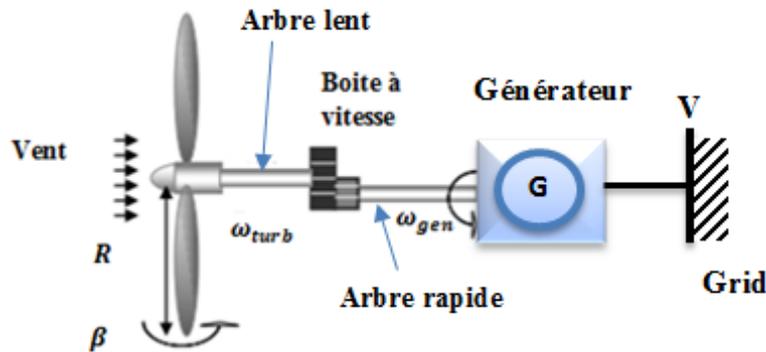


Figure 2.3 Schéma d'une chaîne de conversion éolienne.

2.5.1.1 Modèle d'éolienne utilisé pour l'écoulement de puissance :

Dans ce cas, le générateur éolienne est modélisé comme étant une source de puissance active et réactive fixe (jeu de barres PQ), du moment où aucun des types de sources éolienne n'a assez de puissance réactive pour maintenir leur tension aux bornes à une valeur spécifiée (cas du jeu de barre PV). Donc, les jeux de barres de connexion de l'éolienne peuvent être traités comme des bus PQ uniquement (avec P et Q variant selon les itérations par rapport à un jeu de barre PQ conventionnel), et dans le but d'étudier son effet à l'état statique, le modèle de cette éolienne étudiée est celui utilisé pour le problème de l'écoulement de puissance en régime statique dans un système de distribution radial où l'éolien se comporte comme un générateur distribué (DG), en supposant que la vitesse du vent à un moment donné soit connue. Généralement, il existe deux types principales de générateurs éoliens largement utilisés comme générateurs distribués ; les éoliennes à vitesse fixe et les éoliennes à vitesse variable. Pour l'analyse en mode statique, chaque classe possède un modèle qui permet de calculer les puissances de sortie actives et réactives pour une vitesse du vent et la tension du jeu de barres de connexion spécifiés.

Dans le but d'explorer le comportement statique du générateur éolien utilisé en tant que générateur distribué (DG), un modèle basé sur le circuit équivalent d'une machine à induction

est utilisé pour représenter ce type de générateur éolienne classé parmi les éoliennes à vitesse fixe [71].

Généralement, le modèle du générateur éolien utilisé dans l'écoulement de puissance est assez compliqué, en comparant avec celui du générateur conventionnel, à cause de ce qui suit :

- 1) La puissance injectée dans le réseau électrique est en liaison directe avec la vitesse du vent, qui varie d'une façon intermittente.
- 2) La plupart des éoliennes utilisent des générateurs à induction, dont le glissement opérationnel devrait être déterminé (dans la pratique, la machine fonctionne à un glissement pour lequel la puissance mécanique développée par la turbine est égale à la puissance électrique développée par le générateur).

Le modèle présenté ici est utilisé pour évaluer l'impact de la vitesse du vent et la variation de la tension au point de connexion de l'éolienne. La puissance électrique active (P_e) peut être obtenue à partir de la caractéristique ($P-V_{wind}$) donnée par le fabricant du générateur éolien, et ainsi la puissance réactive peut être calculée [72].

Selon cette puissance réactive il existe plusieurs types de générateurs éoliens classés selon trois catégories qui sont :

- L'éolien à vitesse fixe FSWT « fixed speed wind turbine », comme les générateurs à cage d'écureuil ou SCIG « squirrel cage induction generator »
- L'éolien à vitesse semi-variable VSWT « variable speed wind turbine » comme les générateurs à rotor bobiné en anglais WRIG « wound rotor induction generator ».
- L'éolien à vitesse variable comme les machines à induction double alimentation ou MADA ou en anglais DEFIG « double fed induction generator ».

1-Modèle à vitesse fixe

Dans le premier type d'éolien à vitesse fixe, le générateur utilisé est entraîné par une turbine aérienne dont la puissance active et réactive sont contrôlées par réglage de l'angle de pitch à vitesse fixe. Le deuxième modèle est utilisé pour l'obtention de la puissance de sortie pour une tension et vitesse du vent données.

La méthode utilisée facilite le calcul de la puissance de sortie du générateur éolien, par la considération de l'interdépendance entre la vitesse du rotor et la tension terminale, puis la puissance de sortie est calculée d'une façon itérative. Pour une vitesse du vent donnée V_w , la puissance électrique de sortie du générateur éolien (P_e) est calculée pour une tension de connexion supposée donnée (V). Le calcul est alors répété jusqu'à ce que les résultats de la

puissance de sortie aboutissant à des changements négligeables de la tension terminale (V). Le calcul de la puissance électrique (P_e) exige que la vitesse du rotor V_{rot} correspondante à l'intersection de la caractéristique de la turbine et la caractéristique du générateur éolien soit trouvée. Et comme les deux caractéristiques ne sont pas linéaires des méthodes itératives sont sollicitées pour le calcul de cette vitesse du rotor.

Pour le type à régulation par décrochage aérodynamique avec des pales collées sur le Mat (Hub) et angle de calage fixe, la puissance mécanique de sortie de la turbine est fonction de la vitesse du rotor et de la vitesse du vent selon la formule suivante :

$$P_m(v_w, \omega_r) = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (2.6)$$

Le coefficient de puissance C_p est une fonction non linéaire de l'angle de pitch (β) et du rapport de la vitesse réduite (λ), tel que chaque type d'éolienne correspond une vitesse normalisée, λ_{opt} , qui maximise le rendement aérodynamique et Ainsi un fonctionnement à vitesse de rotation variable, selon la vitesse du vent, peut permettre de rester sur le maximum de la courbe. La courbe de cette fonction est obtenue expérimentalement (par la suite nous verrons le tracé en détaillé).

D'où, on a besoin de calculer C_p qui est fonction de V_w et ω_r , et à partir d'une représentation générale appropriée de la caractéristique C_p , on peut arriver à une caractéristique représentant une turbine particulière (taille, modèle, fabricant et site..).

D'après le circuit équivalent de la machine (figure 2.4), le courant statorique I_1 peut s'écrire selon la loi de Kirchhoff comme suit :

$$I_1 = \frac{V}{(R_s + R_{eq}) + j(X_s + X_{eq})} \quad (2.7)$$

Avec la résistance et réactance équivalentes :

$$R_{eq} + jX_{eq} = \frac{jX_m \left(\frac{R_r}{s} + jX_r \right)}{\frac{R_r}{s} + j(X_m + X_r)} \quad (2.8)$$

La puissance de sortie d'une machine à induction en terme de la tension terminale V et ω_r est obtenue par l'utilisation du circuit équivalent de la figure 2.4, l'expression de la puissance de l'entrefer exprimée en fonction du glissement (s) est donnée par :

$$P_g(\omega_r, V) = |I_2|^2 R_2 \frac{1-s}{s} \quad (2.9)$$

Avec : I_2 le courant rotorique donné par :

$$I_2 = \frac{V((R_2/s + jX_{l2} + jX_m)(R_1 + jX_{l1} + jX_m)}{jX_m [((R_2/s) + jX_{l2})(jX_m) + ((R_2/s) + jX_{l2} + jX_m)(R_1 + jX_{l1})]} \quad (2.10)$$

Pour une vitesse du vent et tension terminale données, la vitesse du rotor est déterminée par égaliser la puissance de sortie mécanique et celle électrique développée ($P_e = P_m$), et une fois la vitesse du rotor est déterminée, la puissance de sortie électrique sera facilement calculée.

Pour une induction donnée de la machine, les puissances active et réactive peuvent être calculées à partir du schéma de la figure 2.4. Aussi, comme l'induction de la machine consomme de l'énergie réactive, l'éolien à vitesse fixe utilise toujours des capacités de compensation afin de compenser la puissance réactive.

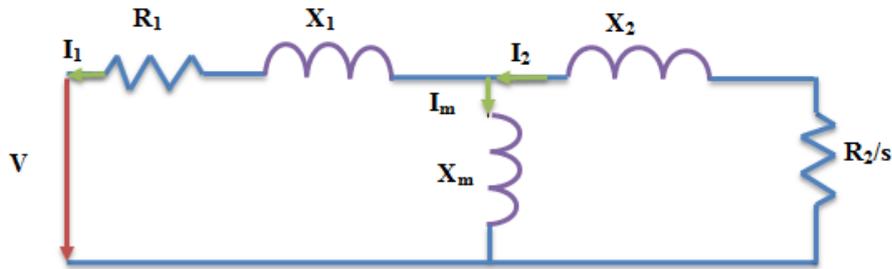


Figure 2.4 Schéma équivalent d'un générateur éolien à vitesse fixe.

Pour une vitesse du vent donnée V_w correspond à une puissance de sortie du générateur éolien (P_e), qui est la même puissance fournie par la fiche technique du fabricant du générateur éolien. Pour le cas initial sans charge X_m et X_c sont supposées égales, alors la puissance électrique active est donnée par l'expression :

$$P_e = \frac{[R_1 (R_2^2 + s^2 (X_m + X_{l2})^2) + sR_2 X_m^2] |V|^2}{[R_1 R_2 + s(X_m^2 - (X_m + X_{l1})(X_m + X_{l2}))]^2 + [R_2 (X_m + X_{l1}) + sR_1 (X_m + X_{l2})]^2} \quad (2.11)$$

Après l'évaluation de cette puissance, l'équation (2,11) peut s'écrire sous la forme quadratique en fonction du glissement de la machine (s), par l'équation:

$$as^2 + bs + c = 0 \quad (2.12)$$

Avec les coefficients a, b et c sont obtenus par le principe de l'équivalence comme suit :

$$a = P_e R_1^2 (X_m + X_{l2})^2 - P_e (X_m X_{l2} + X_{l1} (X_m + X_{l2})^2) - |V|^2 R_1 (X_m + X_{l2})^2 \quad (2.13)$$

$$b = -2P_e R_1 R_2 (X_m)^2 - |V|^2 R_1 (X_m)^2 \quad (2.14)$$

$$c = -P_e R_2^2 (X_m + X_{l1})^2 - P_e (R_1 R_2)^2 - |V|^2 R_1 R_2^2 \quad (2.15)$$

Le glissement de la machine est ainsi calculé par l'expression (équation de deuxième ordre) :

$$s = \max \left(\frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \right) \quad (2.16)$$

Enfin, la puissance de sortie réactive (Q_e) peut être calculée par la formule :

$$Q_e = \frac{\left[X_m X_{l2} s^2 (X_m + X_{l2}) + X_{l1} s^2 (X_m + X_{l2}) + R_2^2 (X_m + X_{l2}) \right] |V|^2}{\left[R_1 R_2 + s(X_m^2 - (X_m + X_{l1})(X_m + X_{l2})) \right]^2 + \left[R_2 (X_m + X_{l1}) + sR_1 (X_m + X_{l2}) \right]} \quad (2.17)$$

Cette fonction représente la caractéristique qui donne les variations de la puissance réactive en fonction de la vitesse du vent variable (V_w), pour chaque valeur donnée de la tension terminale (V), pour le modèle de générateur éolienne à vitesse fixe. Le tableau 2.1 montre un exemple des paramètres d'un modèle de générateur éolien à induction, pour lequel la réactance capacitive X_c et celle magnétisante sont choisies égales.

Tableau 2.1 Paramètres d'un générateur éolien (WTGS « wind turbine generator system »)

WTGS	P_n (MW)	V_n (KV)	R_1 (p.u)	X_{l1} (p.u)	R_2 (p.u)	X_{l2} (p.u)	X_m (p.u)	X_c (p.u)
freinage	0.9	0.69	0.01	0.22	0.01	0.09	3.36	3.36
Pitch	0.50	0.69	0.0059	0.08	0.0169	0.1072	2.556	2.556

La figure 2.6 présente les variations de la puissance active et réactive en fonction de la vitesse du vent et la tension terminale de connexion de l'éolienne (V) en appliquant les équations (2.11) et (2.17).

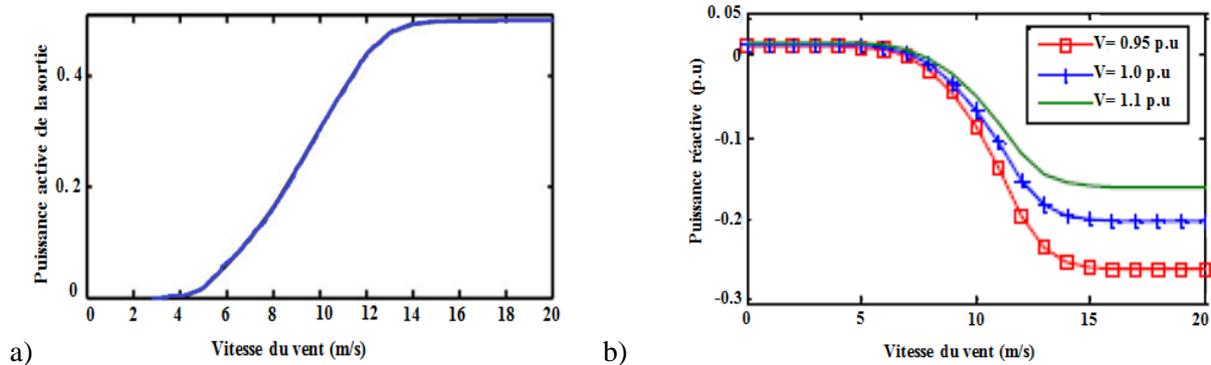


Figure 2.5

a) Puissance active d'un type d'éolienne à régulation par angle de calage (pitch)[71].

b) Puissance réactive d'une d'éolienne de type régulation par l'angle de calage [72].

Initialement, les caractéristiques des puissances actives sont données par le fabricant de la machine éolienne et par la suite les puissances réactives sont déterminées principalement pour chaque vitesse du vent et tension terminale donnée du jeu de barres de connexion, on peut conclure d'après ces figures que:

- La puissance active (P_e) augmente avec l'augmentation de la vitesse du vent à partir de la vitesse de démarrage jusqu'à la vitesse nominale (figure 2.5, a).

- La puissance réactive (Q_e) augmente avec l'augmentation de la vitesse du vent jusqu'à la vitesse nominale, puis elle commence à diminuer avec l'augmentation de la tension au jeu de barres de connexion (figure 2.5, b).

Les variations de la vitesse du vent et la tension au point de connexion du générateur éolien conduisent à une puissance de sortie de la source éolienne (P_e) variable au niveau de ce jeu de barres. La connaissance de la puissance réactive (Q_e) au niveau de ce jeu de barres est très importante car elle nous permet de prévoir la compensation nécessaire et ce à travers :

- Les dispositifs de compensation flexibles FACTS.
- Compensateurs synchrones contrôlés au niveau des jeux de barres considérés.
- D'autres générateurs distribués (DG).
- Contrôleurs basés sur la commande robuste et adaptative.
- Tout autre moyen fourni par le réseau intelligent.

Il est possible d'adopter des fermes éoliennes consistant d'un nombre N de turbines en parallèle, et ce à condition que :

- Les éoliens sont identiques pour les paramètres des générateurs utilisés.
- La vitesse du vent au niveau de chaque source éolienne est uniforme.
- Chaque source éolienne fonctionne toujours sous les mêmes conditions opérationnelles, d'où, les tensions, courants et puissance de chaque générateur éolien soient les mêmes.
- Par similarité, l'impédance équivalente devient $1/N$ fois l'impédance individuelle.

Dans l'état statique, le générateur à induction est modélisé en se basant sur :

- ❖ La machine peut être simulée en mode statique comme une impédance si ces paramètres et glissement sont connus.
- ❖ Le glissement de la machine peut être calculé si sa courbe de puissance et vitesse du vent sont donnés.

2-Modèle à vitesse variable [73]

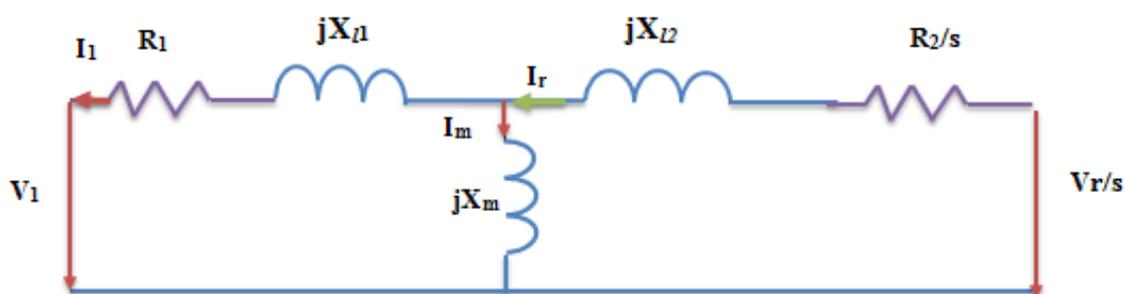


Figure 2.6 circuit équivalent d'un générateur à vitesse variable (MADA).

Généralement les générateurs à vitesses variable sont utilisés pour des niveaux de puissance élevés; ils s'adaptent aux vitesses du vent variables. Ce modèle est basé sur le circuit équivalent de la figure 2.6. Aussi une connaissance précise du point de fonctionnement en régime statique est indispensable à une bonne modélisation dynamique de ces machines.

Les équations donnant les tensions complexes au stator et au niveau du rotor [73]:

$$\bar{V}_1 = (R_1 + jX_{l1})\bar{I}_1 + jX_m\bar{I}_r \quad (2.18)$$

$$\frac{\bar{V}_r}{s} = jX_m\bar{I}_1 + \left(\frac{R_r}{s} + jX_{l2}\right)\bar{I}_r \quad (2.19)$$

Avec : le courant du rotor est donné en fonction des composants selon l'axe d et l'axe q par :

$$I_r = \bar{I}_{rd} + \bar{I}_{rq}$$

En considérant les pertes joules négligeables on peut écrire pour la puissance au niveau du rotor :

$$P_r = \text{Re} \left\{ \frac{\bar{V}_r}{s} \bar{I}_r^* \right\} \quad (2.20)$$

Ce qui conduit à la puissance mécanique produite par la machine:

$$P_m = \frac{1-s}{s} \text{Re} \left\{ \bar{V}_r \bar{I}_r^* \right\} \quad (2.21)$$

Ou les paramètres, $R1$, $R2$, X_{l1} , X_{l2} , X_m sont connus. Tel que le glissement est donné pour chaque vitesse du vent.

2.5.1.2 Modèle dynamique d'une chaîne éolienne

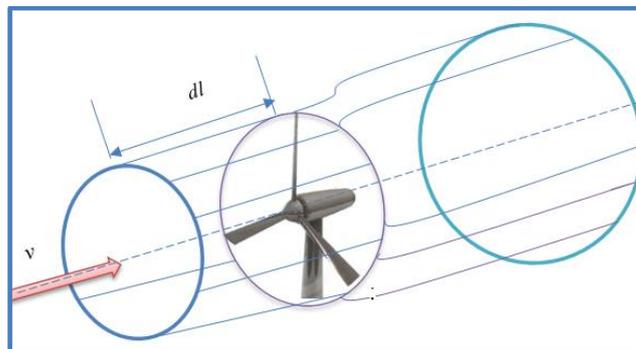


Figure 2.7 Conversion de l'énergie aérodynamique.

Soit la quantité d'énergie élémentaire (dE) qui corresponde à une colonne d'air de longueur (dl) de section A de masse volumique ρ qui circule avec une vitesse v (figure 2.7) cette énergie peut être exprimée sous :

$$dE = \frac{1}{2} \rho S dV^2 \quad (2.22)$$

2.5.1.3 Représentation mécanique de la puissance éolienne

En supposant $dl = V dt$, on peut avoir la puissance P de la masse d'air qui traverse la section circulaire de la turbine éolienne à la vitesse V selon :

$$P = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2} \rho S d(V \frac{dt}{dt}) V^2 = \frac{1}{2} \rho S dV^3 \quad (2.23)$$

En effet, une partie de cette puissance est captée par la turbine éolienne. Ainsi le taux de la puissance récupérée est caractérisé par un coefficient aérodynamique appelé coefficient de puissance (C_p) [73].

La puissance mécanique et la puissance électrique de sortie du stator du générateur éolien sont calculées comme suit :

$$P_m = T_m \omega_r = P_s = T_{em} \omega_s \quad (2.24)$$

En régime statique et vitesse fixe pour un générateur sans pertes, nous avons; $T_m = T_{em}$, et $P_m = P_s + P_r$.

La puissance du rotor est calculée comme suit:

$$P_r = P_m - P_s = T_m \omega_r - T_{em} \omega_s = -T_m \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \omega_s - s T_m \omega_s = -s P_s \quad (2.25)$$

Avec : s représente le glissement du générateur donné par : $s = (\omega_s - \omega_r) / \omega_s$

Les relations entre la puissance mécanique, vitesse, et couple du générateur l'éolien peuvent être utilisées pour déterminer la vitesse optimale ou le couple de référence pour contrôler le générateur et permet l'achèvement du point de la poursuite de puissance maximale MPPT. Plusieurs schémas de contrôle ont été développés pour accomplir le point MPPT [74].

2.5.1.4 Principe du contrôle MPPT

Quand la vitesse du vent est au-delà de la valeur nominale, les éoliens à vitesse variable (VSWT), toujours fonctionnent sur la condition MPPT avec un angle de calage constante ($\beta = \beta_{min}$). Ce mode opérationnel permet l'extraction d'autant d'énergie que possible à partir de la puissance éolienne.

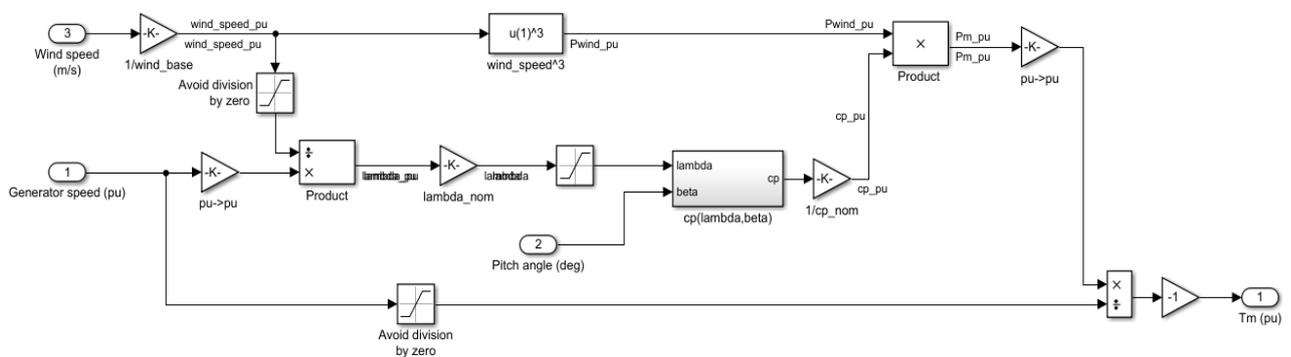
La caractéristique MPPT est donnée et utilisée pour définir la référence de la puissance à n'importe quelle vitesse du rotor du générateur éolien à vitesse variable. Souvent, l'angle de calage de l'éolienne est égal à zéro pendant la condition MPPT lorsque la vitesse du vent est au-dessous de la valeur nominale.

Si la vitesse du vent augmente et dépasse celle nominale, l'angle de pitch commence à augmenter pour maintenir la puissance active de sortie à sa valeur nominale [73] et [75].

Le fonctionnement de l'éolien sous la condition MPPT permet à la puissance active de sortie d'atteindre la valeur maximale à une vitesse du vent instantanée. Cependant, il n'y a plus de réserve de la part du générateur éolien, et l'utilisation de l'énergie cinétique de la masse rotorique de la turbine éolienne peut uniquement donner un contrôle de fréquence de court terme.

Le type du générateur éolien étudié dans cette section, est un générateur à induction entraîné par turbine éolienne à angle de calage variable « WFIG », en utilisant cette éolienne dont le modèle sous l'environnement Matlab/Simulink est donnée par le schéma block de la figure 2.8 [76].

a)



b)

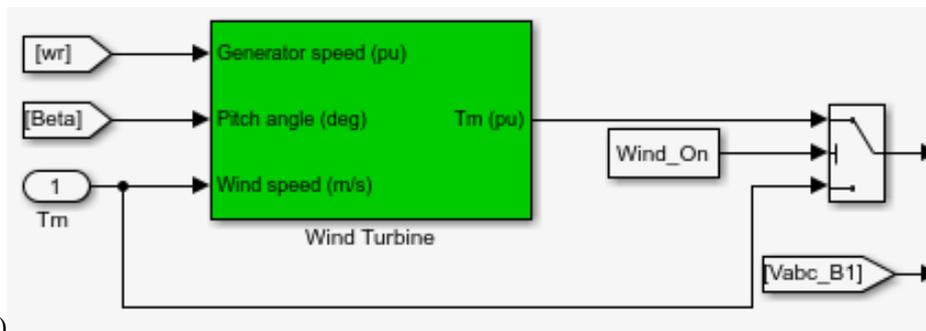


Figure 2.8 Modèle dynamique sous Matlab/Simulink d'un générateur éolien [77] :

a) modèle détaillé.

b) modèle sous block.

Ce modèle est basé sur la caractéristique de puissance en régime statique de la turbine. En effet, pour simuler le comportement de la turbine éolienne, le couple exercé sur l'arbre mécanique est donné par :

$$T_{turb} = T_{em} = \frac{P_m}{\omega_r} \tag{2.26}$$

Avec, la puissance mécanique est donnée par l'expression :

$$P_m = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho A v_w^3 \tag{2.27}$$

La vitesse réduite (λ) dépende de la vitesse du vent V_w et celle du rotor ω_r par la relation suivante :

$$\lambda = \frac{\omega_r \eta R}{v_w} = \frac{\omega_m R}{v_w} \quad (2.28)$$

L'éolienne est caractérisée par une caractéristique non dimensionnelle (C_p) qui représente le coefficient de puissance et aussi de performance de l'éolienne, car comme souligné précédemment, la turbine éolienne ne peut capter la totalité de la puissance issue du déplacement de la masse d'air (P), et ce coefficient de puissance est alors défini comme suit :

$$C_p = \frac{P_t}{P} = \frac{P_t}{\frac{1}{2} \rho S d V^3} \quad (2.29)$$

La puissance P_t est la puissance captée par la turbine éolienne. Le coefficient C_p est une grandeur variable en fonction de la vitesse spécifique réduite (λ) et l'angle d'inclinaison des pales (β) ou « pitch angle ». L'angle β peut être diminué ou augmenté fortement par rotation des pales à l'aide des actionneurs hydrauliques ou électriques, telle que l'augmentation (ou la diminution) de l'angle de calage β , les forces aérodynamiques s'exercent sur les pales sont donc réduites et le couple peut être maintenu pratiquement constamment nul par l'angle des pales ($\beta=90^\circ$). La puissance peut être limitée au fur et à mesure à la valeur nominale.

A raison d'utiliser le maximum de l'énergie éolienne disponible, la valeur de (λ) doit être maintenue à sa valeur limite optimale, et donc, le coefficient de puissance correspond à cette valeur devient maximal [78].

Une équation générique est utilisée pour modéliser le coefficient C_p (λ , β), cette dernière est basée sur les caractéristiques de modélisation de la turbine éolienne [79] et exprimée comme suit :

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) e^{-\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6 \lambda \quad (2.30)$$

Pour l'exemple étudié, les coefficients C_1 jusqu'à C_6 sont les suivants:

$C_1=0.5176$, $C_2=116$, $C_3=0.4$, $C_4=5$, $C_5=21$ et $C_6=0.0068$, alors, l'équation (2.30) peut s'écrire comme suit :

$$c_p(\lambda, \beta) = 0.5176 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{21}{\lambda_i}} + 0.0068\lambda \quad (2.31)$$

$$\text{Avec la vitesse spécifique réduite : } \lambda_i = \left(\frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.025}{\beta^2 + 1} \right)^{-1} \quad (2.32)$$

La figure 2.9 montre les caractéristiques analytiques approximatives de la fonction du coefficient de puissance (C_p) relevées pour chaque angle de calage (β).

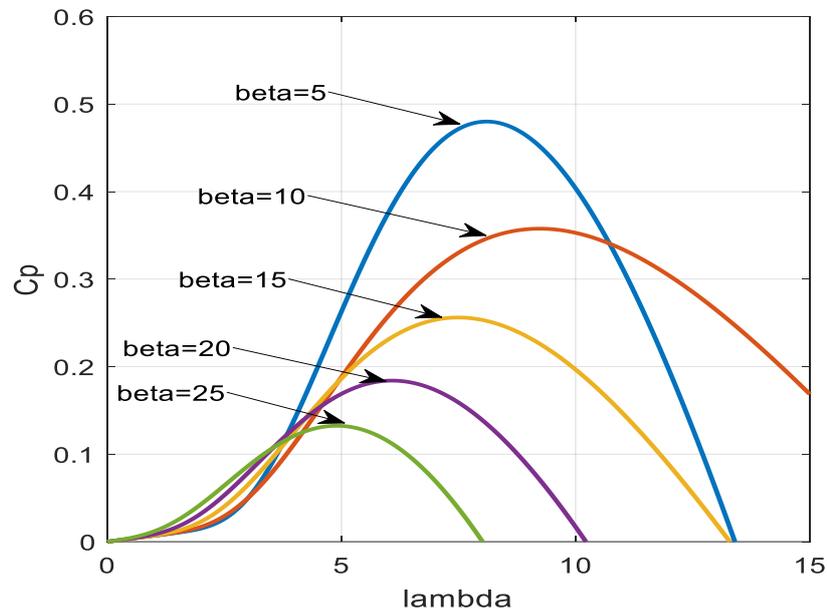


Figure 2.9 Caractéristiques du coefficient de puissance C_p (λ , β).

Les caractéristiques relatives à la fonction C_p (λ) sont utilisées dans la conception du générateur éolien, avec lesquelles, on peut déterminer la puissance du rotor correspond à toute combinaison de la vitesse du vent et celle du rotor [79]. Ces caractéristiques sont illustrées dans la figure 2.9, pour différentes valeurs de l'angle de calage (β), la valeur maximale de ce coefficient qui correspond à la limite dénommée la limite de Betz (théorie de Betz année 1920) du coefficient de puissance qui est de 0.593. Les trois valeurs prises comme entrées du modèle Simulink sont ; la vitesse du générateur, l'angle β et la vitesse du vent V_w , avec la valeur de (λ) est obtenue d'après l'équation (2. 28) [80].

On prend une caractéristique de la figure 2.10, la forme de cette courbe est convenable pour les raisons suivantes:

- A $\lambda=0$ le rotor ne peut plus tourner et donc ne peut extraire de la puissance du vent.
- A des valeurs de λ élevées ($\lambda=10$, et plus), le rotor tourne plus vite tel qu'il peut être vue bloqué par le vent (disque complètement bloqué), voyant par exemple la caractéristique correspond à $\beta=20^\circ$, le vent s'écoule à travers une masse « disque », qui ressemble à un corps solidaire, donc il n'a plus de vent transporté par le rotor, et donc pas de possibilité d'avoir de l'énergie à partir du vent.

-Entre $\lambda=0$ et $\lambda=10^\circ$, il y'aura une valeur optimale ($\lambda \approx 7$) pour laquelle la puissance maximale peut être extraite. Ceci est la condition pour laquelle la vitesse moyenne au niveau du disque du rotor est 2/2 fois la vitesse du vent.

2.5.1.5 De la caractéristique $C_p(\lambda)$ vers la courbe de puissance éolienne

Les caractéristiques $C_p(\lambda)$, sont utilisées dans la conception des éoliens pour déterminer la puissance mécanique du rotor pour n'importe quelle combinaison vitesse du vent - vitesse du rotor. Dans les figures qui suivent, les caractéristiques de puissance pour une vitesse variable sont dérivées à partir des caractéristiques $C_p(\lambda)$ [81].

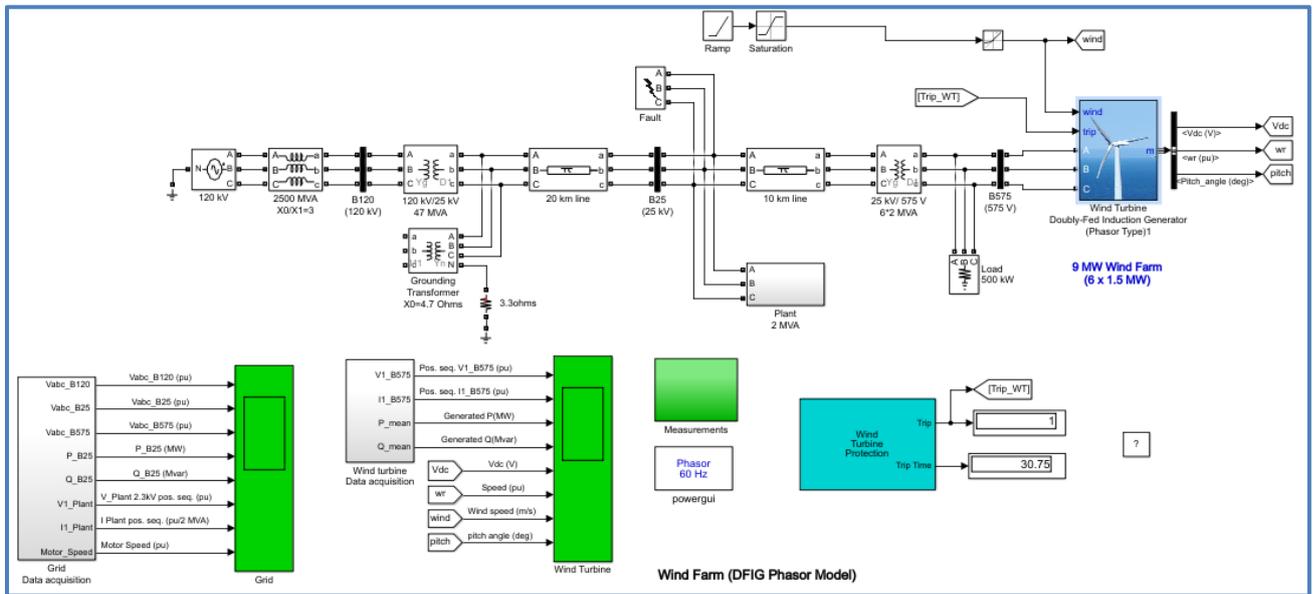


Figure 2.10 Schéma block d'un modèle Simulink pour une ferme éolienne intégrée au réseau [77].

Tableau 2.2 Paramètres de la ferme éolienne utilisée

Composant	Paramètres	Valeurs
générateur	Nombre de générateurs	6 générateurs identiques (type phaseur)
	Puissance nominale (MW)	6x1.5=9
	Résistance du stator R_s (pu)	0.00706
	Inductance du stator L_s (pu)	0.171
	Résistance du rotor R_r (pu)	0.005
	Inductance magnétisante L_m (pu)	2.9
	Inductance du rotor L_r (pu)	0.156
turbine	Fréquence nominale (Hz)	60
	Tension de ligne nominale (V)	575
	Vitesse du vent au point C (m/s)	12
	Gain du contrôleur de l'angle de pitch (K_p)	500
	Angle de pitch maximal (deg/s)	45

Le modèle mathématique du coefficient de puissance C_p facilite l'exécution des simulations dynamiques, particulièrement quand les paramètres affectant la turbine se changent à travers

le temps et en connaissant la vitesse de rotation de la turbine, on peut extraire le couple aérodynamique exercé sur l'arbre du rotor de la turbine par l'expression suivante [82]:

$$T_{aero} = \frac{P_{aero}}{\omega_t} = C_p(\lambda, \beta) \cdot \frac{1}{2\omega_t} \cdot \rho \cdot A \cdot v_w^3 = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot \frac{v_w^3}{\omega_t} \quad (2.33)$$

Dont le rapport λ est donné par l'équation (2.28). Ce rapport représente la vitesse spécifique réduite de l'éolien. Pour l'exemple montré dans la figure 2.10, la ferme éolienne est caractérisée par les paramètres donnés dans le tableau 2.2.

La puissance mécanique ($P_{méc}$), comme fonction de la vitesse du générateur pour différentes vitesses du vent et angles de calage : $\beta=0$, $\beta=5$ et $\beta=10$ degrés, sont illustrées ci-dessous.

Ces figures sont obtenues pour des paramètres par défaut ou par rapport aux valeurs de base (vitesse du vent =12m/s, puissance maximale à la vitesse de base = 0.72 p.u et vitesse de rotation du rotor =1.2 p.u). Selon la courbe de la puissance illustrée dans la figure 2.12, le fonctionnement de l'éolienne peut se diviser en trois modes ; 1-stationnement, 2-contrôle-générateur et 3-contrôle par angle de calage comme suit :

- Mode stationnaire : quand la vitesse du vent est au-delà de la vitesse de démarrage (segment AB), le système de la turbine produit de faibles pertes de puissance plus que son consommation interne et donc la turbine maintien le mode stationnaire en maintenant le freinage mécanique est activé.
- Mode contrôle-générateur : segment (BC) ; quand la vitesse du vent se trouve entre la vitesse de démarrage et celle nominale, les pales sont lancer dans le vent avec un angle optimale d'attaque. La turbine fonctionne avec des vitesses de rotation variables dans le but d'attraper le point MPPT « maximum power tracking » pour différentes vitesses du vent instantanées; ceci est achevé par un contrôle approprié du générateur.
- Mode contrôle par angle de calage β : à des niveaux supérieurs de la vitesse du vent (nominales et inférieur à la vitesse de décrochage), la puissance capturée est maintenue constante par le mécanisme de l'angle de pitch et ce pour protéger la turbine de l'endommagement le temps que le système générateur génère de l'énergie et fournie de la puissance nominale au réseau électrique, ainsi les pales sont déconnectées du vent graduellement avec la vitesse du vent, et la vitesse du générateur est contrôlée progressivement. Quand la vitesse du vent dépasse ou atteindre la vitesse de décrochage, les pales se détachent complètement du vent, et donc pas de puissance capturée ; dans ce cas-là la vitesse de la turbine revient à la valeur zéro. La turbine reviendra au mode stationnement pour se protéger du vent fort [83].

Le point de départ c'est la courbe optimale $C_p(\lambda)$ coloré en rouge ; Si cette allure est réalisée encore à l'échelle dimensionnelle, elle conduit aux caractéristiques de la figure 2.11 « puissance de sortie en fonction de la vitesse de rotation (vitesse de la turbine) ».

Pour un maximum de performance, la vitesse du rotor doit être variée avec la variation de la vitesse du vent. Doubler la vitesse du vent implique d'aller vers le doublement de la vitesse de rotation de la turbine, ce qui est montré par la ligne de couleur rouge où la puissance croît avec le cube de la vitesse du vent, puis le rotor fonctionne avec un rapport constant de la vitesse du vent ou vitesse spécifique réduite constante.

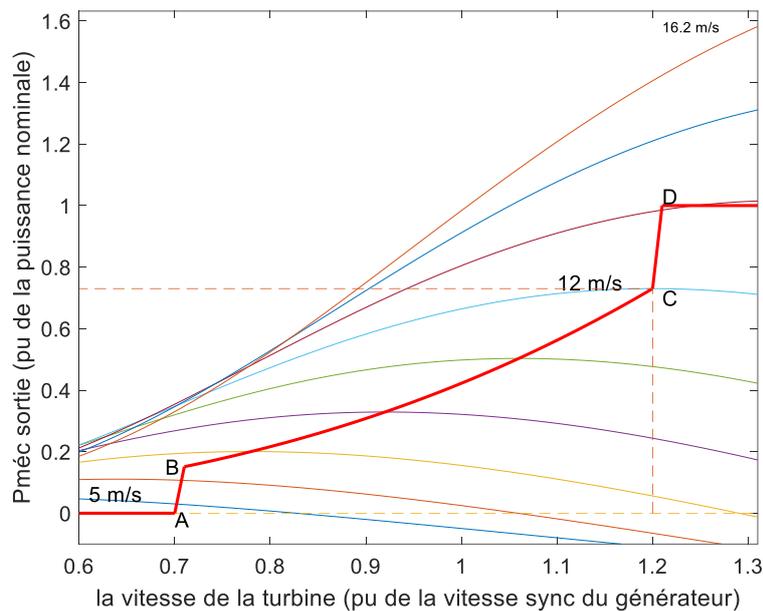


Figure 2.11 Caractéristiques de puissance de la turbine éolienne ($\beta = 0$ deg).

Dans la conception du générateur éolien à vitesse fixe (FSWT) « fixed speed wind turbine », le seul contrôle disponible est le contrôle par angle de calage β . L'impact de ce mode de contrôle est illustré par les figures 2.12 jusqu'à 2.14 pour des vitesses du vent allant de 6 m/s à 14m/s où l'angle de calage est égale à zéro deg, jusqu'au figure 2.14, où la puissance maximale est réduite avec 28% quand l'angle de calage devient 5deg. Ces caractéristiques sont obtenues par la simulation de l'équation 2.24 sous la représentation au moyen de Matlab/Simulink. Dans ce modèle le rapport de changement de l'angle de pitch est égale à 2 ($\beta_2/\beta_1=2$), ces figures montrent bien la dépendance entre la puissance produite, la vitesse du vent et la vitesse du rotor ainsi que l'allure de la puissance mécanique maximale que la turbine vient de générer pour chaque vitesse du vent, angle d'inclinaison et vitesse du rotor. Ainsi, pour éviter de surcharger le générateur, la puissance de référence est fixée ou

maintenue à 1 p.u. La figure 2.14 montrent l'allure dynamique de la puissance active et réactive instantanées à la sortie de l'éolienne utilisée.

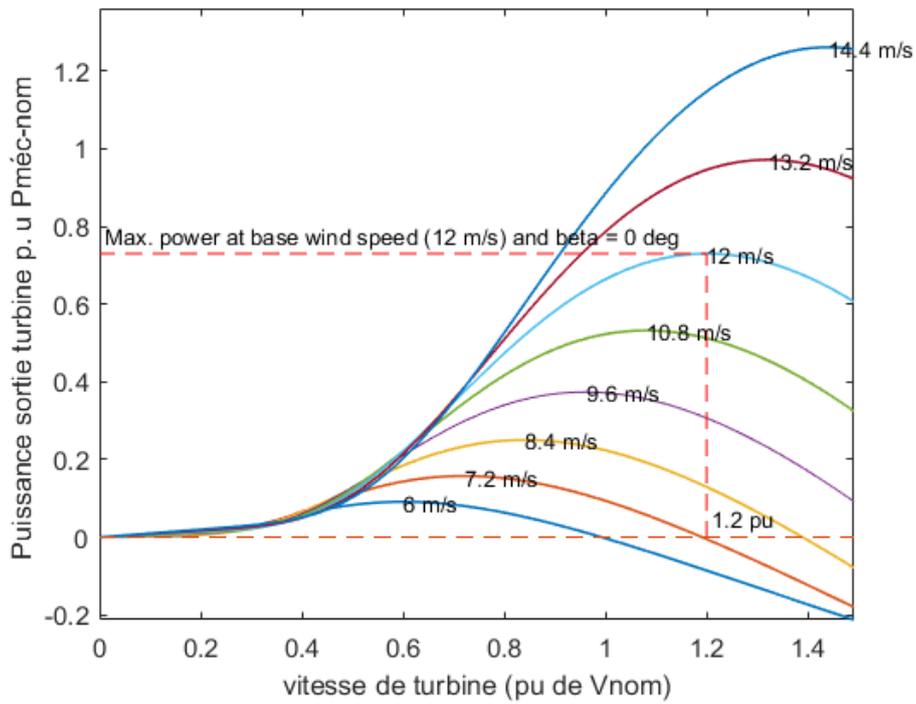


Figure 2.12. Caractéristiques de puissance de la turbine pour (l'angle beta = 0 deg).

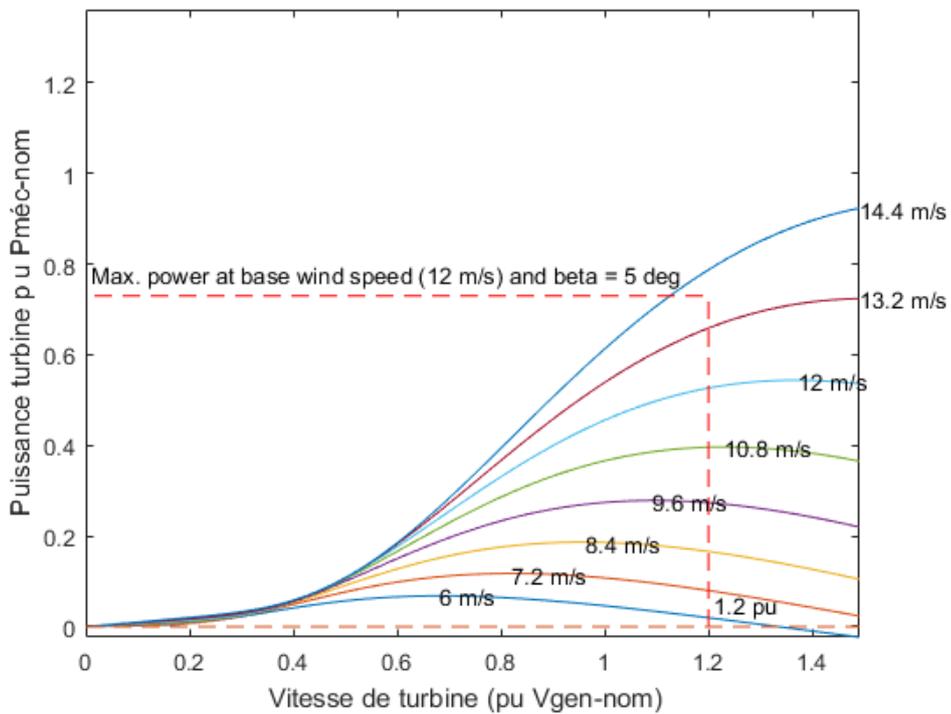


Figure 2.13 Caractéristiques de puissance de la turbine pour (l'angle beta = 5 deg).

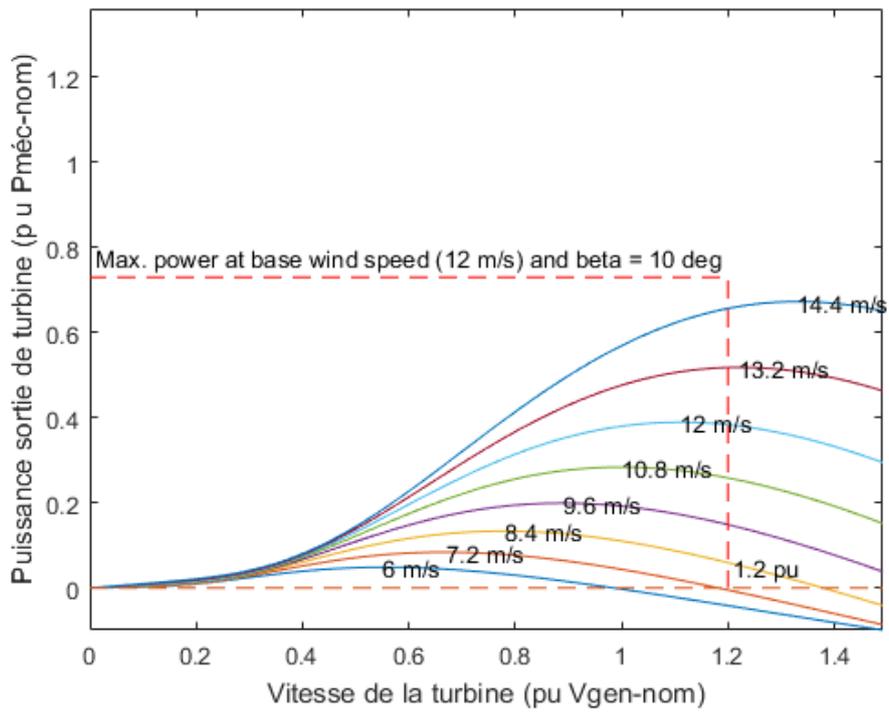
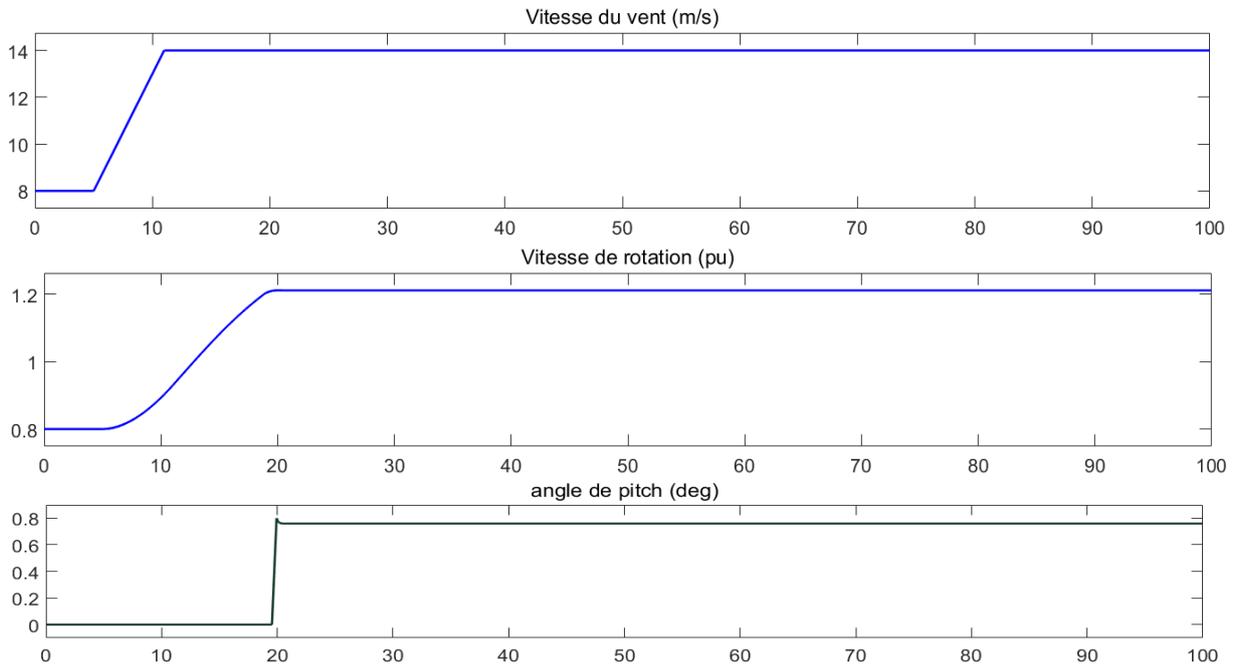


Figure 2.14 Caractéristiques de puissance de turbine pour (l'angle beta = 10 deg).



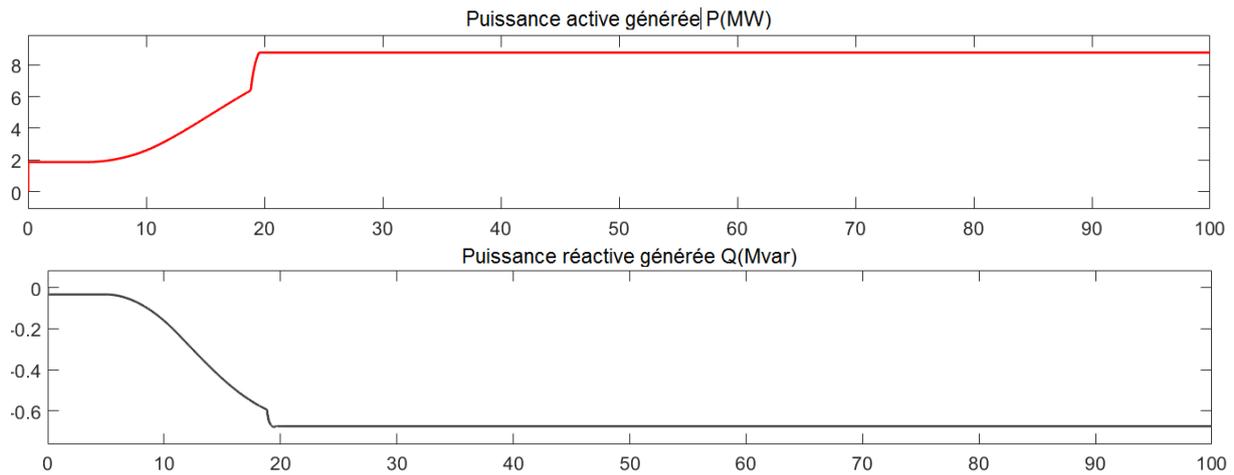


Figure 2.15 Puissance active et réactive pour vitesse du vent donnée et angle beta ≈ 0 deg)

La figure 2.15, présente les formes d'onde suivantes des caractéristiques de la ferme éolienne utilisée, telle que la vitesse de rotation, la vitesse de vent est fixée à 14m/s, la puissance active et la puissance réactive pour la vitesse du vent et $\beta=0\text{deg}$

2.5.2 Modélisation probabiliste de la puissance éolienne

2.5.2.1 Modèle Weibull de la vitesse du vent

La technologie de transformer une énergie éolienne à une énergie électrique a beaucoup évoluée dans les dernières décennies. Cependant, il y'a toujours quelques difficultés pour intégrer efficacement de la puissance éolienne dans le réseau électrique conventionnel.

Parmi ces difficultés comment se coordonner avec la forme de nature intermittente de l'énergie éolienne disponible?

Au début, la relation entre la vitesse d'entrée de l'éolien et la puissance de sortie générée est fortement non linéaire dont un modèle représentatif est donné par [84] :

$$P_w = 0.5\rho A_s V^3 \tag{2.34}$$

L'étude expérimentale basée sur les données de mesure montre que La vitesse du vent est modélisée en utilisant une représentation mathématique appelée « Weibull » la vitesse du vent suit approximativement cette forme de distribution de probabilité « PDF » définie comme suite [85] et [86] :

$$f_v(v_w) = \frac{k}{c} \left(\frac{v_w}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v_w}{c}\right)^k\right], \tag{2.35}$$

Avec la fonction de distribution cumule qui est l'intégration de la fonction PDF est donnée par [87]:

$$F_V(v_w) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v_w}{c}\right)^k\right], \quad (v_w \geq 0)(c > 0, k > 0) \quad (2.36)$$

Deux cas assez particuliers sont à distinguer ; (k=1) et (k=2), dont la plupart des littératures adoptent le deuxième cas appelé « distribution Rayleigh ou fonction CDF» qui est bien proche de la réalité de la vitesse du vent.

Pour but de faire face au grand nombre de scenarios, on fait conduit l'analyse pour le cas $k > 0$, à partir de la fonction CDF définie par (2.36), la figure 2.16 montre une représentation Weibull d'une fonction PDF. Les chercheurs comme dans [88] et [89] ont développé un nouveau critère pour caractériser la puissance éolienne variable qui est la méthode empirique basée sur l'utilisation de la déviation standard et la vitesse moyenne (équation 2.42), pour déterminer les paramètres de la fonction Weibull, le $m^{\text{ème}}$ moment de la vitesse du vent V_w est donnée par :

$$E(v_w^m) = \int_0^{\infty} v_w^m f_v(v_w) dv = c^m \Gamma\left(1 + \frac{m}{k}\right), \quad (m = 1, 2, \dots) \quad (2.36)$$

La fonction gamma est utilisé pour la simplification des calculs (Annexe (A.3)) et elle est exprimée par [82]:

$$\Gamma(\alpha) = \int y^{\alpha-1} \exp(-y) dy \quad (2.37)$$

Si la variable y est remplacée par le temps t ;

$$\begin{cases} \Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} e^{-t} dt \\ \Gamma(1+x) = x\Gamma(x) \end{cases} \quad (2.38)$$

Pour $m=1$; ce moment correspond à la vitesse moyenne V_{moy} ou μ , définie par :

$$\mu = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2.39)$$

A partir de laquelle on obtient la valeur du facteur d'échelle c , comme suit :

$$c = \frac{\mu}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (2.40)$$

Un autre paramètre important caractérisant le caractère stochastique de l'énergie éolienne qui est variance de la vitesse du vent définie comme suit [70], [82] :

$$\sigma = \left[\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (v_i - v_{\text{moy}})^2 \right]^{1/2} \quad (2.41)$$

La déviation standard est donnée aussi par l'expression:

$$Std = E(v^2) - E^2(v) = c^2 \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - c^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]^2 \quad (2.42)$$

La déviation standard est calculée par rapport à la variance donnée par (2.39) par la racine carrée de cette dernière : $S.d = [VAR]^{1/2}$

Une autre formule de la fonction de distribution de probabilités (PDF) pour une variable aléatoire x est écrite sous la fonction $f(x)$, définie dans sa forme la plus connue par :

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-(x-\mu)^2/2\sigma^2} \quad -\infty < x < \infty \quad (2.43)$$

Cette distribution a deux paramètres ; la vitesse moyenne μ ou (V_{moy}) et la déviation standard σ .

La vitesse moyenne peut être calculée aussi par la formule :

$$v_{moy} = \frac{1}{N} \left(\sum_{i=1}^N v_i \right) \quad (2.44)$$

Avec ; v_i est un échantillon de la vitesse du vent (vitesse pour chaque heure ou pour la $i^{\text{ème}}$ portion du temps). V_{moy} ; la vitesse moyenne (m/s). N : nombre des données de la vitesse du vent mesurées pour chaque heure.

Le deuxième paramètre principal de la représentation Weibull qui le facteur d'échelle est déterminé par la formule suivante :

$$k = \left(\frac{\sigma}{\mu} \right)^{-1.086} \quad (2.45)$$

Ces équations sont représentées par les figures 2.18, 2.19, 2.20 et 2.21.

La fonction 2.31 est illustré par la figure 2.16 et 2.17 pour les paramètres Weibull suivants: $c=5.49$, $k=1, 2, 3$, et puis pour $k=2$ et $c=5, 7, 10$, tel que le tracé de ces fonction est possible en utilisant Matlab software, qui dispose d'une grande variété de fonctions relatives à la représentation Weibull (comme le calcul de la variance, la déviation standard, toute forme de simulation de la distribution d'une variable aléatoire, etc.)

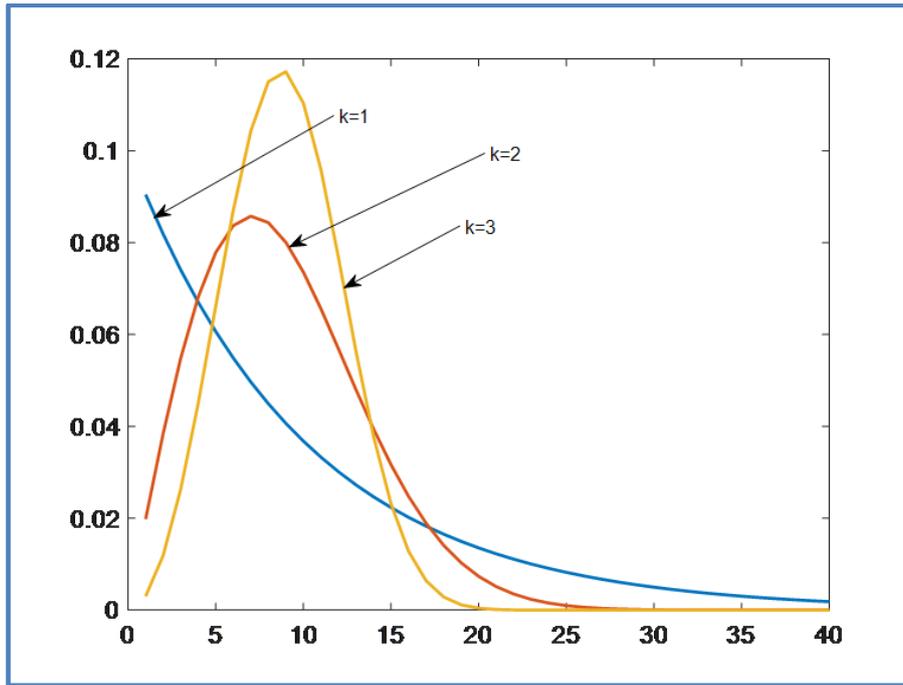


Figure 2.16 Caractéristique de la fonction PDF pour différentes valeurs de facteur k .

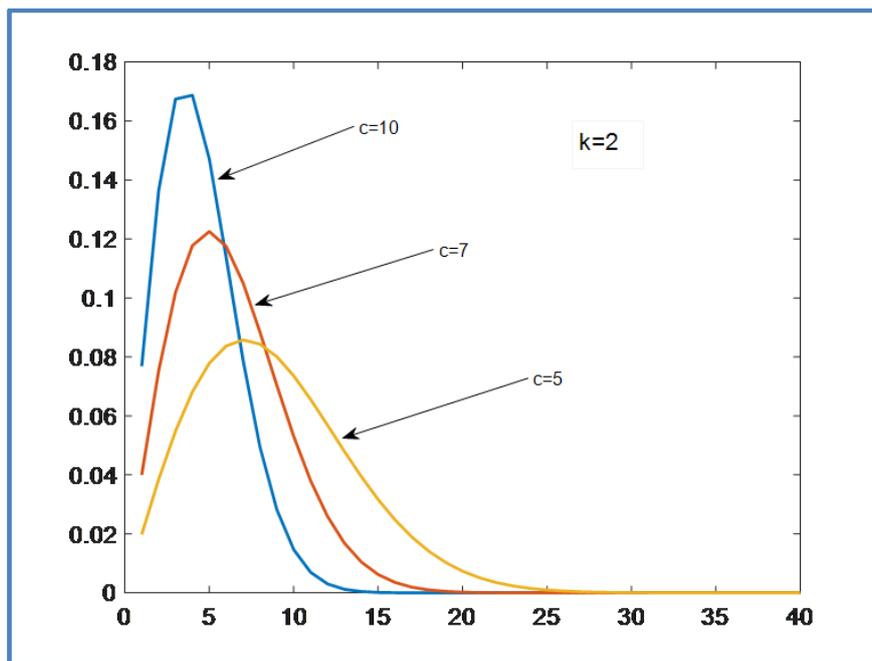


Figure 2.17 Caractéristique de la fonction PDF pour différentes valeurs de facteur d'échelle.

Les données suivantes sont utilisées pour le tracé de la distribution Weibull de la puissance éolienne sous forme de barres est présentée dans la figure 2.18 avec les paramètres: $c=9.6476$, $k=2.3537$, la variance (σ^2) et la déviation standard sont alors obtenues ; $\sigma=8.9217$, $std=3.9991$, calculés en utilisant les équations 2.38 jusqu'au 2.39

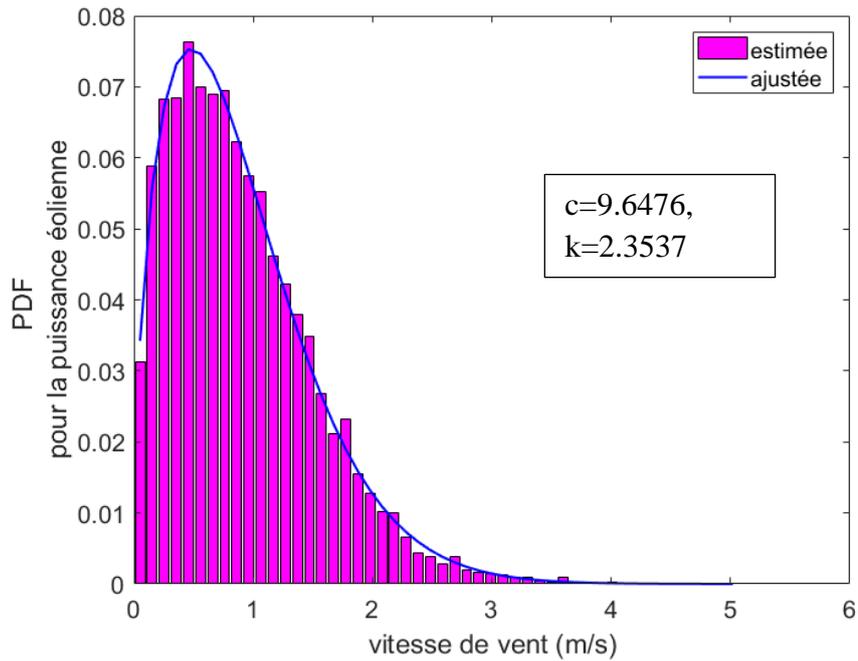


Figure 2.18 Fonction de distribution Weibull d'un éolien (Matlab).

La fonction PDF idéale calculée à partir de l'équation 2.23, et les données actuelles de la vitesse du vent sont montrés dans la figure 2.19, où les points de données des mesures sont éparpillés, on remarque que la fonction PDF originale est plus raisonnable et s'adapte bien à la fonction éparpillée issue de la mesure directe.

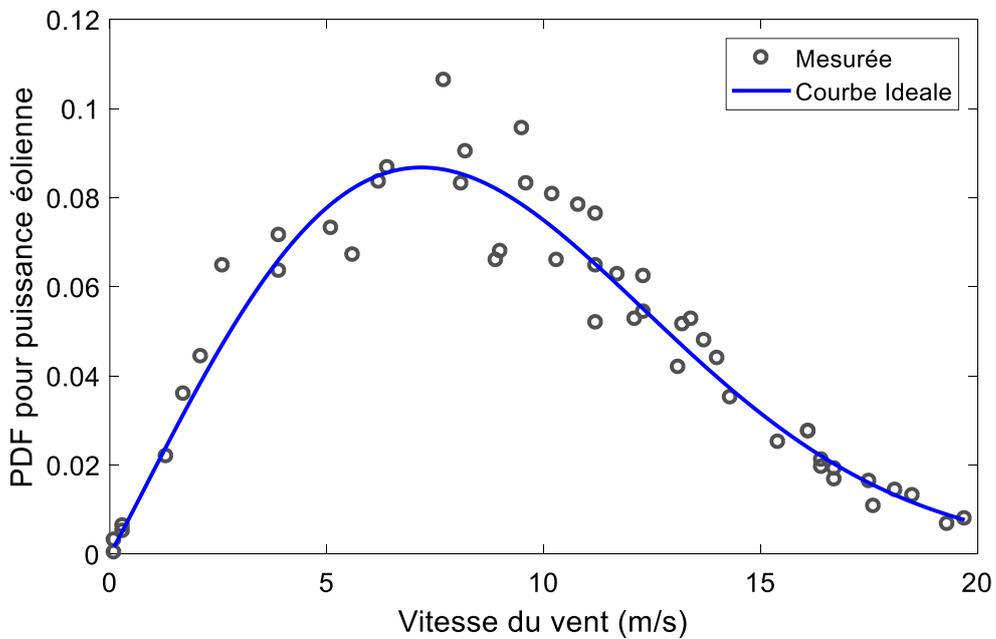


Figure 2.19 Représentation Weibull d'une puissance de sortie éolienne [66].

2.5.2.2 Avantages de la distribution Weibull

Les avantages de la représentation Weibull sont :

1. C'est une distribution plus généralisée à deux paramètres.
2. La fonction PDF convient et s'adapte aux données de la vitesse du vent observée.
3. Si les facteurs c et k sont connus à une telle hauteur, une méthodologie existe bien pour les trouver à une autre hauteur quelconque.

Les caractéristiques du vent dépendent de plusieurs facteurs comme la géographie, la topologie, le type de l'éolien, le niveau par rapport à la mer....etc.

2.5.3 Modèle de la puissance de sortie éolienne par Weibull

Le modèle simplifié d'une puissance éolienne est la caractéristique de la puissance de sortie par rapport à la vitesse du vent (figure 2.20) est donné par :

$$P(v) = \begin{cases} 0 & 0 \leq v \leq v_i \\ a + bv^3 & v_i \leq v \leq v_r \\ P_r & v_r \leq v \leq v_o \\ 0 & v_o \leq v \end{cases} \quad (2.46)$$

Avec : P(v) est l'énergie éolienne pour un éolien à la vitesse du vent v. Les constantes ; a et b, sont données par les expressions :

$$a = \frac{P_r \cdot v_i^3}{v_i^3 - v_r^3}, \quad b = \frac{P_r}{v_r^3 - v_i^3} \quad (2.47)$$

La figure 2.20 est une représentation de la vitesse de démarrage, la vitesse nominale du vent, la vitesse de coupure [89]

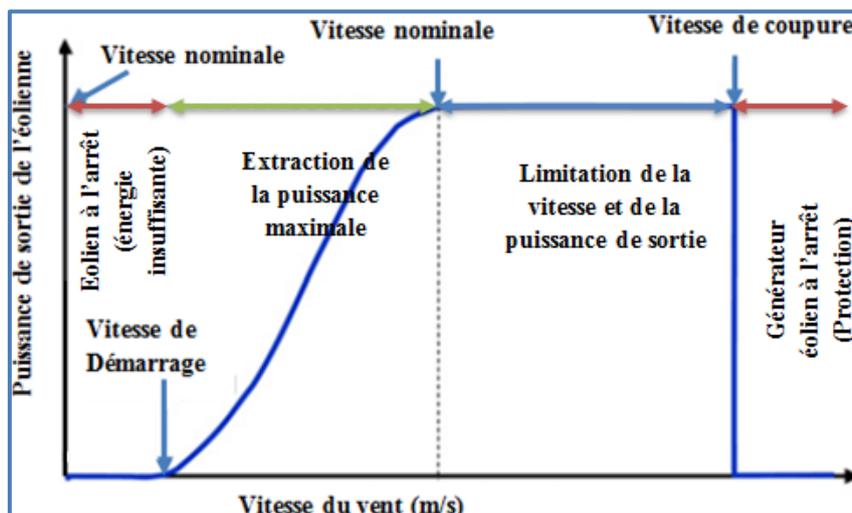


Figure 2.20 Caractéristique de puissance d'un générateur éolien [90].

. L'éolienne ne fonctionne plus lorsque la vitesse du vent est inférieure à la vitesse minimale de démarrage car l'énergie éolienne capturée ne suffit pas à compenser les pertes et le coût opérationnel. En effet, la courbe du générateur éolien se divise en trois zones ;

- ✚ La zone située entre la vitesse de démarrage et celle nominale correspond à une courbe hyperbolique montante, cette zone permet de maximiser la puissance de sortie pour avoir un bon rendement de l'éolien.
- ✚ La deuxième zone située entre la vitesse nominale et celle de coupure ou de l'arrêt de la machine, c'est est la zone de régulation de la puissance de sortie pour qu'elle ne dépasse pas la puissance nominale de l'éolien.
- ✚ La zone située avant la vitesse de démarrage et appelée la vitesse de coupure dans cette zone la machine se met à l'arrêt, est la puissance de sortie devient nulle.

En effet, La puissance nominale est produite quand la vitesse de vent est située entre la vitesse nominale et celle de coupure, au-delà de cette vitesse la machine s'arrête pour des raisons de sécurité, d'où cette puissance a une forme non linéaire entre la vitesse de démarrage et la vitesse nominale, et une forme discrète ailleurs.

2.5.3. Analyse de la probabilité de la puissance éolienne

La puissance fournie par une ferme éolienne est de nature stochastique, ainsi le modèle stochastique de cette puissance est dérivé de la transformation de la densité de probabilité de la vitesse du vent.

Basant sur la représentation précédente de la vitesse du vent, et selon la théorie de la fonction de variable aléatoire entre $[V_{in}, V_r]$, d'après la théorie de la probabilité on peut écrire la fonction de la densité de probabilité PDF de la puissance éolienne considérant la distribution continue des quantités V_w, P_w est donnée sous l'expression [91] :

$$f_w(P_w) = \frac{kh_1 v_{in}}{P_w c} \left[\frac{\left(1 + \frac{h_1 P_w}{P_{wr}}\right) v_{in}}{c} \right]^{k-1} \times \exp \left\{ - \left[\frac{\left(1 + \frac{h_1 P_w}{P_{wr}}\right) v_{in}}{c} \right]^k \right\} \quad (2.48)$$

Avec: h_1 est un constant donné par: $h_1 = (V_r/V_{in})-1$;

Selon l'équation (2.46) il y'a deux cas discrets correspondent aux évènements de probabilités suivants ($P_w=0$) et ($P_w=P_{wr}$), (voir plus de détaille dans l'annexe A.2 et A.3), comme nous sommes intéressé que par la partie continue, l'intégration de l'équation (2.48) qui corresponde à l'évènement de probabilité ($0 < P_w < P_{wr}$) conduit à :

$$\phi_w(P_w) = 1 - \exp \left\{ - \left[\frac{\left(1 + \frac{hP_w}{P_{wr}} \right) v_{in}}{c} \right]^k \right\} \tag{2.47}$$

Ainsi, la fonction CDF de la puissance de sortie éolienne doit considérer que la partie linéaire de la caractéristique relative à l'équation (2.48), et donc, on peut écrire les différentes probabilités comme suit :

$$\Pr(P_w) = \begin{cases} 0, & (P_w < 0) \\ 1 - \exp \left\{ - \left[\frac{\left(1 + \frac{hP_w}{P_{wr}} \right) v_{in}}{c} \right]^k \right\}, & (0 \leq P_w < P_{wr}) \\ P_{wr}, & (P_w \geq P_{wr}) \end{cases} \tag{2.48}$$

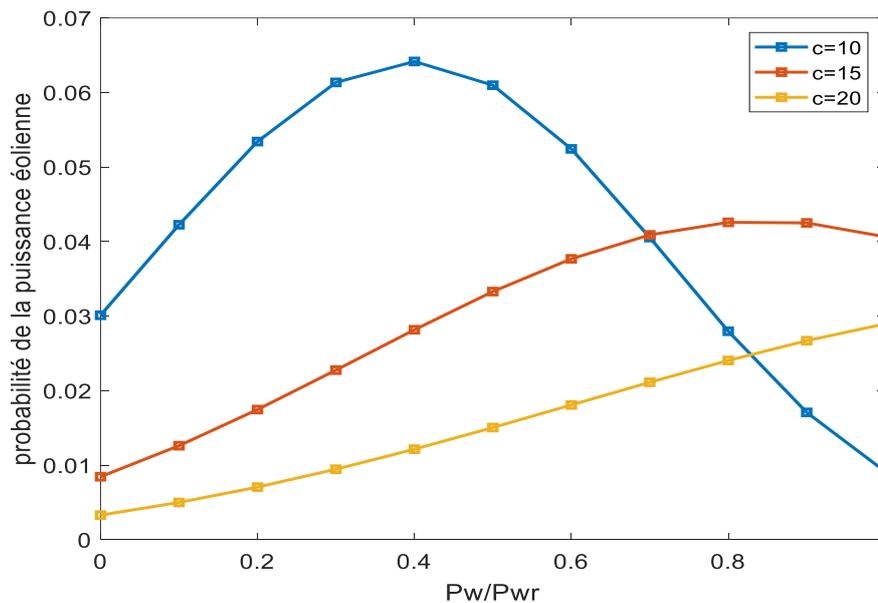


Figure 2.21 Probabilité Vs. Puissance éolienne pour différentes valeurs du facteur d'échelle.

La fonction de probabilité de la densité de distribution Weibull pour différentes vitesses du vent est illustrée dans la figure 2.21, Il y a deux exceptions à noter ; si la vitesse du vent est inférieure à la vitesse du vent de démarrage ou elle est plus élevée que la vitesse du vent de coupure, alors la production d'électricité sera nulle. Cela correspond aux probabilités discrètes au point 0 et 1, représentées par des marques individuelles de valeurs constantes qui sont dérivées des fonctions de probabilités relatives aux événements $\Pr \{P_w=0\}$ et $\Pr \{P_w=P_{wr}\}$. Alors que la fonction de la probabilité continue s'étale entre les limites $[0, 1]$ issue de la

substitution directe à partir de l'équation (2.46), et les portions continues de la fonction de probabilité peuvent être associées avec des marques de probabilité discrète correspondantes aux points terminaux de la fonction de probabilité.

D'autre part, comme le facteur d'échelle c augmente ; une proportion importante du profil de la vitesse du vent sera localisé à des valeurs élevées de la vitesse du vent. Ceci se traduit par une probabilité discrète supérieure de puissance de sortie nulle, une probabilité discrète élevée de la puissance nominale, et une petite puissance dans la portion continue du tracé [82].

La nature aléatoire de la puissance éolienne joue un rôle important dans le cas de l'analyse de l'incertitude dans les réseaux électriques. La vitesse du vent variée avec le temps suivant les conditions météo et l'endroit où se trouve la ferme éolienne ce qui résulte à son tour à la variation de la puissance éolienne de sortie générée. La distribution probabiliste de la vitesse du vent est couramment estimée à suivre la distribution Weibull dans les littératures [92].

La fonction de distribution de probabilité du générateur éolien est alors définie selon les paramètres associée à la machine.

Les chercheurs ont développé un nouveau moyen pour caractériser l'éolien du moment où la vitesse du vent est aléatoire à travers le temps [93]. Ainsi, l'opérateur du système peut surestimer ou sous-estimer la disponibilité de la puissance éolienne, comme suit :

- ✓ La surestimation apparaît lorsque la puissance éolienne actuelle (disponible) est moins que celle prévue (issue de la prévision ou l'estimation), et pour compenser ce déficit, l'opérateur du système a besoin d'acheter ou acquérir de l'énergie équivalente sous forme de réserve à partir d'autres sources comme l'énergie hydraulique, système de stockage par l'utilisation des véhicules électriques, réponse de la demande DR, gestion coté charge (DSM), réserve tournante SR, sources distribuées flexibles DG...etc.
- ✓ La sous-estimation apparaît si l'énergie actuelle (disponible) dépasse celle qui a été prévue à l'avance par l'opérateur du système, et par conséquent, la quantité disponible est perdue (n'est plus utilisable vu le besoin énergétique du réseau ou le cahier de charge de l'opérateur du système), et alors l'opérateur du réseau a besoin de compenser ce surplus en payant le producteur d'énergie éolienne avec un coût appelé coût de pénalité sur le surplus gaspillé.

La convexité des fonctions coût de la surestimation et sous-estimation utilisées dans ce projet sont prouvées dans [94], ce qui donne la possibilité de les optimiser dans un espace de recherche défini.

2.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les différents types de modélisation de la génération éolienne, laquelle devenue parmi les sources d'énergie électriques les plus utilisées au monde et peuvent être intégrées à différents niveaux ; vue leur coût d'installation et de maintenance réduit ainsi que leur technologie évoluée avec le temps.

A travers ce chapitre une étude statique, dynamique ainsi que probabiliste est bien illustrée. Des exemples de modélisation ont été étudiés soit dans le mode statique, dynamique ou probabiliste dans le but de les exploiter pour en cas de l'intégration de ce type de sources d'énergie dans les réseaux électriques actuels. L'exploitation du dernier modèle probabiliste (stochastique) fera l'objet de notre travail dans ce qui suit.

Chapitre 3

PROBLEME D'OPF PAR L'ALGORITHME METAHEURISTIQUE D'OPTIMISATION PAR DES LOUPS GRIS GWO

3.1 Introduction

Le chapitre précédent nous a permis de traiter différentes méthodes de modélisation de la puissance extraite des sources éoliennes à travers des modèles appropriés et en particulier la modélisation probabiliste qui tient compte du caractère intermittent de ce type de source renouvelable. Dans le présent chapitre, nous allons mettre l'accent sur l'étude de l'écoulement de puissance optimal (OPF) du réseau électrique en l'absence de la source éolienne (OPF dans le cas déterministe) en utilisant une technique récente de l'optimisation par des Loups Gris (GWO). Cette étude sera la base pour l'analyse de la puissance issue de la modélisation probabiliste pour le cas du réseau électrique en présence de la source éolienne qui fera l'objet du dernier chapitre.

3.2 Problème d'optimisation dans un réseau électrique

Un décideur face à un problème d'optimisation doit procéder à la recherche de la meilleure solution d'une fonction objective choisie sous différentes contraintes, et sur la base de la solution trouvée il peut prendre une décision. Généralement, pour n'importe quel problème d'optimisation on doit tenir compte des éléments suivants : (1) - *Variables de décisions ou de contrôles*, ce sont les variables pour lesquelles, le décideur exécuteur a besoin de définir les valeurs optimales de son problème. (2) - *Contrainte* : dans l'optimisation réelle certaines limitations et conditions peuvent être appliquées à la solution dans l'espace de recherche. Les contraintes du système à optimiser sont soit techniques, économiques, environnementales ou toutes autres limitations similaires lesquelles sont reliées à la conception du système et conditions de son fonctionnement normal. Ces contraintes divisent l'espace de recherche en région faisable et région non-faisable [96]. Le décideur doit trouver la solution du problème dans la région faisable. A titre d'exemple, dans un problème de génération dispersée, les contraintes techniques peuvent être soit le nombre des générateurs distribués utilisés pour être installés à des nœuds spécifiés, alors que les contraintes économiques peuvent être la

limite sur le coût d'investissement total des DG. (3)- *La fonction objective* : à l'intérieure de la zone faisable, le décideur devrait choisir la solution la plus meilleure possible. Cependant, la fonction objective peut être le coût total du combustible à minimiser, meilleure emplacement d'une banque de compensation où la fonction objective pouvait être le coût d'investissement ou les pertes totales du système ou bien les deux en même temps. Le problème est considéré d'être individuel (objectif simple) ou multi-objectif tout dépend du nombre des objectives à optimiser, s'agissant donc d'une seule fonction objective ou la combinaison de deux fonctions objectives simultanément [97]. Pour un problème de dispatching économique dans les réseaux électriques, les puissances actives ou réactives de génération peuvent être prises comme des variables de décisions sous une fonction objective représentée par le coût total de génération [98]. (4)- *Les variables dépendantes* : elles peuvent être le coût total de combustible consommé, pertes du système, ou toute autre quantité qui dépende des variables de décision. Pour cette raison, elles sont calculées en se basant sur les variables de décision (ou de control), dans le cas d'allocation des DG, l'emplacement optimal représente la variable de décision, alors que les tensions aux jeux de barres de charge et les pertes du système sont les variables dépendantes. Une fois les variables de contrôle, les contraintes et la fonction objective sont définies, le décideur doit modéliser le problème dans la forme appropriée prête à être optimiser. La modélisation dépend essentiellement du software existant représenté par les algorithmes permettant la résolution du problème avec la précision et temps d'exécution réclamé. En général, l'optimisation suit les différentes étapes systématiques représentées dans la figure 3.1. Ces étapes peuvent être reliés séquentiellement mais les itérations et les boucles sont souvent importants afin d'accomplir le but de l'optimisation [99].

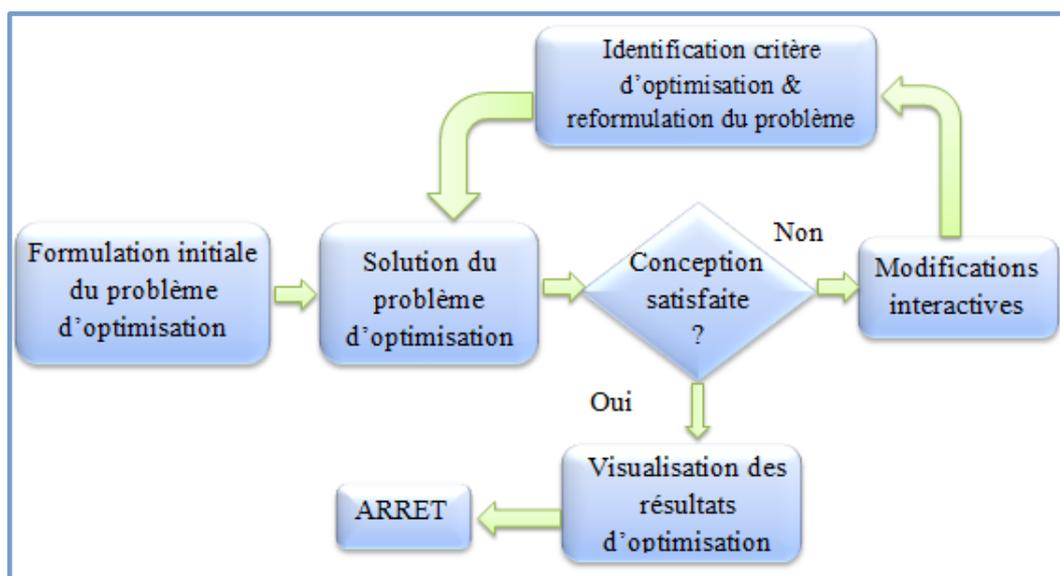


Figure 3.1 Etapes de résolution d'un problème d'optimisation.

3.3 Problème de l'écoulement de puissance optimal (OPF)

L'écoulement de puissance optimale (OPF) est un moyen très important qui peut fournir des informations efficaces utilisé comme base d'analyse de sécurité, de planification et d'autres applications exploitables par l'opérateurs du réseau électrique.

3.3.1 Les données du problème à optimiser

Les données du problème d'optimisation sont les paramètres qui caractérisent le système électrique, et qui sont spécifiées pour chaque composant et exigées pour l'achèvement de la procédure d'optimisation, comme :

- ✓ Les données des jeux de barres, les limites des puissances des générateurs, les valeurs des capacités shuntes et les valeurs des charges à alimenter.
- ✓ Les données des lignes de transport et des transformateurs de puissances et les limites thermiques des puissances transitées qui sont les pouvoir de chargement des lignes.

3.3.2 Formulation du problème de l'OPF

L'écoulement de puissance optimal peut être représenté mathématiquement par un problème d'optimisation désigné à minimiser une fonction objective sous condition des contraintes d'égalités et des contraintes d'inégalité. Dans les deux dernières décennies, le problème de l'OPF a reçu une grande attention et il est visé à optimiser une fonction objective choisie comme le coût total opérationnel à travers le réglage des variables de décision, alors qu'en même temps doit satisfaire toutes les contraintes d'égalité et d'inégalité du réseau électrique. Ces contraintes représentent les limites opérationnelles d'un réseau électrique [100].

3.3.3 Variables de contrôle ou indépendantes du problème OPF

Les variables de contrôle comportent les réglages suivants :

- Les puissances actives de sorties des générateurs.
- Les tensions aux jeux de barres générateurs.
- Les régleurs de charges des transformateurs « Tap changers ».
- Les puissances réactives des compensateurs shunts « VARs ».

3.3.4 Variables dépendantes du problème OPF

Ces variables comportent :

- Les tensions aux jeux de barres de charges.

- Les puissances réactives de sortie des générateurs.
- Les transits de puissance dans les lignes de transport.

En générale, l'écoulement de puissance optimal est un problème d'optimisation à grande échelle non linéaire et non convexe, formulé par l'expression suivante :

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } F(x, u) \\
 & \text{subject to:} \\
 & \quad g(x, u) = 0 \\
 & \quad h(x, u) \leq 0
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

Dans cette formulation :

F : désigne la fonction objective à optimiser, exprimée par l'équation quadratique (3.2), elle peut être le coût total de la puissance active générée par les centrales thermiques, générateurs éoliens, générateurs dispersés ou le mixe de toutes les sources de génération disponible dans le réseau électrique.

g : représente les contraintes d'égalité du système représentées par les équations de l'écoulement de charge.

h : représente les contraintes d'inégalité du système qui sont les limites opérationnelles du système.

[x]: est le vecteur des variables dépendantes consistant de : puissance du jeu de barres de référence ou Slack bus (P_{G1}), tensions aux jeux de barres de charges (V_L), puissances réactives des générateurs (Q_G) et les transits de puissances dans les lignes de transport (S_L). Ainsi, la formulation d'un problème d'écoulement de puissance optimal est exprimée par les équations suivantes [101] [102]:

$$F(P_{Gi}) = a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i \quad (\$/h) \tag{3.2}$$

[u]: est le vecteur des variables indépendantes ou de contrôle consistant de : tensions des générateurs V_G , puissances actives de sorties des générateurs P_G , excepté la puissance active du jeu de barres de référence, régulateurs de charge des transformateurs T, et les puissances des compensateurs shunts ou VAR compensators Q_C .

3.3.5 Contraintes du problème OPF

Les contraintes d'égalité représentent les équations de l'écoulement de charge, comme les équations d'équilibre aux différents jeux de barres, tandis que les contraintes d'inégalité représentent les limites sur les variables de contrôles et les variables dépendantes constituant les limites opérationnelles du système. Pour le problème OPF d'un réseau électrique nous avons :

a) Les équations d'équilibre de l'écoulement de charge sont données par :

$$P_i - V_i \sum_{j=1}^n V_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) = 0 \quad (3.3)$$

$$Q_i - V_i \sum_{j=1}^n V_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) = 0 \quad (3.4)$$

Avec : P_i et Q_i sont les puissances actives et réactives spécifiées au jeu de barres i :

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} \quad (3.5)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} \quad (3.6)$$

b) Contraintes d'inégalité

a. Contraintes de génération :

Les équations suivantes représentent les contraintes sur les puissances actives et réactives des générateurs, (limites des capacités opérationnelles des générateurs) :

$$V_{Gi}^{\min} \leq V_{Gi} \leq V_{Gi}^{\max}, \quad i = 1, \dots, NG \quad (3.7)$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max}, \quad i = 1, \dots, NG \quad (3.8)$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max}, \quad i = 1, \dots, NG \quad (3.9)$$

b. Contraintes des Transformateurs:

$$T_i^{\min} \leq T_i \leq T_i^{\max}, \quad i = 1, \dots, NT \quad (3.10)$$

c. Contraintes des compensateurs shuntés VARs:

$$Q_{ci}^{\min} \leq Q_{ci} \leq Q_{ci}^{\max}, \quad i = 1, \dots, Nc \quad (3.11)$$

d. Contraintes de sécurité du système:

$$V_{Li}^{\min} \leq V_{Li} \leq V_{Li}^{\max}, \quad i = 1, \dots, NL \quad (3.12)$$

$$S_{l,i} \leq S_{l,i}^{\max}, \quad i = 1, \dots, nl \quad (3.13)$$

3.3.6 Pertes actives du système électrique pour l'OPF

Les pertes de puissances actives du system sont données par la formule:

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^{nl} \sum_{j \neq i}^{nl} G_{ij} V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_{ij}) \quad (3.14)$$

3.3.7 Amélioration du profil de tension aux jeux de barres de charge

L'amélioration du profil de la tension est achevée par l'optimisation de la déviation en tension est formulée comme étant la déviation cumule des tensions de tous les jeux de barres de charge:

$$VD = \sum_{i=1}^{Nb} |V_{Li} - 1| \quad (3.15)$$

3.4 Méthodes utilisées pour la résolution du problème de l'OPF

Il existe plusieurs techniques, incluant les méthodes d'optimisation classiques ou traditionnelles et modernes qui sont développés pour résoudre les problèmes souvent rencontrés dans les réseaux électriques, ces techniques sont classées comme suit:

A-Méthodes d'optimisation conventionnelles ou mathématiques :

Comme les approches d'optimisation sans contraintes « unconstrained », la programmation non linéaire (NLP), la programmation linéaire (LP), la programmation quadratique (QP), méthode de gradient réduite généralisée, Méthode de Newton, programmation d'entiers mixtes (MIP), la technique de décomposition, Programmation Dynamique (DP), méthodes du Point Intérieur (IP).

B-Méthodes de la recherche intelligente ou intelligence artificielle :

Comme les réseaux de neurones (NN), Algorithmes évolutionnaires (EA), la Recherche Tabu (TS), Essaims de particules (PSO), et plusieurs autres techniques dans ce sens.

C-Approches non quantitatives : qui visent sur les incertitudes dans les objectives et les contraintes, comme l'optimisation probabiliste, les applications basées sur la logique floue « fuzzy set applications » et autres [103].

3.4.1 Méthodes d'optimisation algorithmiques ou mathématiques

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 [104].

En effet, un problème d'optimisation est un modèle mathématique où l'objectif principal est de *minimiser* un excès de quelque chose indésirable (ex. : cout, pertes, erreurs, etc.) ou *maximiser* une quantité désirable comme (ex. : un profil, qualité, efficacité, fiabilité, etc.), à propos de satisfaire certaines contraintes.

D'autre part, le réseau électrique subit plusieurs incertitudes du fait que sa structure actuelle devient géographiquement plus large et pleine d'éparse (zones largement distribuées), et dernièrement il supporte une pénétration croissante des sources intermittentes ou variables avec le temps, qui influent sur son stabilité et fonctionnement normal. Pour cette raison, les exploitants des réseaux électriques actuels ont introduit de nouvelles méthodes pour faire face aux problèmes qui peuvent apparaître. Il est tout à fait obligatoire que ces problèmes doivent

être globalement optimaux, alors que les solutions atteintes par l'optimisation mathématique sont optimales localement dans l'état normal. Ces causes ont rendu le traitement des problèmes liés aux réseaux électriques difficile par ce type d'optimisation purement mathématique.

3.4.2 Algorithmes métaheuristiques ou intelligents

Les métaheuristiques sont un ensemble d'algorithmes d'optimisation heuristiques qui visent à la résolution des problèmes d'optimisation difficiles. Elles sont souvent inspirées par des systèmes naturels, qu'ils soient pris en physique (cas du recuit simulé « SA »), en biologie de l'évolution (cas des Algorithmes Génétiques GA) ou encore du comportement social dans la nature (cas des algorithmes de colonies de fourmis ou de l'optimisation par essaims particuliers) [105].

Ces techniques métaheuristiques peuvent être classées en deux groupes: les méthodes basées sur population permettent d'atteindre des optimums globaux ou proche d'eux, comme les systèmes experts (ES), réseaux de neurones artificiels (ANN), génétique algorithme (GA), ainsi que les méthodes à solution unique comme le recuit simulé (SA).

Les méthodes métaheuristiques ont prouvé leurs efficacités dans le domaine de l'optimisation mono-objectif. Actuellement les recherches qui utilisent ces algorithmes sont évoluées pour permettre la résolution des problèmes d'optimisation multi-objective, en tenant compte de plusieurs contraintes et de nouvelles configurations des réseaux électriques surtout avec la pénétration des sources d'énergie renouvelable où la résolution du problème d'optimisation constitue un défi. Un exemple de classification de ces méthodes est montré dans la figure 3.2 [106]. En effet, une grande variété des techniques d'optimisation sont appliquées, et un grand nombre d'articles sont publiés dans ce sens. Parmi ces techniques, on peut citer aussi ; recherche par colonie des fourmies (ACO), Colonie d'abeilles Artificielles (ABC), Différentiel Evolutionnaire (DE), plus des techniques d'intelligence artificielle hybrides [107].

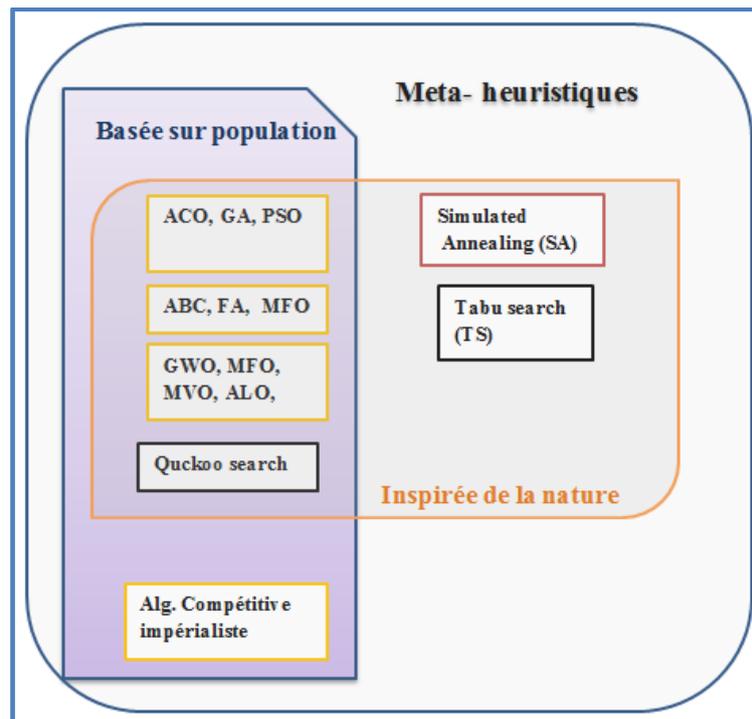


Figure 3.2 Exemple de classification des méthodes métaheuristiques [108].

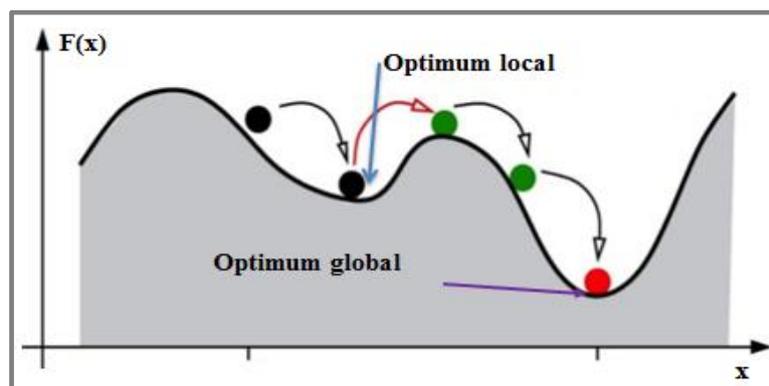


Figure 3.3 Exemple de l'optimum global d'un problème d'optimisation.

En effet, l'optimisation basée sur l'utilisation des algorithmes métaheuristiques démarrent avec un certain réglage initial des variables de contrôle. Ces dernières évoluent à travers la procédure d'optimisation pour obtenir l'optimum global minimal/maximal d'une fonction objective. La fonction objective est le modèle mathématique qui affecte une valeur pour chaque solution dans l'espace de recherche [109]. En commençant à partir d'une solution initiale conçue par quelques heuristiques ou méta heuristiques et puis améliorée itérativement jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt choisi soit satisfait [110]. Le critère d'arrêt peut être un temps écoulé, nombre d'itérations,...etc.

La fonction de l'algorithme métaheuristique veille de façon à déterminer la solution finale. La recherche est effectuée sous la procédure caractérisant chaque algorithme métaheuristique,

mais c'est une façon qui intelligemment tend à trouver la bonne solution possible. Cependant, il n'y a pas de garantie que la solution trouvée par la métaheuristique est toujours la bonne [111].

La procédure étape par étape de tout type d'optimisation métaheuristique est donnée par :

- Initialisation de la population dans le domaine de recherche par l'attribution des valeurs aléatoires à la population.
- Evaluation de la fitness pour chaque individu de la population.
- Générer une nouvelle population par la reproduction des individus sélectionnés à travers les opérations évolutionnaires, comme la mutation, croisement...etc.
- En bouclant avec l'étape 2 jusqu'à ce que le critère d'arrêt soit satisfait.

Tous les algorithmes métaheuristiques utilisent certain compromis de exploitation locale et exploration globale, et une variété des solutions lesquelles rarement réalisées à travers le choix aléatoire. Ce dernier fournit une bonne manière de se déplacer de la recherche locale vers la recherche globale figure 3.3, ainsi, les deux concepts principaux des algorithmes métaheuristiques sont [112], [113]:

- Désertification ou exploration : qui est le moyen de générer des solutions diverses de sorte que l'espace de recherche soit exploré à une échelle globale.
- L'intensification ou exploitation : qui est le moyen de visé sur la recherche dans une région locale par exploiter l'information qu'une bonne solution actuelle est trouvée dans la région, cette dernière est en combinaison avec la bonne solution déjà trouvée, permettent d'obtenir la bonne solution du problème.

3.5 Méthode d'optimisation par les loups gris GWO

La méthode GWO est un nouveau algorithme proposé par le chercheur Iranien **Mirjalili**, en 2014 [114]. L'algorithme GWO utilise la simulation de l'autorité sociale représenté par le comportement d'encerclement de la victime dans le but d'obtenir la solution optimale du problème à optimiser. Cet algorithme imite la technique de domination hiérarchique des loups gris pendant la l'opération de la chasse pour la victime, et ce jusqu'à l'arrêt de leurs mouvements. Le GWO est similaire aux algorithmes basés sur population dans la recherche de la solution, par simuler le comportement naturel des loups gris dans leur vie sociale, lorsqu'ils cherchent leur nourriture. Le premier niveau représente le commandement du group est appelé (alpha), le deuxième niveau dans la hiérarchie est appelé (beta), qui aide alpha à prendre de la décision. Le niveau suivant contient delta et oméga qui et sont les rangs les plus

bas qui mangent les derniers après les loups des autres niveaux. En effet, les loups sont des chasseurs du groupe qui connaissent trois étapes principales : chasser, encercler et attaquer. L'algorithme démarre avec un nombre donné des loups gris avec leurs positions générées arbitrairement.

3.4.1 Stratégie de l'algorithme GWO

Comme nous avons déjà signalé, quatre types de groupes de loups gris peuvent être utilisés pour composer le commandement hiérarchique. Cette hiérarchie est bien représentée par la figure 3.4. En respectant l'ordre de dominance sociale, la haute classe est nommée (α), responsable de la prise de décision pour chasser et ordonner les autres loups dans la bande.

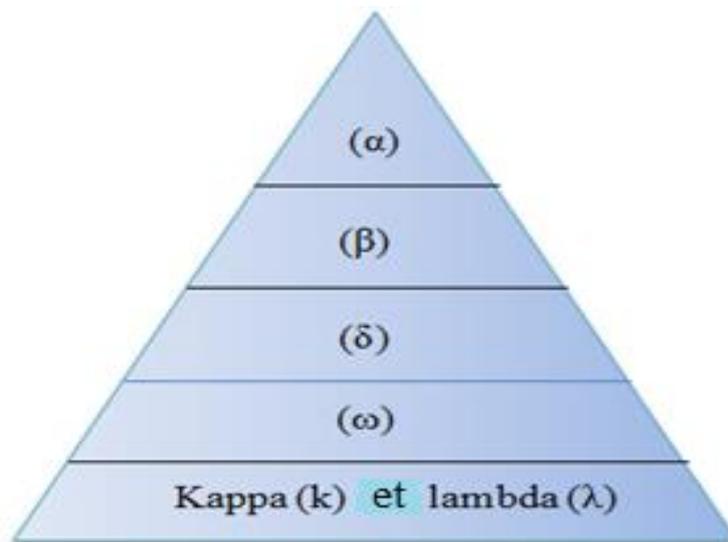


Figure 3.4 Niveaux hiérarchiques des loups gris.

Ils peuvent être considérés comme la plus bonne solution, la seconde et la troisième bonne solution (vue le commandement hiérarchique des loups gris) sont (β) et (δ) respectivement. Les restes de solutions sont considérées par (ω)..Etc. dans l'algorithme GWO α , β et δ dirigent l'opération de la chasse (qui correspond à l'optimisation). Les (ω) suivent ces trois (groupes de loups α , β et δ dans le même ordre.

Les loups du groupe (β) aident ceux d'(α) par surveiller les actions des autres groupes. Ils peuvent remplacer les Alphas quand ils meurent ou deviennent plus âgés ce qui l'empêche d'aboutir leur mission et alors les Betas commencent de devenir les bonnes candidatures de solution (prennent le relais).



Figure 3.5 a) Attaque de la victime, b) Encerclement de la victime par les loups.

Les loups gris de classement minimal sont les loups Delta (δ) et Oméga (ω) [115], [116]. Cependant, les types α , β et δ guident le processus de la chasse (optimisation), tandis que le groupe ω est de les pister ou suivre de traces. Les loups Kappa (k) et Lambda (λ) sont dirigés par Oméga dans la hiérarchie.

Les étapes principales incorporées dans l'algorithme original sont les suivants [117] :

- *Initialisation des agents* de recherche.
- *Attribuer Alpha, Beta et Gamma* par leur fitness.
- *Encercler la victime* : représente la zone circulaire autour de la victime (avec la bonne solution est X_p), cette étape peut être représentée par les équations suivantes :

$$D = |C \cdot X_p(t) - X(t)| \quad (3.16)$$

$$X(t+1) = |X_p(t) - A \cdot D| \quad (3.17)$$

Avec: $X(t)$ est le vecteur de positions des loups. (A) et (C) ; sont les vecteurs donnés par les équations :

$$a = 2(1 - t/T_{\max}) \quad (3.18)$$

$$A = 2 \cdot a \cdot r_1 - a \quad (3.19)$$

$$C = 2r_2 \quad (3.20)$$

Avec : t est l'itération courante et T_{\max} , le nombre totale d'itérations, r_1 et r_2 sont des vecteurs aléatoires choisies dans l'intervalle $[0, 1]$. L'équation (3.16) représente la distance de la position actuelle, qui devrait être minimisée au maximum pour que la position suivante représentée par l'équation (3.17) s'approche de plus en plus de la position de la victime qui signifié la bonne solution du problème $X_p(t)$.

Le paramètre « a » pris dans cet algorithme diminue linéairement dans l'intervalle $[2, 0]$ pour

les itérations successives en utilisant l'équation (3.18), ceci modélisera le comportement des loups en s'approchant de la victime (phase exploration), pour cette phase, si la condition $|A| < 1$ est apparait, alors les loups attaque la victime.

En diminuant A : la moitié des itérations sont consacrées par l'exploration ($|A| \geq 1$), alors que l'autre moitié est dédiée pour l'exploitation ($|A| < 1$) le rang de C est [2,0], et le vecteur par conséquent il améliore l'exploration quand $C > 1$ et l'exploitation quand $C < 1$ notant que A diminué linéairement à travers l'itération au contraire de C qui est généré arbitrairement pour accentuer l'exploration/exploitation en évitant à chaque fois de tombé à l'optimum local. Figure 3.6.

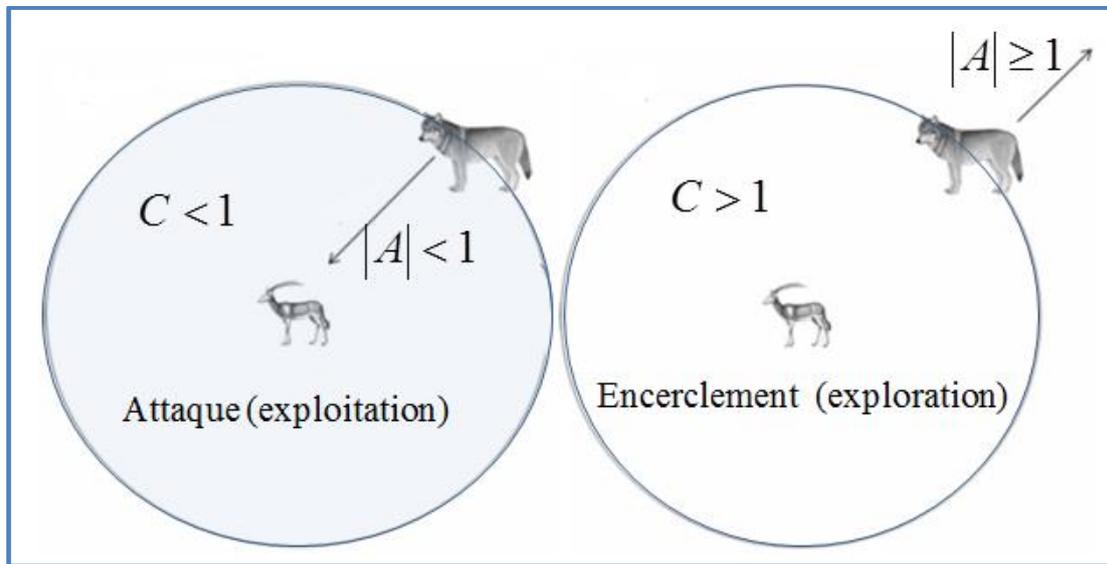


Figure 3.6 Procédures d'encerclement et d'attaque par la méthode GWO [118]

- *Etape de chasse de la victime:* le processus d'encerclement arrive dans la seconde étape incorporant la chasse guidé par le groupe alpha, dont les équations suivantes représentent cette étape :

$$D_{\alpha} = |C_1 \cdot X_{\alpha}(t) - X(t)| \quad (3.21)$$

$$D_{\beta} = |C_2 \cdot X_{\beta}(t) - X(t)| \quad (3.22)$$

$$D_{\delta} = |C_3 \cdot X_{\delta}(t) - X(t)| \quad (3.23)$$

$$X_1 = X_{\alpha} - A_1 \cdot D_{\alpha} \quad (3.24)$$

$$X_2 = X_{\beta} - A_2 \cdot D_{\beta} \quad (3.25)$$

$$X_3 = X_\delta - A_3 \cdot D_\delta \quad (3.26)$$

$$X(t+1) = (X_1 + X_2 + X_3) / 3 \quad (3.27)$$

- *Phase attaque de la victime* : premièrement r_1 , et r_2 sont aléatoirement choisies pour la mutation (A et C), puis le vecteur de base (X) est aléatoirement choisie à l'intérieur de l'intervalle $[r_1, r_2]$, cela est pour amener l'algorithme vers la solution globale et éviter l'optimum local. Le fait que « a » diminue de 2 vers 0 rend l'exploration très efficace, mais cause la lenteur de la convergence de la caractéristique GWO. Cela fait que la dernière étape d'attaquer la victime est faite par diminuer la valeur de « a » linéairement dans $[2, 0]$ [119].
- Les étapes 2 à 5 sont ensuite répétées jusqu'à ce que le nombre maximal d'itérations soit atteint.

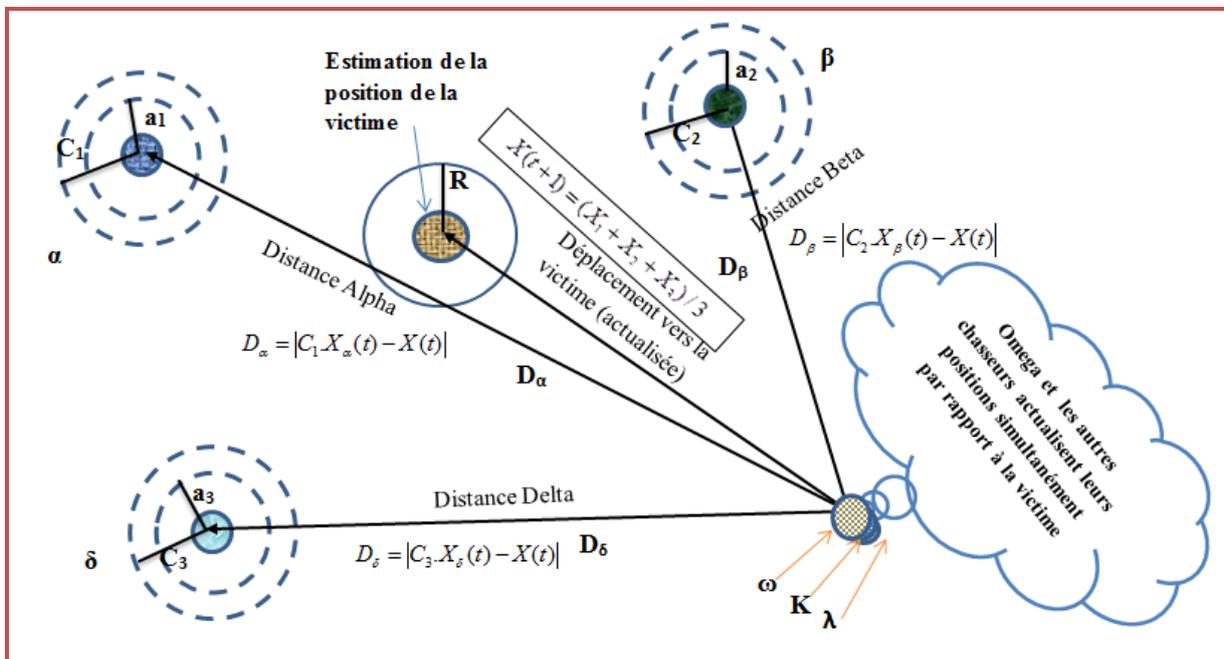


Figure 3.7 Schéma de la procédure d'optimisation par les loups gris [116].

3.5.2 Etapes suivies pour la résolution du problème d'OPF

Dans ce chapitre, l'algorithme GWO est appliqué dans le problème OPF pour optimiser le coût de la génération globale du réseau électrique incorporant le coût déséquilibré dû à la nature stochastique de la source éolienne intermittente connectée à un ou plusieurs jeux de barres particuliers du réseau de test, les étapes du processus d'optimisation sont décrites comme suit :

Etape 1: Réglages des paramètres de GWO qui sont:

- Le nombre des agents (loups gris) correspond au vecteur des variables de contrôles qui

sont les puissances actives de génération thermique (P_{gi}) et puissance de sortie de la ferme éolienne (P_{wj}).

- Nombre maximale d'itérations.
- La dimension du problème ou nombre de variables.
- Les limites supérieures et inférieures des puissances de sorties conventionnelles P_{gi} et générateurs éoliens P_{wj} .

Etape 2: Initialisation de la population $X_i=[X_1, X_2, \text{ et } X_3]$

Etape 3: Calcul des valeurs du fitness associées aux agents de recherche et évaluation de la fonction objective correspondante (dans notre cas le coût total de génération ou C_{tot}).

Etape 3: Actualisation des valeurs des vecteurs A, C, D et le nombre a .

Etape 4: Actualisation des positions des agents de recherche par rapport à celle de la victime comme montre la figure 3.6 ou par rapport à la première groupe Alpha désignée par (P_{best}) à partir des nouvelles valeurs de $a, A, C,$ et D , cette étape correspond aux équations (3.16) jusqu'à (3.27).

Etape 5: Vérification du critère d'arrêt, si le critère d'arrêt est achevé, la solution optimale comportant le réglage des puissances générées qu'elles soient atteintes, cette dernière correspond au coût de génération total minimum plus le coût de génération éolienne avec le coût de déséquilibre de la partie éolienne (dû au surplus ou déficit par ex.) \$/MW.

Etape 6: Impression des résultats obtenus y compris les pertes du réseau électrique, les tensions aux jeux de barres, les transits de puissances dans les lignes de transmission et les différentes variables indépendantes associées au problème.

3.5.3 Organigramme de l'algorithme GWO

Le diagramme présenté dans la figure 3.8 décrit les différentes étapes suivies pour évaluer le problème de l'écoulement de puissance optimal. L'exécution du programme associé s'effectue sous l'environnement MATLAB version.17b.

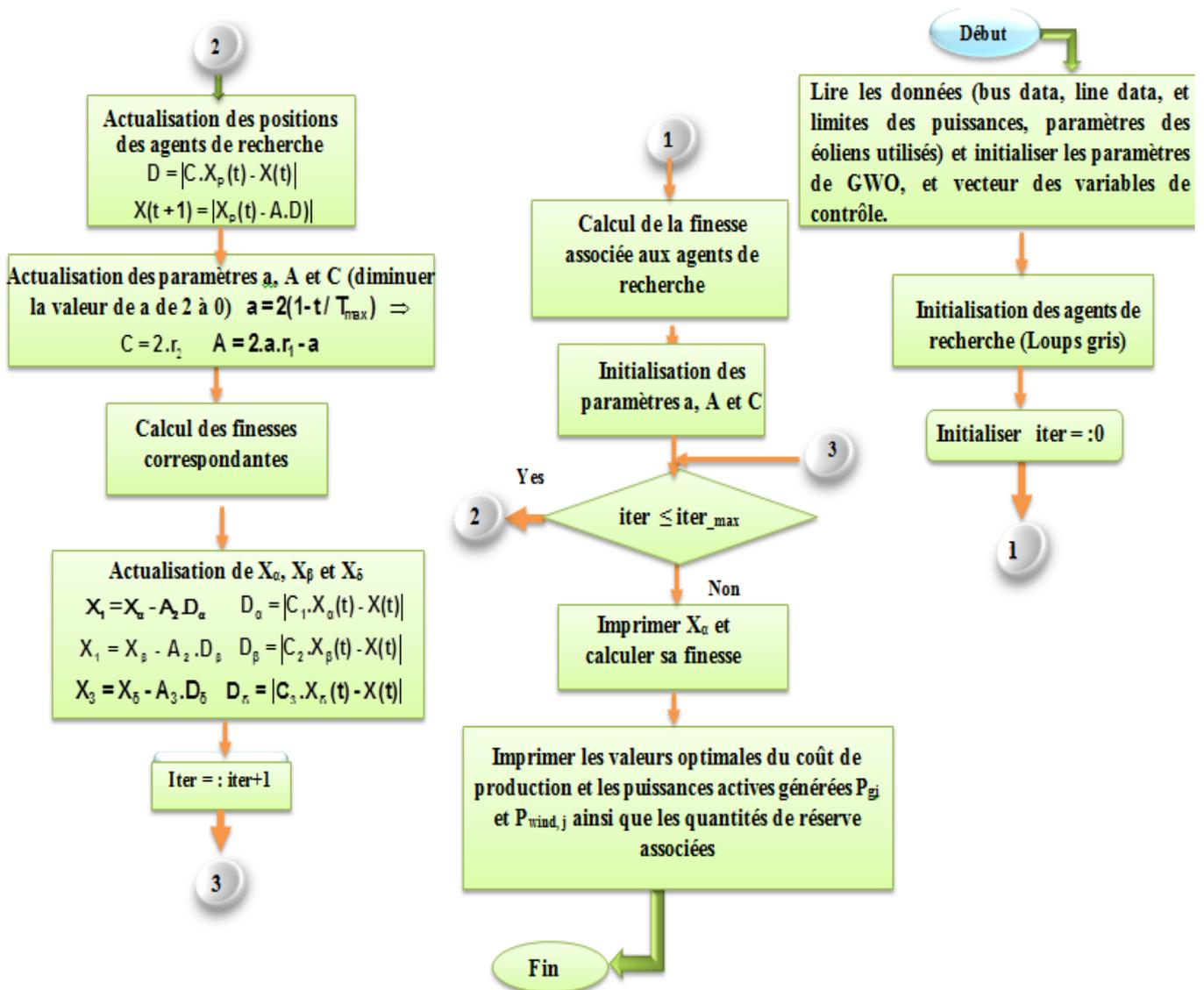


Figure 3.8 Organigramme de l'algorithme GWO

3.6 Application de la méthode proposée sur le problème d'OPF

3.6.1 Application sur réseau électrique IEEE30

3.6.1.1 Cas n°1 : Coût de generation quadratique

Dans un premier cas, on considère que la forme quadratique du coût total de génération présentée par l'équation (3,2), les variables de contrôle (décision) sont les puissances des sorties des générateurs thermiques, ainsi que les capacités shuntes et les régleurs de charges sont pris en considération et le vecteur des variables de décision devient:

$$u^T = [P_{G2}, P_{G2}, \dots, P_{NG}, T_1, \dots, T_{NT}, Q_{c1}, \dots, Q_{Nc}] \tag{3.28}$$

Pour les variables indépendantes sont définies dans la section 3.2.4 et qui sont représentées par le vecteur suivant :

$$x^T = [P_{G1}, V_{L1}, \dots, V_{NL}, Q_{G1}, \dots, Q_{NG}, S_{L1}, \dots, S_{nL}] \quad (3.29)$$

Les données relatives au réseau électrique de test sont reportées dans l'annexe (A.4.1 et A.4.5). Afin d'évaluer l'efficacité de la méthode utilisée, les résultats de simulation pour le cas étudié sont comparés par ceux trouvés dans la littérature, comme affichent les tableaux 3.1 et 3.2. Pour les techniques EADDE [121], CSA [123], FEA [120], DSA [122], KHA [124], GSA [125], SA [135], ISA [142], les tensions aux jeux de barres de charges (PQ) sont exigées entre 0.95 et 1.05 p.u, les réglages des régulateurs de charge pour les transformateurs et les compensateurs shunts sont considérés pour le même réseau de test par les différentes méthodes.

Tableau3.1 Comparaison avec les autres méthodes de la littérature

Méthodes	Coûts total (\$/h)
EADDE [121]	800.204
DSA [122]	800.388
FEA [120]	800.083
CSA [123]	799.707
EGA [136]	799.5600
BBO [129]	799.1116
KHA [124]	799.0310
MFPA [128]	799.1592
GSA [125]	798.675
GWO	798.3107

Tableau3.2 Comparaison des résultats de l'OPF pour le cas 1.1

P _{gi} (MW)	SA[132]	ISA[139]	KHA[124]	GSO [126]	GWO
P _{g1}	173.15	177.124	177.04	174.920	176.9046
P _{g2}	48.54	48.933	48.690	44.150	48.7226
P _{g5}	19.23	21.3175	21.300	21.760	21.2697
P _{g8}	12.81	21.0006	21.080	25.730	21.0509
P _{g11}	11.64	11.8605	11.880	11.120	11.8556
P _{g13}	12.00	11.860	12.020	13.810	12.0000
Gen. Total MW)	277.37	292.095	292.01	291.49	291.8034
Coût (\$/h)	799.45	799.277	799.03	799.06	798.3106
Pertes (MW)	9.200	8.695	8.610	8.48	8.4034

D'après le tableau 3.2, on peut noter que l'algorithme GWO donne de meilleurs résultats d'optimisation en comparant avec les autres algorithmes. Aussi, les puissances réactives générées sont à l'intérieur des limites spécifiées comme montre le tableau 3.3.

Tableau 3.3 Puissances réactives générées obtenues

Puissance réactive générée (Mvars)	limites		Qg
Q _{g1}	-20	200	-18.7646
G _{g2}	-40	50	23.1157
Q _{g5}	-40	40	27.3300
Q _{g8}	-15	40	33.7790
Q _{g11}	-6	24	17.9905
Q _{g13}	-6	24	2.55070

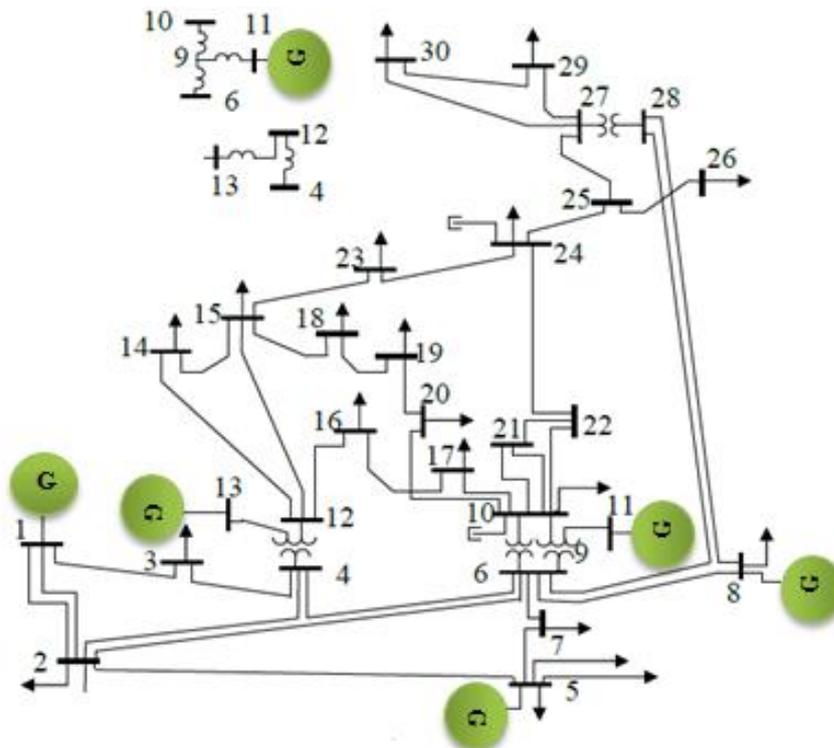


Figure 3.9 Réseau électrique de test IEEE30 jeu de barres.

3.6.1.2 Cas n°2 : Cas du réseau électrique sous défaut (sécurité d'ordre N-1)

Il est très important de signaler que les variables de contrôle ont le caractère autocontraintes, alors que les variables indépendantes peuvent être incorporées dans la fonction objective comme des termes quadratiques pénalisés suivant la formule suivante :

$$F_{aug} = F_{cost} + \lambda_p (P_{G1} - P_{G1}^{lim})^2 + \lambda_v \sum_{i=1}^{NL} (V_{L,i} - V_{L,i}^{lim})^2 + \lambda_Q \sum_{i=1}^{NG} (Q_{G,i} - Q_{G,i}^{lim})^2 + \lambda_s \sum_{i=1}^{nl} (S_{l,i} - S_{l,i}^{lim})^2 \quad (3.30)$$

Si les réglages de l'une des variables dépendantes sont violés à travers la procédure d'optimisation, on peut les corriger en les ramenant à l'intérieur des limites spécifiées, en introduisant leurs termes avec des facteurs de pénalité dans l'équation (3.30) et ensuite on procède à l'exécution de l'optimisation de nouveau.

Pour examiner l'efficacité de la méthode choisie en termes de son pouvoir de traiter le problème d'OPF sous condition d'émergence, on analyse le réseau sous la condition de sécurité (N-1).

Pour cela, on considère le même réseau électrique de test IEEE30 jeux de barres utilisé dans [141] où quatre conditions d'émergence sont considérées, représentées par l'ouverture des lignes (10-20, 15-18, 15-23 et 6-28) séparément (une ligne à chaque fois). La figure 3.9 montre le profil de la tension pour les différentes émergences par rapport à l'état de fonctionnement normal. Les résultats obtenus par l'utilisation la méthode GWO sont comparés par d'autres méthodes analysant les mêmes cas étudiés, en termes d'indice de violation de tension aux jeux de barres de charges. Le tableau 3.4 montre les violations de la tension par rapport à la limite supérieure choisie de la tension des jeux de barres qui est (1.05 p.u) pendant l'émergence de la ligne considérée.

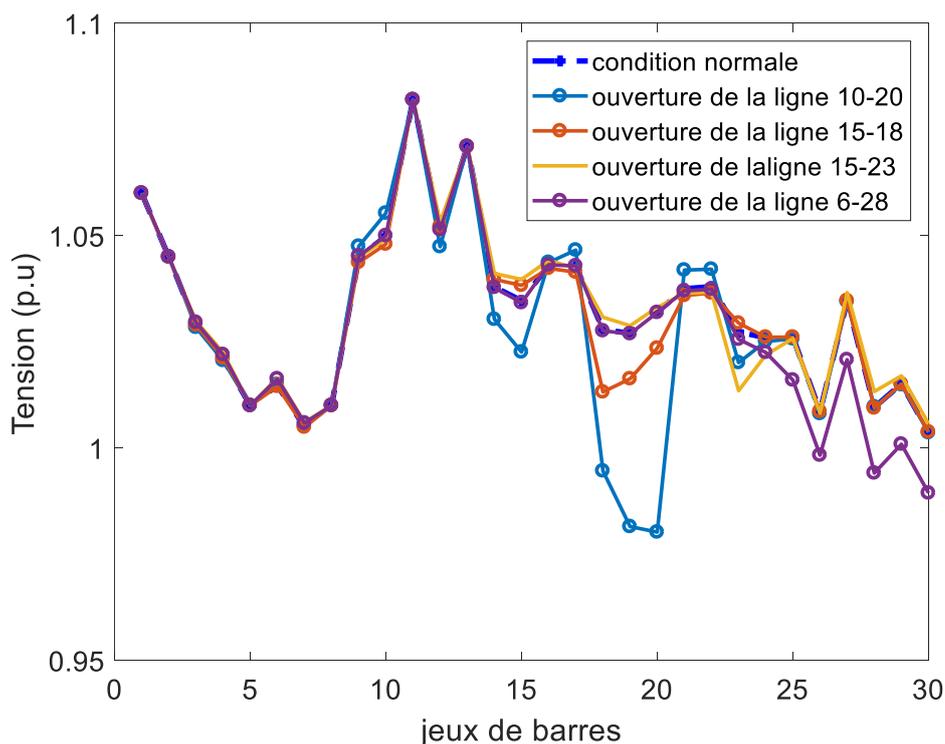


Figure 3.10 Profils de la tension aux jeux de barres de charge par rapport à l'état normal.

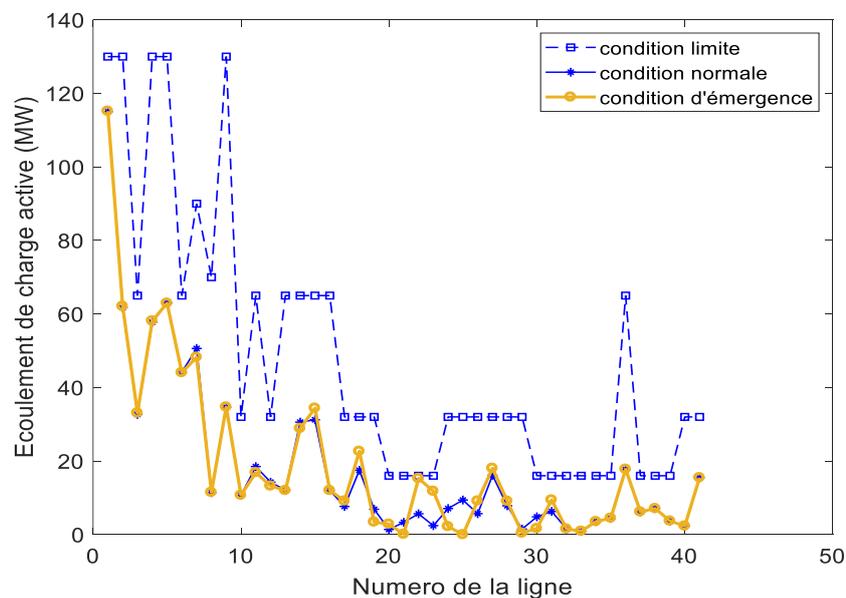
Aussi, pour montrer l'impact de l'ouverture d'une ligne de transport sur les écoulements de charge dans les autres lignes sous tension, on a choisi le cas de l'émergence de la ligne (10-20). Si la valeur de la tension obtenue après le défaut est au-delà de la limite spécifiée, on va l'améliorer en utilisant l'équation (3.30).

Tableau 3.4 Analyse de l'état d'émergence par la méthode GWO.

ligne	Indice de violation de la tension (p.u)		
	GOW	BFA [127]	GA [127]
10-20	0.4987	0.4994	0.5287
15-18	0.4879	0.5912	0.6372
15-23	0.4316	0.5683	0.6155
6-28	0.5535	0.4007	0.4216

Le figure 3.11 présente les différents écoulements de puissances dans les lignes de transport du réseau de test IEEE30 jeux de barres et ce pour les trois cas de fonctionnement normal, après l'ouverture de la ligne 10-20, et à la limite thermique des lignes que montre la figure 3.10.

On prend, l'émergence relative à l'ouverture de la ligne 10-20, la correction apportée au profil de la tension pour qu'elle soit à l'intérieur de la marge spécifiée entre [0.98 p.u - 1.05p.u] est illustrée dans la figure 3.12 qui montre le profil de la tension avant et après son correction.

**Figure 3.11** Ecoulements de puissances (cas d'ouverture de la ligne 10-20).

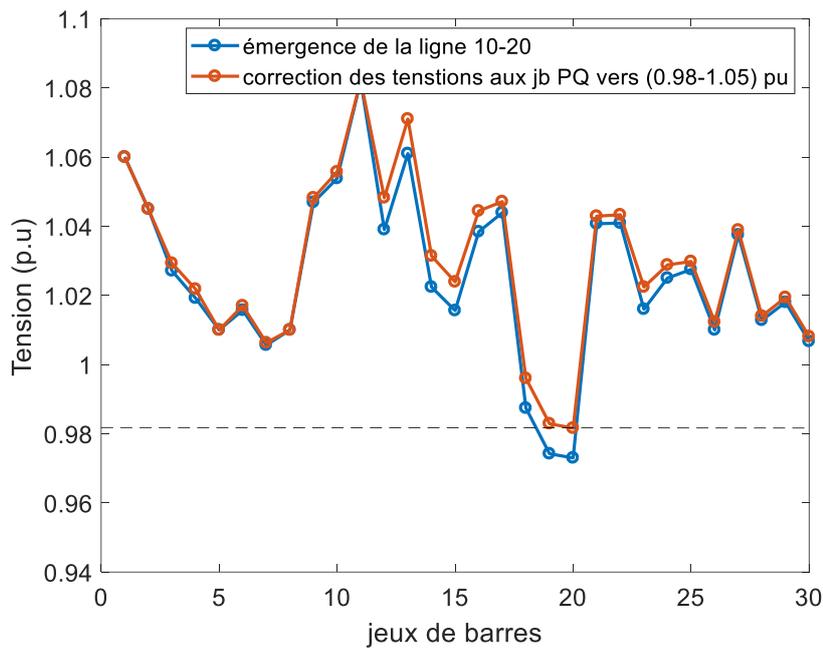


Figure 3.12 Correction du profil de la tension après l'ouverture de la ligne (10-20).

D'autre part, on suppose que la charge au niveau du jeu de barres 7 augmente par rapport à l'état normal par les quantités suivantes 20%, 80% et 180% respectivement, cela peut aussi provoquer une condition d'émergence du système. Les niveaux de tension relatifs à ce genre de défaut sont montrés à la figure 3.13. Pour chaque réduction de la tension, on peut faire les améliorations correspondantes des tensions afin que les profils de tensions soient améliorés.

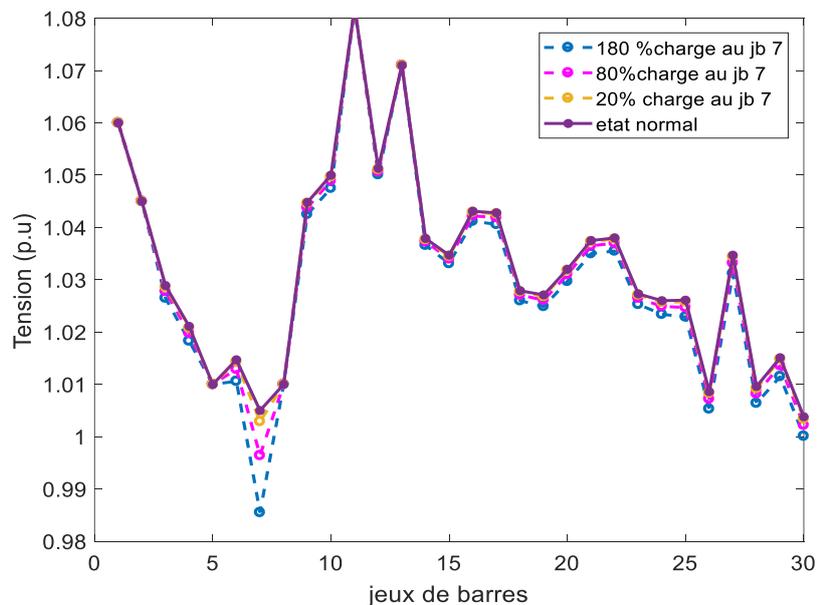


Figure 3.13 Augmentation de la charge au niveau du jeu de barres 7

Les puissances générées, les pertes actives ainsi que les déviations de la tension aux jeux de barres de charge du réseau, associées aux différents niveaux de chargement du jeu de barres

considéré, sont montrées dans les figures 3.14 et 3.15. On peut remarquer que l'efficacité de la méthode utilisée peut maintenir les violations de la tension dans les limites acceptables. L'algorithme GWO présente de meilleures solutions comparant avec MBFA [141] pour le même cas étudié (augmentation de la charge au jeu de barres 7).

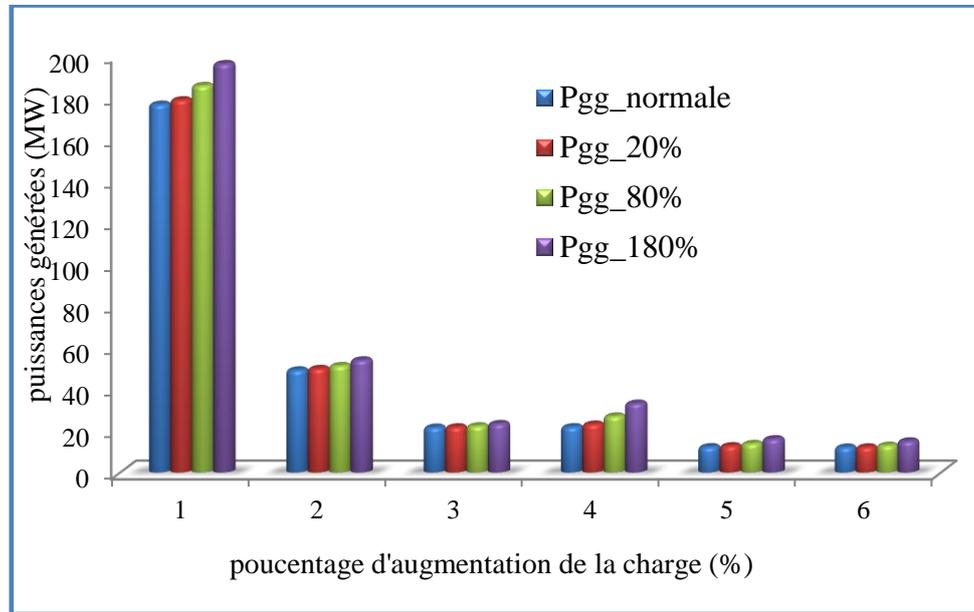


Figure 3.14 Puissances générées Vs. Augmentation de la charge au jeu de barres 7

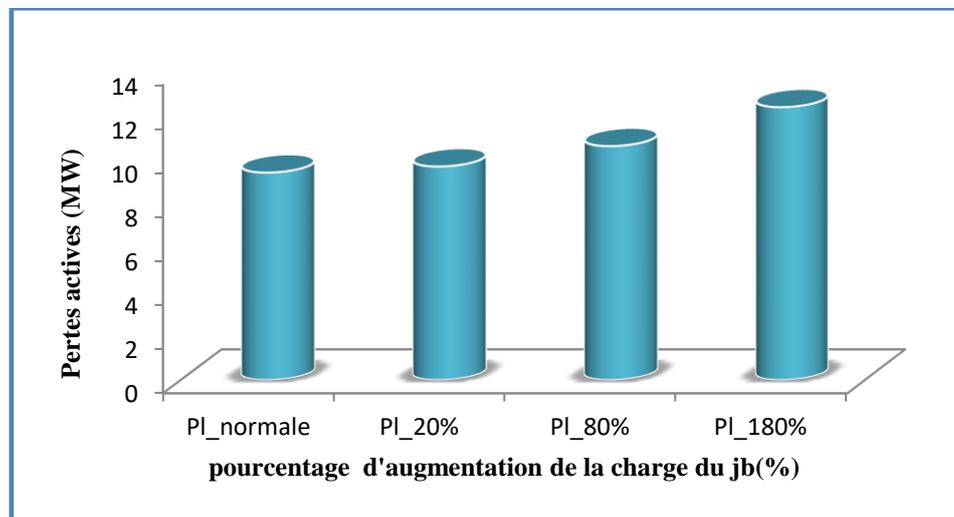


Figure 3.15 Augmentation de la charge au jeu de barres 7

3.6.2 Application sur le réseau IEEE57

Le système étudié (figure 3.16) est constitué de sept générateurs thermiques, avec le jeu de barres 1 est considéré comme jeu de barres de référence, des jeux de barres 2, 3, 6, 8, 9 et 12 sont des jeux de barres générateurs « PV buses », 50 jeux de barres de charge et 80 lignes de transmission, parmi lesquelles, 17 lignes sont équipées des transformateurs à réglage de

charge. Additivement à ces composants trois compensateurs shunts sont placés aux jeux de barres 18, 25 et 53 respectivement. Le réseau électrique est le même que celui dans [130], pour les paramètres rapportés dans l'annexe (A.4.3) et (A.4.6)

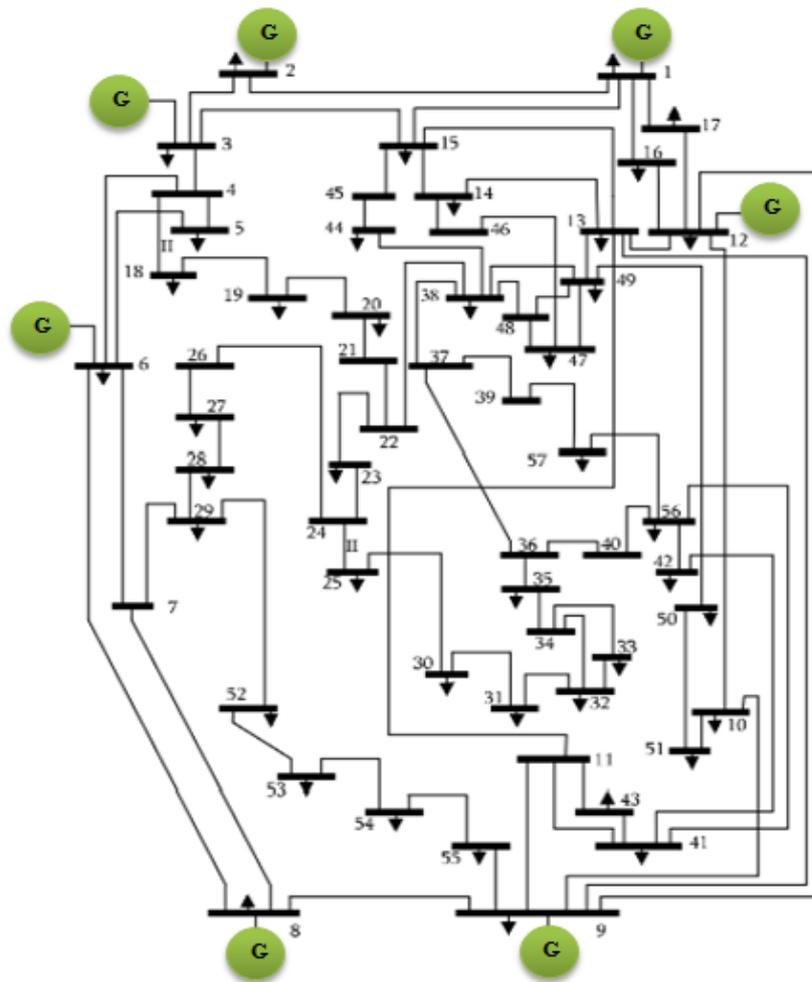


Figure 3.16 Réseau électrique de test IEEE57 jeu de barres.

3.6.2.1 Cas n°1 : OPF pour un coût de combustible quadratique

Pour ce premier cas étudié, la fonction objective à optimiser est représentée par le coût total de génération relatif aux unités de génération thermiques sous la forme quadratique. L'écoulement de puissance optimal, en utilisant l'algorithme GWO avec les paramètres suivants; nombre des agents de recherche égale à 30 et nombre des itérations égale à 300. Dans le but d'évaluer l'efficacité de l'algorithme choisie, une comparaison par rapport aux autres méthodes est effectuée avec la même configuration du réseau de test, les résultats de simulation sont affichés dans les tableaux 3.5 et 3.6. La courbe de convergence est illustrée dans la figure 3.17.

Les résultats obtenus montrent que l'algorithme GWO donne de meilleurs résultats et donc

peut être généralisé pour l'analyse des cas similaire dans des réseaux électriques à grande échelle.

Tableau 3.5 Résultats de l'OPF pour le réseau IEEE57 cas n°1.

Pgi (MW)	Limites max/min		Cas 1
P1(MW)	0	576	143.7886
Pg2	0	150	89.7403
Pg3	0	120	45.1711
Pg6	0	100	72.1034
Pg8	0	300	459.8802
Pg9	0	120	94.9161
Pg12	0	300	360.4463
Coût total (\$/h)	-		41683.5076
Pertes actives (MW)	-		15.2460

Tableau 3.6 Comparaison des coûts de génération total

Méthodes	Coût total (\$/h)
TSA [131]	41685.07
HS [137]	41693.358
ABC[133]	41693.958
BBO [129]	41721.246
MATPOWER [127]	41737.790
GSA [125]	41695.8717
KHA [124]	41709.2647
GWO	41683.5076

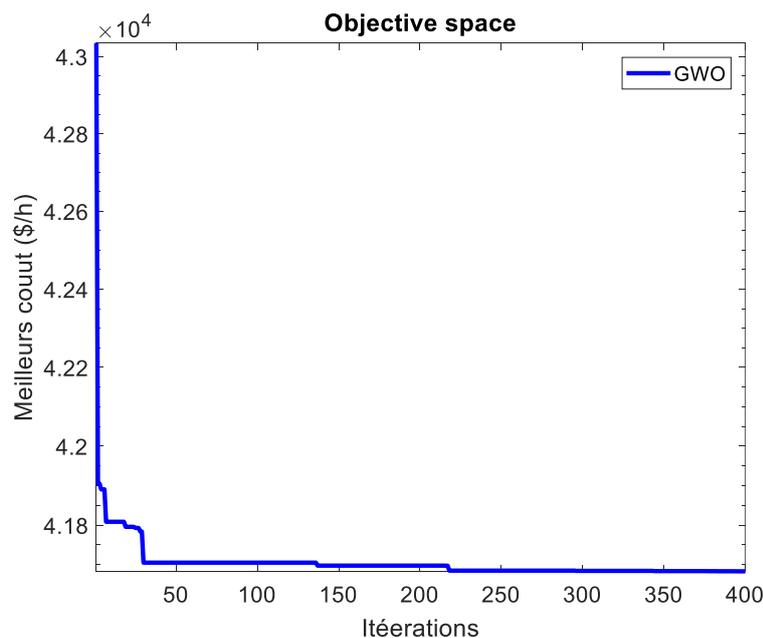


Figure 3.17 Courbe de convergence pour le cas n°1 du réseau IEEE57.

Les résultats de simulation pour les tensions aux différents jeux de barres sont affichés dans la figure 3.18.

3.6.2.2 Cas 2: OPF avec amélioration du profil de tension du réseau IEEE57

L'amélioration des tensions aux jeux de barres est l'une des mesures de sécurité et indices de qualification les plus significatives. Dans le but d'achever cette mesure, une fonction objective à deux termes est considérée dans le but de minimiser le coût opérationnel et d'améliorer le profil de la tension en même temps. Ceci est réalisé par la minimisation de toutes les déviations de la tension par rapport à une valeur de référence généralement choisie égale à 1.0 pu, qui correspondre à la tension nominale de service.

Le profil de la tension est comparé dans ce cas par le profil de tension du cas précédent (sans amélioration), comme illustre la figure 3.18. Il est très visible que le profil de la tension est amélioré efficacement en comparant avec le cas n°1. Ceci peut être achevé par le réglage des paramètres de contrôle à l'intérieur de l'intervalle des contraintes signalés dans le tableau 3.7.

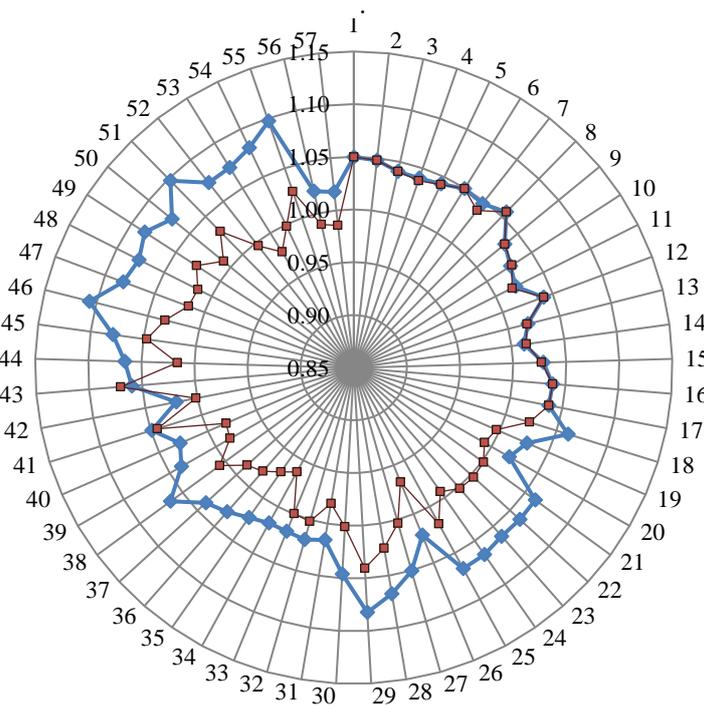


Figure 3.18 Amélioration du profil de la tension aux jeux de barres.

On peut noter, que la méthode GWO converge mieux que la méthode EADDE par diminution du coût de génération de 42051.44 \$/h vers 41817.387 \$/h et la déviation totale de tension de 0.7882 à 0.740 pu.

Tableau 3.7 Réglage des paramètres de contrôle pour l'OPF du réseau IEEE57

Variables de contrôle	Limite min/max	Case 1	Variables de contrôle	Case 1
Pg1(MW)	0 576	143.7886	T24-25	1.0125
Pg2	0 150	89.7403	T25-26	1.0000
Pg3	0 120	45.1711	T7-29	1.0125
Pg6	0 100	72.1034	T34-32	0.9125
Pg8	0 300	459.8802	T11-41	0.9000
Pg9	0 120	94.9161	T15-45	1.0125
Pg12	0 300	360.4463	T14-46	0.9875
V1	0.95 – 1.05	1.0499	T10-51	1.0000
V2	0.95 – 1.10	1.0479	T13-49	0.9625
V3	0.95 – 1.10	1.0408	T11-43	0.9625
V6	0.95 – 1.10	1.0493	T40-56	0.9625
V8	0.95 – 1.10	1.0342	T39-57	0.9625
V9	0.95 – 1.10	1.0332	T9-55	0.9875
V12	0.95 – 1.10	1.0406	Qsc1	1.0170
T4-18	0.90 – 1.10	0.9375	Qsc1	0.9070
T4-18	0.90 – 1.10	1.0500	Qsc2	0.9680
T21-20	0.90 – 1.10	0.9750	-	
Fuel cost (\$/h)	-	41683.5076		
Power loss (MW)	-	15.2460		
Div.		0.78		

3.6.3 Application sur le réseau électrique Algérien 59 jeux de barres

On vient d'appliquer l'approche proposée sur le réseau électrique Algérien [134], de grande échelle (figure 3.19) dont les paramètres sont reportés dans l'annexe. (A.4.4). La courbe de convergence de l'écoulement de puissance optimal est montrée par la figure 3.20, et le profil des tensions aux différents jeux de barres est montré dans la figure 3.21.

Les résultats obtenus sont comparés avec ceux des méthodes trouvés dans la littérature, comme affiche le tableau 3.8, en citant les méthodes suivantes ; ACO, PSO et GA

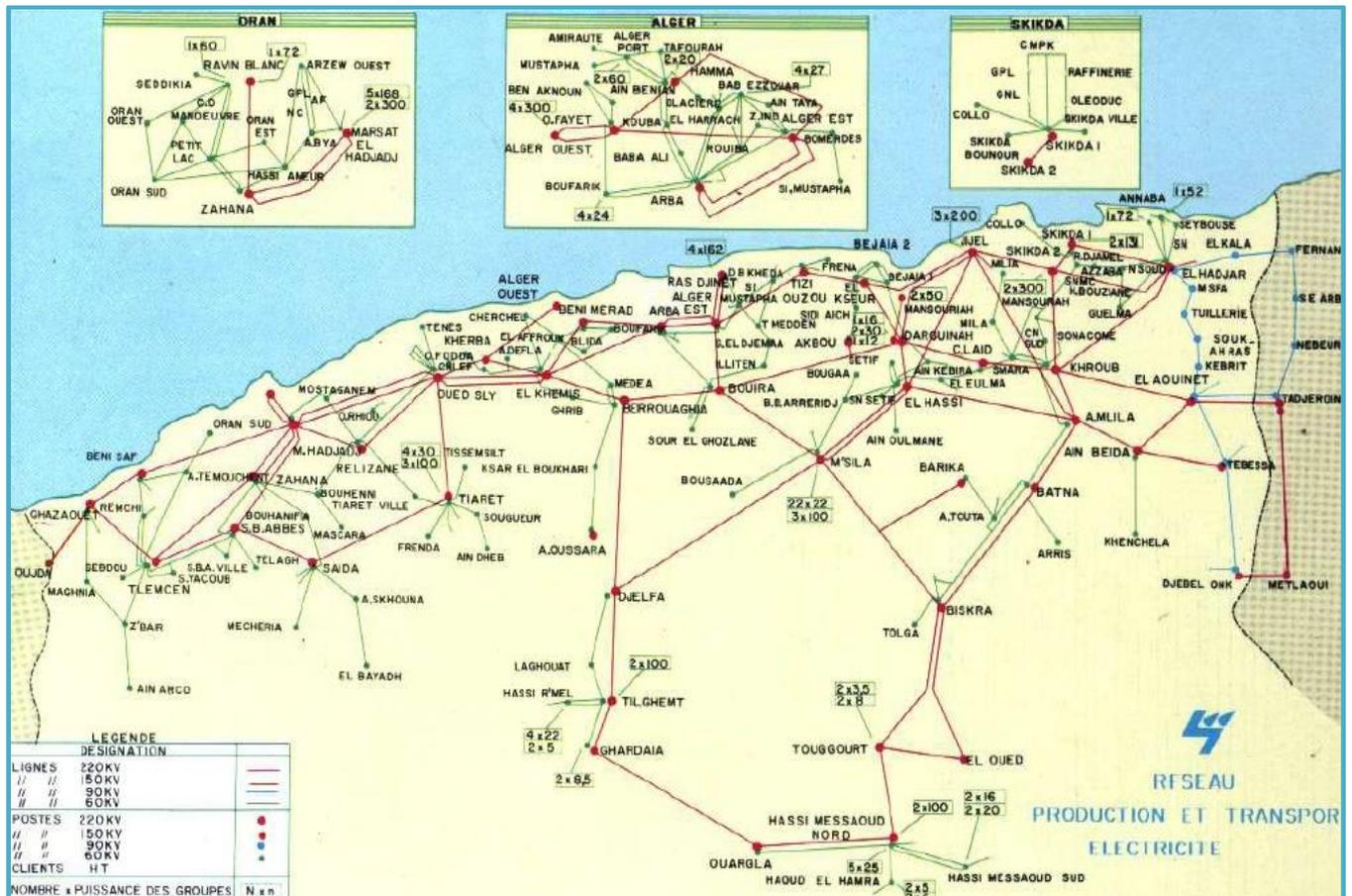


Figure 3.19 Carte du réseau Algérien de Sonelgaz.

Tableau 3.8 Résultats de l'OPF du réseau électrique Algérien

Pgi (MW)	GWO	GA	PSO[134]	ACO [134]
Pg1	64.736	64.452	54.408	62.119
Pg2	19.319	26.400	32.892	25.900
Pg3	93.707	92.635	93.287	91.500
Pg4	98.671	137.625	132.772	119.70
Pg13	0.000	0.0000	0.0000	0.0000
Pg27	20.021	46.177	43.047	22.500
Pg37	57.189	39.127	53.032	54.857
Pg41	115.974	93.171	100.00	122.13
Pg42	141.934	92.706	96.807	128.20
Pg53	94.509	112.454	100.412	91.000
Coût tot. (\$/h)	1645.757	1723.47	1711.29	1697.10
Pertes active (MW)	21.033	20.651	22.295	33.810
div. Tension (p.u)	0.86	-	-	-

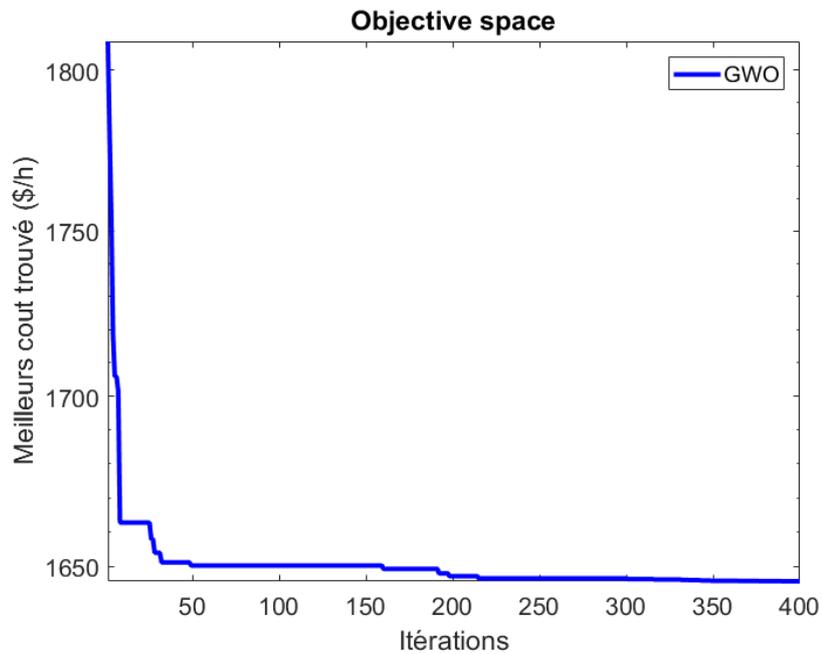


Figure 3.20 Courbe de convergence du réseau électrique algérien.

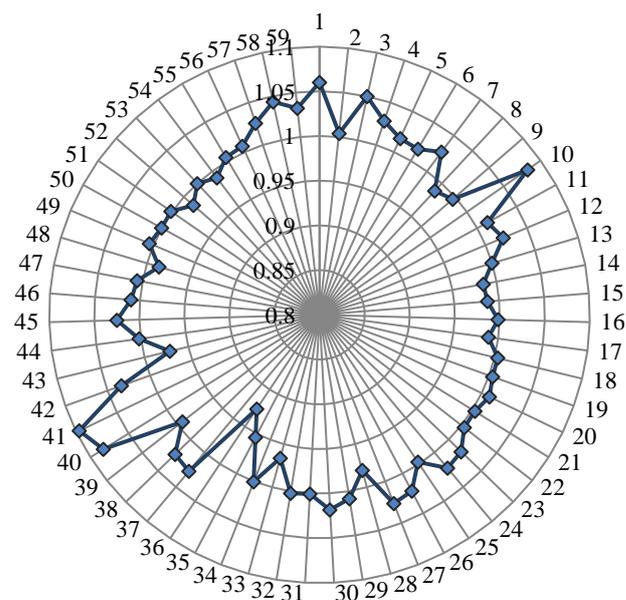


Figure 3.21 Tensions aux jeux de barres du réseau algérien.

3.6.4 Application sur le réseau de test IEEE-30 jeux de barres modifié

Cette fois-ci, on utilise le même réseau électrique de test utilisé dans [142] tel que dans ce cas étudié on considère les jeux de barres ; 1, 2, 3, 13, 22, 23 et 27 comme jeux de barres générateurs alimentant une demande totale de 189.2MW. Les différents paramètres de ce réseau de test sont reportés dans l'annexe (A.4.2).

En premier lieu, on procède à l'écoulement de puissance optimal du réseau sans considéré la

source éolienne variable, ce qui est bien le présent cas d'étude (déterministe), les résultats de simulation sont comparés avec ceux obtenus dans [146] comme présente le tableau 3.9.

Tableau 3.9 Résultats de l'OPF du réseau IEEE30 modifié

Pgi (MW)	GWO sans éolien	EIPSO [146]
Pg1	43.4397	43.425
Pg2	57.7903	55.785
Pg13	17.4824	17.716
Pg22	23.0944	23.131
Pg23	17.2086	18.241
Pg27	32.6450	33.307
W1	-	-
Total Gen. (MW)	191.6604	191.605
Coût (\$/h)	574.7271	574.766
pertes (MW)	2.4604	2.408
Div. tension	1.0572	

Les résultats obtenus montrent encore une fois la supériorité de la méthode utilisée dans la résolution du problème d'optimisation dans un système électrique de grande échelle.

3.7 Problème de la répartition économique avec l'effet d'ouverture des vannes

Le problème de la répartition économique « dispatching économique ED » en tenant compte l'effet d'ouverture des vannes, qui est un problème non convexe avec des minimas multiples à cause de beaucoup d'ondulations dans la courbe débit-chaleur de la chaudière. Le modèle de l'effet d'ouverture des vannes a été proposé par les chercheurs Walter et Sheble (1993) ; par introduire une fonction sinusoïdale ajoutée à la fonction quadratique du coût du combustible. La fonction objective relative à ce problème est écrite comme suit [144] :

$$\min f = \sum_{i=1}^N f_i(P_i) \quad (3.37)$$

Avec, l'effet d'ouverture des vannes est représenté pour la fonction du coût total du combustible de l' $i^{\text{ème}}$ unité, par la formule:

$$f_i(P_i) = a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 + |e_i \times \sin(d_i \times (P_{i,\min} - P_i))| \quad (3.38)$$

Ceci est conditionné par :

- 1) L'équilibre en puissance active qui doit satisfaire la charge à alimenter plus les pertes :

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_i = P_D + P_L \quad (3.39)$$

- 2) Contraintes des limites des capacités pour les générateurs : la puissance de sortie active du $i^{\text{ème}}$ générateur doit être délimitée par les limites inférieure et supérieure de

la puissance installée:

$$P_{i,min} \leq P_i \leq P_{i,max} \tag{3.40}$$

Pour une variété des combustibles les fonctions quadratiques des segments représentant les combustibles multiples et qui sont disponibles pour chaque unité de génération sont données par [146] :

$$f_i(P_i) = \begin{cases} a_{i1} + b_{i1}P_i + c_{i1}P_i^2, \text{ fuel 1, } & P_{i,min} \leq P_i \leq P_{i1} \\ a_{i2} + b_{i2}P_i + c_{i2}P_i^2, \text{ fuel 2, } & P_{i1} \leq P_i \leq P_{i2} \\ \dots\dots\dots \\ a_{ij} + b_{ij}P_i + c_{ij}P_i^2, \text{ fuel } j, & P_{i,j-1} \leq P_i \leq P_{i,max} \end{cases} \tag{3.41}$$

Pour la $i^{ème}$ générateur, avec j options de combustible (équation 3.41), sa caractéristique du coût est divisée en j segments discrets (figure 3.22) entre la limite inférieure $P_{i,min}$ et la limite supérieure $P_{i,max}$, pour laquelle, chaque type de combustible est représenté par un fonction quadratique avec une limite de puissance de sortie inférieure $P_{i,j-1}$ et supérieure $P_{i,j,max}$. L'objectif du dispatching économique avec des combustibles multiples est de minimiser le coût de génération total donné par l'équation (3.38) avec la fonction coût représentée par l'équation (3.41) à condition que les contraintes d'équilibre en puissance active et capacité du générateur soient satisfaites.

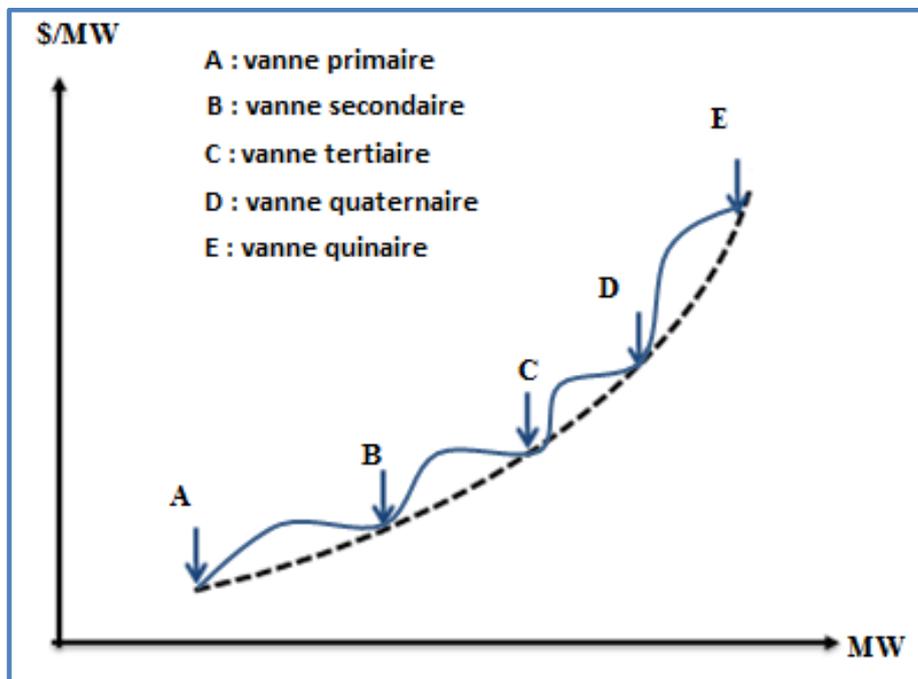


Figure 3.22 Caractéristique du coût pour le cas de l'effet d'ouverture des vannes [120].

3.7.1 Application sur le réseau standard IEEE-30 jeux de barres

Considérant les mêmes conditions du réseau de test comme dans [145]. L'effet d'ouverture des vannes est incorporé et le coût total du combustible est évalué en utilisant l'algorithme GWO à travers l'équation (3.38). Les résultats de simulations de l'OPF, pour le présent cas étudié sont comparés avec ceux d'autres méthodes disponibles dans la littérature comme montre le tableau 3.10

Tableau 3.10 Comparaison des résultats de l'OPF avec ceux de la littérature

Méthodes	Coût du combustible (\$/h)
PSO [136]	932.7642
ABC [133]	945.4495
GSA [125]	929.7240
GABC [140]	931.7450
BBO [129]	919.7647
MFPA [128]	917.8298
GWO	916.6968

Tableau 3.11 Méthodes utilisées pour la comparaison

Abréviation	Nom de la méthode en Anglais
ABC	Artificial Bee colony
BBO	Biogeography –Based Optimization
CSA	Cuckoo Search Algorithm
DSA	Differential Search Algorithm
KHA	krill Herd Algorithm
EADDE	Evolving ant Direction Differential Evolution
EGA	Enhanced Genetic Algorithm
FEA	Faster Evolutionary Algorithm
GWO	Grey Wolf Optimization
GSO	Glowworm Swarm Optimization
GABC	Gbest Guided artificial bee colony algorithm
MFPA	Modified Pollination Algorithm
MBFA	Modified Bacteria Foraging Algorithm
GSA	Gravitational Search Algorithm
SA	Simulated Annealing
ISA	“Interior search Algorithm
HS	Harmony Search
PSO	Particle Swarm Optimization
TSA	Tree-Seed Algorithm

3.8 Conclusion

Dans le présent chapitre, nous avons étudié le problème de l'écoulement de puissance optimal dans le cas déterministe sans considérer les sources éoliennes à travers l'application de l'algorithme GWO sur des réseaux électriques de test à grande échelle. Les résultats d'optimisation obtenus dans ce chapitre, sont comparés jusqu'ici avec les résultats trouvés dans la littérature afin d'évaluer l'efficacité de la méthode choisie et seront comparés avec les résultats du prochain chapitre où le modèle de l'OPF à optimiser sera le modèle stochastique des sources éoliennes intégré dans l'écoulement de puissance optimale. Le prochain modèle de l'OPF qui va être étudié, permet la combinaison du coût total de génération conventionnelle et celui de la production éolienne en considérant:

- La pénalité à prévoir sur le coût du non utilisation de la totalité de la puissance éolienne disponible regardant la nécessité du réseau électrique.
- La pénalité sur l'investissement dans la puissance de réserve suite au manque de la puissance éolienne.

Chapitre 4

PROBLEME D'OPF STOCHASTIQUE PAR LA METHODE META-HEURISTIQUE GWO

4.1 Introduction

Le présent chapitre traite le problème de l'écoulement de puissance (OPF) stochastique en présence des sources intermittentes (fermes éoliennes). L'OPF stochastique est la procédure d'optimisation dans le cas où l'une ou plus de variables est incertaine, d'où le type de décision associé est appelé décision sous incertitude. Le comportement aléatoire de la variable incertaine exige qu'elle nécessite avoir une probabilité de distribution connue, et l'optimisation peut ainsi résolue avec une valeur estimée de cette variable.

Pour s'assurer que la valeur estimée est choisie d'une manière adéquate par l'algorithme, il est supposé qu'il existe un coût d'une fonction de recours. Si la valeur actuelle de la variable incertaine est différente de la valeur de la fonction de recours, le coût total associé à la fonction de recours est inclus dans la fonction objective. Pour cette raison, chaque variation à partir de la valeur planifiée a un facteur de pénalité associé, ce qui assure une bonne valeur choisie pour la planification.

4.2 Problème d'optimisation stochastique

La méthode d'optimisation stochastique se renvoie vers la programmation stochastique dite à deux étapes «two stages optimization problem». La décision optimale offre le meilleur compromis entre le coût de la première étape et celui de la seconde étape. La première étape reflète les valeurs des variables connues (déterministes) tandis que la deuxième étape se réfère aux variables qui ne sont pas encore connues mais seraient réalisées dans le future.

Cependant, la décision de l'optimisation devrait être comptée pour l'information disponible dans le temps, laquelle toujours été sous forme de probabilité de distribution. La forme générale définissant le problème d'optimisation sous incertitude est donné par la formule [147]:

$$\min_{x \in X} \{c^T \cdot x + E[Q(x, \xi)]\} \quad (4.1)$$

Avec : $E [.]$ représente la valeur prévue ou l'espérance du coût à venir et $Q(x, \xi)$ est la valeur optimale de la deuxième étape du problème suivant :

$$\begin{aligned} \min q^T y \\ \text{subject to} \\ Tx + Wy \leq h \end{aligned} \tag{4.2}$$

Dans ce cas, le vecteur de décision de la première étape est x , et le réglage de ces contraintes sont dans le vecteur X qui est l'ensemble des décisions possibles connaissant l'état x [147].

Le vecteur de décision de la deuxième étape est y et les données sont contenues dans $\xi = (q, T, W, h)$. Tels que, les éléments aléatoires peuvent s'écrire sous un vecteur de variables aléatoires « ξ » dont la valeur est incertaine et la décision doit être réalisée en se basant sur la valeur prévue (estimée) au cours de la résolution de la première étape du problème.

L'optimisation de la deuxième étape peut être considérée comme action de recours dans le cas où la réalisation actuelle du vecteur incertain est différente de la valeur utilisé pour l'optimisation.

L'idée principale jusqu'ici, est que la solution de la première étape devrait être de telle sorte que le coût prévu de la fonction de recours soit minimal. Les réalisations possibles de ξ présentent un défi particulièrement lorsqu'il y'a un grand nombre de résultats possibles « outcomes ». Il serait alors nécessaire de considérer une infinité de nouvelles réalisations qui, à chaque évolution, améliorent les performances de la précédente. Les techniques Monté Carlo basées sur l'approximation moyenne à échantillonnage peuvent être utilisée pour réduire le nombre de réalisations à une taille maniable (traitable) [147].

Un exemple de l'OPF sous incertitude est apparait dans le cas de puissance de sortie d'une source *éolienne*, où le problème d'optimisation peut être considéré comme un problème d'optimisation stochastique, le fait que la sortie du générateur éolien est une variable aléatoire (stochastique) avec une distribution de probabilité connue (voir chapitre 2). La puissance de sortie éolienne est déterminée à partir d'une distribution de probabilité à l'étape de planification « scheduling stage ». Pendant la phase opérationnelle tout déficit ou excès « Curtailing excess Wind » dans la puissance de sortie éolienne actuelle (disponible) qui a le caractère variable, doit être équilibré par la puissance du reserve de production additionnel. Donc, les réserves et la puissance éolienne perdue sont des fonctions de recours qui sont comptées pour toutes différences entre la puissance de sortie prévue et la puissance de sortie disponible.

L'intermittence du coût de l'énergie éolienne $C_w(P_w)$ est modélisée en utilisant l'optimisation stochastique par la discrétisation de la distribution de probabilité de la puissance éolienne, comme suit [148] :

$$C_w(P_w) = \sum_{j=1}^{N_w} \left[e_j P_{wj} + C_{Pj} \sum_{k=1}^M f_{jk} S_{jk} + C_{Rj} \sum_{k=1}^M f_{jk} t_{jk} \right] \quad (4.3)$$

Avec : P_{wj} est la puissance de sortie de la $j^{\text{ème}}$ unité éolienne débitant avec un coût e_j . Le coût d'énergie éolienne dans (4.3) est conditionné par les contraintes :

$$\begin{aligned} t_{jk} &\geq P_{wj} - w_{jk} \\ t_{jk} &\geq 0 \\ S_{jk} &\geq w_{jk} - P_{wj} \\ S_{jk} &\geq 0 \end{aligned} \quad (4.4)$$

Avec (f_{jk}, w_{jk}) est la paire d'ordre k (parmi le total M) qui représente la distribution de probabilité discrète du $j^{\text{ème}}$ générateur, N_w ; est le nombre total des générateurs éoliens dans le système, C_{Pj} et C_{Rj} sont le coût d'énergie éolienne perdue (surplus) et de la capacité de réserve du $j^{\text{ème}}$ générateur éolien respectivement. En se basant sur les contraintes de l'équation (4.4), la distribution de probabilité de l'énergie éolienne perdue est représentée par le réglage de la paire d'ordre k ou (f_{jk}, S_{jk}) . Le coût de la puissance éolienne perdue représente le coût d'opportunité de l'incapacité de vendre de l'énergie éolienne générée. Dans ce qui suit on va analyser la forme stochastique de la puissance éolienne intermittente, afin de l'intégrer dans le problème de l'écoulement de puissance optimal lequel sera optimisé par l'approche proposée.

4.3 Problème de l'OPF en mode stochastique

Il existe plusieurs façons pour caractériser le besoin de fonctionnement et de programmation des coûts de production dans un système constitué de générateurs thermiques et sources de génération éolienne. A raison de la nature aléatoire de la vitesse du vent en tout moment donné, l'opérateur du système peut surestimer ou sous-estimer la disponibilité de l'énergie éolienne. Récemment, plusieurs chercheurs ont développé une métrique pour caractériser l'impact de ces estimations. La surestimation apparaît quand la puissance éolienne actuelle est moins par rapport à celle prévue, et par conséquent l'opérateur a besoin d'acheter quelques quantités de puissance d'autres sources afin de compenser ce déficit. D'autre part, la surestimation apparaît quand la puissance éolienne est plus que celle prévue, et alors la partie en surplus est dans ce cas perdue et n'est plus consommable, et donc l'opérateur du système a besoin de compenser le producteur de cette énergie en coût.

4.3.1 Ecoulement de puissance avec puissance éolienne incertaine

Quand l'énergie éolienne à grande échelle est connectée au réseau électrique, le caractère aléatoire ou intermittent va causer de nouveaux défis pour la planification de la génération du réseau électrique, puisque l'écoulement de puissance traditionnel et déterministe ne reflète pas l'information aléatoire, et donc des problèmes de sécurité potentiels peuvent être induits et qui sont difficiles à résoudre après l'échec du système.

Pour cette raison, il y'a eu lieu la naissance d'une série de méthodes qui traitent l'écoulement de puissance incertain, comme l'écoulement de puissance « stochastique », flou et ainsi de suite.

En se basant sur les équations données dans la section 4.2. L'écoulement de puissance stochastique est une distribution de probabilité d'une puissance de sortie incertaine, obtenue à partir des données historiques [150].

La fonction objective totale incluant l'énergie éolienne est exprimée par l'équation suivante:

$$C_{tot} = C_T(P_{Gi}) + C(P_{wj}) \quad (4.5)$$

4.3.2 Coût stochastique de la puissance éolienne

Pour le $j^{\text{ème}}$ générateur éolien, le coût est donné par la somme du coût direct relatif à l'installation et la maintenance du générateur éolien, plus le coût du déséquilibre relatif à la quantité stochastique de l'énergie éolienne. Ce coût stochastique est dû principalement soit à la surestimation (qui va dégager un surplus en énergie) ou à la sous-estimation (qui va induire un déficit en énergie quand la quantité disponible sera moins que celle planifiée), ces coûts sont à minimiser simultanément sous la forme d'une fonction de coût total donnée par l'équation:

$$C_T(P_{wj}) = C_{dw}(P_w) + C_p(P_w) + C_r(P_w) \quad (4.6)$$

Avec:

$$C_{dw}(P_w) = \sum_{j=1}^{N_w} C_{dw,j}(P_{wj}) \quad (4.7)$$

C_{dw} : représente le coefficient du coût direct qui échelonne (convertir) la valeur de la puissance en unités monétaires, le coût direct est toujours considéré comme fonction linéaire de la puissance éolienne planifiée pour une ferme de N_w générateurs éoliens. Les termes suivants représentent les coûts déséquilibrés des générateurs éoliens dû principalement au comportement stochastique prévu de la puissance de sortie des:

$$C(P_w) = \sum_{j=1}^{N_w} (C_{P,wj} \times W_{j,ue}) + \sum_{j=1}^{N_w} (C_{R,wj} \times W_{j,oe}) (\$/h) \quad (4.8)$$

Avec:

$$W_{j,ue} = P_{wj,av} - P_{wj} \quad (4.9)$$

$$W_{j,oe} = P_{wj} - P_{wj,av} \quad (4.10)$$

C_p et C_r : représentent les coûts additionnels apportés par les services d'énergie originaires de la variabilité de la source éolienne, provoquant la variation de la puissance actuelle générée d'être au-dessus ou au-dessous de la puissance prévue (estimée par une planification à l'arrêt). En raison de l'incertitude de l'énergie éolienne disponible à un moment donné, les coefficients de surestimation et de sous-estimation de la puissance éolienne disponible doivent être inclus dans le modèle à optimiser [151].

La puissance éolienne disponible peut être traitée comme une mesure aléatoire de la puissance intermittente à travers une période de temps (échantillon du temps), à l'endroit où le générateur éolien est installé avec une fonction de densité de probabilité donnée $f(P_w)$, et par conséquent, le coût de pénalité exceptionnel pour la surestimation de la puissance éolienne peut s'écrire sous la forme [152] et [153]:

$$\begin{aligned} C_{r,wj}(P_{wj} - P_{wj,av}) &= k_{r,j} \int_0^{P_{wj}} (P_{wj} - P_w) f_{P_w}(P_w) dP_w \\ &= k_{r,j} \left[P_{wj} \int_0^{P_{wj}} f_{P_w}(P_w) dP_w - \int_0^{P_{wj}} P_w f_{P_w}(P_w) dP_w \right] \end{aligned} \quad (4.11)$$

Avec: P_w représente la puissance éolienne disponible, K_p ; le coefficient du coût de pénalité qui transforme le surplus prévu de la puissance éolienne en monétaire. Dans le cas où K_p est nul, cela signifie que l'opérateur du réseau électrique est le propriétaire de la source éolienne, car c'est lui qui doit supporter tout coût de pénalité induit.

Le coût de réserve dû à la sous-estimation de la puissance éolienne est donné par l'expression :

$$\begin{aligned} C_{p,wj}(P_{wj,av} - P_{wj}) &= k_{p,j} \int_{P_{wj}}^{P_{wr,j}} (P_w - P_{wj}) f_{P_w}(P_w) dP_w \\ &= k_{p,j} \left[\int_{P_{wj}}^{P_{wr,j}} P_w f_{P_w}(P_w) dP_w - P_{wj} \int_{P_{wj}}^{P_{wr,j}} f_{P_w}(P_w) dP_w \right] \end{aligned} \quad (4.12)$$

Avec ; K_r est le coefficient du coût de pénalité qui transforme en monétaire la réserve exigée par les services du réseau électrique pour compenser le déficit en puissance éolienne dû à la sous-estimation.

Ces fonctions seront incorporées dans la fonction globale du coût à optimiser, dans le but de trouver la planification économique de tous les générateurs en service. Pendant le processus

d'optimisation, les intégrales dans les équations (4.11) et (4.12) doivent être calculés pour différentes valeurs de la puissance planifiée P_{wj} (Scheduled power) à partir du $j^{\text{ème}}$ générateur éolien, jusqu'à l'obtention de la valeur de la puissance de sortie éolienne qui fait partie de la solution optimale globale, et c'est celle qui va déterminer le coût d'investissent en présence de la source éolienne.

Quelques simplifications en utilisant la fonction incomplète Gamma (Γ) plus la représentation PDF de la puissance éolienne, ont amené aux expressions suivantes [91], pour le surplus et le déficit en puissance éolienne lesquelles sont utilisés pour le calcul du coût global de l'équation (4.5) en passant par (4.8) (pour plus de détaille, voir l'annexe A.3) :

$$W_{j,ue} = \left(\begin{aligned} & (P_{wr,j} - P_{wj}) \left[\exp\left(-\left(\frac{v_{r,j}^{kj}}{c_i^{kj}}\right)\right) - \exp\left(-\left(\frac{v_{o,j}^{kj}}{c_i^{ki}}\right)\right) \right] \\ & + \left(\frac{P_{wr,j} v_{in,j}}{v_{r,j} - v_{in,j}} + P_{wj}\right) \left[\exp\left(-\left(\frac{v_{r,j}^{kj}}{c_i^{kj}}\right)\right) - \exp\left(-\left(\frac{v_{1,j}^{kj}}{c_i^{ki}}\right)\right) \right] + \\ & \left. \frac{P_{wr,j} v_{in,j}}{v_{r,j} - v_{in,j}} \left\{ \Gamma\left[1 + \frac{1}{k_i}, \left(\frac{v_{1,j}^{kj}}{c_i^{kj}}\right)^{k_j}\right] - \Gamma\left[1 + \frac{1}{k_i}, \left(\frac{v_{r,j}^{kj}}{c_i^{kj}}\right)^{k_j}\right] \right\} \right) \end{aligned} \right) \quad (4.12)$$

$$W_{j,oe} = \left(\begin{aligned} & (P_{wr,j}) \left[1 - \exp\left(-\left(\frac{v_{in,j}^{kj}}{c_i^{kj}}\right)\right) - \exp\left(-\left(\frac{v_{o,j}^{kj}}{c_i^{ki}}\right)\right) \right] + \\ & \left(\frac{P_{wr,j} v_{in,j}}{v_{r,j} - v_{in,j}} + P_{wj}\right) \left[\exp\left(-\left(\frac{v_{in,j}^{kj}}{c_i^{kj}}\right)\right) - \exp\left(-\left(\frac{v_{1,j}^{kj}}{c_i^{ki}}\right)\right) \right] + \\ & \left. \frac{P_{wr,j} v_{in,j}}{v_{r,j} - v_{in,j}} \left\{ \Gamma\left[1 + \frac{1}{k_i}, \left(\frac{v_{1,j}^{kj}}{c_i^{kj}}\right)^{k_j}\right] - \Gamma\left[1 + \frac{1}{k_i}, \left(\frac{v_{in,j}^{kj}}{c_i^{kj}}\right)^{k_j}\right] \right\} \right) \end{aligned} \right) \quad (4.13)$$

L'optimisation des quantités dans (4.12) et (4.13) s'effectuée de tel sorte que la puissance disponible, ainsi que tous les paramètres de la source éolienne sont connus, puis on procède au calcul du coût déséquilibré relatif à la puissance éolienne, qui nous permet d'évaluer la puissance de sortie optimale ainsi que la capacité de réserve à prévoir.

Le coefficient de la sous-estimation est facilement explicable, car dans le sens où une certaine quantité d'énergie éolienne n'est pas disponible au moment prévu, cela signifié que la même quantité de l'énergie doit être imputée d'une autre source ou bien des charges électriques doivent être éliminées ou réduites.

Pour le coefficient de la pénalité de surestimation, si la valeur de l'énergie éolienne dépasse celle prévue au moment de la planification, cela signifie que l'énergie électrique produite sera

gaspillée, et il est raisonnable que l'opérateur du réseau électrique va payer un coût au producteur d'énergie éolienne suite à la perte de la capacité disponible.

L'énergie éolienne excédentaire (surplus) est généralement vendue aux utilités adjacentes, ou aussi par redistribution rapide et contrôle de gain automatique (AGC), la puissance de sortie des générateurs conventionnels est en conséquence réduite [152].

1-Contraintes d'égalité

Les contraintes d'égalité dans le cas de l'injection éolienne sont exprimées par [153] :

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} + \sum_{j=1}^{N_w} P_{wj} = Pd + P_L \quad (4.14)$$

Avec: P_L sont les pertes actives données par la formule suivante :

$$P_L = \sum_{n=1}^{Nl} G_{nij} \left[|V_i|^2 + |V_j|^2 - 2|V_i||V_j| \cos(\delta_i - \delta_j) \right] \quad (4.15)$$

Les contraintes d'égalité sont recalculées pour le $j^{\text{ème}}$ jeu de barres là où l'éolienne est connectée comme suit :

$$P_{wj} - P_{dj} - P_{j,cal}(V, \delta) = 0 \quad (4.16)$$

$$Q_{wj} - Q_{dj} - Q_{j,cal}(V, \delta) = 0 \quad (4.17)$$

2-Contraintes de la puissance éolienne:

$$0 \leq P_{wj} \leq P_{wj}^{rated}, \quad j = 1, \dots, N_w \quad (4.18)$$

4.4 Application en présence de la source éolienne

L'application de l'approche d'OPF stochastique par l'algorithme GWO sera appliquée sur trois types de réseau électrique de transport à grande échelle à travers (4.4.1), (4.4.2) et (4.4.3). L'utilisation de la distribution de probabilité Weibull a été utilisée pour modéliser la vitesse du vent et les distributions de la vitesse du vent ont été transformées en distributions d'énergie éolienne (équations 4.12 et 4.13).

4.4.1 Application sur le réseau de test standard IEEE-30 jb [155]

Dans ce qui suit le modèle qui intègre à la fois le coût de la génération conventionnelle et éolienne dans le problème de l'OPF sera analysé.

L'algorithme GWO est utilisé pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance stochastique optimal du réseau en présence des sources de puissance intermittente en plus des unités de génération conventionnelles, et donc un coût résultant déséquilibré.

Le vecteur des variables de contrôle associé dans le cas d'intégration des sources éoliennes est donné par :

$$u^T = [P_{G2}, P_{G2}, \dots, P_{NG}, P_{w1}, \dots, P_{NW}, T_1, \dots, T_{NT}, Q_{c1}, \dots, Q_{Nc}] \quad (4.19)$$

Dans ce cas, l'effet stochastique est introduit à travers les paramètres c , k , Kr et Kp (voir annexe A.5.1-A.5.2) associés aux coûts à optimiser des puissances injectées par les fermes éoliennes aux jeux de barres spécifiés. Commenant par le réseau électrique IEEE30 jeux de barres. Ce réseau de test a subi une modification par remplacement des générateurs conventionnels placés aux jeux de barres 5, 11 et 13 par des sources d'énergie éoliennes (fermes éoliennes) identiques de capacité 60MW chacune [154], comme montre la figure 4.1. Trois cas d'étude sont considérés:

Cas n°1 : la puissance éolienne est modélisée en utilisant la représentation Weibull (forme stochastique) en introduisant les équations (4.12) et (4.13) de ce chapitre, et le coût total de génération sera minimisé sous les contraintes spécifiées.

Cas n°2 : le problème de l'OPF est résolu considérant uniquement le coût direct de l'énergie éolienne.

Cas n°3 : résoudre le problème de l'OPF en considérant différents profils de la vitesse du vent, en jouant sur les différents facteurs associés comme le facteur d'échelle par exemple.

4.4.1.1 Cas n°1: Etude de l'OPF Stochastique en présence de sources éoliennes

Commençant par le premier cas où les données du réseau de test sont les mêmes utilisées dans [152]. La caractéristique de convergence et le profil de tension aux différents jeux de barres du réseau sont montrés dans les figures 4.2 et 4.3. Les résultats de l'écoulement de puissance optimal sont affichés dans le tableau 4.1 avec une comparaison par les méthodes GABC [155] et BFA [127].

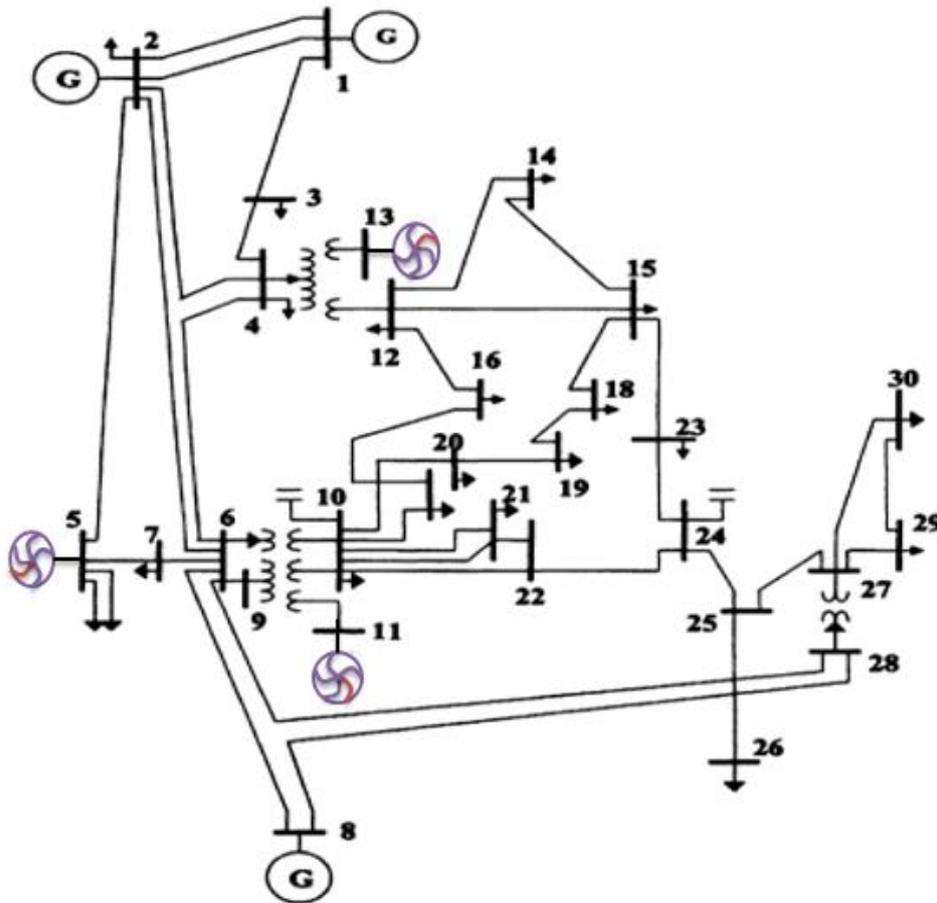


Figure 4.1 Réseau électrique IEEE -30 jeux de Barres avec trois sources éoliennes.

Tableau 4.1 Résultats de l'OPF pour le réseau de test IEEE30 [155] cas n°1

P _{gi} (MW)	GABC[155]	BFA[142]	GWO	Puissance active de reserve exigé	Surplus de puissance	Cas sans éolienne
P1	50.219	56.530	50.524			176.904
P2	20.581	34.285	20.461			48.7226
P _{w1}	60.000	50.729	59.995	40.411	0.001	21.2697
P8	35.000	65.956	34.976			21.0509
P _{w2}	60.000	40.405	60.000	26.783	0.000	11.8556
P _{w3}	59.999	39.162	59.904	25.550	0.029	12.0000
Total. Gen. (MW)	285.80	287.06	285.86			291.803
Coût total (\$/h)	819.293	947.50	826.82			798.310
Pertes du système (MW)	-	-	2.4144			8.4034

Les résultats obtenus par l'algorithme GWO montrent clairement que cet algorithme présente des résultats prometteurs en comparant avec d'autres méthodes pour le même cas étudié.

La puissance de réserve est assez supérieure que celle du surplus comme montre le tableau 4.1, ceci justifié le fait que le service opérateur a besoin de mettre en disposition une quantité importante de la réserve pour couvrir tout manque inattendu de la puissance éolienne, que de supporter l'excès qui aura lieu dans cette dernière. Pour le réseau étudié ici, le taux de

pénétration total de l'énergie éolienne est 41.3% de la capacité globale du réseau, ce taux est satisfait car la condition pour laquelle la capacité totale installée de l'énergie éolienne est inférieur à la capacité maximale du générateur conventionnel le plus puissant est vérifiée. On fait varier le coût direct de la génération éolienne à partir de la valeur 1 jusqu'à la valeur assigner pour chaque générateur thermique remplacé, les résultats obtenus sont affichés dans le tableau 4.2

Tableau 4.2 Impact du coût direct de l'énergie éolienne sur le coût total opérationnel

Cd1 (\$/MW)	Cd2 (\$/MW)	Cd3 (\$/MW)	Coût direct éolien (\$/h)	Coût sous-estimations éolien (\$/h)	Coût total éolien (\$/h)	Coût total opérationnel (\$/h)
1	1	1	179.855	278.046	457.901	655.61
1.3	1.3	1.3	233.652	277.836	511.488	702.21
1.75	2.00	2.25	359.775	278.232	638.007	826.82

D'après le tableau 4.2, on peut remarquer que l'augmentation des coûts directs des générateurs éoliennes provoque l'augmentation du coût total de génération ce qui explique l'influence des coûts directs sur l'apport économique de l'énergie éolienne.

D'autre part, l'impact de l'énergie éolienne est visible dans la figure 4.2 de l'écoulement de charge continue où on peut remarquer que le remplacement des trois générateurs existants par des fermes éoliennes peut atteindre les points de fonctionnement normaux en assurant les niveaux des tensions conventionnels et la fréquence du réseau électrique. Mais cela est toujours sous condition que la puissance maximale générée par les sources éoliennes n'excède pas la capacité minimale du générateur thermique la plus puissante.

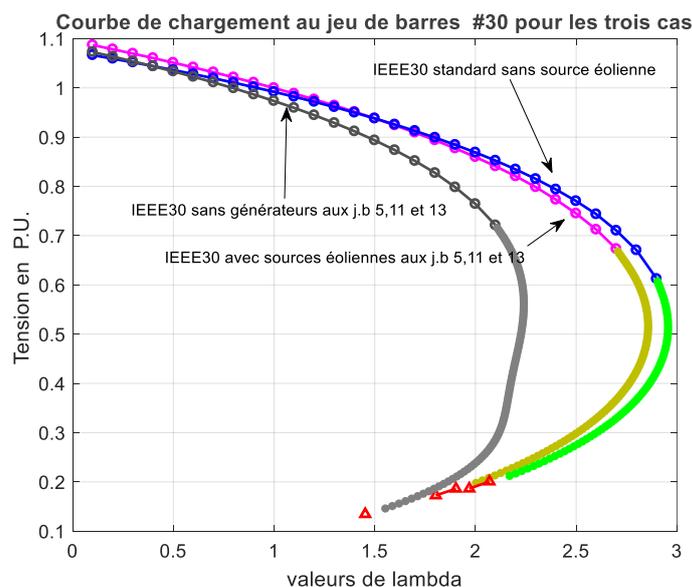


Figure 4.2 Ecoulement de charge continue avec la pénétration éolienne

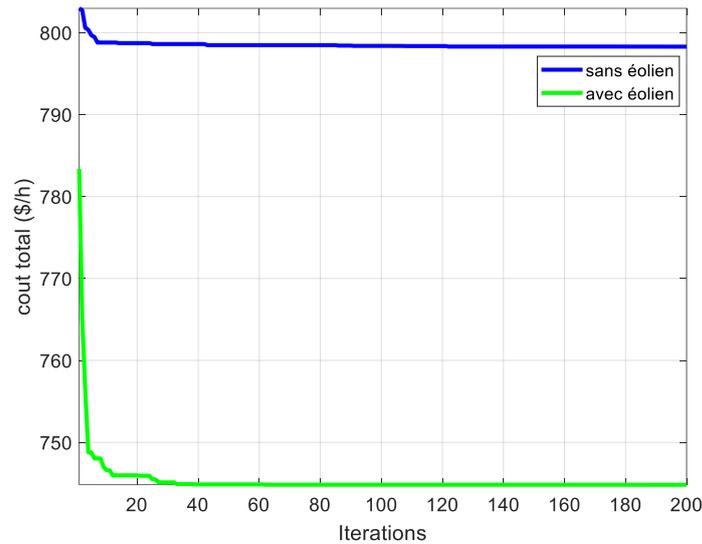


Figure 4.3 Courbe de convergence du coût total en présence de fermes éoliennes.

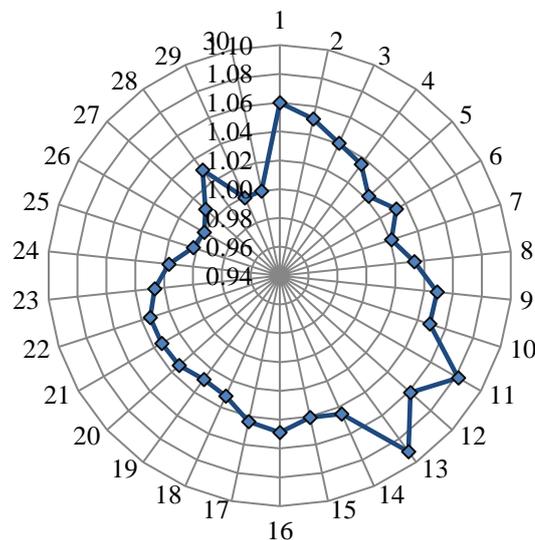


Figure 4.4 Niveaux de tensions aux jeux de barres en présence de fermes éoliennes.

Comme on peut le constater d'après la figure 4.2, le coût total du combustible diminue d'avantage par l'intégration de la source éolienne.

4.4.1.2 Cas n°2.1: OPF sans coût de l'énergie éolienne

Dans ce cas d'étude on considère deux scénarios de l'intégration de la source éolienne ; pour 10% et 20% comme taux de pénétration par rapport à la demande totale. Ces niveaux de puissance éolienne sont connectés simultanément au jeu de barres 8 du système modifié utilisé dans [156]. Dans ce cas on considère que le coût direct de la source éolienne est nul. Les résultats de l'OPF pour le même réseau de test sans source d'énergie éolienne sont déjà vus dans le chapitre précédent, (Tableau3.2).

4.4.1.3 Cas n°2.2: OPF considérant un coût de l'énergie éolienne

Dans ce cas d'étude, on suppose que la puissance éolienne a un coût direct non nul avec le même système de [154] pour $d1=1\$/h$, la nature stochastique du coût total de la puissance éolienne sera considérée par la suite, les résultats de l'écoulement de puissance optimal pour chaque valeur de la vitesse du vent (4, 5, 6, 7 et 8m/s) et pour les deux scenarios proposés 10% et 20% de pénétration éolienne sont affichés dans le tableau 4.3 et illustrés dans la figure 4.5.

Tableau 4.3 Résultats de simulation pour le cas d'énergie éolienne avec un prix

Vitesse du vent (m/s)	4	5	6	7	8
<i>Scénario n°1(10% de pénétration éolienne)</i>					
Coût (\$/h)	571.24	571.565	581.487	605.395	644.38
<i>Scénario n°2 (20% de pénétration éolienne)</i>					
Coût (\$/h)	570.92	586.359	643.340	762.651	936.10

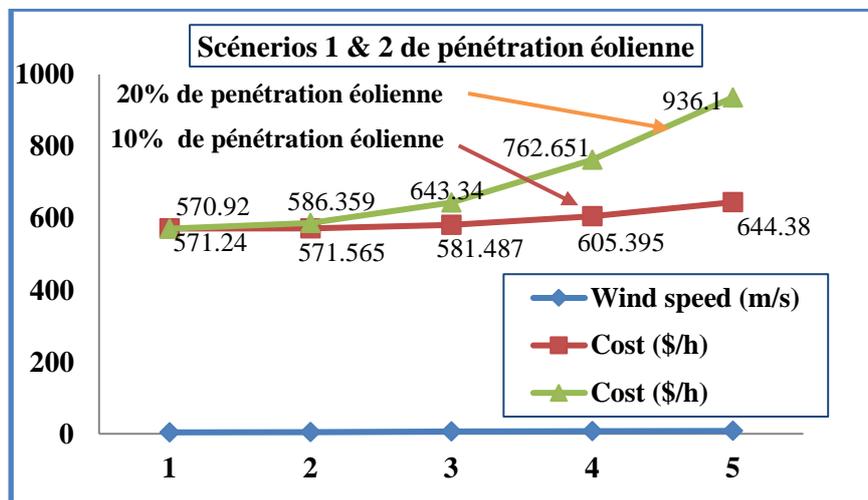


Figure 4.5 Coût total de génération par rapport à la vitesse du vent.

D'après la figure 4.5, on peut remarquer que lorsque le taux de pénétration augmente, le coût de génération total augmente aussi, suite à l'effet du coût direct sur le coût opérationnel total.

4.4.1.4 Cas n° 3 : OPF considérant différents profils de la vitesse du vent

Cette fois-ci, et dans le but d'étudier l'impact du comportement incertain de l'énergie éolienne sur le réseau électrique, et afin de connaître la capacité de réserve nécessaire pour n'importe quel niveau de pénétration choisi, deux fermes éoliennes de capacité 30MW chacune seront connectés à deux emplacements séparés du réseau IEEE-30 jeux de barres, au jeu de barres 26 et au jeu de barres 30 respectivement, le même système est utilisé dans [155], où les régleurs de charges des transformateurs et les capacités shuntées ne sont plus considérés dans ce cas d'optimisation. La vitesse du vent est modélisée sous la fonction Weibull, et par conséquent trois cas sont considérés:

- ✚ Dans le premier cas, on fait varier le facteur d'échelle « c » de 4 jusqu'à 40, en maintenant le facteur de forme à la valeur $k=2$, les facteurs des coûts directs sont : $d_1 = d_2 = 1.3$, les coefficients de pénalités: $k_{p1} = k_{p2} = 1$ et ceux de réserve : $k_{r1} = k_{r2} = 4$, avec une capacité installée de la puissance éolienne égale à 30MW pour chaque ferme éolienne.
- ✚ Dans le deuxième cas, on maintient le facteur d'échelle constant à la valeur $c=10$, les facteurs des coûts directs sont : $d_1 = d_2 = 1.3$, les coefficients de pénalité : $k_{p1} = k_{p2} = 1$ et le facteur de forme $k = 2$, on fait varier le coefficient de réserve K_r à partir de sa valeur de base de 4 jusqu'à 40, la capacité installée de la puissance éolienne est prise 20MW pour chaque source éolienne.
- ✚ Pour le troisième cas, on maintient le facteur d'échelle constant à la valeur $c=10$, les coefficients des coûts directs $d_1 = d_2 = 1.3$, de réserves $K_{r1} = K_{r2} = 4$ et $k = 2$, on fait varier le facteur de pénalité K_p à partir de sa valeur de base de 1 jusqu'à 10, avec une capacité installée de la puissance éolienne de 20MW pour chaque ferme éolienne.

Par l'application de l'algorithme GWO pour ces trois cas séparément, en considérant les conditions opérationnelles du système de test, les résultats numériques de simulation sont comparés avec et sans pénétration de l'énergie éolienne sont affichés dans les tableaux 4.4, 4.5 et 4.6. Les courbes de convergence pour les différentes valeurs du facteur d'échelle « c » sont présentées dans la figure 4.13 a. Pour les différentes valeurs du coefficient de réserve K_r les caractéristiques de convergence sont affichées dans la figure 4.13 b, et enfin pour les différentes valeurs du coefficient de pénalité K_p les caractéristiques sont montrées dans la figure 4.13 c.

Tableau 4.4 Résultats de simulation pour différentes valeurs du facteur d'échelle cas n°01

Pgi (MW)	Sans éolien	Avec éolien (c=4)	Avec éolien (c=10)	Avec éolien (c=20)	Avec éolien (c=30)	Avec éolien (c=40)
P1	176.1721	143.239	142.913	143.263	143.358	143.024
P2	48.0926	40.584	40.984	40.475	40.504	40.712
P5	21.1376	18.976	18.864	18.942	18.872	18.965
P8	23.3591	10.000	10.014	10.052	10.012	10.000
P11	11.3591	10.000	10.000	10.013	10.000	10.009
P13	12.0000	12.000	12.000	12.000	12.008	12.044
W1	-	30.000	29.955	30.000	30.000	30.000
W2	-	29.941	30.000	30.000	30.000	29.980
Gen. Th. Total	292.1205	234.799	234.755	234.745	234.754	234.754
Coût total (\$/h)	801.176	735.731	726.003	719.242	726.785	733.965
Surestimation (MW)		Eow1=23.86 Eow2=23.80	Eow1=18.96 Eow2=18.99	Eow1= 15.61 Eow2=15.61	Eow1= 19.38 Eow2=19.38	Eow1= 22.66 Eow2=22.64
Sous-estimation (MW)		négligeable	négligeable	négligeable	négligeable	négligeable

Tableau 4.5 Résultats de simulation pour différentes valeurs du coefficient K_r cas n°02

Pgi (MW)	Sans éolien	Avec éolien (c=10, $K_r=4$)	Avec éolien (c=10, $K_r=10$)	Avec éolien (c=10, $K_r=20$)	Avec éolien (c=10, $K_r=30$)	Avec éolien (c=10, $K_r=40$)
P1	176.1721	156.870	156.713	156.738	156.768	156.508
P2	48.0926	44.095	44.080	44.091	44.056	44.303
P5	21.1376	19.960	19.937	19.970	19.898	19.921
P8	23.3591	10.038	10.209	10.063	10.189	10.142
P11	11.3591	10.000	10.067	10.050	10.001	10.000
P13	12.0000	12.022	12.003	12.000	12.000	12.020
W1	-	19.921	20.000	19.996	20.000	20.000
W2	-	20.000	19.890	20.000	20.000	19.983
Gen. Th. Total	292.1205	252.908	252.912	252.912	252.912	252.894
Coût total (\$/h)	801.176	744.821	744.821	744.821	744.822	744.822
Surestimation		Eow1=12.61 Eow2=12.66	Eow1=12.664 Eow2=12.595	Eow1=12.661 Eow2=12.661	Eow1=12.664 Eow2=12.664	Eow1=12.664 Eow2=12.606
Sous-estimation		négligeable	négligeable	négligeable	négligeable	négligeable

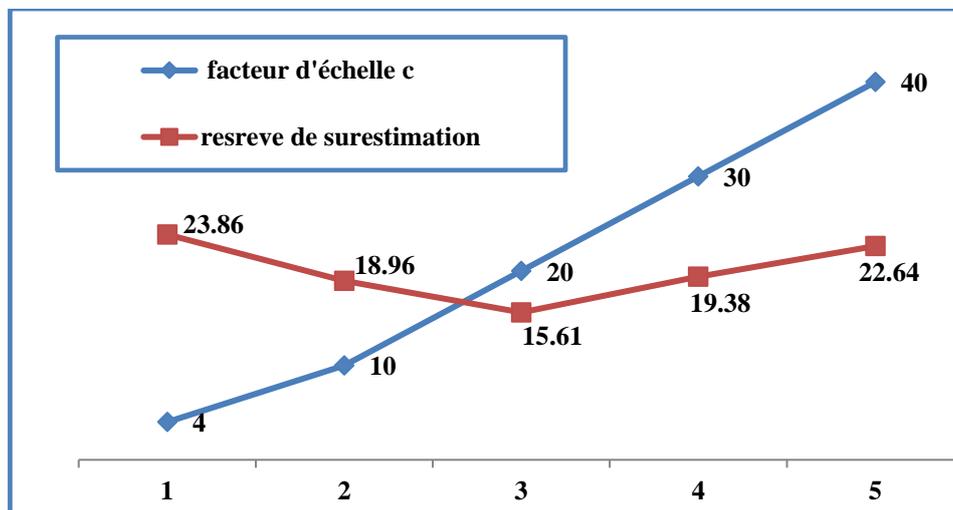


Figure 4.6 Reserve de la surestimation Vs. Facteur d'échelle c.

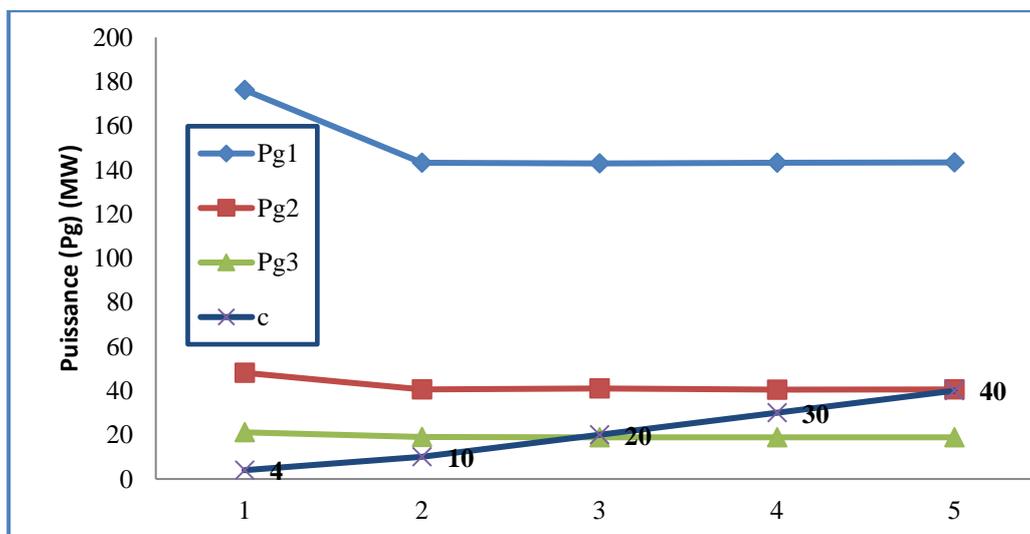


Figure 4.7 Puissances générées Vs. Facteur d'échelle

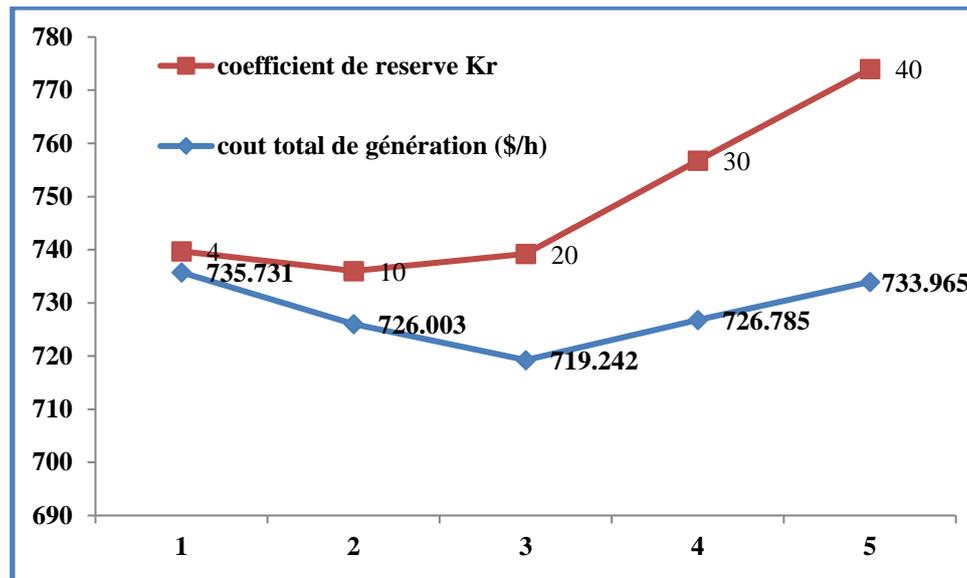


Figure 4.8 Facteur de surestimation Vs. Cout de génération total \$/h

Tableau 4.6 Résultats de simulation pour différentes valeurs du coefficient K_p cas n°03

Pgi (MW)	Avec éolien ($K_p=1$)	Avec éolien ($K_p=2$)	Avec éolien ($K_p=4$)	Avec éolien ($K_p=6$)	Avec éolien ($K_p=8$)
P1	156.909	157.181	156.651	170.455	171.936
P2	44.085	43.685	44.246	47.464	48.093
P5	19.794	19.911	20.036	20.873	21.216
P8	10.253	10.118	10.049	18.138	19.456
P11	10.020	10.017	10.026	11.103	11.559
P13	12.024	12.029	12.000	12.000	12.020
W1	20.000	19.997	20.000	5.8546	3.843
W2	19.828	19.987	19.892	6.282	4.135
Gen. Th. Total	253.085	252.942	252.912	280.033	284.280
Coût total (\$/h)	744.822	770.149	820.805	841.143	849.883
Pertes (MW)	9.515	9.528	9.501	8.772	8.860
Surestimation	Eow1=12.66 Eow2=12.55	Eow1=12.66 Eow2=12.65	Eow1=12.66 Eow2=12.59	Eow1=2.72 Eow2=2.98	Eow1=1.588 Eow2=1.740
Sous-estimation	négligeable	négligeable	négligeable	Euw1=4.20 Euw2=4.04	Euw1=5.080 Euw2=4.941

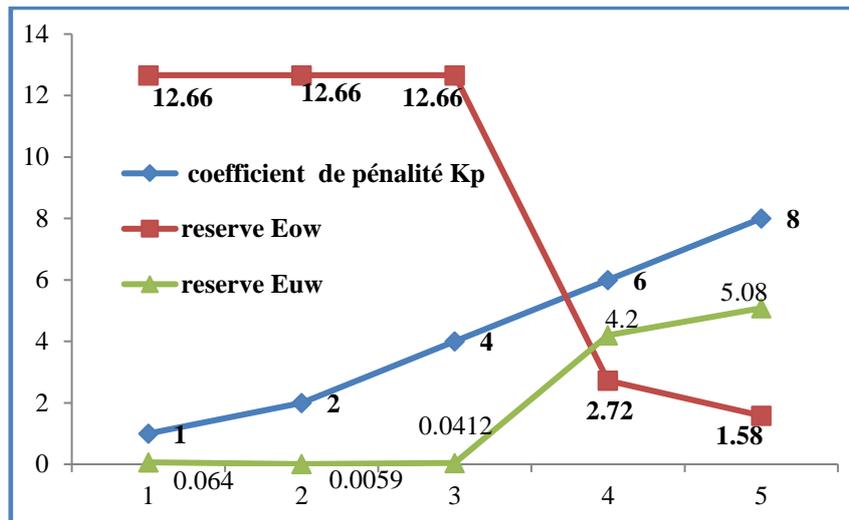


Figure 4.9 Différents réserves Vs. Coefficient de pénalité K_p .

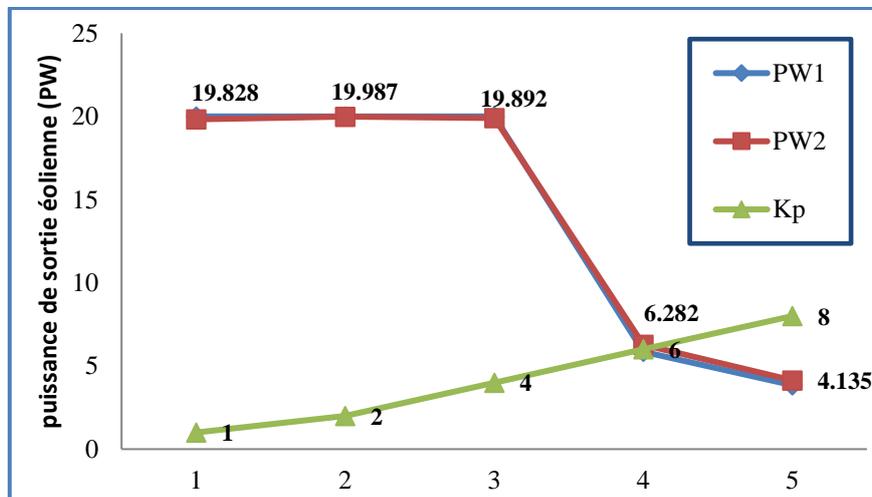


Figure 4.10 Puissances éoliennes générées Vs. Facteur K_p

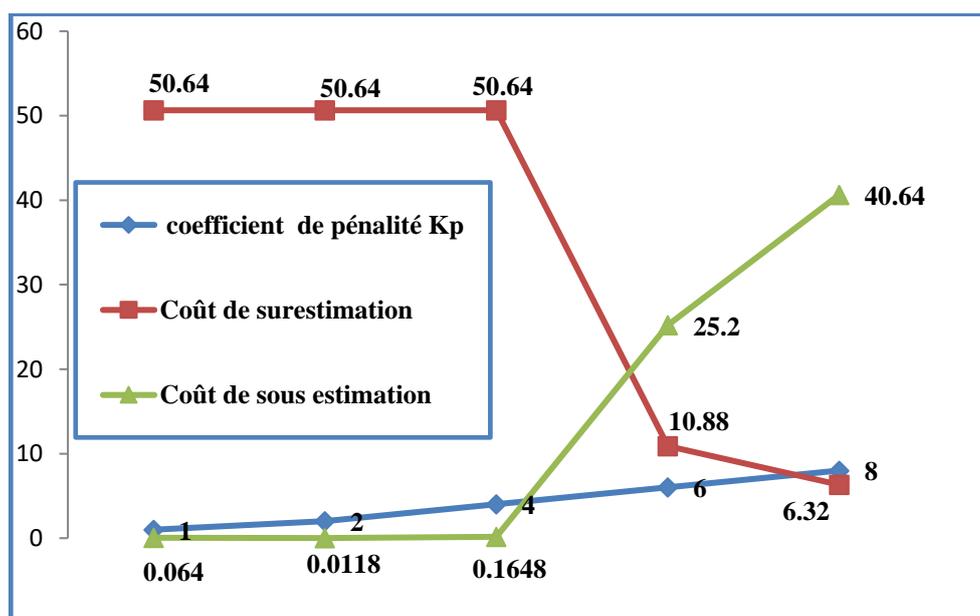


Figure 4.11 Facteur d'échelle Vs. Coûts stochastiques

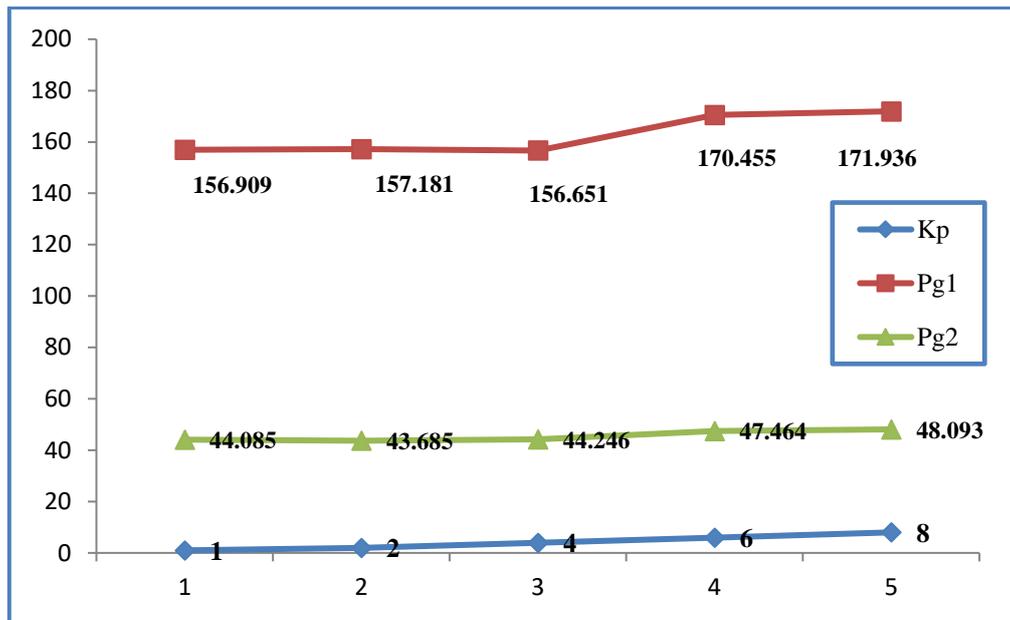


Figure 4. 12 Puissances des générateurs thermiques Vs. Coefficient Kp.

Enfin, en maintenant constantes les valeurs correspondant à tous les paramètres de la représentation Weibull; $V_{in}=4\text{m/s}$, $V_r=12\text{m/s}$, $V_{out}=25\text{ m/s}$, $c=10$, $k=2$, $K_p=1$ et $K_r=4$ et $d1=d2=1.3\$/h$, et avec la capacité installée de la puissance éolienne de 20MW pour chaque éolien, les résultats obtenus sont affichés dans le tableau 4.7.

Tableau 4.7 Résultats de simulation pour une vitesse du vent spécifiée

Pgi (MW)	Sans éolien	Avec éoliennes aux conditions ($c=3$, $k=2$, $K_r=4$, $K_p=1$)	Mêmes éoliennes aux jeux de barres 10 et 24
P1	176.1721	156.828	155.664
P2	48.0926	44.111	43.8827
P5	21.1376	19.996	19.9767
P8	23.3591	10.000	10.0030
P11	11.3591	10.000	12.012
P13	12.0000	12.026	10.000
W1	-	19.962	20.000
W2	-	19.983	20.000
Gen. Th. Total (MW)	292.1205	256.920	259.5266
Coût total (\$/h)	801.176	755.160	732.348
Pertes du réseau(MW)	9.180	9.5107	8.1378
div. tension	-	0.108	0.097
Surestimation (MW)	-	Eow1=17.797, Eow2=17.817	Eow1=9.82, Eow2=17.83
Sous-estimation (MW)	-	Euw1=0.133, Euw2=0.059	-

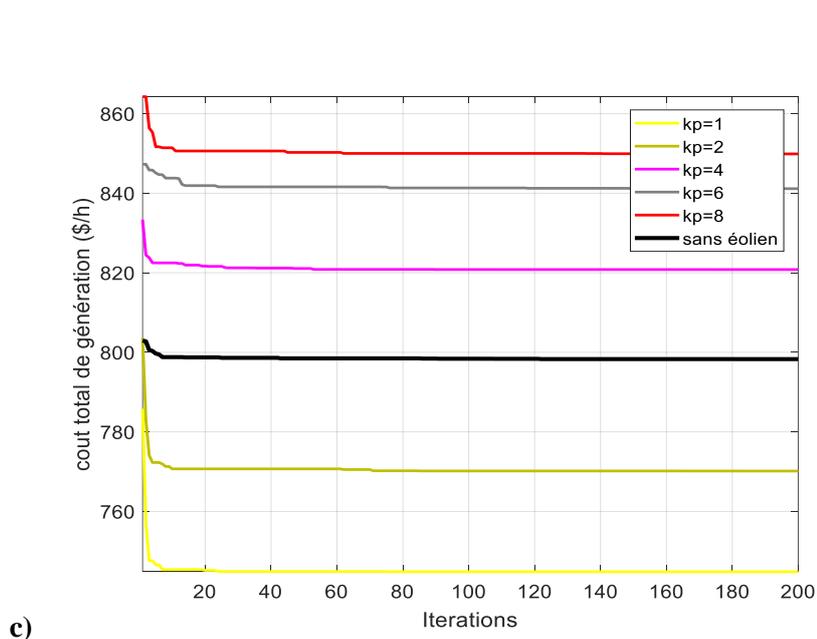
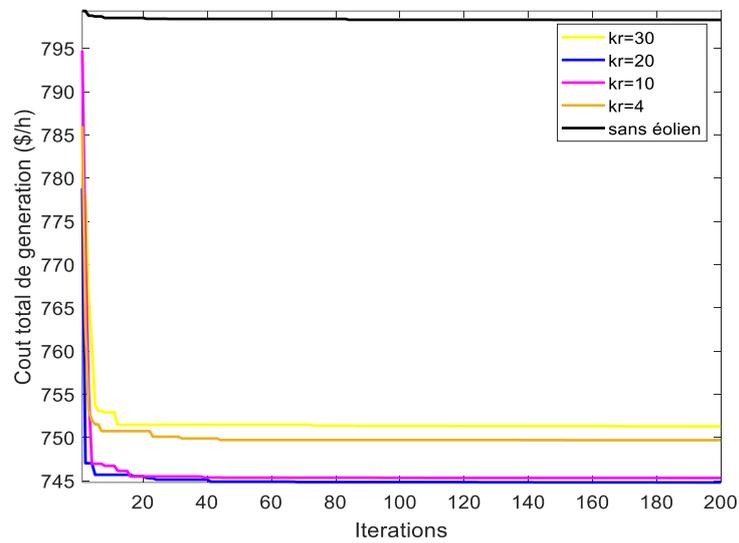
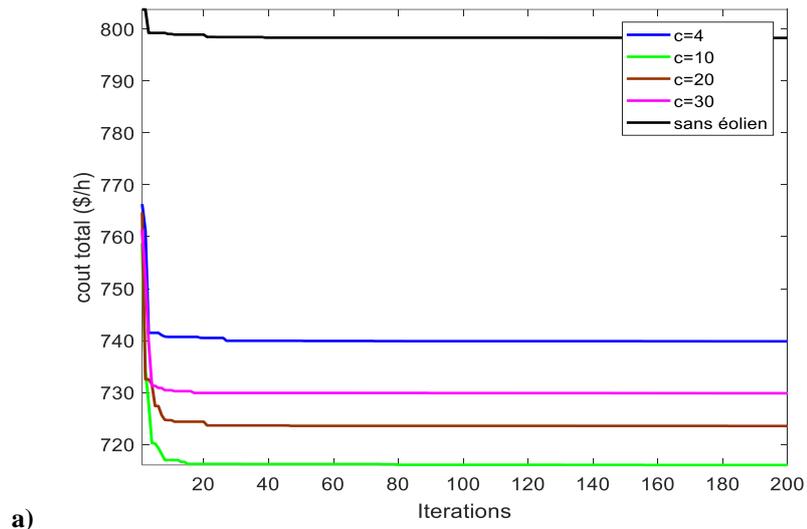


Figure 4.13 Caractéristique de convergence pour :

- a) *Cas n° 1* : Différentes valeurs de facteur d'échelle « c », b) *Cas n° 2* : Différentes valeurs de coefficient de réserve (K_r), c) *Cas n° 03* : Différentes valeurs de coefficient de pénalité (K_p).

4.4.1.5 Interprétation des résultats obtenus

À partir des résultats obtenus, il en résulte ce qui suit :

- 1- Les sources d'énergie éolienne sont plus économiques parce qu'elles fournissent le maximum de leurs capacités au réseau électrique, alors que les sources conventionnelles fournissent moins d'énergie par rapport à leur capacité totale du fait que leur production est généralement coûteuse.
- 2- La figure 4.6, montre que lorsque le coefficient du réserve K_r augmente la quantité planifiée de la production éolienne diminue au début jusqu'au point où les valeurs très élevées du K_r conduisent à une production éolienne non économique, ceci est traduit par l'augmentation du coût de génération total après ce point, et par conséquent toute l'énergie planifiée sera produite uniquement à partir des unités thermiques.
- 2- La figure 4.7 illustre une diminution de la puissance générée des unités conventionnelle suite à l'augmentation du facteur d'échelle car plus ce dernier augmente et plus de puissance éolienne disponible (augmentation de la production éolienne).
- 3- La figure 4.8 montrent que pour des valeurs faibles valeurs du facteur c qui correspond aux faibles valeurs de la puissance éolienne, le réserve de la surestimation est important (couvre presque toute la puissance éolienne installée), et que pour des valeurs de c élevées le réserve de surestimation diminue.
- 4- D'après la figure 4.9 lorsque le coefficient de pénalité K_p devient considérable, les valeurs du coefficient de réserve K_r sont négligeables ou nulles. Dans ce cas la puissance éolienne disponible augmente le temps qu'il y'a assez de coût de pénalité à payer (suite au surplus dû à la sous-estimation de la puissance éolienne). De plus, quand le facteur d'échelle augmente, la capacité de réserve due à la surestimation augmente elle-même, mais diminue avec l'augmentation du coefficient de pénalité K_p . Aussi, l'augmentation du coefficient de pénalité entraîne la diminution du coût de réserve (de surestimation), cela se traduit par l'augmentation du coût de génération total.
- 5- D'après la figure 4.10, la production éolienne n'est plus économique à partir d'une certaine valeur du coefficient de pénalité K_p , et donc elle commence à diminuer. Et selon la figure 4.11, le coût de pénalité croit lorsque le coût de réserve diminue cela revient au fait que la production éolienne devient importante à partir de la valeur du facteur d'échelle $c=4$.
- 6- La figure (4.13 a), montre que lorsque le coefficient de réserve K_r (dû à la surestimation)

augmente, l'augmentation de la puissance éolienne sera plus petite (quelques Mégawatts), et que l'augmentation de la puissance de réserve conduit à une certaine augmentation du coût total de génération (figure 4.13 b).

7- D'après la figure 4.13 c, quand le coefficient de pénalité K_p n'est plus considéré cela indique que le coût additif de pénalité sur l'énergie éolienne durant l'optimisation est nul ($K_p=0\$/MW$), cela signifie que le propriétaire du parc éolien est l'opérateur du réseau électrique lui-même, autrement il doit payer le surplus provient de la sous-estimation de la puissance éolienne.

8- D'après la figure 12, les puissances générées à partir des sources thermiques commencent à augmenter avec des valeurs du K_p élevées, car la puissance éolienne en ce moment n'est plus économique.

4.4.2 Application sur le réseau IEEE57 avec éolien

A raison de la comparaison, le réseau électrique a été modifié pour inclure une ferme éolienne au jeu de barre 45 (figure 4.14) pour être le même système utilisé dans [154] et [155], les paramètres du réseau électriques IEEE57 modifié ainsi que ceux des générateurs éoliens sont reportés dans l'annexe (A.4). Les résultats de l'OPF en présence de l'éolien sont affichés dans le tableau 4.8. La figure 4.15 représente la courbe de convergence après intégration de la source éolienne dont les paramètres sont reportés dans l'annexe (A.5.1) au jeu de barres 45.

Tableau 4.8 Donnés relatives au générateur éolien utilisé dans IEEE 57

Paramètres	V_{in}	V_r	V_o		
vitesse du vent (m/s)	3	10.28	25		
paramètre	C_d	K_p	K_r	c	k
	(\$/h)				
valeur	1	1.75	4	4 -40	2-10

Le tableau 4.8 montre les paramètres caractérisant la nature stochastique de l'éolien placé au jeu de barres 45 du réseau de test standard IEEE57.

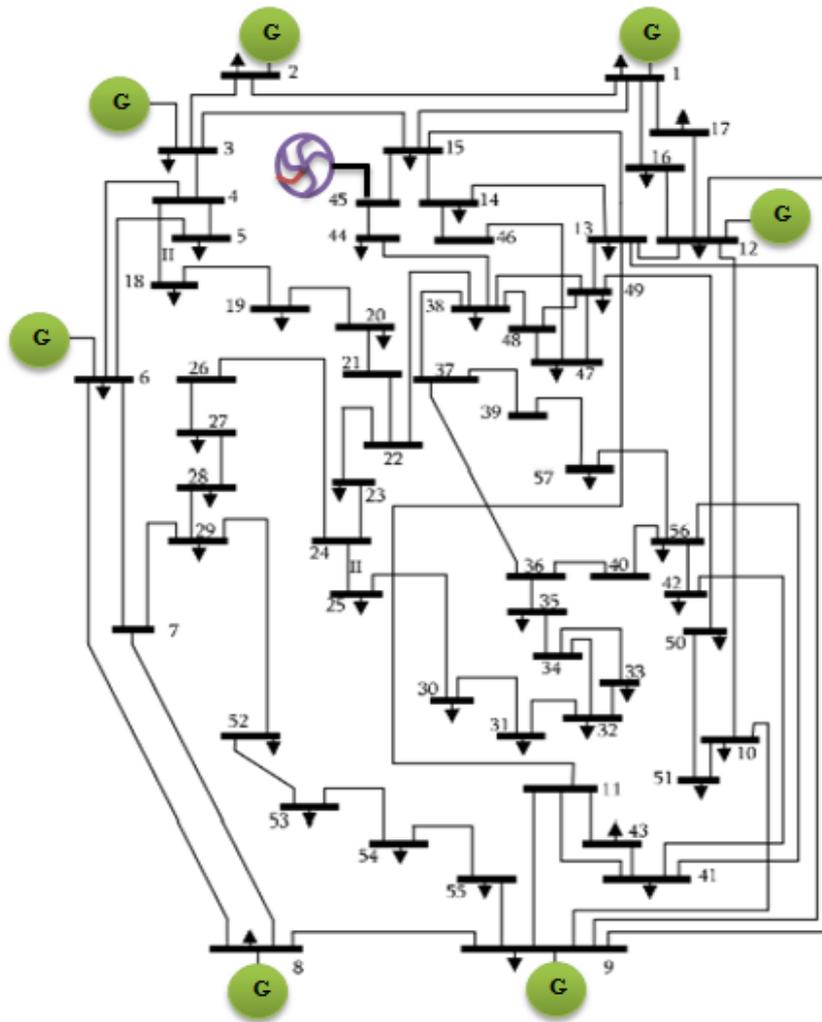


Figure 4.14 Réseau électrique IEEE57 avec source éolienne

Tableau 4.9 Résultats de l'OPF avec éolien pour le réseau de test IEEE57

P _{gi} (MW)	MPSO [135]	GWO	Puissance active de réserve exigé (MW)	Surplus de puissance (MW)
P ₁	187.9093	220.057		
P ₂	149.988	150.00		
P ₃	150.00	150.00		
P ₆	120.00	119.786		
P ₈	300.00	232.523		
P ₉	120.00	119.872		
P ₁₂	222.92	241.934		
P _w (45)	40.000	40.000	22.00	0.000
Total. Gen. (MW)	1290.817	1274.172		
Coût total (\$/h)	2937.30	2763.90		
Pertes actives (MW)	40.02	23.374		
Div. tension		1.185		

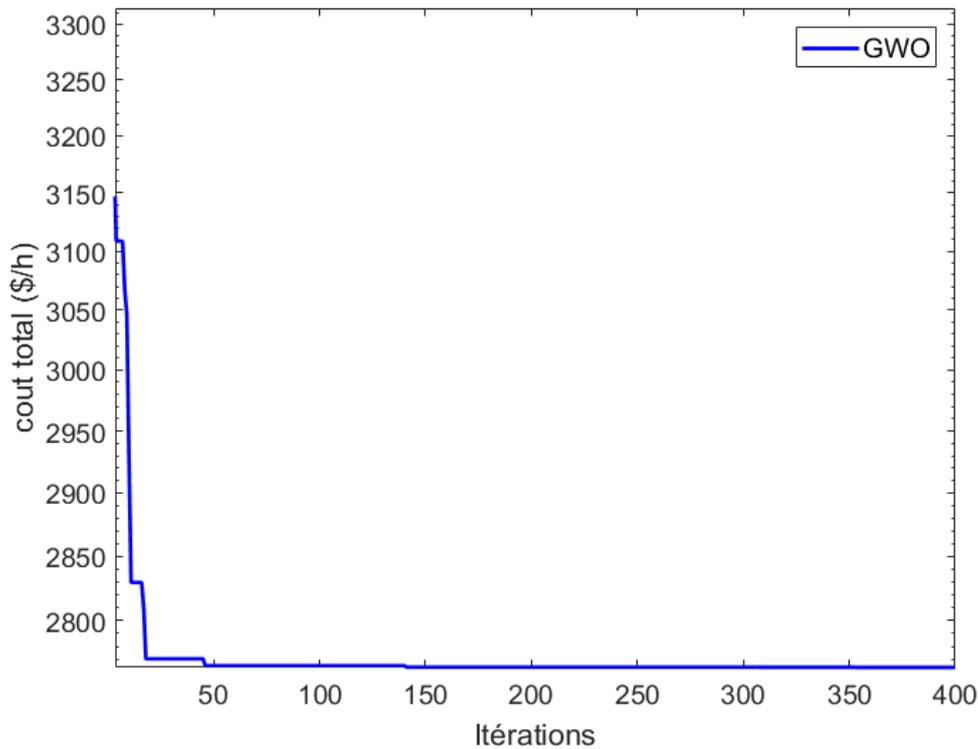


Figure 4.15 Courbe de convergence en présence d'une source éolienne.

A partir des résultats obtenus, le coût total de la génération trouvé est plus performant, en utilisant la méthode GWO que celui trouvé par d'autres techniques. La figure 4.16 illustre le profil de la tension aux différents jeux de barres du réseau électrique, alors que la figure 4.17 montre une comparaison entre les puissances actives générées pour les deux cas étudiés avec et sans fermes éoliennes.

Les résultats obtenus dans le tableau 4.8, signifient que l'opérateur du réseau peut mettre en disposition une réserve estimative (vue les conditions stochastique de l'énergie éolienne injectée) de 22MW au lieu de supporter une génération conventionnelle de 31.874MW dans les mêmes conditions sans sources éoliennes.

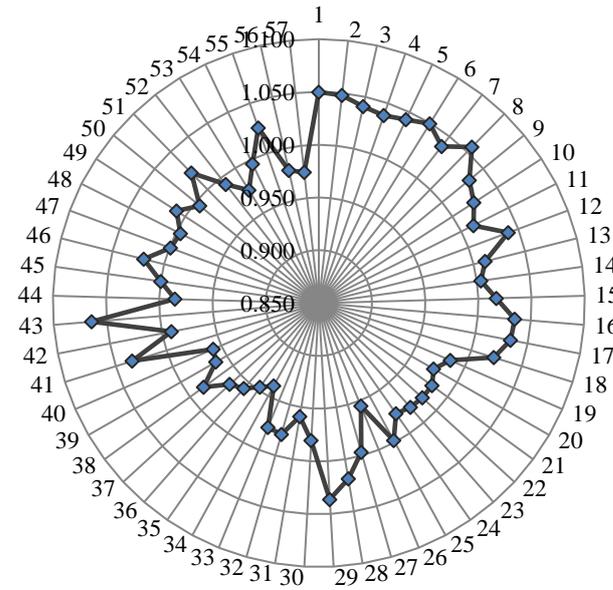


Figure 4.16 Tension aux jeux de barres en présences d'une source éolienne.

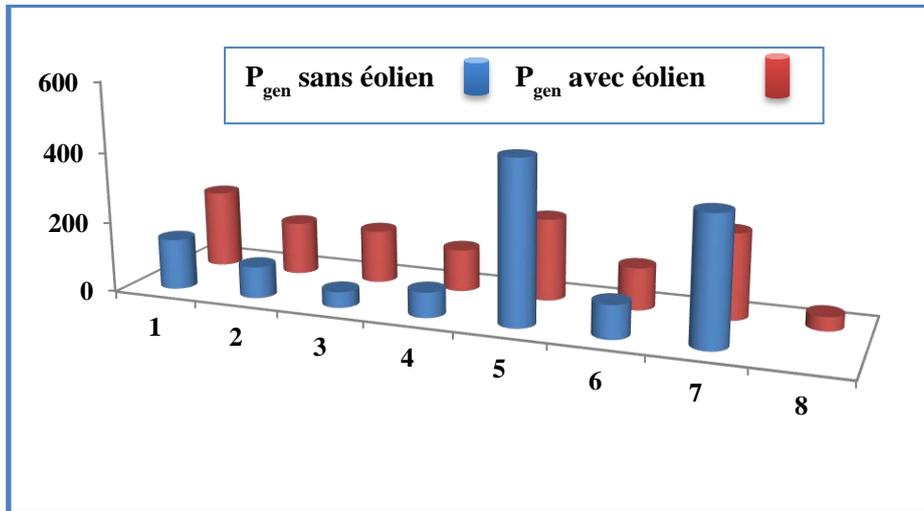


Figure 4.17 Puissances actives générées avec et sans pénétration éolienne.

D'après la figure 4.17, on peut remarquer que l'optimisation intelligente en présence des sources d'énergie intermittente a permis d'avoir une réduction remarquable dans les puissances des sorties des générateurs conventionnels par l'amélioration de la répartition optimale des puissances générées, et par conséquent une réduction significative des coûts des combustibles utilisés.

4.4.3 Application sur le réseau électrique Algérien 59 jb (avec sources éoliennes)

Notre pays dispose d'un potentiel de production d'électricité à partir d'énergies éoliennes, non négligeables. Pour le présent cas d'étude, on va appliquer l'approche choisie, en considérant le

cas du même réseau électrique Algérien utilisé dans [134] (figure 4.18), et ceci par l'intégration de deux fermes éoliennes identiques utilisées dans [154] dont les paramètres sont reportés dans l'annexe (A.5.2). Ces deux sources intermittentes sont placés dans deux endroits différents supposés venteux, correspondants aux jeux de barres 30 et 59 par exemple.

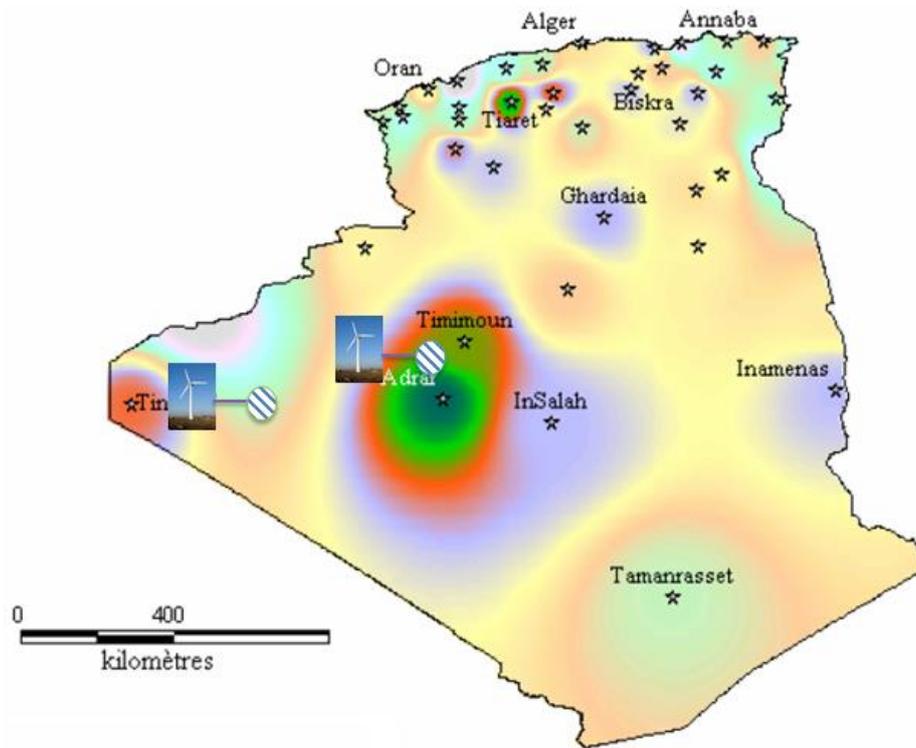


Figure 4.18 Carte annuelle de la vitesse du vent en Algérie [159].

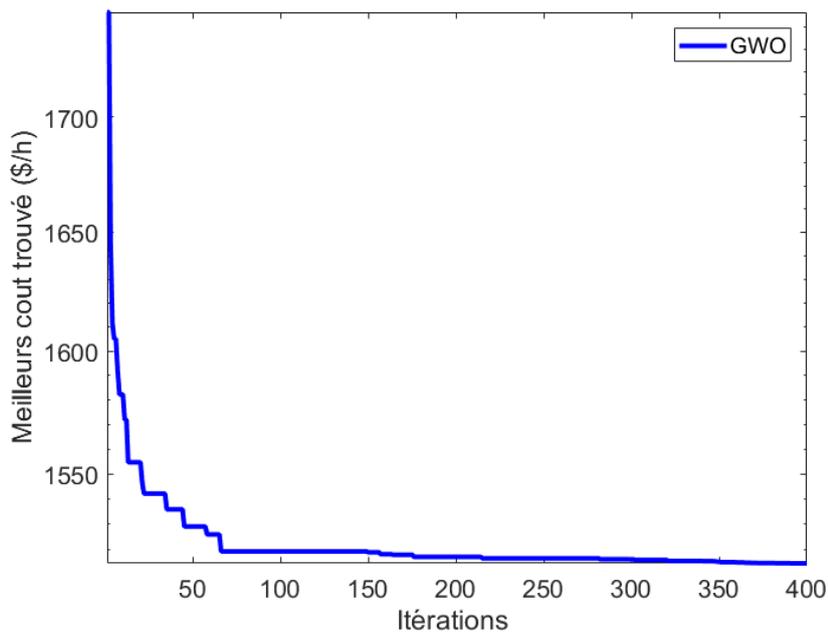


Figure 4.19 Courbe de convergence avec des sources d'énergie éolienne.

Supposant que la puissance éolienne totale installée est de 40MW (chaque ferme éolienne a 20MW de capacité nominale installée), les résultats de l'écoulement de puissance optimal obtenus par l'application de l'algorithme GWO sont illustrés dans le tableau 4.10 et la courbe de convergence du coût total de génération est montrée dans la figure 4.19.

Tableau 4.10 Résultats de l'OPF en présence de fermes éoliennes

Variables de contrôle	Sans éolien	Avec éolien	Puissance de reserve prévu (MW)	Surplus de puissance
Pg1	66.176	62.185		
Pg2	19.319	19.991		
Pg3	94.147	93.427		
Pg4	98.416	94.650		
Pg13	0.000	0.0000		
Pg27	19.233	20.586		
Pg37	57.141	99.1249		
Pg41	114.45	58.708		
Pg42	141.977	103.851		
Pg53	94.305	129.577		
Pw1	-	7.946	4.079	3.468
Pw2	-	19.772	12.522	0.0855
Coût (\$/h)	1645.7.382	1432..747		
Pertes actives (MW)	21.070	25.847		
Voltage div. (p.u)	0.86	0.820		

Les résultats obtenus montrent que le coût de production est meilleur en comparant avec le cas sans énergie éolienne (figure 4.20), ainsi que la déviation des tensions au niveau des points de charge est suffisamment améliorées, ainsi que les puissances générées par les différentes sources disponibles, ce qui conduit à un fonctionnement plus stable du réseau électrique.

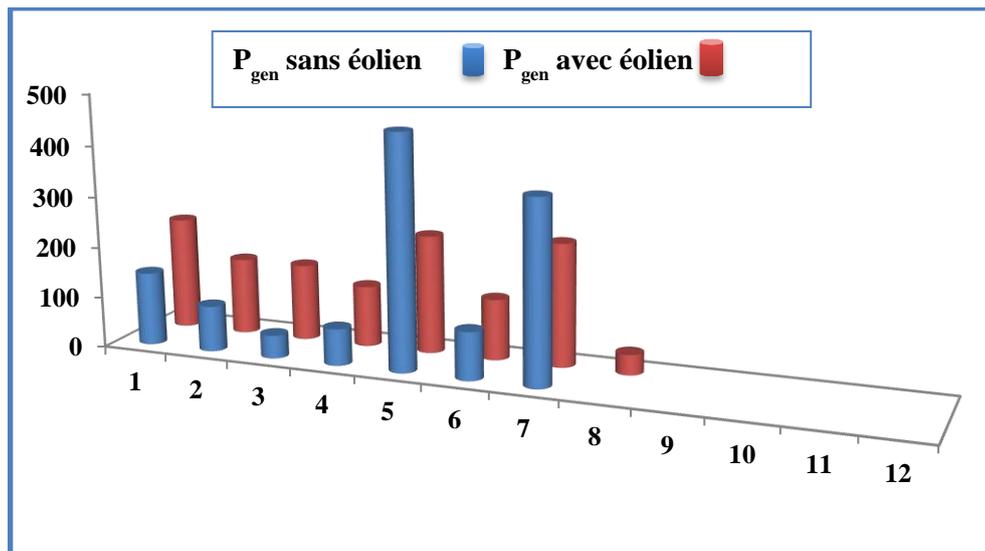


Figure 4.20 Puissances actives générées avec et sans pénétration éolienne.

Ces résultats indiquent clairement l'impact économique qu'apporte l'insertion intelligente des sources d'énergies variables pour le réseau électrique existant. Aussi, dans ce cas l'opérateur du réseau peut investir pour une réserve de 16 MW au lieu d'une génération conventionnelle de 23.064 MW

4.5 Contraintes de la réserve tournante (cas de la pénétration éolienne)

La puissance nominale est produite lorsque la vitesse du vent est comprise entre la vitesse du vent nominale et la vitesse du vent de coupure au-delà de cette vitesse la machine sera arrêtée pour des raisons de sécurité. Cette puissance a une forme non linéaire entre la vitesse du vent de démarrage et la vitesse du vent nominale, et discrète ailleurs, pour cette raison, la relation entre la puissance générée et la vitesse du vent lorsque cette dernière est située entre ces deux valeurs est exprimée par [160] :

$$P_w(v_w) = \begin{cases} 0, & (0 < v_w < v_{in}) \\ (b.v_w^3 + c.v_w^2 + d.v_w + e), & (v_{in} < v_w < v_{wr}) \\ P_{wr}, & (v_{wr} < v_w < v_{wo}) \\ 0, & (v_w > v_{wo}) \end{cases} \quad (4.20)$$

Ou aussi par la formule :

$$P_w(v_w) = P_{wr} \frac{(V_w - V_{in})}{(V_{wr} - V_{in})} \quad (4.21)$$

Avec : $P_w(V_w)$ représente la puissance éolienne disponible de sortie de la ferme éolienne. Les paramètres utilisés sont : la vitesse du vent V_w à une hauteur du mat déterminé, la vitesse nominale V_{wr} , la vitesse de déclenchement V_{in} et la vitesse de coupure V_o . Les paramètres b , c , d et e sont des constantes donnés pour chaque type de générateurs utilisé. Le modèle de cette étude suppose que le facteur de puissance de la turbine éolienne soit 1.0, dans ce cas on utilise le modèle de la génération éolienne en tant que charge de puissance réelle négative.

Le fait qu'il y'a une grande incertitude dans la prévision de la vitesse du vent, le réseau électrique a besoin des réserves additionnelles, pour couvrir tout déficit inattendu possible dû à l'injection éolienne. Dans ce cas, la réserve tournante (USR) maximale exigée est alors calculé comme étant une fraction simple de la puissance éolienne estimée (prévue), alors que la réserve inférieure (DS) est supposée constante [160].

La capacité totale des unités en ligne (en service) doit être supérieure à la somme des charges, pertes actives et besoins en réserve tournante (SR). Cette dernière représente la capacité de réserve utilisée pour une augmentation brusque et inattendue de la demande, ou réduction inattendue de la génération éolienne, ou même arrêt forcé d'une unité de génération conventionnelle.

La quantité de la capacité exigée est toujours définie par la capacité maximale de l'une des unités de génération la plus puissante dans le réseau électrique, ou d'un pourcentage donné par rapport à la demande de pointe prévue comme indique le tableau 4.11.

La réserve tournante a deux limites qui sont la limite supérieure (US) et la limite inférieure(DS) lesquelles représentent les réserves maximum et minimum du système (USR et DSR) donnés par les expressions suivantes [150] [161-164]:

$$P_{US} \geq R_{USR} + r\% \times \sum_{j=1}^{N_w} P_{W,j} \quad (4.22)$$

$$P_{DS} \geq R_{DSR} \times s\% + r\% \times \sum_{j=1}^{N_w} P_{W,j} \quad (4.23)$$

Avec: USR peut être représenté par rapport à la charge totale et la puissance éolienne totale par:

$$\sum_{i=1}^N P_{US_i} \geq P_d \times s\% + r\% \times P_{WT} \quad (4.24)$$

Comme le rapport de la pénétration éolienne augmente, il serait difficile de prévoir la quantité exacte de la puissance injectée par tous les générateurs du système, cela ajoute plus d'incertitude quand on considère les besoins en réserve tournante, cela implique à ne pas dépasser un certain pourcentage de la capacité de réserve tournante dans notre prévision et la introduite par une probabilité prédéfinie.

4.5.1 Application sur réseau de test IEEE30 modifié [162]

4.5.1.1 OPF pour différents taux de pénétration éolienne

En utilisant les équations (4.22) et (4.23) et (4.24); on peut calculer, la réserve tournante (SP) sous différentes valeurs de la vitesse du vent à l'heure qui suit (la prochaine heure). Pour la présente application, on prend le même réseau de test déjà vue (section 3.3.4) du précédent chapitre). On suppose que la vitesse du vent pour la première heure soit égale à 3m/s, et la reserve tournante par rapport à la charge totale du réseau soit $s=15\%$, ce niveau de la réserve tournante serait réglé pour but de sécurité de fonctionnement du réseau électrique en présence de l'énergie éolienne intermittente. La puissance de sortie éolienne est calculée à l'aide de l'équation (4.20) ou (4.21), du moment où la vitesse du vent à chaque heure prend sa valeur soit dans la zone continue ou en d'hors de cette zone.

Les coefficients s et r dans les équations précédentes sont choisies de manière à ce que la pénétration de l'énergie éolienne ne constitue aucun problème pour le réseau électrique prochainement. Cela peut être achevé efficacement par l'utilisation de l'équation (4.24) dans laquelle la contrainte (niveau de pénétration choisi) de la génération éolienne sera $r=50\%$ de

la demande totale du réseau électrique qui de 189.2MW.

Après le calcul de la puissance éolienne avec ce taux de pénétration, on procèdera au calcul des différentes limites de contraintes relatives à la réserve tournante (SP) soit par rapport aux unités conventionnelles ou par rapport aux fermes éoliennes (équations (4.22) et (4.23)). Les valeurs de la vitesse du vent pour les deux scénarios sont respectivement ; 4, 5, 6, 7 et 8 m/s. Les résultats de calcul des deux scénarios sont présentés dans le tableau 4.11. La source éolienne utilisée a les données de la vitesse du vent suivant ; $V_{in}=3m/s$, $V_r=12m/s$ et $V_o=30m/s$. Les paramètres b, c, d et e sont des constantes données (2.9626, 83.583, 523.96 et 1001.9). Pour la puissance éolienne nominale (capacité éolienne installée) elle est calculée comme pourcentage de la charge totale (ex. pour le premier scénario et la première vitesse du vent, nous avons $P_{wr}=50\%*P_{load}$ soit : $189.2*50/100MW$. et la puissance éolienne sera calculée par rapport au taux de pénétration correspondant à ce scénario : $P_w=P_{wr}*(4-3)/(12-4)*10\%=11.96*10\%=1.169MW$. Pour le $US \geq 189.2*(15/100)+(50/100)*P_w$ soit 28.964. Pour le $DS \leq (50/100)*1,169$ soit 0.584. De la même manière on peut compléter le tableau ci-dessous.

La figure 4.5 montre le coût total de génération en présence de la source éolienne en fonction de la vitesse du vent pour les deux scénarios choisis. Les figures 4.21-4.22, illustrent les limites des besoins en réserves tournantes (SR) allouées pour chaque puissance éolienne.

Tableau 4.11 Réserve tournante (SR) pour vitesse du vent et taux de pénétration variable

Vitesse du vent (m/s)	Besoins en reserve tournante (SP: Max/min pour les conditions d'énergie éolienne (MW))			Coût total (\$/h)
<i>Scenario 1</i>	DSR	USR	Pw (MW)	Coût tol.
4	28.964	0.584	1.169	569.8760
5	29.829	1.449	2.899	563.1616
6	30.993	2.613	5.227	554.1656
7	32.292	3.912	7.824	544.1806
8	33.635	5.255	10.511	533.9034
<i>Scenario 1</i>	DSR	USR	Pw (MW)	Coût tol.
4	29.614	1.234	2.469	564.8280
5	31.325	2.945	5.897	551.5847
6	33.678	5.225	10.45	534.1380
7	36.265	7.885	15.77	513.9586
8	38.899	10.51	21.02	494.2616

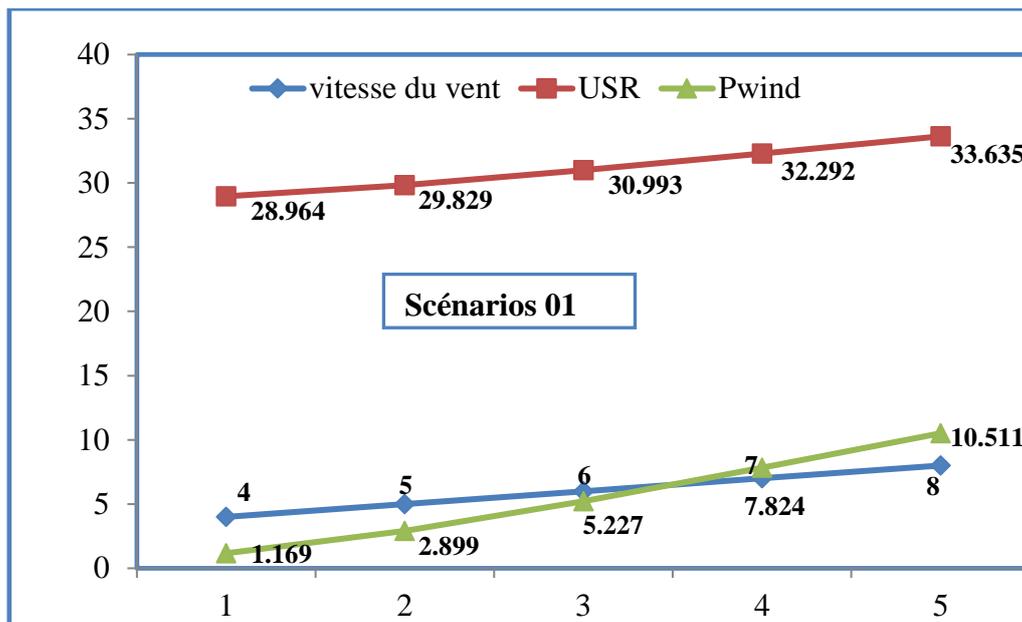


Figure 4.21 Variation de la réserve maximale par rapport à la vitesse du vent (Scn°1).

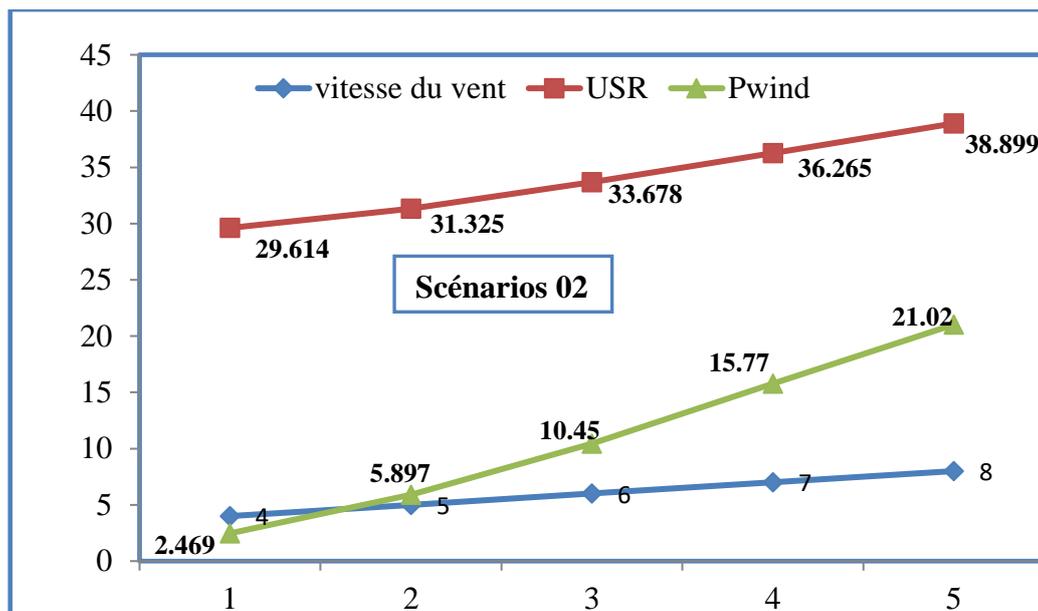


Figure 4.22 Variation de la réserve maximale par rapport à la vitesse du vent (Scn°2).

Les figures 4.21 et 4.22, montrent que la puissance de la réserve tournante, ainsi que la puissance éolienne augmentent avec la vitesse du vent. La capacité de la réserve augmente avec l'augmentation de la puissance éolienne, ceci est dû au pourcentage donné de la pénétration éolienne, et par conséquent toute réduction brusque de l'énergie éolienne doit être couverte par l'équivalent immédiat en réserve tournante.

4.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté le problème de l'écoulement de puissance optimal stochastique, en présence des sources des énergies éoliennes. Et comme ces dernières présentent souvent un caractère intermittent, nous avons commencé par la modélisation Weibull de la vitesse du vent qui est la source primaire de l'énergie éolienne, puis nous avons modélisé la puissance de sortie du générateur éolien, ce qui nous permet de modéliser les coûts (de surestimation et de sous-estimation) associés, pour un objectif d'arriver à une représentation du coût total à optimiser.

Après, nous avons montré que l'application de la méthode métaheuristique GWO sur les différents réseaux de test a abouti aux réglages appropriés des paramètres de control pour le cas d'intégration de l'énergie éolienne ; ce qui résulte à un coût de génération optimal, cela conduit à déterminer la capacité de reserve optimale. En effet, c'est cette capacité qui est destinée à la couverture de tout surplus ou déficit dans la prévision de l'énergie éolienne, et ainsi obtenir une intégration optimale de ce type d'énergie.

Enfin, nous avons évalué les limites nécessaires de la réserve disponible exigé par la flexibilité du système et qui permettre une insertion intelligente de la puissance intermittente avec une application effectué pour un pourcentage déterminé de pénétration de l'énergie éolienne.

Conclusion Générale

Dans cette thèse, le problème d'optimisation optimale dans un réseau électrique à grande échelle a été étudié en présence des sources d'énergie variables. Ces sources sont représentées dans notre travail par un type très fréquent qui est l'énergie éolienne. Cette dernière est caractérisée par un niveau d'incertitude très élevé, cela dû à l'intermittence que présente la source primaire de cette énergie qui est la vitesse du vent.

Les inconvénients de l'énergie éolienne sont que la production de l'énergie éolienne est stochastique, difficile à prévoir et ne peut être considérée comme donnée dispatchable.

Plusieurs études de recherche ont été effectuées dans le but d'avoir un modèle qui caractérise la vitesse du vent et ainsi d'exploiter efficacement l'énergie produite par le vent et l'injecter dans le réseau électrique existant. En premier lieu, la vitesse du vent doit être estimée (prévisionnée) sur la base des données historiques (statistiques) fournies par des services locaux ou à l'échelle nationale, lesquels disposent des techniques plus sophistiquées permettant la prévision journalière, hebdomadaires, mensuels ou même annuelle de la vitesse du vent.

Ces données de la prévision sont exploitées efficacement par les ingénieurs et les opérateurs du réseau électrique et mêmes par les producteurs agréés des sources d'énergie éoliennes, dans le but de prévoir la puissance éolienne à planifier et à intégrer dans le mix des énergies disponibles sur le réseau électrique actuel.

Parmi les représentations les plus connues de la vitesse du vent, la représentation « Weibull » ou PDF, cette représentation a été utilisée à grande échelle et par plusieurs chercheurs à travers le monde et permet une modélisation appropriée du caractère intermittent et stochastique de la puissance éolienne.

Dans notre travail de thèse, nous avons adopté cette représentation de la puissance intermittente pour l'utiliser dans le problème d'optimisation du réseau électrique comportant une source d'énergie éolienne.

A travers cette thèse, nous avons appliqué une méthode d'optimisation très robuste laquelle a été prouvée par la comparaison avec d'autres méthodes qui existent dans la littérature, cette méthode est appelée optimisation par les loups gris « GWO », a permet d'avoir des résultats très concurrentiels, dans beaucoup de domaines d'application techniques et industriels.

Le modèle de la puissance éolienne utilisé dans la procédure d'optimisation capture le comportement incertain de la source d'énergie éolienne connecté à un endroit supposé

Conclusion générale

venteux (qui se caractérise par une quantité du vent importante durant l'année ou pendant une période de temps déterminée et pour lequel les paramètres relatifs à l'intermittence de la puissance générée sont donnés comme les coefficients des coûts stochastiques associés). Ce modèle sera utilisé par la suite dans la fonction objective à optimiser représentée par le coût total de génération.

L'hors de l'optimisation nous avons distingué deux cas essentiels :

- L'écoulement de puissance optimal dans le mode déterministe, qui ne tient pas en compte la partie stochastique c'est-à-dire, en l'absence de la source incertaine. Cette phase ne prend pas en générale un temps d'exécution élevé et focalise uniquement sur les sources d'énergie conventionnelles ou programmables.
- L'écoulement de puissance dans le mode stochastique ou probabiliste ; cette fois-ci la partie stochastique est considérée dans la fonction objective sous forme de coût déséquilibré ou (stochastique), qui va définir la quantité de l'énergie éolienne stochastique à planifier ou à prévoir soit pour un surplus (dû à la sous-estimation) de la puissance éolienne, et qui doit être associé d'un facteur de pénalité pour la convertir en coût à payer par l'opérateur système aux producteurs de l'énergie éolienne, ou pour un déficit (dû à la surestimation) de la puissance éolienne qui doit être associé d'un coefficient de réserve.

Cette puissance de réserve et en coordination avec le réserve disponible calculé auparavant, permet de gérer de façon optimale l'insertion de cette source d'énergie renouvelable dans le réseau électrique existant. L'optimisation du coût total de génération en présence de la ferme éolienne est effectuée à travers l'évaluation des pénalités relatives aux puissances de surestimation ou sous-estimation qui peuvent être induites l'hors de la planification de la production éolienne.

Enfin, et à travers cette contribution, nous arrivons à évaluer les limites nécessaires de la réserve disponible exigé par la flexibilité du système ou permettant une insertion intelligente de la puissance intermittente via le réseau intelligent qui permet de réduire les temps de réponse destiné à couvrir tout manque inattendu dans la génération éolienne.

D'où l'introduction du réseau intelligent permet de gérer la quantité de réserve appropriée et en temps réel.

En termes de perspectives, nous souhaitons de continuer ce travail par :

Conclusion générale

- l'intégration de la source d'énergie intermittente en utilisant une méthode d'optimisation hybride intelligente qui combine à la fois l'optimisation et la prévision de la source intermittente.
- Étude de l'intégration des sources intermittentes, des sources distribuées et des véhicules électriques en utilisant l'intelligence artificielle.
- Etude dynamique de l'intégration des sources intermittentes.
- Etude de l'impact de la flexibilité sur l'intégration optimale des énergies renouvelables.

Bibliographies

- [1] P. A. Owusu, S.A S. Sarkodie, “A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation”, Vol. 3, Cogent Engineering, 2016.
- [2] L. Xie, P. M. S. Carvalho , L. A. F. M. Ferreira, J. Liu, B. H. Krogh, N. Popli, and M. D. Ilić ,“Wind Integration in Power Systems: Operational Challenges and Possible Solutions”, Proceedings of the IEEE, Vol. 99, pp. 214–232, 2011.
- [3] P. D. Lund, J. Byrne, R. Haas and D. Flynn, “Advances in Energy Systems: The Large-scale Renewable Energy Integration Challenge”, John Wiley & Sons, 2019.
- [4] S. Zafar, M.K. Nawaz, S.A.R. Naqvi and T.N. Malik, “Integration of Renewable Energy Sources In Smart Grid: A Review”, the Nucleus Vol. 50, pp. 311-327, 2013.
- [5] R. Bessa, C. Moreira, B. Silva and M. Matos, “Handling Renewable Energy Variability and Uncertainty in Power System Operation”, Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment, Vol. 3, pp. 156-178, 2019.
- [6] A. Henriot and J.M. Glachant, “Design des marchés d’électricité pour l’intégration des renouvelables”, Revue d’économie industrielle, Vol. 148, pp. 31-51, 2014.
- [7] H. Ibrahim, M. Ghandour, M. Dimitrova, A. Ilinca and J. Perron, “Integration of Wind Energy into Electricity Systems: Technical Challenges and Actual Solutions”, Energy Procedia Vol. 6, pp. 815–824, 2011.
- [8] A. Poullikkas, “Integrating intermittent renewables sources into the EU electricity system by 2020: challenges and solutions”, 2015.
- [9] F. Romanelli “Strategies for the integration of intermittent renewable energy sources in the electrical system”, the European Physical Journal Plus, Vol. 131, 2016.
- [10] R. Bessa, C. Moreira, B. Silva and M. Matos, “Handling renewable energy variability and uncertainty in power systems operation”, Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy Environ, Vol. 3, pp. 156-178, 2013.
- [11] B. Mohandes, M. S. El Moursi, N. D. Hatziargyriou, and, S. A. El Khatib, “Review of Power System Flexibility with High Penetration of Renewables”, IEEE Transactions on Power Systems, pp. 1–1, 2019.
- [12] J. Hetzer, D. C. Yu, and K. Bhattarai, “An economic Dispatch Model Incorporating Wind Power”, IEEE Trans. Energy. Conv., Vol. 23, pp. 603-611, 2008.
- [13] M. Mathieu, A. Rüdinger, D. Pescia, “L’intégration des énergies renouvelables dans le système électrique français : quels enjeux d’optimisation ? ”, Working Papers, Vol. 16, Iddri, Paris, France, pp. 1-16, 2016.
- [14] A. Henriot et J.M. Glachant, “Design des marchés d’électricité pour l’intégration des renouvelables”, Revue d’économie industrielle, Vol. 148, pp. 31-51, 2014.
- [15] S. Rebennack, P. M. Pardalos, “handbook of power system I”, ISBN: 978-3-642-02492-4, © Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010.
- [16] T. Bouktir, “Renewable Energy in Algeria”, pléniere, 1st National Conference on Electrical and Electronics Engineering, (NCEEE 2016), November 14 - 15, 2016, Bouira, Algeria.
- [17] R.E. Brown, “Electric Power Distribution Reliability”, ABB Inc. Raleigh, North Carolina. © 2002 by Marcel Dekker, Inc.
- [18] F. Pedro, J. Spinola and Z. Vale, “Methods for Aggregation and Remuneration of Distributed Energy Resources”, App. Sciences Vol. 8, pp. 1-16, 2018.
- [19] G. Brusco, A. Burgio, D. Menniti, A. Pinnarelli and N. Sorrentino, “Energy Management System for an Energy District with Demand Response Availability”, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 5, pp. 2385–2393, 2014.

- [20] H. Turker, “Véhicules Electriques Hybrides Rechargeables: Evaluation des Impacts sur le Réseau électrique et Stratégies Optimales de Recharge ”, Thèse de Doctorat, université de Grenoble, Déc., 2012.
- [21] S. Touré, “ Optimisation des réseaux : « réseau actif et flexible » ”, Thèse de doctorat, Grenoble, 2014.
- [22] H. Bayem, “Apport des Méthodes Probabilistes Aux Etudes d’insertion des Energies Renouvelables dans les Systèmes Electriques ”, Thèse de doctorat 2009.
- [23] L. Freris, D. Infield, “Renewable Energy in Power Systems”, John Wiley & Sons, Book.2008.
- [24] I. Erlich and F. Shewarega, “Grid Codes in Power Systems with Significant Renewable-Based Generation”, Smart Grid Handbook, John Wiley & Sons 2016.
- [25] E.M.G. Rodrigues, and all, "Grid code reinforcements for deeper renewable generation in insular energy systems", Renewable and Sustainable Energy Reviews (ELSEVIER), Vol. 53, pp. 163-177, January 2016.
- [26] M. S. Thomas J. D. Mc. Donald, “Power system SCADA and Smart Grid”, pp. 152-153, New York, 2015.
- [27] P. H. J. Nardelli and all, “Models for the modern power grid”, The European Physical Journal Special Topics, Vol. 223, pp. 2423-2437. 2014.
- [28] J. P. S. Catalaõ, “Smart and Sustainable Power Systems”, by Taylor & Francis Group, 2015.
- [29] http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/taskforce_en.htm
- [30] X. Fang, S. Misra, G. Xue, and D. Yang, “Smart Grid — the New and Improved Power Grid: A Survey”, IEEE Communications Surveys & Tutorials, Vol. 14, pp. 944–980, 2012.
- [31] W. Zappa, M. Junginger, and M. van den Broek, “Is a 100% renewable European power system feasible by 2050?” Applied Energy 233–234 (2019) 1027–1050.
- [32] R. RamaKumar,” Integrated Renewable Energy Systems”, EEE Power Engineering Review, February 1995.
- [33] H. Gharavi and R. Ghafurian, “Smart Grid: The Electric Energy System of the Future”, Proceedings of the IEEE, Vol. 99, pp. 917-921, 2011.
- [34] M. El-Shimy, N. Ghaly, “Wind Energy Conversion Systems, Grid–Connected”, In: Encyclopaedia of Energy Engineering and Technology, Second Edition pp. 2162-2183.
- [35] B. Engel, “Integration of RES in Power Systems”, SGAN Academy, 2015.
- [36] B. Mohandes, M. S. El Moursi, N. D. Hatziargyriou and S. El Khatib, “A review of Power System Flexibility with High Penetration of Renewables”, IEEE Transactions on Power Systems, pp. 1–1, 2019.
- [37] P. D. Lund, J. Lindgren, J. Mikkola, and J. Salpakari, “Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 45, pp. 785–807, 2015.
- [38] <https://www.coursera.org/lecture/global-energy/intermittency-and-system-integration>
- [39] M. Power, N. Singh and M. Sanchez, “Challenges in the control centre due to distributed Generation and Renewables”, CIGRE 2013.
- [40] D. Rastler, “Electricity energy storage technology options: A white paper primer on applications, costs, and benefits”, Electric Power Research Institute (EPRI), 2010.
- [41] N. Li., C. Uckun, E. M. Constantinescu, J. R. Birge, K. W. Hedman and A. Botterud, “Flexible operation of batteries in power system scheduling with renewable energy”, IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 7, pp. 685–696, 2016.
- [42] J. Kabouris and F. D. Kanellos, “Impacts of large-scale wind penetration on designing and

- operation of electric power systems”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 1, pp. 107–114, 2010.
- [43] N. Troy, D. Flynn, and M. OMalley, “Multi-mode operation of combined-cycle gas turbines with increasing wind penetration”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 27, pp. 484–492, 2012.
- [44] M. Hermans, K. Bruninx, and E. Delarue, “Impact of CCGT start-up flexibility and cycling costs toward renewables integration”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, pp. 1468–1476, 2018.
- [45] R. Bessa, C. Moreira, B. Silva, and M. Matos, “Handling renewable energy variability and uncertainty in power systems operation”, *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, Vol. 3, 156–178, 2013.
- [46] C.-L. Chen, “Optimal wind–thermal generating unit commitment”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 23, pp. 273–280, 2008.
- [47] C.H. Houpis and M. G. Sanz, “Wind Energy Systems: Control Engineering Design”, Boca Raton, FL: Taylor & Francis, 2011.
- [48] M. Lopez, “Contribution à l'Optimisation d'un système de Conversion Eolien pour une unité de production isolée”, thèse doctorat, 2012.
- [49] BearingPoint SAS, “Observatoire de l'Eolien”, 142, 2018
- [50] M. El-Shimy, N. Ghaly, “Wind Energy Conversion Systems, Grid–Connected”: In *Encyclopaedia of Energy Engineering and Technology*, 2nd Edition. Taylor, and Francis, New York, pp. 2162–2183, Jun 2015.
- [51] D. Aleksandra, I. Tomovski, “Optimization Model for Variable Renewable Energy Sources Generation: Macedonian Case Study”, *Renewable energy sources*, Vol. 4, pp. 402–412, 2015.
- [52] F. Yu, P. Zhang, W. Xiao, and P. Choudhury, “Communication systems for grid integration of renewable energy resources”, *IEEE Network*, Vol. 25, pp. 22–29, 2011.
- [53] A. A. Suwannarat, B. B-Jensen, Z. Chen, H. Nielsen, J. Hjerrild, P. Sorensen, and A. D. Hansen, “Power System Operation with Large Scale Wind Power Integration”, *Power technology, IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2007.
- [54] W. S-Huertas, V. Gómez, C. Hernández, “Optimization Algorithms for Solving Microgrid and Smart Grid Integration Problems”, *International Journal of Applied Engineering Research*, Vol. 13, pp. 14886–14892, 2018.
- [55] S. Bethany and A.M. Mackey, “The Role of Smart Grids in Integrating Renewable Energy”, NREL, 2015.
- [56] A. Kitsios, et al., “Renewable energy sources the internet of things and the third industrial revolution: Smart grid and contemporary information and communication technologies”, *AIP Conference Proceedings*, 2017.
- [57] H. Chao, “Efficient pricing and investment in electricity markets with intermittent resources”, *Energy Policy*, Vol. 39, pp. 3945–3953, 2011.
- [58] J. Zheng, D. W. Gao, L. Li, "Smart Meters in Smart Grid: An overview", *IEEE Green Technologies Conference*, Vol. 4, pp. 57-64, 2013.
- [59] Z. Driss. et R. Bencherif, “L'énergie éolienne: de la source d'énergie renouvelable la moins prometteuse à la plus convoitée”, *Revue des Energies Renouvelables SMEE'10 Bou Ismail Tipaza*, pp. 359 – 368, 2010.
- [60] L. Quéval, C. Joulain, C.E. Casillas, "Measuring the power curve of a small-scale wind turbine: a practical example", *1st International e-Conference on Energies (ece1)*, Sciforum Electronic Conference Series, vol. 01, 2014.
- [61] H. Louie and J. M. Slougher, “Probabilistic Modeling and Statistical Characteristics of Aggregate

- Wind Power”, Citation, large scale renewable power generation, pp. 19-51, 2014
- [62] I. J. P. Arriaga, “Managing large scale penetration of intermittent renewable”, These de Doctorat, université Madrid, Spain, 2011.
- [63] C. Monteiro, R. Bessa, V. Miranda, A. Botterud, J. Wang, and G. Conzelmann, ”Wind Power Forecasting: State-of-the-Art 2009”, Argonne National Laboratory, November 2009.
- [64] P. D. Lund, John B., R. Haas and D. Flynn, “Advances in Energy Systems: The Large-scale Renewable Energy Integration Challenge”, John Wiley & Sons, 2019.
- [65] M. Olsson, M. Perninge, and L. Söder, “Modeling real-time balancing power demands in wind power systems using stochastic differential equations”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 80, pp. 966–974, 2010.
- [66] D. Jayaweera, “Smart Power Systems and Renewable Energy System Integration”, *Studies in Systems, Decision and Control*, Springer International Publishing, 2016.
- [67] D.K. Kidmo, R. Danwe, S.Y. Doka, and N. Djongyang, “Statistical analysis of wind speed distribution based on six Weibull Methods for wind power evaluation in Garoua, Cameroon”, *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 18, pp. 105 – 125, 2015.
- [68] M. J. Ghadi, G. S. Hakimi, H. Afrakhte and A. Baghrmian, “Short-Term and Very Short-Term Wind Power Forecasting Using a Hybrid ICA-NN Method”, In: *International Journal of Computing and Digital Systems*, Vol. 3, No. 1, 61-68, 2014.
- [69] S. Thapa, R. Karki and R. Billinton, “Probabilistic Risk Analysis in Wind-Integrated Electric Power System Operation”, *Proceedings of the International Symposium on Engineering under Uncertainty: Safety Assessment and Management*, Springer, India, 2013.
- [70] L. Wang, C. Singh, and A. Kusiak, “Wind Power Systems Applications of Computational Intelligence”, Book, Springer Series in Green Energy and Technology, 2010.
- [71] K. Saha, “Planning & Installing photovoltaic systems”, In: *International Journal of Environmental Studies* · November 2014
- [72] K. C. Divya and P. S. N. Rao, “Models for wind turbine generating systems and their application in load flow studies”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 79, pp. 844-859, 2006.
- [73] J. Fernando, M. Padrón and A. E. Feijóo Lorenzo, “Calculating Steady-State Operating Conditions for Doubly-Fed Induction Generator Wind Turbines”, *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 25, 2010..
- [74] M. Dahmane, “Gestion, Optimisation et conversion des Energies pour Habitat Autonome”, Thèse de Doctorat, France, 2015.
- [75] A. Efeijoo and J. Cidras, “modeling of wind farms in the load flow analysis”, *IEEE transaction on power systems*, Vol. 15, pp. 110-115, 2000.
- [76] Z. Cao, X. Wang and J. Tan, “Control strategy of large-scale DFIG-based wind farm for power grid frequency regulation”, In: *31st Chinese Control Conference (CCC)*, pp. 6835-6840, 2012.
- [77] K.V. Vidyandandan, N. Senroy, “Primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop”, *IEEE, Trans. Power Syst.*, Vol. 28, pp. 837–846, 2013
- [78] E. M. Natsheh, Member, A. Albarbar, Member, and J. Yazdani, “Modeling and Control for Smart Grid Integration of Solar/Wind Energy Conversion System”, *2nd IEEE PES International conference and Exhibition on Innovative smart Grid Technologies*, 2011.
- [79] <https://es.mathworks.com/help/phymod/sps/examples/wind-farm-dfig-phasor-model.html>.
- [80] S. Khajuria, J. Kaur, “Implementation of Pitch Control Of wind Turbine Using Simulink (Matlab)”, *International Journal of Advanced Research in Computer Engineering & Technology* Volume 1, pp. 196-200, June 2012
- [81] B. Benyachou, S. Men-La-Yakhaf, B. Bahrar and M. Tamani, “Modelling with Matlab/Simulink

- of a wind turbine connected to a generator asynchronous dual power (GADP)”, *Journal of Material and Environmental Sciences*, Volume 8, pp.4614-4621, 2017.
- [82] M. Gao, L. Jian, L. Wei and Y. Xiao, “A Stochastic Programming Based Scheduling and Dispatch for Smart Grid with Intermittent Wind Power”, *Global Journal of Technology Optimization*, Vol. 7, 2016.
- [83] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari and S. Kouro, “Power Conversion and Control of Wind Energy Systems”, IEEE Press series on power engineering 74, John Wiley & Sons Pub, 2011.
- [84] J. Hetzer, D. C. Yu, and K. Bhattacharai, “An economic dispatch model incorporating wind power,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 2, pp. 603–611, Jun. 2008.
- [85] H. Siahkali, M. Vakilian, “Stochastic unit commitment of wind farms integrated in power system”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 80, pp. 1006–1017, 2010.
- [86] C.X. Guo, Y.H. Bai, X. Zheng, J.P. Zhan, Q.H. Wuc, “Optimal generation dispatch with renewable energy embedded using multiple objectives”, *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 42, pp. 440–447, 2012.
- [87] Li. Xian, L. Xian, “Economic Load Dispatch Constrained by Wind Power Availability: A Wait-and-See Approach”, *IEEE Transaction on Smart Grid*, Vol. 1, N. 3, December 2010.
- [88] A. Di Piazza, M. C. Di Piazza, Antonella R., Member IEEE, Gianpaolo V., Member IEEE, “Statistical Processing of Wind Speed Data for Energy Forecast and Planning”, *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ’10)*, Vol. 1, Spain 2010.
- [89] R.A. Jabr, B.C. Pal, “Intermittent wind generation in optimal power flow dispatching”, *IET, Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 3, pp. 66–74, 2009.
- [90] R.B. Chedid, S.H. Karaki, C. El-Chamali, “Adaptive fuzzy control for wind-diesel weak power systems”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 15, pp. 71–78, 2000.
- [91] Z. Tan, X. Song, W. Cao, Z. Liu, and Y. Tong, “DFIG Machine Design for Maximizing Power Output Based on Surrogate Optimization Algorithm”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 99, pp. 1154-1162, 2015
- [92] A. Altunkaynak, T. Erdik, I. Dabanli, Z. Sen, “Theoretical derivation of wind power probability distribution function and applications”, *Applied Energy*, Vol. 92, pp. 809–814, 2012.
- [93] X. Liu and W. Xu, “Minimum Emission Dispatch Constrained by Stochastic Wind Power Availability and Cost”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 25, N. 3, 2010.
- [94] G. L. Johnson, “Wind energy system”, Book, Oct. 2006.
- [95] C.L. Masters, J. Mutale, G. Strbac, S. Curcic, N. Jenkins, “Statistical evaluation of voltages in distribution systems with embedded wind generation”, *IEE Proceedings on Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 147, pp. 207–212, 2000.
- [96] M. R. Patel, “Wind and Solar Power Systems”, Book, CRC Press LLC, 2000.
- [97] H. Seifi and M. S. Sepasian, “Electric Power system Planning: Issues, Algorithms and solutions”, Book, Springer Verlag Berlin Heidelberg 2011.
- [98] Z. Ivan, V. N. Pandian, Barsoum, “Power, Control and Optimization”, Springer International Publishing Switzerland 2013.
- [99] R. A. Jabr and, B.C. Pal, “Intermittent wind generation in optimal power flow dispatching”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2008.
- [100] N. Ketfi, « thèse de Doctorat », Université de Sétif, Alegria.
- [101] M. A. Abido, “Optimal power flow using particle swarm optimization,” *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 24, no. 7, pp. 563–571, 2002
- [102] H. Sebaa, O. Boukthir and T. Boukthir, “Improved Optimal Power Flow for a Power System

- Incorporating Wind Power Generation by Using Grey Wolf Optimization Algorithm”, IAEEEE, Vol. 16, pp. 471-488, 2018.
- [103] B. Banerjee, D. J. and I. Syed, “Modelling and Simulation of Power Systems”, Vol. 57, pp.15-28, 2016.
- [104] A. J. Wood and B. F. Wallenberg, “Power Generation, Operation and Control”. Wiley, 2nd edition, New-York, 1996.
- [105] J. Zhu, “Optimization of Power System Operation”, IEEE Press, 2015
- [106] R. C. Bansal, “Optimization Methods for Electric Power Systems: An Overview”, International Journal of Emerging Electric Power Systems, Vol. 02, 2005.
- [107] L. Slimani, “Contribution à application de optimisation par des méthodes métaheuristiques à l’écoulement de puissance optimal dans un environnement de l’électricité dérégulé”, Thèse doctorat, 2009
- [108] F. T. Fontbona, “Optimisation methods meet the smart grid new methods for solving location and allocation problems under the smart grid Paradigm”, Thèse de Doctorat 2015.
- [109] M. Madić, D. Marković, M. Radovanović, “Comparison of Méta-heuristique Algorithms for solving Machining Optimization Problems”, Mechanical Engineering Vol. 11, pp. 29- 44, 2013.
- [110] M. Khajehzadeh, T. Raihan, M. El-Shafie, A. M. Eslami, “A Survey on Meta-Heuristic Global Optimization Algorithms”, Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology, Vol. 3, pp. 569-578, 2011.
- [111] C. Blum, A. Roli, "Metaheuristics in combinatorial optimisation: Overview and conceptual comparision”, ACM Computing Surveys, Vol. 35, pp. 268-308, 2003.
- [112] X.-S. Yang, “Review of Metaheuristics and Generalized Evolutionary Walk Algorithm”, International Journal of Bio-Inspired Computation, Vol. 3, pp. 77-84, 2011
- [113] I. Zelinka, P. Vasant, N. Barsoum, “Power, Control and Optimization”, Book Springer, 2013
- [114] O. Hajji, “ Contribution au développement de méthodes d’optimisation stochastiques. Application à la conception des dispositifs Electrotechniques ”, Thèse de doctorat en génie électrique, Ecole centrale de Lille, Université des sciences et technologies de Lille, 2003.
- [115] J. Brownlee, “Clever algorithms- nature-inspired programming recipes”, Book, 2011.
- [116] S. Mirjalili, A. Lewis, “Grey Wolf Optimizer”, advanced engineering Software, 2014, vol. 69, pp. 46-61.
- [117] A. M. AL-ATTAR, et Al., “Multi-Objective Modified Grey Wolf Optimizer for Optimal Power Flow”, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2016.
- [118] S. Kapoot, I. Zeya, C. Singhal and S. J. Nanda, “A grey Wolf Optimizer Based Automatic Clustering Algorithm for Satellite Image Segmentation”, Proceedings of Computer Science, 2017, vol. 115, pp. 415-422.
- [119] T. Kiran and D. M. V. Kumar, “Grey wolf optimization algorithm based dynamic security constrained optimal power flow”, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2016.
- [120] S. R. Surender, P. R. Bijwe and A.R. Abhyankar, “Faster evolutionary algorithm base optimal power flow using incremental variables”, Electrical Power and Energy System, 2014, Vol. 54, pp. 198-210.
- [121] K. Vaisakh, L.R. Srinivas, “Evolving ant direction differential evolution for OPF with non-smooth cost function”, Eng. Application Artificial Intelligent, 2011, Vol. 24, pp. 426–436.
- [122] K. Abaci, V. Yamachi, “Differential search algorithm for solving multi-objective optimal power flow problem”, Electrical Power and Energy Systems, 2016, Vol. 79, pp. 1-10.
- [123] M. Ghasemi, S. Ghavidel, M. Gitizadeh, E. Akbari, ”An improved teaching-learning-based

- optimization algorithm using léevy mutation strategy for non-smooth optimal power flow”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 65, pp. 375-384, 2015.
- [124] P. K. Roy, C. Paul, “Optimal power flow using krill herd algorithm”, *International transactions on Electric Energy Systems*, Vol. 25, pp. 1397-1419, 2014.
- [125] S. Duman, U. Güvenç, Y. Sönmeý and N. Yörükeren, “Optimal power flow using gravitational search algorithm”, *Energy Conversion and Management* 2012, vol. 59, pp. 86-95.
- [126] S. S. Reddy, C. S. Rathnam, ”Optimal Power Flow using Glowworm Swarm Optimization”, *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 80, pp. 128-139, 2016.
- [127] A. Panda, M. Tripathy, “Optimal power flow solution of wind integrated power system using MBF algorithm”, *Electrical Power & Energy Systems* Vol. 54, pp. 306-314, 2014.
- [128] J. A. Regalado, E. B. Emilio and E. Cuevas, “Optimal Power Flow Solution Using Modified Pollination Algorithm”, *IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing*, 2015.
- [129] A. Bhattacharya, P. K Chattopadhyay, “Application of Biogeography –based optimization to solve different optimal power flow problems”, *IET Generation Transmission & Distribution*, Vol. 5, pp. 70-80, 2011.
- [130] Matlab Simulation Package (matpower, ver. 6.0b1). Ray Zimmerman, - Carlos Murillo-Sanchez and Other contributors, 2016.
- [131] A. A. El-fergany, H. M. Hasanien, “Tree-Seed algorithm for solving optimal power flow problem in large-scale power systems incorporating validations and comparisons”, *Applied Soft Computing*, Vol. 64, pp. 307-316, 2018.
- [132] S. Nampeth. L. Uthen and T. Kulworawanichpong, “Application of harmony search to optimal power flow problems”, *ICAEE*, pp.219-222, 2010.
- [133] M. A. Rezaei, A. Kkarami, “Artificial bee colony algorithm for solving multi-objective optimal power flow problem”, *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 53, pp. 219–230, 2013.
- [134] L. Slimani, « 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, Univ. de Sétif, Allégira, 2009.
- [135] C. Mishra, S. P. Singh and J. Rokadia, “Optimal power flow in the presence of wind power using modified cuckoo search”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 9, pp. 615–626, 2015.
- [136] M.S. Kumari, S. Maheswarapu, “Enhanced Genetic Algorithm based computation technique for Optimal Power Flow solution. *Electrical Power and Energy systems*, Vol. 32, 736-742, 2010.
- [137] S. A. C. Reo, J. B. L. Pavez, “A solution to the optimal power flow using simulated annealing”, *Electrical Power Energy Systems*, Vol. 25, pp. 47-57, 2003.
- [138] Y-C. Chang, T.-Y. Lee, C.-L. Chen, R.-Mow Jan, “Optimal power flow of a wind-thermal generation system”, *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 55, pp. 312–320, 2014.
- [139] M. Abido, “Optimal power flow using particle swarm optimization”, *International Journal of Electrical power Systems*, Vol. 24, pp. 563-571, 2002.
- [140] R. Ranjit., H.T. Jadhav, “Optimal power flow solution of power system incorporating stochastic wind power using Gbest guided artificial bee colony algorithm”, *Electrical power and Energy. Systems*, 2015, vol. 64, pp. 562-578.
- [141] A. Panda, M. Tripathy, “Security constrained optimal power flow solution of wind-thermal generation system using modified bacteria foraging algorithm”, *Energy*, Vol. 93 pp. 816-827, 2015.
- [142] Y.-C. Chang, T. Y. Lee, Ch.-L. Chen, R. M. Jan, “Optimal power flow of a wind-thermal

- generation system”, *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 55, pp. 312–320, 2014.
- [143] T.-Y. Lee, “Optimal Spinning Reserve for a Wind-Thermal Power System Using EIPSO”, *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 22, pp.1612-1621, 2007.
- [144] B. Bentouati, S. Chettih and L. Chaib, “Interior search algorithm for optimal power flow with non-smooth cost functions”, *Electrical & Electric Engineering*, Vol. 4, pp. 1-17, 2017.
- [145] A. Immanuel Selvakumar, and K. Thanushkodi “A New Particle Swarm Optimization Solution to Nonconvex Economic Dispatch Problems” *IEEE Transactions ON Power Systems*, Vol. 22, 2007.
- [146] S. Duman, U. Guvenc, Y. Sonmez, N. Yorukeren, “Optimal power flow using gravitational search algorithm”, *Energy Conversion and Management* , Vol. 59, pp. 86–95, 2012.
- [147] G. Kolomvo, “de grands problèmes stochastiques multi-étapes: Application à un problème de dimensionnement de capacités et de gestion de flux et de stocks”, *Thèse de Doctorat*, 2007.
- [148] P. Dzung and S. Ghosh, “Two-Stage Stochastic Optimization for Optimal Power Flow under Renewable Generation Uncertainty”, *ACM Transactions on Modeling and Computer Simulation*, Vol. 24, pp. 2-24, 2014.
- [149] X. Liu, “Economic Load Dispatch Constrained by Wind Power Availability: A Wait-and-See Approach”, *IEEE Transaction on Smart Grid*, Vol. 1, N. 3, December 2010.
- [150] H.Siahkali, M. Vakilian, «Stochastic unit commitment of wind farms integrated in Power system. *Electrical Power Systems Research*, 2010, vol. 80, pp. 1006-1017.
- [151] J. M. Morales, A., J. Conejo and J. Perez-Ruiz, “Economic Valuation of Reserves in Power Systems with High Penetration of Wind Power”, *IEEE Transaction on Power System*, Vol. 24, May, 2009.
- [152] L. Xie, H. D. Chiang and S.- Li, “Optimal Power Flow Calculation of Power System with Wind Farms”, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011
- [153] S. Duman and al., “Optimal power flow using gravitational search algorithm”, *Energy Conversion and Management*, Vol. 59, pp. 86-95, 2012.
- [154] S. Mishra, Y. Mishra and S. Vignesh, “Security constrained economic dispatch considering wind energy conversion systems”, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011.
- [155] R. Ranjit, T. H. Jadhav, “Optimal power flow solution of power system incorporating stochastic wind power using Gbest guided artificial bee colony algorithm”, *Electrical power and Energy. Systems*, Vol. 64, pp. 562-578, 2015.
- [156] Y.C. Chang, T.Y. Lee, C.L. Chen and R.M Jan, “Optimal power flow of wind-thermal generation system”, *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 55, pp. 312-320, 2014.
- [157] C. Mishra, P. S. Singh and J. Rokadia, “Optimal power flow in the presence of wind power using modified cuckoo search”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 9, pp. 615–626, 2015.
- [158] <http://www.ee.washington.edu/research/pstca>
- [159] K. N. Merzouk, “Evaluation du gisement énergétique éolien contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie”, *Thèse doctorat, Université Abou bekr Belkaid, Tlemcen* 2006.
- [160] C. -L. Chen, T.Y. Lee and R. M. Jan, “Optimal wind thermal coordination dispatch in isolated power systems with large integration of wind capacity”, *Energy Conv. And Manag.* Vol. 47, pp. 3456-3472, 2006.
- [161] T.-Y. Lee, “Optimal Spinning Reserve for a Wind-Thermal Power System Using EIPSO”, *IEEE Transaction on power systems*, Vol. 22, pp. 1612-1621, 2007.
- [162] C. L. Chen, T.Y. Lee and R. M. Jan, “Optimal wind thermal coordination dispatch in isolated

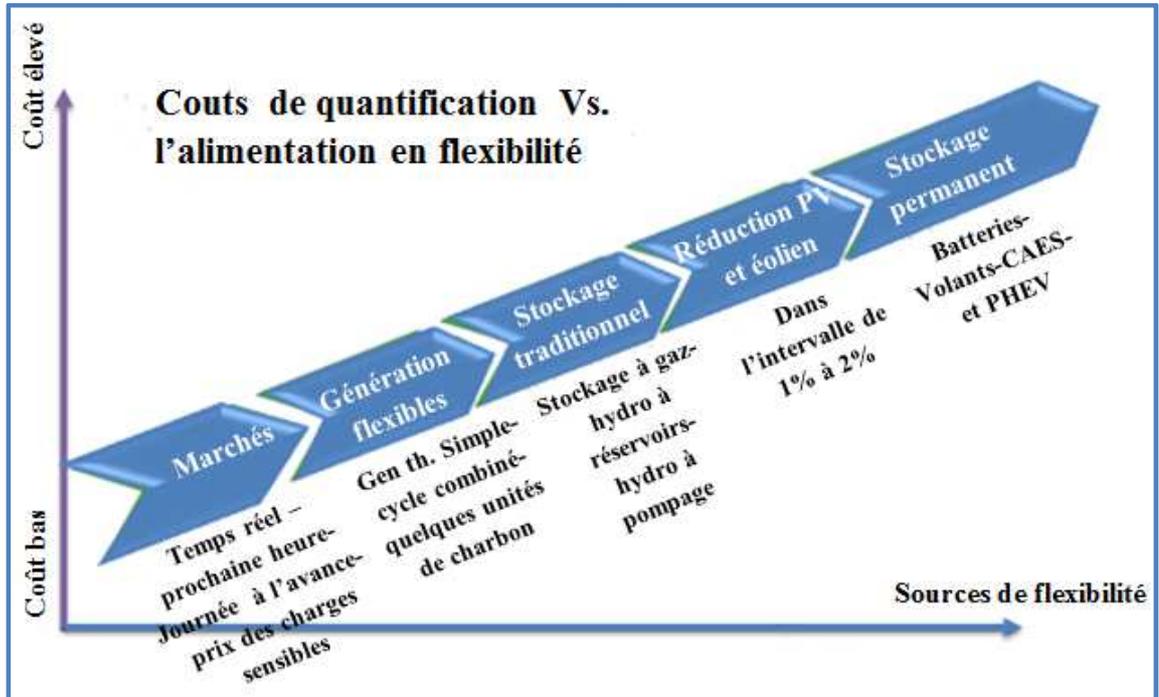
Power systems with large integration of wind capacity”, *Energy Conv. and Management* Vol. 47, pp. 3456-3472, 2006.

[163] Z.-L. Gaing, “Particle swarm optimization to solving the economic dispatch considering the generator constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, pp. 1187–1195. 2003.

[164] O. E. Moya, “A Spinning Reserve, Load Shedding, and Economic Dispatch Solution by Bender’s Decomposition”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, pp. 384–388, 2005.

ANNEXES:

A. 1 Quantification de la flexibilité des réseaux électriques



A. 2 Fonction de probabilité de la puissance éolienne

Il existe deux probabilités discrètes de la puissance de sortie éolienne; la probabilité pour l'évènement ($P_w=0$) et la probabilité correspond à l'évènement ($P_w=P_{wr}$) qui se calcule comme suit :

$$P_r(P_w = 0) = P_r(v < v_{in}) + P_r(v \geq v_o)$$

$$= 1 - \exp\left[-\left(\frac{v_{in}}{c}\right)^k\right] + \exp\left[-\left(\frac{v_o}{c}\right)^k\right]$$

Et la probabilité de l'évènement de $P_w=P_{wr}$:

$$P_r(P_w = P_{wr}) = P_r(v_r \leq v \leq v_o)$$

$$= P_r(v < v_{in}) + P_r(v \geq v_o)$$

$$= \exp\left[-\left(\frac{v_r}{c}\right)^k\right] - \exp\left[-\left(\frac{v_o}{c}\right)^k\right]$$

La probabilité pour l'évènement entre $P_w=0$ et $P_w=P_{wr}$:

$$\phi_w = 1 - \exp\left\{-\left[\left(\frac{v_{in} \cdot (1 + h_1(v/v_r))}{c}\right)^k\right]\right\}$$

Avec : $h_1 = (V_r/V_{in}) - 1$.

A. 3 Modèle de puissance éolienne avec la fonction gamma incomplète

Le modèle présenté pour la 1^{ème} source éolienne les coûts de sous-estimation et de surestimation sont exprimés respectivement comme suit : $C_{pwj}(P_{wj,av} - P_{wj})$ et $C_{Rwj}(P_{wj} - P_{wj,av})$, où C_{pwj} est le coefficient du coût relatif à la non utilisation de la totalité de puissance éolienne disponible, alors que C_{Rwj} est le coefficient du coût relatif à l'achat de la puissance éolienne à partir d'autres sources alternatives à cause de la réduction d'alimentation des sources éoliennes, $P_{wj,av}$ est la puissance éolienne générée qui est la variable intermittente ou incertaine, et P_{wj} est la puissance éolienne prévisionnée (planifiée auparavant).

1-L'analyse sur la surestimation : pour simplifier la représentation, on se focalise sur un générateur éolien particulier (disant, première source éolienne) de puissance $P_{wj,av}$ la puissance éolienne prévue pour cette éolienne est dénotée par (P_{w1}) telle que ($0 \leq P_{w1} < P_{wr}$), le coût associé est $C_{OEW} \cdot (P_{w1} - P_w)$, et la puissance nominale P_{wr} . Comme le coût est une variable aléatoire, plusieurs traitements mathématiques devraient être utilisés. Si la moyenne de C_{OEW} est utilisée comme première métrique, alors :

$$E(C_{OEW}) = S_1 + S_2$$

Avec :

$$\begin{aligned} S_1 &= P_{w1} \cdot P_r(P_w = 0) \\ &= P_{w1} \left\{ 1 - \exp\left[-\left(\frac{v_{in}}{c}\right)^k\right] + \exp\left[-\left(\frac{v_o}{c}\right)^k\right] \right\} \end{aligned} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} S_1 &= \int_0^{P_{wr}} (P_{w1} - P_w) f_w(P_w) dP_w \\ &= P_{w1} \int_0^{P_{w1}} f_w(P_w) dP_w - \int_0^{P_{w1}} P_w f_w(P_w) dP_w - \\ &= P_{w1} [F_w(P_{w1}) - F_w(0)] - I_{31} \end{aligned} \quad (2)$$

Avec :

$$\begin{aligned} I_{31} &= \int_0^{P_{w1}} P_w f_w(P_w) dP_w \\ &= \frac{khv_{in}}{P_{wr}c} \int_0^{P_{w1}} P_w \left[\frac{\left(1 + \frac{hP_w}{P_{wr}}\right) \cdot v_{in}}{c} \right]^{k-1} \times \exp\left\{-\left[\frac{\left(1 + \frac{hP_w}{P_{wr}}\right) \cdot v_{in}}{c} \right]^k\right\} dP_w \end{aligned} \quad (3)$$

Annexes

Le problème de l'écoulement de puissance est exprimé en termes d'intégrales, qui sont un inconvénient pour l'analyse et l'implantation. Par l'extraction d'une expression approximative et très proche par la substitution d'une variable $t = Vin \cdot (1 + hP_w/P_{wr})$, on peut convertir (3) à la forme suivante :

$$I_{31} = \frac{kP_{wr}}{hv_{in}} \int_{v_{in}}^{v_1} \left(\frac{t}{c}\right) \times \exp\left(-\frac{t^k}{c^k}\right) dt - \frac{kP_{wr}}{hc} \int_{v_{in}}^{v_1} \left(\frac{t}{c}\right)^{k-1} \times \exp\left(-\frac{t^k}{c^k}\right) dt$$

$$= D1 - D2 \quad (4)$$

Avec : $v_1 = v_{in} + (v_r - v_{in}) \cdot P_{w1}/P_{wr}$

Le deuxième terme dans (4) peut facilement être intégré :

$$D2 = \frac{kP_{wr}}{hc} \int_{v_{in}}^{v_1} \left(\frac{t}{c}\right)^{k-1} \times \exp\left(-\frac{t^k}{c^k}\right) dt$$

$$= \frac{P_{wr}}{h} \left[\exp\left(-\frac{v_{in}^k}{c^k}\right) - \exp\left(-\frac{v_1^k}{c^k}\right) \right] \quad (5)$$

Pour procéder le premier terme dans (4), on utilise la variable de substitution y , tel que :

$$y = (t/c)^k$$

$$D_1 = \frac{kP_{wr}}{hv_{in}} \int_{(v_{in}/c)^k}^{(v_1/c)^k} \left(\frac{t}{c}\right) \exp\left(-\frac{t^k}{c^k}\right) dt$$

$$= \frac{cP_{wr}}{hv_{in}} \int_{(v_{in}/c)^k}^{(v_1/c)^k} y^{1/k} \exp(-y) dy \quad (6)$$

Suivant la définition de la fonction incomplète gamma donnée par :

$$\Gamma(\alpha, x) = \int_x^{\infty} y^{\alpha-1} \exp(-y) dy$$

Nous avons :

$$D_1 = \frac{P_{wr}c}{hv_{in}} \Gamma\left[1 + \frac{1}{k}, \left(\frac{v_{in}}{c}\right)^k\right] - \frac{P_{wr}c}{hv_{in}} \Gamma\left[1 + \frac{1}{k}, \left(\frac{v_1}{c}\right)^k\right] \quad (7)$$

Tel que la fonction gamma incomplète est supportée pour plusieurs logiciels (comme MATLAB), ensuite nous obtenons :

$$F_w(P_{w1}) - F_w(0) = \exp\left[-\left(\frac{v_{in}}{c}\right)^k\right] - \exp\left[-\left(\frac{v_1}{c}\right)^k\right] \quad (8)$$

Finalement, posant (1) et (8) ensemble nous avons :

Annexes

$$\begin{aligned}
 E(C_{OWE}) &= P_{w1} \left[1 - \exp\left(-\frac{v_{in}^k}{c^k}\right) + \exp\left(-\frac{v_o^k}{c^k}\right) \right] \\
 &+ \left(\frac{P_{wr} v_{in}}{v_r - v_{in}} + P_{w1} \right) \left[\exp\left(-\frac{v_{in}^k}{c^k}\right) - \exp\left(-\frac{v_1^k}{c^k}\right) \right] \\
 &+ \frac{P_{wr} c}{v_r - v_{in}} \left\{ \Gamma \left[1 + \frac{1}{k}, \left(\frac{v_1}{c} \right)^k \right] - \Gamma \left[1 + \frac{1}{k}, \left(\frac{v_{in}}{c} \right)^k \right] \right\}
 \end{aligned} \tag{9}$$

Tous les paramètres à droite de l'expression (9) sont définis préalablement et alors sont connus. En particulier, vue la définition de V_I , $E(C_{OWE})$ est non linéaire en terme de P_{w1} , et par conséquent le Coût scalaire moyen de la surestimation associé à une source éolienne individuelle est ; $C_{RW,1} \cdot E(C_{OWE})$.

Une analyse similaire sur la sous-estimation peut être effectuée de la même façon et conduit à :

$$\begin{aligned}
 E(C_{UWE}) &= (P_{w1} - P_{w1}) \left[\exp\left(-\frac{v_r^k}{c^k}\right) - \exp\left(-\frac{v_o^k}{c^k}\right) \right] \\
 &+ \left(\frac{P_{wr} v_{in}}{v_r - v_{in}} + P_{w1} \right) \left[\exp\left(-\frac{v_r^k}{c^k}\right) - \exp\left(-\frac{v_1^k}{c^k}\right) \right] \\
 &+ \frac{P_{wr} c}{v_r - v_{in}} \left\{ \Gamma \left[1 + \frac{1}{k}, \left(\frac{v_1}{c} \right)^k \right] - \Gamma \left[1 + \frac{1}{k}, \left(\frac{v_r}{c} \right)^k \right] \right\}
 \end{aligned} \tag{10}$$

Tous les paramètres à droite de l'expression (9) sont définis préalablement et alors sont connus. En particulier, vue la définition de V_I , $E(C_{OWE})$ est non linéaire en terme de P_{w1} , et par conséquent le Coût scalaire moyen de la surestimation associé à une source éolienne individuelle est ; $C_{PW1*} \cdot E(C_{UWE})$.

Annexes

A. 4.1 Données relatives aux générateurs de réseau de test IEEE30

P_{gi} (MW/h)	Pg1	Pg2	Pg5	Pg8	Pg11	Pg13
P_{max} (MW)	50	20	15	10	20	12
P_{min} (MW)	200	80	50	35	30	40
Q_{max} (Mvars)	200	50	40	40	24	24
Q_{min} (Mvars)	-20	-40	-40	-15	-6	-6
a_i (\$/h)	0.00375	0.0175	0.0625	0.00834	0.025	0.025
b_i (\$/MWh)	2.000	1.750	1.000	3.2500	3000	3.000
c_i (\$/MW _{hr} ²)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
La charge totale du système : Pload_{Tot}=283.4MW.						

A. 4.2 Données relatives aux générateurs de réseau de test IEEE 30 jeux de barres modifié

P_{gi} (MW/h)	Pg1	Pg2	Pg13	Pg22	Pg23	Pg27
P_{max} (MW)	0	0	0	0	0	0
P_{min} (MW)	80	80	40	50	30	55
Q_{max} (Mvars)	150	60	44.7	62.5	40	48.7
Q_{min} (Mvars)	-20	-20	-15	-15	-10	-15
a_i (\$/h)	0.00375	0.0175	0.0625	0.00834	0.025	0.025
b_i (\$/MWh)	2.000	1.750	1.000	3.2500	3000	3.000
c_i (\$/MW _{hr} ²)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
La charge totale du système : Pload_{Tot}=189.2M W.						

A. 4.3 Données relatives aux générateurs de réseau de test IEEE57

P_{gi} (MW/h)	Pg1	Pg2	Pg3	Pg6	Pg8	Pg9	Pg12
P_{max} (MW)	0	0	0	0	0	0	0
P_{min} (MW)	576	150	120	100	300	120	300
Q_{max} (Mvars)	300	60	60	50	200	200	50
Q_{min} (Mvars)	-200	-50	-50	-40	-150	-150	-40
a_i (\$/h)	0.077579	0.0100	0.2500	0.0100	0.02222	0.0100	0.032258
b_i (\$/MWh)	20.00	40.00	20.00	40.00	20.00	40.00	20.00
c_i (\$/MW _{hr} ²)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
La charge totale du système : Pload_{Tot}=1250.8MW.							

A. 4.4 Données relatives aux générateurs de réseau de test réseau électrique Algérien 59

P_{gi} (MW/h)	Pg1	Pg2	Pg3	Pg4	Pg13	Pg27	Pg37	Pg41	Pg42	Pg53
P_{max} (MW)	10	10	30	20	15	10	10	15	18	30
P_{min} (MW)	72	70	510	400	150	100	100	140	175	450
Q_{max} (Mvars)	15	45	55	90	48	35	35	45	55	160
Q_{min} (Mvars)	-10	-35	-35	-60	-35	-20	-20	-35	-35	-100
a_i (\$/h)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
b_i (\$/MWh)	1.50	2.50	1.50	1.50	2.50	2.50	2.00	2.00	2.00	1.50
c_i (\$/MW _{hr} ²)	0.0085	0.0170	0.0085	0.0085	0.0170	0.0170	0.0170	0.0030	0.0030	0.0085
La charge totale : Pload_{Tot}= 684.10MW										

Annexes

A. 4. 5 Matrice de données des jeux de barres du réseau IEEE30

Nœud	Type	Pl	Ql	G _{sh}	Q _{sh} (vars)	V _m	V _a	V _{max}	V _{min}
1	3	0	0	0	0	1.0999	0	1.10	0.95
2	2	21.7	12.7	0	0	1.0885	-5.48	1.10	0.95
3	1	2.4	1.2	0	0	1.021	-7.96	1.10	0.95
4	1	7.6	1.6	0	0	1.012	-9.62	1.06	0.94
5	2	94.2	19	0	0	1.0631	-14.37	1.10	0.95
6	1	0	0	0	0	1.01	-11.34	1.06	0.94
7	1	22.8	10.9	0	0	1.002	-13.12	1.06	0.94
8	2	30	30	0	0	1.0712	-12.1	1.10	0.95
9	1	0	0	0	0	1.051	-14.38	1.06	0.94
10	1	5.8	2	0	4.1669	1.045	-15.97	1.06	0.94
11	2	0	0	0	0	1.0998	-14.39	1.10	0.95
12	1	11.2	7.5	0	0.2398	1.057	-15.24	1.06	0.94
13	2	0	0	0	0	1.0733	-15.24	1.10	0.95
14	1	6.2	1.6	0	0	1.042	-16.13	1.06	0.94
15	1	8.2	2.5	0	4.2017	1.038	-16.22	1.06	0.94
16	1	3.5	1.8	0	0	1.045	-15.83	1.06	0.94
17	1	9	5.8	0	0.1489	1.04	-16.14	1.06	0.94
18	1	3.2	0.9	0	0	1.028	-16.82	1.06	0.94
19	1	9.5	3.4	0	0	1.026	-17.00	1.06	0.94
20	1	2.2	0.7	0	0.6478	1.03	-16.8	1.06	0.94
21	1	17.5	11.2	0	4.2499	1.033	-16.42	1.06	0.94
22	1	0	0	0	0	1.033	-16.41	1.06	0.94
23	1	3.2	1.6	0	1.3886	1.027	-16.61	1.06	0.94
24	1	8.7	6.7	0	2.1815	1.021	-16.78	1.06	0.94
25	1	0	0	0	0	1.017	-16.35	1.06	0.94
26	1	3.5	2.3	0	0	1	-16.77	1.06	0.94
27	1	0	0	0	0	1.023	-15.82	1.06	0.94
28	1	0	0	0	0	1.007	-11.97	1.06	0.94
29	1	2.4	0.9	0	2.078	1.003	-17.06	1.06	0.94
30	1	10.6	1.9	0	0	0.992	-17.94	1.06	0.94

Annexes

A. 4. 6 Matrice de données des jeux de barres du réseau EEE57

Nœud	type	Pl	Ql	G _{sh}	Q _{sh} (vars)	Vm	Va	Vmax	Vmin
1	3	55	17	0	0	1.0499	0	1.10	0.95
2	2	3	88	0	0	1.0479	-1.18	1.10	0.95
3	2	41	21	0	0	1.0408	-5.97	1.10	0.95
4	1	0	0	0	0	0.981	-7.32	1.06	0.94
5	1	13	4	0	0	0.976	-8.52	1.06	0.94
6	2	75	2	0	0	1.0493	-8.65	1.10	0.95
7	1	0	0	0	0	0.984	-7.58	1.06	0.94
8	2	150	22	0	0	1.0562	-4.45	1.10	0.95
9	2	121	26	0	0	1.0342	-9.56	1.10	0.95
10	1	5	2	0	0	0.986	-11.43	1.06	0.94
11	1	0	0	0	0	0.974	-10.17	1.06	0.94
12	2	377	24	0	0	1.0408	-10.46	1.10	0.95
13	1	18	2.3	0	0	0.979	-9.79	1.06	0.94
14	1	10.5	5.3	0	0	0.97	-9.33	1.06	0.94
15	1	22	5	0	0	0.988	-7.18	1.06	0.94
16	1	43	3	0	0	1.013	-8.85	1.06	0.94
17	1	42	8	0	0	1.017	-5.39	1.06	0.94
18	1	27.2	9.8	0	1.1419	1.001	-11.71	1.06	0.94
19	1	3.3	0.6	0	0	0.97	-13.2	1.06	0.94
20	1	2.3	1	0	0	0.964	-13.41	1.06	0.94
21	1	0	0	0	0	1.008	-12.89	1.06	0.94
22	1	0	0	0	0	1.01	-12.84	1.06	0.94
23	1	6.3	2.1	0	0	1.008	-12.91	1.06	0.94
24	1	0	0	0	0	0.999	-13.25	1.06	0.94
25	1	6.3	3.2	0	0.2719	0.982	-18.13	1.06	0.94
26	1	0	0	0	0	0.959	-12.95	1.06	0.94
27	1	9.3	0.5	0	0	0.982	-11.48	1.06	0.94
28	1	4.6	2.3	0	0	0.997	-10.45	1.06	0.94
29	1	17	2.6	0	0	1.01	-9.75	1.06	0.94
30	1	3.6	1.8	0	0	0.962	-18.68	1.06	0.94
31	1	5.8	2.9	0	0	0.936	-19.34	1.06	0.94
32	1	1.6	0.8	0	0	0.949	-18.46	1.06	0.94
33	1	3.8	1.9	0	0	0.947	-18.5	1.06	0.94
34	1	0	0	0	0	0.959	-14.1	1.06	0.94
35	1	6	3	0	0	0.966	-13.86	1.06	0.94
36	1	0	0	0	0	0.976	-13.59	1.06	0.94
37	1	0	0	0	0	0.985	-13.41	1.06	0.94

Annexes

38	1	14	7	0	0	1.013	-12.71	1.06	0.94
39	1	0	0	0	0	0.983	-13.46	1.06	0.94
40	1	0	0	0	0	0.973	-13.62	1.06	0.94
41	1	6.3	3	0	0	0.996	-14.05	1.06	0.94
42	1	7.1	4.4	0	0	0.966	-15.5	1.06	0.94
43	1	2	1	0	0	1.01	-11.33	1.06	0.94
44	1	12	1.8	0	0	1.017	-11.86	1.06	0.94
45	2	0	0	0	0	1.036	-9.25	1.06	0.94
46	1	0	0	0	0	1.05	-11.89	1.06	0.94
47	1	29.7	11.6	0	0	1.033	-12.49	1.06	0.94
48	1	0	0	0	0	1.027	-12.59	1.06	0.94
49	1	18	8.5	0	0	1.036	-12.92	1.06	0.94
50	1	21	10.5	0	0	1.023	-13.39	1.06	0.94
51	1	18	5.3	0	0	1.052	-12.52	1.06	0.94
52	1	4.9	2.2	0	0	0.98	-11.47	1.06	0.94
53	1	20	10	0	0.4971	0.971	-12.23	1.06	0.94
54	1	4.1	1.4	0	0	0.996	-11.69	1.06	0.94
55	1	6.8	3.4	0	0	1.031	-10.78	1.06	0.94
56	1	7.6	2.2	0	0	0.968	-16.04	1.06	0.94
57	1	6.7	2	0	0	0.965	-16.56	1.06	0.94

A. 4. 7 Matrice de données des jeux de barres du réseau Algérien 59

Nœud	type	PI	QI	G _{sh}	Q _{sh} (vars)	Vm	Va	Vmax	Vmin	Nœud	type	PI	QI
7	1	6	2,7	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
8	1	3,9	1,8	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
9	1	28,4	12,9	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
10	1	18	8,2	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
11	1	25	11,4	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
12	1	0	0	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
13	2	0	0	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	10
14	1	22,5	10,3	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
15	1	19,4	8,8	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
16	1	0	0	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
17	1	6,4	2,9	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
18	1	0	0	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
19	1	0	0	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
20	1	52,9	24,1	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
21	1	0	0	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
22	1	0	0	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
23	1	56,7	25,8	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
24	1	21,4	9,8	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
25	1	0	0	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
26	1	19,6	8,9	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
27	2	23,5	10,8	0	0	1	1,0266	0	100	1	1,1	0,9	49,4381
28	1	7,8	3,5	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
29	1	5,9	2,7	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
30	2	0	0	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	4

Annexes

31	1	0	0	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
32	1	0	0	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
33	1	24,7	11,3	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
34	1	0	0	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
35	1	13,9	6,3	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
36	1	13,9	6,3	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
37	2	0	0	0	0	1	1,0273	0	100	1	1,1	0,9	39,1273
38	1	15,6	7,1	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
39	1	1,5	0,7	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
40	1	21,6	9,8	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
41	2	3	1,3	0	0	1	1,0966	0	100	1	1,1	0,9	93,1781
42	2	0	0	0	0	1	1,034	0	100	1	1,1	0,9	92,7061
43	1	7,3	3,3	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
44	1	16,8	7,7	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
45	1	0	0	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
46	1	22,2	10,1	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
47	1	16,3	7,4	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
48	1	19,2	8,8	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
49	1	14,3	6,5	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
50	1	0	0	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
51	1	0	0	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
52	1	16	7,3	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
53	2	0	0	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	112,4548
54	1	7,3	3,3	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
55	1	8,7	4	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
56	1	7,2	3,3	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
57	1	0	0	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
58	1	22,3	10,1	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	0
59	2	0	0	0	0	1	1	0	100	1	1,1	0,9	4

A. 5. 1 Donnés relatives au générateur éolien utilisé dans IEEE 57

Paramètres	V_{in}	V_r	V_o		
vitesse du vent (m/s)	3	10.28	25		
paramètre	C_d (\$/h)	K_p	K_r	c	k
valeur	1	1.75	4	4 -40	2-10

A. 5. 2 Donnés relatives au générateu éolien utilisé dans le réseau Algérien59

Paramètres	V_{in}	V_r	V_o		
vitesse du vent (m/s)	4	12	25		
paramètre	C_d (\$/h)	K_p	K_r	c	k
valeur	1.3	1.5	4	10	2
paramètre	Nombre de générateurs éoliens	Puissance individuelle	Puissance totale installé		
valeur	20	1MW	20MW		

Résumé de la thèse

ملخص: بصفة عامة ، يمكن أن يؤدي الإدراج المباشر لمصادر الطاقة المتجددة في شبكات الكهرباء الحالية إلى ظهور تحديات جديدة بسبب تذبذب مصادر الطاقة هذه وعدم اليقين فيها. تحقيقاً لهذه الغاية ، كان إدخال مفهوم الشبكة الذكية قادراً على الاستجابة لهذه التحديات من خلال تمكين الإدماج الاقتصادي و الامتثل لهذا النوع من الطاقة.

العمل المنجز خلال هذه الأطروحة يتمثل في الإدراج الامتثل للطاقات المتجددة ضمن شبكة كهرباء ذكية و الذي يعتمد اساسا على تمثيل طاقة خرج مصدر للطاقة الهوائية باستخدام ما يسمى بتمثيل ويبل (Weibull) و الذي يسمح بتمثيل متغير عشوائي عن طريق دالة توزيع الاحتمالات (PDF) مما يسمح لنا بتمثيل الطاقة المتذبذبة للرياح على شكل دالة غير خطية ويبل و من ثم إدراجها ضمن برنامج المحاكاة الذكي و الذي يحاكي طريقة الذئب الرمادية خلال صيد الفريسة (GWO) وذلك بكتابة الدالة الهدف الغير خطية وفق دالة تكلفة موحدة تحوي كل من دالة التكلفة لمخارج المصادر الحرارية و في نفس الوقت دالة التكلفة للطاقة المتغيرة الراحية ، عملية المحاكاة باستخدام ما تلاب مكنت من الحصول على الكمية اللازمة من الاحتياطي الاقتصادي و الامتثل لتغطية طاقة الخرج المحتملة اما بالزيادة او بالنقصان و هذا لتعويض الفقد المرتقب نتيجة تذبذب مصدر الطاقة الراحية الرئيسي الا وهو سرعة الرياح الشيء الذي يسمح و باستخدام الشبكة الذكية من التجاوب مع أي تغير في طاقة الرياح و من ثم ادراجها بشكل امثل. المحاكاة أجريت على شبكات كهربائية قياسية 30، 57، و 59 عقدة.

الكلمات المفتاحية: الطاقات المتجددة، الشبكة الذكية، برنامج المحاكاة للأمتثلة الذكية باستخدام الامتثلة بالذئب الرمادية GWO،

Résumé. Généralement, l'intégration directe de sources d'énergie renouvelables dans les réseaux électriques existants peut créer de nouveaux défis, dus principalement à la variabilité et à l'incertitude de ces sources d'énergie. Pour arriver à ce but, l'introduction du concept de réseau intelligent a permis de relever ces défis en permettant l'intégration économique de ce type d'énergie,

Le travail réalisé dans cette thèse se concentre principalement sur la représentation de la puissance de sortie de la source d'énergie renouvelable qui est une source éolienne à l'aide de l'approche "Weibull", qui permet la représentation d'une variable aléatoire sous la forme d'une fonction de distribution de probabilité « en anglais Probabilty distribution function (PDF) », ce qui permet de représenter l'énergie variable de la source éolienne sous une fonction Weibull non linéaire ou PDF, puis l'insérer dans un programme de simulation intelligent, simulant la stratégie des loups gris pendant la chasse de leur victime dans la nature, cette méthode d'optimisation Méta-heuristique est appelée optimisation par l'algorithme des loups gris « en anglais Grey Wolf Optimizer (GWO) ». Ceci en écrivant la fonction objectif globale qui contient à la fois la fonction de coût des sources conventionnelles plus celle de l'énergie éolienne stochastique, ce qui conduit à avoir le coût de la réserve économique nécessaire pour couvrir la production d'énergie, qu'elle soit excédentaire ou déficitaire, en répondant à tout changement de la production éolienne et par conséquent son insertion optimale. Les simulations ont été effectuées sous l'environnement Matlab sur les réseaux de tests standards de 30, 57 et 59 jeux de barres.

Mots clés: Les énergies renouvelables, Smart Grid, Optimisation méta-heuristique, Algorithme des loups gris,

Abstract.

Generally, the direct integration of renewable energy sources into existing power grids can create new challenges, mainly due to the variability and uncertainty of these energy sources. For this purpose, the introduction of the smart grid has addressed these challenges by enabling the economic integration of this type of energy. The work done in this thesis focuses mainly on the representation of the output power of the renewable energy source which is a wind source using the "Weibull" approach, which allows the representation of a random variable as a Probabilty distribution function (PDF), which allows the variable energy of the wind source to be represented under a non-linear Weibull function or PDF, and then inserted into an intelligent simulation program, simulating the strategy of the gray wolves during the hunting of their victim in the wild, this meta-heuristic optimization method is called optimization by the algorithm of the gray wolves "in English Gray Wolf Optimizer (GWO)". This is done by writing the overall objective function which contains both the cost function of conventional sources plus stochastic wind power, which leads to having the cost of the economic reserve needed to cover energy production, which it is either surplus or deficit, responding to any change in wind production and consequently its optimal integration. The simulations were performed under the Matlab environment on the standard test networks of 30, 57 and 59 buses.

Key words: renewable energy sources, Smart-Grid, metaheuristic optimization; Grey Wolf Optimization.