

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté de Technologie

Thèse de Doctorat

Présentée par

BOUREGBA Hicham

En vue de l'obtention du diplôme de **DOCTORAT LMD en :**

Filière : Energies Renouvelables

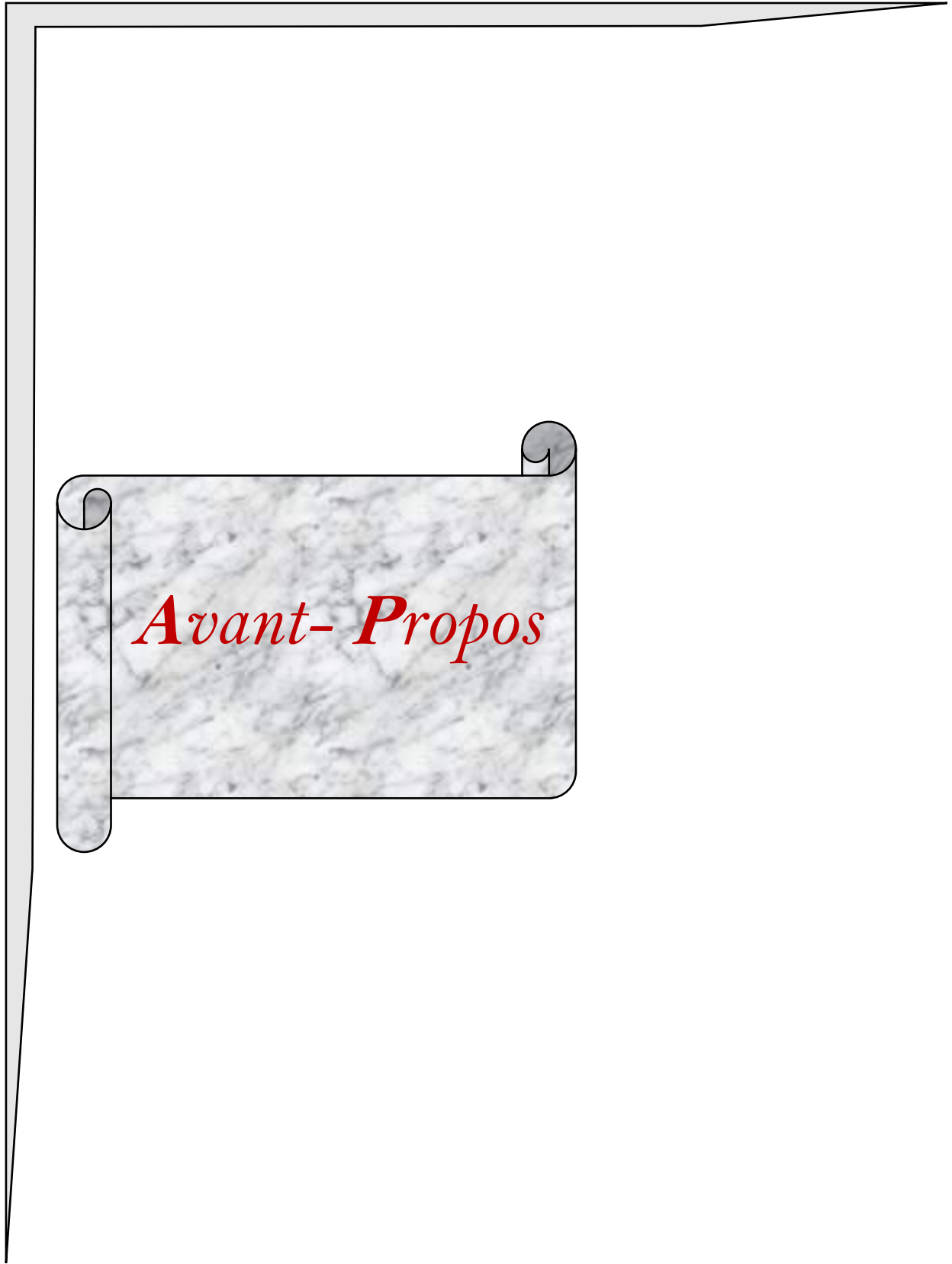
Spécialité : Energies Renouvelables en Electrotechnique

Etude de l'impact des prévisions de performance énergétique des minicentrales photovoltaïques/Eolienne connectées au réseau électrique sur le développement durable des fermes agricoles

Devant le jury composé de :

Mr BENZAOUZ	Djamel	Professeur	Univ-Boumerdes	Président
Mr HACHEMI	Madjid	Professeur	Univ-Boumerdes	Directeur
Mr MEKHILEF	Saad	Professeur	Univ-Malaisie	Co-Directeur
Mr RATNI	Azeddine	MCA	Univ-Boumerdes	Examineur
Mr BELMILI	Hocine	DR	UDES/CDER (Tipaza)	Examineur
Mr MECHERNENE	Abdelkader	MCA	Univ-Tlemcen	Examineur

Année Universitaire : 2023/2024



Avant-Propos

AVANT-PROPOS

Cher comité de thèse, collègues, amis et famille,

Je tiens à exprimer ma sincère gratitude à chacun d'entre vous à l'occasion de la réussite de ma thèse de doctorat, réalisée au laboratoire "LEMI" (Laboratoire d'Energétique Mécanique & Ingénierie).

Tout d'abord, je souhaite remercier chaleureusement mon directeur de thèse, le Professeur HACHEMI Madjid, ainsi que mon Co-encadreur, le Professeur MEKHILEF Saad, pour leur précieuse orientation, leur expertise et leur dévouement tout au long de ce voyage académique. Votre mentorat et vos encouragements m'ont été d'une aide inestimable.

Je tiens également à exprimer ma gratitude envers le directeur de jury, le Professeur BENAZOUZ Djamel, ainsi que les examinateurs, le Docteur RATNI Azzedine, BELMILI Hocine et MECHERNENE Abdelkader. Votre évaluation approfondie de ma recherche a contribué de manière significative à son amélioration.

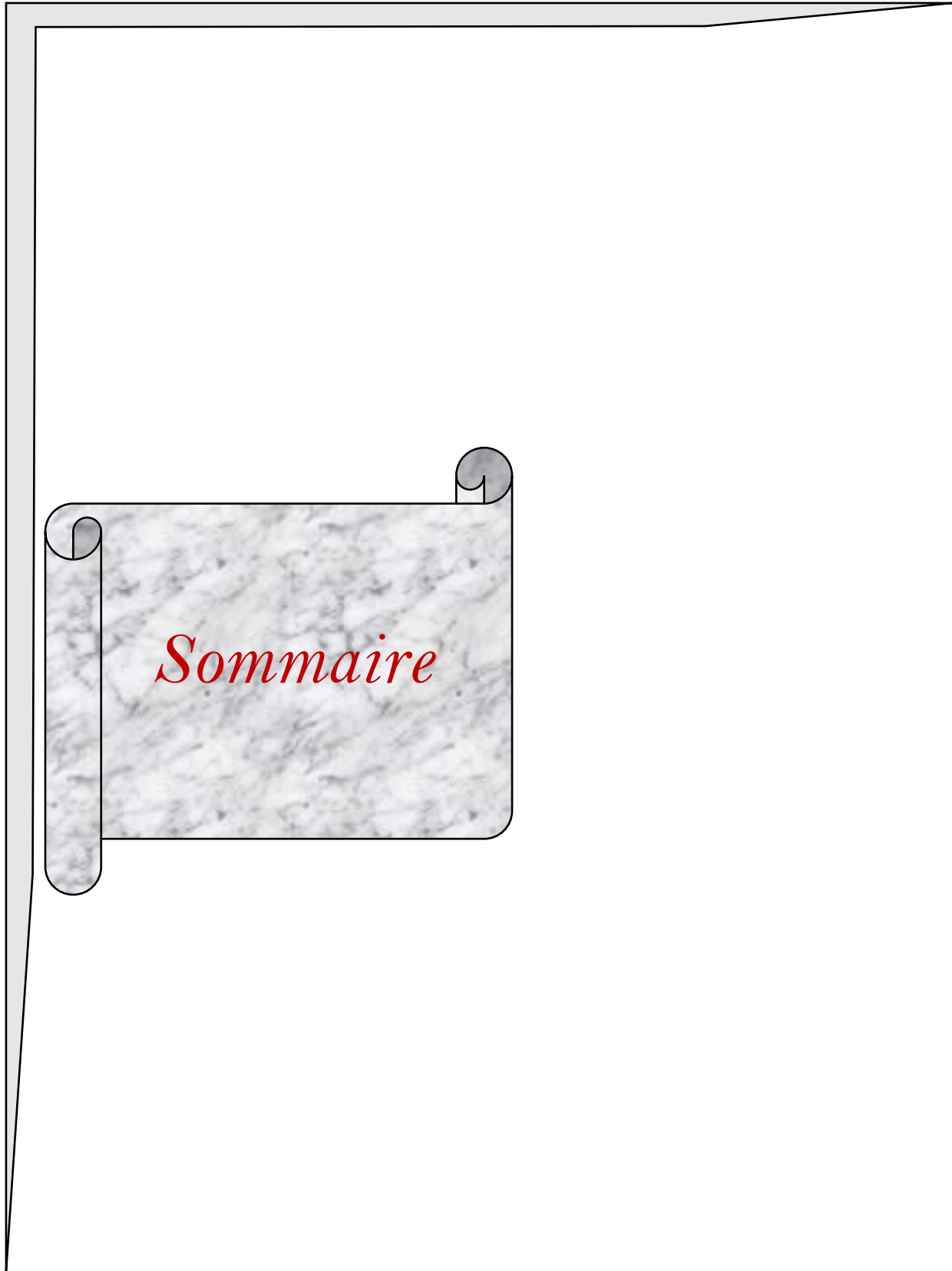
Je souhaite également adresser un immense remerciement à mes chers parents, mon frère Abdelhak et ma sœur Sameh. Votre soutien constant, votre amour et vos encouragements m'ont permis d'atteindre cet objectif académique.

Enfin, je ne saurais oublier l'importance de secrétaire générale de la chambre agricole « Sif-Sif » à Tlemcen et le responsable de la société Vida Lait pour avoir rendu cette recherche possible.

Un merci spécial à ma tante N. BOUREGBA et son mari B. Fethi et Dr. S. KEBACHE. Votre présence a été un véritable atout pour la réalisation de ce projet.

Merci encore pour votre soutien inestimable.

Avec gratitude,



Sommaire

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	3
SOMMAIRE.....	5
LISTE DES FIGURES.....	2
LISTE DES TABLEAUX.....	2
SYMBOLES & NOTATIONS.....	2
INTRODUCTION GENERALE	2
Chapitre 1 : Besoin énergétique – Sources d’énergie.....	6
1. Introduction	6
2. Ressources et consommation énergétiques	6
2.1 Electricité dans le monde.....	6
2.2 Electricité en Algérie	8
2.2.1 Production de l’électricité	9
2.2.2 Consommation de l’électricité.....	9
2.2.3 Analyse prospective de la demande électrique.....	10
3. Energies conventionnelles en Algérie	11
3.1 Production nationale énergétique.....	11
3.2 Consommation nationale énergétique	14
3.2.1 Consommation énergétique totale.....	14
3.2.2 Consommation énergétique Finale.....	15
4. Approvisionnement en énergie renouvelable : les enjeux actuels et futurs.....	17
4.1 Sources énergétiques.....	17
4.1.1 Energie solaire.....	18
4.1.2 Energie éolienne.....	19
4.1.3 Charbon	20
4.1.4 Bioénergie	21
4.1.5 Nucléaire	22
4.1.6 Gas.....	23
4.1.7 Energie hydraulique.....	24
4.1.8 Dioxydes de carbone	25
4.1.9 La demande.....	26
5. Plan énergétique actuel en Algérie.....	27
6. Cadre législatif du secteur de l’énergie.....	31

6.1 Cadre énergétique	31
6.2 Loi sur les hydrocarbures	32
6.3 Loi relative à l'électricité	32
6.4 Efficacité énergétique et énergies renouvelables	33
7. Conclusion	35
Chapitre 2 : Étude de performances énergétiques de system hybride : PV/Eolienne	37
1. Introduction	37
2. Aperçu sur les exploitations agricoles et les fermes d'élevage en Algérie.....	37
2.1 Présentation des exploitations agricoles familiales	37
2.2 Evolution du cheptel bovin en Algérie	38
2.3 Races bovines exploitées en Algérie.....	38
2.4 Productions bovines en Algérie.....	39
2.5 Typologie des fermes laitières en Algérie.....	39
2.5.1 Elevage extensive.....	39
2.5.2 Elevage moderne.....	40
2.5.3 Elevage industrielle.....	40
3. Consommation électrique dans les fermes d'élevage : une étude approfondie	40
3.1 Importance énergétique des fermes laitières urbaines en Algérie	40
3.2 Choix de la ferme expérimentale.....	41
3.3 Présentation de la ferme laitière « Vida Lait ».....	42
3.3.1 Situations énergétiques.....	43
3.3.2 Conditions climatiques.....	44
3.4 Consommation électrique au sein de la ferme typique.....	45
3.4.1 Logement des vaches	46
3.4.2 Irrigation & nettoyage.....	48
3.4.3 Traite des vaches.....	50
3.4.4 Refroidissement du lait.....	50
3.5 Optimisation de l'énergie électrique : Stratégies pour une ferme traditionnelle.....	51
3.5.1 Ferme laitière à haute performance énergétique.....	51
3.5.2 Analyse du rythme énergétique de la charge	54
4. System de Production énergétique connecte aux réseaux : PV-Eolienne.....	56
4.1 Etude énergétique prévisionnelle de système hybride.....	57
4.2 Etude techno-économique sur « Homer »	62
4.2.1 Analyse de sensibilité	65

5. Conclusion	69
Chapitre 3 : Systèmes de conversion éolien	72
1. Généralités sur les systèmes éoliens	72
1.1 Introduction	72
1.2 Un peu d'histoire.....	72
1.3 Développement de l'éolien	74
1.4 Situation actuelle.....	75
1.5 Différents types d'aérogénérateurs.....	78
1.5.1 Eoliennes à axe horizontal « HAWT »	78
1.6 Chaîne de conversion éolienne.....	79
1.6.1 Constitution d'une éolienne à axe horizontale.....	80
1.7 Technologies des systèmes éoliens.....	83
1.7.1 Eoliennes à vitesse variable « VSWT »	83
1.7.2 Intérêts de la vitesse variable.....	87
1.8 Principes physiques de la conversion d'énergie éolienne	87
1.8.1 Quelques notions sur le vent.....	88
1.8.2 Notions aérodynamiques « théorie de Betz ».....	90
1.9 Régulation de la puissance d'une éolienne.....	94
1.9.1 Bilan des forces sur une pale	94
1.9.2 Régulation mécanique.....	94
1.9.3 Régulation électrique (contrôle MPPT).....	97
2. Contrôle artificiel de l'angle de calage variable « pitch control ».....	99
2.1 Modélisation mathématique.....	100
2.1.1 Modèle du vent	101
2.1.2 Modélisation de la turbine éolienne.....	102
2.2 Évaluation des contrôleurs de la turbine en termes de performances électriques	103
2.2.1 Stratégies de contrôle	104
2.2.2 Conception des contrôleurs	107
2.3 Résultats et discussion.....	124
3. Aérogénérateur et les perturbations de tension symétrique.....	131
3.1 Modèle dynamique de cote machine :.....	131
3.1.1 Modèle dq :	132
3.1.2 Boucles de contrôle du courant du rotor.....	132
3.1.3 Boucles de contrôle de la puissance et de la vitesse.....	134

3.1.4	Contrôle indirect de vitesse (MPPT) :.....	135
3.2	Modélisation dynamique du système côté réseau :.....	136
3.2.1	Modèle dq :.....	136
3.2.2	Contrôle vectoriel du système côté réseau.....	138
3.3	Modelisation de la turbine.....	141
3.4	Analyse de la perte de contrôle lors des chutes de tension du réseau.....	142
3.5	Stratégie de rejet de perturbation de tension du réseau.....	144
3.6	Résultats & Discussions.....	147
3.6.1	Évaluation de la performance a cote de machine électrique (CM).....	148
3.6.2	Évaluation de la performance a cote de réseau électrique (CR).....	151
4.	Conclusion.....	152
	Chapitre 4 : Etude et simulation des mini centrales photovoltaïque et éolienne.....	155
1.	<i>Etude de la chaine de mini centrale photovoltaïque.....</i>	155
1.1	Généralité sur le system solaire photovoltaïque.....	155
1.1.1	Introduction.....	155
1.1.2	Conversion photovoltaïque.....	156
1.1.3	Types de systèmes photovoltaïques.....	158
1.1.4	Contrôle des systèmes photovoltaïques connectés au réseau.....	167
1.1.5	Exigences du raccordement réseau électrique basse tension.....	172
1.2	Régulation neuronale de la chaine de conversion photovoltaïque.....	174
1.2.1	Objectifs de la commande par les RNA.....	174
1.2.2	Définition des réseaux de neurones.....	174
1.2.3	Modélisation d'un neurone formel.....	175
1.2.4	Architecture des réseaux de neurones.....	177
1.2.5	Stratégies d'apprentissage.....	179
1.2.6	Algorithmes d'apprentissages.....	180
1.2.7	Perceptron Multicouches (MLP).....	183
1.3	Etude et Analyse de performance des techniques proposées (ANN-IC) et (ANN-P&O).....	185
1.3.1	Dimensionnement de différentes composantes de système photovoltaïque.....	187
1.3.2	Choix et apprentissage de réseau de neurone.....	196
1.3.3	Résultats et Discussions.....	198
2.	<i>Etude d'un aérogénérateur d'une puissance de 4kW.....</i>	208
2.1	Etude analytique de la chaine de conversion.....	209
2.1.1	Modélisation de la machine asynchrone à double alimentation (MADA).....	209

2.1.2	Modèle de la MADA dans le plan (d q).....	210
2.1.3	Mise sous forme d'équation d'état.....	212
2.1.4	Commande vectorielle des puissances active et réactive.....	212
2.2	Résultats et discussion.....	223
3.	Conclusion.....	227
	CONCLUSION GÉNÉRALE.....	229
	ANNEXES.....	241



*Listes des
Figures*

LISTE DES FIGURES

Chapitre 1

Fig 1. 1. Tendances du PIB et de la consommation d'électricité en Chine et aux États-Unis	7
Fig 1. 2. Structure de la production d'électricité avant et après la pandémie	7
Fig 1. 3. La part d'électricité générée à partir de sources d'énergie renouvelable.....	8
Fig 1. 4. Puissance installée par producteur à fin 2017	9
Fig 1. 5. Tendances de la consommation électrique en évolution en Algérie	10
Fig 1. 6. Prédiction pour la demande électrique future	11
Fig 1. 7. Analyse de la composition de la production énergétique de base.....	12
Fig 1. 8. Analyse de la Composition de l'Énergie Dérivée	13
Fig 1. 9. Répartition de la production de produits raffinés	13
Fig 1. 10. Répartition et évolutions de la production thermique électrique	13
Fig 1. 11. Structure de la consommation nationale l'énergie.....	14
Fig 1. 12. Répartition énergétique : Étude des secteurs dans la consommation finale.....	17
Fig 1. 13. La production mondiale d'électricité.....	17
Fig 1. 14. La plus grande part de génération d'électricité solaire.....	19
Fig 1. 15. Domination éolienne : En tête de la production d'électricité.....	19
Fig 1. 16. Le Siège énergétique du charbon dans la génération d'électricité.....	21
Fig 1. 17. La part la plus élevée de la génération d'électricité provenant de la bioénergie	22
Fig 1. 18. En tête de la production d'électricité grâce à l'énergie nucléaire	23
Fig 1. 19. La Prédominance du gaz dans la génération d'électricité.....	24
Fig 1. 20. Leader en énergie hydraulique dans la production.....	25
Fig 1. 21. Part de CO2 G20 : Impact sur la génération d'électricité.....	26
Fig 1. 22. La demande par habitant (MWh) parmi les pays du G20.....	27
Fig 1. 23. Évolution des énergies renouvelables : Perspectives de 2015 à 2030.....	29
Fig 1. 24. Evolution des émissions de CO2 en Algérie (2000-2018).....	31

Chapitre 2

Fig 2. 1. Convention de collaboration en recherche/développement et formation	42
Fig 2. 2. Emplacement du district de Tlemcen sur la carte	43
Fig 2. 3. La consommation globale d'électricité en Algérie en 2017	43
Fig 2. 4. Indice de clarté et rayonnement solaire pour l'emplacement de Tlemcen	44
Fig 2. 5. Vitesse moyenne du vent et température dans le district de Tlemcen	44
Fig 2. 6. Situation géographique et aperçus visuels de la ferme de recherche.....	45
Fig 2. 7. La consommation d'énergie électrique de la ferme	46
Fig 2. 8. Exploration du bâtiment d'élevage dans la ferme d'exploitation	46
Fig 2. 9. Exploration approfondie de ventilation naturelle	48
Fig 2. 10. Les moteurs de nettoyage quotidien	49
Fig 2. 11. Mécaniques de traite des vaches à la ferme Vida Lait : Détails révélés.....	50
Fig 2. 12. Refroidissement et conservation du lait	51
Fig 2. 13. Profils de Durabilité Énergétique.....	52
Fig 2. 14. Système tubulaire.....	53
Fig 2. 15. Système a plaques	53
Fig 2. 16. Courbe nationale de demande électrique.....	54
Fig 2. 17. Consommation saisonnière d'électricité de la ferme laitière	55

Fig 2. 18. Profil de charge électrique pour les deux saisons	56
Fig 2. 19. Reference diagram for the farm load Hybrid connected system	57
Fig 2. 20. Algorithme pour déterminer fraction renouvelable (FR)	59
Fig 2. 21. Le bilan énergétique hivernal horaire.....	60
Fig 2. 22. Bilan énergétique horaire de la saison d'été	61
Fig 2. 23. Puissance électrique moyenne mensuelle.....	62
Fig 2. 24. Système HRES sous l'environnement « Homer »	64

Chapitre 3

Figure 3. 1. La naissance des premiers ancêtres des moulins	73
Figure 3. 2. Exemples de moulins à vent.....	74
Figure 3. 3. L'évolution de la capacité éolienne dans le monde.....	76
Figure 3. 4. Énergie verte à Kabertène (Adrar) : La Ferme Éolienne de 10 MW.....	77
Figure 3. 5. Exemples des éoliennes horizontales.....	78
Figure 3. 6. Différences entre les configurations des éoliennes en amont et en aval.....	79
Figure 3. 7. Évolution de la taille des aérogénérateurs éoliens.....	79
Figure 3. 8. Différentes parties d'une éolienne NORDEX N60.....	80
Figure 3. 9. Décryptage des éléments électroniques logés à l'intérieur de la tour éolienne	81
Figure 3. 10. Logistique du transport des pales pour un aérogénérateur de 1.5 MW	82
Figure 3. 11. Vue du ciel : Montage de la nacelle d'une éolienne en Action	82
Figure 3. 12. Transformateur de vitesse : Le multiplicateur dans le monde des éoliennes.....	83
Figure 3. 13. La technologie de GS à double alimentation.....	84
Figure 3. 14. Analyse des secteurs de régulation de la MADA	85
Figure 3. 15. Éolienne à entraînement direct basée sur une GSAP	86
Figure 3. 16. Les courants d'air régionaux à l'échelle mondiale	88
Figure 3. 17. Techniques de mesure du vent : Un aperçu des solutions disponibles	89
Figure 3. 18. Illustration d'une série de mesures de vitesse du vent.....	89
Figure 3. 19. Flux d'air enveloppant une éolienne	90
Figure 3. 20. Évaluation par interpolation du coefficient de performance.....	91
Figure 3. 21. Exploration des vitesses vent	92
Figure 3. 22. Variabilité du coefficient de puissance selon les modèles d'éoliennes	93
Figure 3. 23. Bilan des forces sur une pale	94
Figure 3. 24. Manipulation de l'inclinaison des pales	95
Figure 3. 25. Fonctionnement et applications du système "Pitch Control"	96
Figure 3. 26. Corrélations entre puissance et vitesses mécanique et du vent	97
Figure 3. 27. Caractéristiques de puissance théorique dans les éoliennes.....	98
Figure 3. 28. Schéma fonctionnel du contrôle de pas proposé avec régulateurs proposés.....	99
Figure 3. 29. Modèle rigide de l'éolienne	100
Figure 3. 30. Profile du vent	101
Figure 3. 31. Le schéma bloc du modèle aérodynamique	103
Figure 3. 32. Le modèle mathématique de contrôle menu « Pitch control » et « MPPT ».....	104
Figure 3. 33. Représentation schématique de la méthode MPPT.....	105
Figure 3. 34. Schéma de l'actionneur à pas variable.....	105
Figure 3. 35. Schéma de fonctionnement d'un aérogénérateur	107
Figure 3. 36. Représentation schématique de l'approche de contrôle de pas.....	108
Figure 3. 37. Boucle de régulation de la vitesse de rotation par un régulateur PI.....	109

Figure 3. 38. Principe de fonctionnement de régulateur floue	110
Figure 3. 39. La méthode d'inférence MAX-MIN avec agrégation « OÙ ».....	113
Figure 3. 40. Régulateur floue incrémentale synthétisé	114
Figure 3. 41. Modèle de commande PI-FLC d'un système à pas variable.....	115
Figure 3. 42. Architecture du perceptron multicouche	116
Figure 3. 43. Organigramme d'apprentissage de MLP.....	116
Figure 3. 44. Schéma d'identification directe.....	117
Figure 3. 45. Résultats de minimisation de l'erreur quadratique	118
Figure 3. 46. Performance d'apprentissage sous coefficient de régression	119
Figure 3. 47. Le mécanisme des pales est contrôlé à l'aide d'un modèle PI-ANN	119
Figure 3. 48. L'Architecture de l'ANFIS	120
Figure 3. 49. Le principe de l'ANFIS pour le réglage de l'angle de calage	122
Figure 3. 50. Régulateur neuro-flou incrémentale synthétise.....	123
Figure 3. 51. Courbe d'apprentissage, teste et de validation de ANFIS	123
Figure 3. 52. Les entrées après l'apprentissage.....	124
Figure 3. 53. Modèle de commande PI-NFLC d'un système à pas variable	124
Figure 3. 54. Profile du vent.....	125
Figure 3. 55. Vitesse de générateur contrôle par les mécanismes « MPPT et Pitch ».....	126
Figure 3. 56. Angle de calage contrôle par régulateur proposées	126
Figure 3. 57. Le grandissement de suivit de consigne par MPPT dans la vitesse de générateur	127
Figure 3. 58. Le grandissement de suivit de consigne par pitch.....	128
Figure 3. 59. La vitesse relative d'aérogénérateur	128
Figure 3. 60. Le grandissement de la vitesse relative.....	129
Figure 3. 61. Variation de couple électromagnétique.....	130
Figure 3. 62. Variation de la puissance produite.....	130
Figure 3. 63. Configuration générale de l'alimentation du MADA	131
Figure 3. 64. Modèle du DFIM dans le cadre de référence.....	132
Figure 3. 65. Cadre de référence dq rotatif synchrone aligné sur le vecteur de l'espace flux du stator..	133
Figure 3. 66. Contrôle vectoriel cote machine du MADA.....	134
Figure 3. 67. Contrôle de la vitesse dans la zone 2 (MPPT)	135
Figure 3. 68. Alignement sur l'axe d du vecteur de l'espace de tension du réseau	137
Figure 3. 69. Contrôle du système côté réseau.....	139
Figure 3. 70. Schéma fonctionnel de la commande vectorielle orientée vers la tension du réseau	140
Figure 3. 71. Schéma fonctionnel de la structure PLL classique	141
Figure 3. 72. Variation de coefficient de puissance en fonction de l'angle de calage	142
Figure 3. 73. Évolution du flux du stator en pu lors d'une baisse de tension de 80%	142
Figure 3. 74. Circuit équivalent du MADA pour l'analyse des creux de tension	143
Figure 3. 75. Évolution des vecteurs en baisse de tension	144
Figure 3. 76. Circuit équivalent monophasé du système lorsque le pied-de-biche est activé	145
Figure 3. 77. Système équipé d'une protection triphasée « pied de bitche ».....	145
Figure 3. 78. Tension statorique.....	148
Figure 3. 79. Flux statorique	149
Figure 3. 80. La vitesse de générateur	149
Figure 3. 81. Couple électromagnétique	149
Figure 3. 82. Courant du pied de biche	150
Figure 3. 83. Courant rotorique.....	150

Figure 3. 84. Courant statorique.....	151
Figure 3. 85. Courant triphasé du réseau	151
Figure 3. 86. Tension de capacité	152

Chapitre 4

Figure 4. 1. L'évolution de la puissance installée dans l'énergie solaire photovoltaïque	157
Figure 4. 2. Aperçu schématique du mode de fonctionnement d'un système PV	159
Figure 4. 3. Topologie centralisée	160
Figure 4. 4. Topologie centralisée menu une étage DC-DC par module	161
Figure 4. 5. Topologie en chaîne	162
Figure 4. 6. Topologie multi-chaîne	162
Figure 4. 7. Micro-onduleurs intégrés aux modules	163
Figure 4. 8. Configuration en cascade pour la conversion d'énergie à un étage	164
Figure 4. 9. Configuration en cascade pour la conversion d'énergie à deux étages	165
Figure 4. 10. Classification des algorithmes MPPT	168
Figure 4. 11. Algorithme P&O	170
Figure 4. 12. Algorithme MPPT à conductance incrémentale	171
Figure 4. 13. Modèle d'un neurone artificiel	175
Figure 4. 14. Matrice de Connexion dans le modèle d'un neurone artificiel	177
Figure 4. 15. Topologies de connexions récurrentes dans les réseaux de neurones	178
Figure 4. 16. Modèle canonique pour un système neuronal à rétroaction	178
Figure 4. 17. Concepts clés de l'apprentissage	179
Figure 4. 18. Trajectoire optimale	182
Figure 4. 19. Perceptron multicouche	183
Figure 4. 20. Topologie d'un système photovoltaïque à deux étages	186
Figure 4. 21. Circuit équivalent d'une cellule PV	187
Figure 4. 22. Caractéristiques U/I en fonction de l'éclairement.....	188
Figure 4. 23. Caractéristiques P/U en fonction de l'éclairement.....	188
Figure 4. 24. Principe de contrôle et de maximisation d'énergie.....	189
Figure 4. 25. Onduleur triphasé avec leur commande « MLI ».....	190
Figure 4. 26. Filtre passive type « pi	191
Figure 4. 27. Filtre triphasé type π	193
Figure 4. 28. Boucle de contrôle de la tension de capacité	194
Figure 4. 29. Schéma de commande de l'onduleur côté réseau.....	194
Figure 4. 30. Cadre de référence rotatif	195
Figure 4. 31. Résultats de minimisation de l'erreur quadratique.....	197
Figure 4. 32. Performance d'apprentissage sous coefficient de régression.....	197
Figure 4. 33. La boucle de régulation neuronale.....	198
Figure 4. 34. Variations de l'éclairement et de la température de jonction.....	199
Figure 4. 35. Variations de la puissance active pour ANN-P&O/ PI-P&O	200
Figure 4. 36. Variations de la puissance réactive pour ANN-P&O/ PI-P&O	200
Figure 4. 37. Variations de la tension continue pour ANN-P&O / PI-P&O.....	201
Figure 4. 38. Variations de la puissance active pour ANN-IC / PI-IC.....	203
Figure 4. 39. Variations de la puissance réactive pour ANN-IC/ PI-IC.....	203
Figure 4. 40. Variations de la tension continue pour ANN-IC / PI-IC.....	204
Figure 4. 41. THD de tension/courant avec régulation conventionnelle	206

Figure 4. 42. THD de courant/tension avec régulation neuronale.....	206
Figure 4. 43. THD de tension/courant avec régulation conventionnelle	207
Figure 4. 44. THD de tension/courant avec régulation neuronale	208
Figure 4. 45. Principe de la commande vectorielle	213
Figure 4. 46. Structure de commande par orientation du flux statorique de la GADA.....	216
Figure 4. 47. Onduleur triphasé à deux niveaux.....	217
Figure 4. 48. Structure du redresseur à MLI.....	220
Figure 4. 49. Schéma fonctionnel du redresseur à MLI.....	221
Figure 4. 50. Schéma bloc de la commande en cascade du redresseur à MLI.....	222
Figure 4. 51. Bloc de régulation des courants avec compensation de la tension réseau	222
Figure 4. 52. Boucles de régulation équivalentes des courants et de la tension.....	223
Figure 4. 53. L'aérogénérateur et leur commande vectorielle.....	223
Figure 4. 54. Vitesse du vent	224
Figure 4. 55. Vitesse de génératrice.....	225
Figure 4. 56. Puissance active.....	225
Figure 4. 57. Puissance réactive.....	226
Figure 4. 58. Tension de capacité de liaison	226



*Listes des
Tableaux*

LISTE DES TABLEAUX

Chapitre 1

Tableau 1. 1. Évolution des sorties énergétiques commerciales	11
Tableau 1. 2. Bilan de la demande nationale par secteur	14
Tableau 1. 3. Consommation finale par produit.....	15
Tableau 1. 4. Consommation finale sectorielle : Analyse approfondie des données.....	16
Tableau 1. 5. Programme des énergies renouvelables 2015-2030.....	29

Chapitre 2

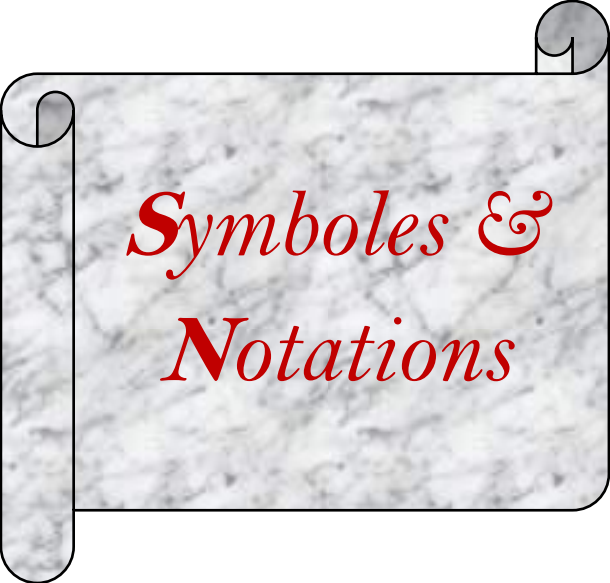
Tableau 2. 1. L'évolution de la population de bétail en Algérie de 2006 à 2017	38
Tableau 2. 2. Evolution de la Production Nationale du Lait Cru de 2009 à 2017	39
Tableau 2. 3. Consommation d'énergie électrique d'une ferme chargée	55
Tableau 2. 4. Évolutions annuelles de la charge	62
Tableau 2. 5. Paramètres du module photovoltaïque.....	63
Tableau 2. 6. Spécifications des éoliennes.....	63
Tableau 2. 7. Tarifs de vente de l'électricité renouvelable en Algérie.....	64
Tableau 2. 8. Résultats de l'analyse d'optimisation	65
Tableau 2. 9. Évaluation de la viabilité financière	67

Chapitre 3

Tab 3. 1. Les règles d'inférences	112
Tab 3. 2. Gains d'ajustement.....	115
Tab 3. 3. Analyse de performance de la vitesse relative.....	129
Tab 3. 4. Les paramètres de simulation.....	147
Tab 3. 5. Variations significatives en régime permanent et en condition de défaillance	152

Chapitre 4

Tab 4. 1. Diverses technologies photovoltaïques à rendement maximal.....	158
Tab 4. 2. Caractéristiques des convertisseurs DC-DC non isolés	165
Tab 4. 3. Conformité aux normes internationales pour le raccordement au réseau BT	173
Tab 4. 4. Paramètres de générateur photovoltaïque.....	187
Tab 4. 5. Paramètres de dimensionnement	189
Tab 4. 6. Paramètres de régulation de systèmes photovoltaïque.....	198
Tab 4. 7. Variation de la tension de la liaison	201
Tab 4. 8. Indicateur d'erreur relative.....	202
Tab 4. 9. Variation de la tension de la liaison	204
Tab 4. 10. Indicateur de stabilité de tension de liaison	204
Tab 4. 11. Caractéristique des signales après filtrage	206
Tab 4. 12. Caractéristique des signales après filtrage	207
Tab 4. 13. Paramètres de simulation de l'aérogénérateur	223



*Symboles &
Notations*

SYMBOLES & NOTATIONS

GLOSSAIRE

Acronyme	Description
SHER	Système hybride d'énergie renouvelable
PV	Photovoltaïque
WT	Turbines éoliennes
SSE	compagnie écossaise distributrice d'énergie
BT	Réseau de distribution
GES	Gaz à effet de serre
GPV	Générateur photovoltaïque
RF	Rendement final
RDP	Ratio de performance
DPC	Contrôle direct de puissance
MADA	Machine à double alimentation
WTS	Stabilisateur de turbine du vent
MPPT	Technique de maximisation de puissance
ARDL	Distribution autorégressif
ECM	Correction d'erreur
AIE	Agence internationale de l'énergie
SPE	Société Algérienne de Production de l'Électricité
BP	British Petroleum
ER	Énergies renouvelables
CREG	Commission de régulation de l'électricité et du gaz
APRUE	Agence Nationale de l'Efficacité Énergétique
MADR	Ministère de l'agriculture et du développement rural
ONS	Office national des statistiques
FAO	Organisation des Nations unies pour l'alimentation et de l'agriculture
PIB	Produit intérieur brut
SARL	Société a responsable limite
TCT	Taxe sur la Consommation Totale
SONELGAZ	Société Algérienne de Distribution de l'Électricité et du Gaz
CFL	Lampe croissance et floraison
EUI	Indice d'utilisation d'énergie
APG	Génération annuelle d'énergie
RRCEG	Commission de régulation des tarifs de l'électricité et du gaz
NPC	Coût du prix net
COE	Coût de l'énergie
IC	Capitale initiale
NPC	Cycle de vie normalisé
TAC	Coût annuel normalisé du système
WECS	System de conversion éolien
UCE	l'unité de conversion d'énergie
GAS	Générateur asynchrone
Pitch control	System d'orientation des pales
TSR	Rapport de vitesse à la pointe
PI	Proportionnel intégrale
FLC	Régulateur floue
NFC	Régulateur Neuro-floue
ANN	Régulateur neuronale
MLP	Perceptron multicouche

THD	Distorsion harmonique totale
STD	L'écart-type
LVRT	La capacité de survoltage de basse tension
GPV-BT	Générateur photovoltaïque - basse tension
SAER	Systèmes autonomes d'énergie renouvelable
P&O / IC	Perturbé and observé / conductance incrémentale
ANN-IC	Conductance incrémentale a base réseau de neurone
ANN-P&O	Perturbé & observé a base de réseau de neurone

NOTATIONS

Acronyme	Unité	Description
E_L	(Wh/d)	Consommation quotidienne d'énergie électrique
P_L	(W)	Puissance de la lampe
N_L		Nombre de lampes et
t_L	h	Durée d'éclairage
I	(lux)	Eclairage nécessaire par animal
N_A		Nombre de l'animal
S	m ²	Surface nécessaire par animal
H_t	m ²	Hauteur totale d'eau
Q_{pm}	m ²	Approvisionnement en eau attendu
η_m	%	Rendement de moteurs
η_p	%	Rendement de la pompe
Δt_p	h	Temps d'irrigation
N_{cow}		Nombre des vaches
Q_{cow}	m ²	Nombre de lettre consomme par vache
V_{clean}	m ²	Nombre de lettre de nettoyage
P_p	W	Puissance de motopompe
E_m	Wh	Quantité d'énergie consommée pendant la traite
P_m	W	Puissance de la machine à traire
E_{mc}	Wh	Consommation d'énergie causée par la réfrigération
P_t	W	Puissance du réservoir à lait
t_{MS}	h	Durée de stockage du lait
P_s	kW	Puissance du système

Symboles spécifiques à la turbine

E_c	W	Energy extraite par la turbine
V	(m/s)	Vitesse du vent
m		Masse de l'air
P_{aer}	(W)	Puissance de la turbine
T_{aer}	(W)	Couple aérodynamique
P_g	(W)	Puissance de générateur électrique
P_v	(W)	Puissance théorique maximale
ρ	(Kg/m ³)	Masse volumique de l'air
S	(m ²)	Surface balayée par la turbine
C_p	(-)	Coefficient de puissance
C_{p-max}	(-)	Coefficient de puissance maximale
C_c	(-)	Coefficient du couple
C_{c-max}	(-)	Coefficient du couple maximale
Ω_t	(rad/s)	Vitesse mécanique de l'aérogénérateur
Ω_g	(rad/s)	Vitesse mécanique de la GADA
Ω_{t-ref}	(rad/s)	Vitesse de la turbine référentielle

Ω_{g-ref}	(rad/s)	Vitesse de la génératrice référentielle
R	(m)	Rayon de turbine
G	(-)	Multiplicateur
λ	(-)	Vitesse relative
λ_{opt}	(-)	Vitesse relative optimal
β	(deg)	Angle de calage des pales
α	(deg)	Angle d'incidence des pales
T_{hs}	(N.m)	Couple de générateur électrique
T_{hs-ref}	(N.m)	Couple cote générateur référentielle
T_{ls}	(N.m)	Couple cote turbine
T_{em}	(N.m)	Couple électromagnétique
B_g	(-)	Coefficient de frottement cote génératrice
B_r	(-)	Coefficient de frottement cote turbine
θ_{ls}	(-)	Position cote turbine
θ_g	(-)	Position cote génératrice
J_r	(Kg.m ²)	Moment d'inertie de l'éolien
J_g	(Kg.m ²)	Moment d'inertie de générateur électrique
J_{tot}	(Kg.m ²)	Moment d'inertie global de l'aérogénérateur
B_{tot}		Coefficient de frottement totale
T_{tot}		Couple totale ramené cote turbine
Symboles spécifiques à la GADA		
V_{qr}	(V)	Tension quadratique cote rotor
i_{qr}	(A)	Courant quadratique cote rotor
V_{dr}	(V)	Tension directe cote rotor
i_{dr}	(A)	Courant directe cote rotor
R_r	(Ω)	Resistance rotorique
L_r	(H)	Inductance rotorique
L_s	(H)	Inductance statorique
i_{ds}	(A)	Courant statorique direct
V_{qs}	(V)	Tension quadratique de stator
i_{qs}	(A)	Courant quadratique de stator
V_{ds}	(V)	Tension directe de stator
ω_r	(rad/s)	Vitesse radiale statorique
L_m	(H)	Inductance mutuelle
$\vec{\varphi}_s / \vec{\varphi}_r$	Wb	Flux statorique et rotorique
P	(-)	Pair de pole



*Introduction
Générale*

INTRODUCTION GENERALE

De nombreuses sources d'énergie alternatives peuvent être utilisées à la place des combustibles fossiles. La décision quant au type de source d'énergie à utiliser dans chaque cas doit être prise sur la base de considérations économiques, environnementales et de sécurité. En raison des aspects environnementaux et de sécurité souhaitable, on estime généralement que les énergies renouvelables comme (soleil, vent, biomasse, l'hydrogène, l'hydraulique, etc.) devrait être utilisée plutôt que d'autres formes d'énergie alternative, car elle peut être fournie de manière durable sans nuire à l'environnement.

Si l'économie mondiale se développe pour répondre aux attentes des pays du monde entier, la demande d'énergie est susceptible d'augmenter, même si des efforts laborieux sont déployés pour accroître l'efficacité de l'utilisation de l'énergie. On estime aujourd'hui que les technologies des énergies renouvelables peuvent répondre à une grande partie de la demande croissante à des prix égaux ou inférieurs à ceux habituellement prévus pour les énergies conventionnelles. D'ici le milieu du XXI^e siècle, les sources d'énergie renouvelables pourraient représenter trois cinquièmes du marché mondial de l'électricité et deux cinquièmes du marché des combustibles utilisés directement. En outre, la transition vers une économie à forte intensité d'énergies renouvelables apporterait des avantages environnementaux et autres qui ne sont pas mesurés en termes économiques standard. Il est envisagé que d'ici 2050, les émissions mondiales de dioxyde de carbone (CO₂) soient réduites à 75 % de leur niveau de 1985, à condition que l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables soient largement adoptées. En outre, ces avantages pourraient être obtenus sans coût supplémentaire, car l'énergie renouvelable devrait être compétitive par rapport à l'énergie conventionnelle.

Problématiques

Durant cette dernière décennie et d'après les statistiques du ministère de l'énergie, l'Algérie a vu sa consommation énergétique augmenter de 62%. Près du tiers de l'énergie (28%) est consommée sous forme d'électricité. Le bilan énergétique de l'année 2014, édité par le Ministère de l'Energie en 2015, montre que les secteurs de transport, de ménages résidentiels et de l'industrie sont les plus gros consommateurs d'électricités avec des taux de 37%, 32% et 21%, respectivement. Pour le secteur d'agriculture, la consommation énergétique électrique représente une part non négligeable, 2% par rapport au bilan national. Elle est en nette augmentation en raison de la modernisation et le développement de ce secteur. L'Algérie, en ce qui la concerne, fait face aux impacts des changements climatiques, qui aggravent le phénomène de désertification dont elle souffre. Elle a intégré la dimension du développement durable dans ses plans de développement, y compris dans un souci de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre. De même qu'elle a adopté des mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique et une politique de promotion des énergies renouvelables.

Objectifs de la thèse

Dans le contexte de la problématique évoquée précédemment, les principales contributions de cette thèse peuvent être énumérées de la manière suivante :

- 1- En Algérie, les fermes agricoles sont situées non loin des zones urbaines et elles possèdent des bâtiments avec de grandes toitures et elles disposent de terrains libres. Ainsi, les fermes agricoles peuvent avoir un rôle très important à jouer dans la contribution du renforcement du réseau électrique basse tension « BT » par l'énergie renouvelable. L'objectif de ce travail est consisté à étudier l'impact d'intégration des systèmes hybride « photovoltaïques/éolien » raccordés au réseau sur le bilan énergétique des fermes agricoles urbaine en Algérie. Son développement constituera sur le plan technico-socio-économique et environnemental une contribution dans le programme national du développement des énergies renouvelables.
- 2- Le système de conversion éolienne intégré au réseau électrique basse tension (BT) fait l'objet d'études approfondies. Cela nécessite une surveillance rigoureuse pour garantir la protection contre les fluctuations du réseau d'une part, et pour améliorer la stabilité tout en maximisant l'extraction d'énergie d'autre part. L'amélioration de la stabilité face aux variations soudaines et imprévisibles du vent implique l'étude du système mécanique de contrôle de l'orientation des pales, nommé « Pitch control », lequel est régulé par des lois de commande artificielles telles que la logique floue, les réseaux de neurones et le neuro-flou, en conjonction avec la technique de maximisation de puissance appelée « MPPT ». Les fluctuations des paramètres du réseau (tension, courant) peuvent compromettre la sécurité de la chaîne de conversion éolienne. Pour résoudre ce problème, nous avons intégré un mécanisme de protection contre les surtensions et les surintensités, appelé « Crowbar protection ».
- 3- De plus, nous avons intégré dans la chaîne de conversion photovoltaïque différentes stratégies de maximisation d'énergie basées sur des techniques d'optimisation telles que la méthode P&O et la méthode IC, lesquelles sont contrôlées par un réseau de neurones artificiels (ANN).

Structure de la thèse

La thèse est divisée en quatre chapitres. Dans le premier chapitre, nous explorons de manière approfondie la situation énergétique actuel et futur de l'Algérie. D'abord, nous posons les bases avec une introduction pour orienter notre analyse. Ensuite, nous plongeons dans la dynamique entre les ressources et la consommation énergétiques, en examinant à la fois l'électricité à l'échelle mondiale et spécifiquement en Algérie. Nous passons ensuite aux énergies conventionnelles en Algérie, avant de mettre en lumière les enjeux cruciaux entourant l'approvisionnement en énergie renouvelable. L'orientation stratégique de l'Algérie en matière d'énergie est exposée à travers son plan énergétique actuel, tandis que le cadre législatif qui régit ce secteur est également abordé. Enfin, une conclusion clôture cette exploration, synthétisant les points clés qui émergent de cet examen approfondi de la situation énergétique algérien.

Dans le deuxième chapitre, nous nous plongeons dans une analyse approfondie. Tout d'abord, nous amorçons avec une introduction qui donne l'inflexion de notre étude. Ensuite, nous jetons un regard détaillé sur les exploitations agricoles et les fermes d'élevage en Algérie, couvrant divers aspects. Nous passons ensuite à une exploration approfondie de la consommation électrique au sein des fermes d'élevage. Cela inclut l'importance énergétique des fermes laitières urbaines en Algérie, le choix d'une ferme expérimentale et une présentation détaillée de la ferme laitière "Vida Lait". Nous examinons également en détail la consommation électrique au sein d'une ferme typique et explorons des stratégies de rationalisation de cette consommation. Le cœur du chapitre se trouve dans l'étude d'un système de production énergétique connecté au réseau, basé sur une combinaison de panneaux solaires et d'éoliennes. Nous introduisons les données d'entrée du logiciel HOMER et partageons les résultats de la simulation, suivis d'une discussion approfondie. Enfin, nous clôturons ce chapitre avec une conclusion qui synthétise les éléments clés abordés dans notre étude de performance énergétique du système hybride PV/Éolienne.

Dans le troisième chapitre dédié aux Systèmes Éoliens, une exploration approfondie est menée. Nous amorçons par des généralités sur les systèmes éoliens, abordant leur introduction, leur contexte historique, leur développement actuel et les différentes technologies associées. Une vue d'ensemble des types d'aérogénérateurs, de la chaîne de conversion éolienne et des principes physiques de conversion d'énergie est également fournie.

Le contrôle artificiel de l'angle de calage variable, connu sous le nom de "pitch control", est ensuite étudié en détail. Nous commençons par sa modélisation mathématique, poursuivons avec l'évaluation des performances électriques des contrôleurs de turbine, et concluons avec une analyse approfondie des résultats obtenus. Dans la section suivante, nous nous penchons sur les tests de suivi de consigne et la sensibilité aux perturbations. Nous analysons la perte de contrôle lors des chutes de tension du réseau, évaluons la performance face aux perturbations de tension du réseau et examinons les résultats obtenus. En fin nous synthétisent les points clés émergents de cette exploration approfondie des systèmes éoliens et de leur contrôle.

Dans le dernier chapitre, nous explorons les généralités sur les systèmes solaires photovoltaïques, en introduisant leur contexte, la conversion photovoltaïque, les types de systèmes, et leur raccordement au réseau. Nous explorons également les exigences du raccordement au réseau électrique basse tension. Une étude approfondie des réseaux de neurones artificiels intégrés dans la chaîne de conversion est menée. Les objectifs de la commande par les réseaux de neurones sont clarifiés, suivis d'une définition des réseaux, de leur architecture, des modèles et des stratégies d'apprentissage. Nous examinons en profondeur les algorithmes d'apprentissage, en mettant en lumière le Perceptron Multicouches (MLP). Une amélioration des performances des algorithmes IC et P&O basée sur un réseau de neurones est ensuite explorée.

Chapitre 1

Besoins Energétiques - Sources d'Energies

Ce chapitre penche sur le secteur de l'énergie en Algérie, en commençant par une analyse des ressources et de la consommation d'électricité à l'échelle mondiale, suivie d'une exploration plus détaillée de la situation en Algérie, notamment la production et la consommation d'électricité, ainsi qu'une analyse prospective de la demande électrique. En outre, en examinant la production et la consommation nationale d'énergie, avec une ventilation par produit et par secteur. En abordant aussi l'approvisionnement en énergie renouvelable et les défis actuels et futurs liés à ces sources d'énergie. Il se penche ensuite sur le plan énergétique en vigueur en Algérie, avant d'examiner le cadre législatif du secteur de l'énergie, incluant la régulation des hydrocarbures, les lois sur l'électricité, et l'efficacité énergétique ainsi que les énergies renouvelables.

Chapitre 1 : Besoin énergétique – Sources d'énergie

1. Introduction

L'énergie symbolise la force motrice. Au sein de ces différentes sources d'énergie, l'énergie électrique exerce une influence considérable sur la qualité de vie humaine et, par extension, sur le progrès des nations. À travers l'histoire de l'humanité, la maîtrise de l'énergie s'est accomplie en deux phases distinctes. La première étape se caractérise par l'exploitation des ressources énergétiques fossiles (pétrole, gaz, charbon, nucléaire). La seconde étape correspond à l'adoption des énergies renouvelables (solaire photovoltaïque, solaire thermique, éolien, hydraulique, géothermie, biomasse). Ces formes énergétiques novatrices offrent des avantages tant sur le plan environnemental que sur le plan économique. D'un point de vue environnemental, la conversion des sources d'énergie renouvelable en électricité génère une pollution nettement moins préoccupante comparativement à la conversion des énergies fossiles. Cette section se penche sur les réserves terrestres en ressources énergétiques, qu'elles soient fossiles ou renouvelables. Dans ce contexte, nous analysons l'évolution de la production et de la consommation à l'échelle mondiale et en Algérie.

2. Ressources et consommation énergétiques

L'énergie se définit par sa capacité à initier des actions, telles que générer du mouvement, altérer la température d'un objet ou transformer la substance. Les sources naturelles sont à l'origine de cette énergie variée, se distinguant en deux catégories : l'énergie non renouvelable (ou conventionnelle), comme le pétrole, le gaz, le bois, l'uranium et le charbon, ainsi que l'énergie renouvelable, incluant le vent, le rayonnement solaire, les cascades d'eau et la chaleur interne de la Terre. Elle peut se manifester sous différentes formes, dont la chaleur, la force musculaire, la mécanique, la réaction chimique et l'électricité. Ces diverses formes d'énergie ont la capacité de se convertir les unes en les autres [1][2].

2.1 Electricité dans le monde

En l'année 2020, la pandémie de COVID-19 a engendré des conséquences dévastatrices à l'échelle mondiale, ébranlant les bases mêmes du progrès économique et social planétaire. Les autorités gouvernementales ont dû mettre en place des mesures de confinement visant à contenir la propagation du virus, malgré les importants compromis économiques que cela a engendrés. Toutefois, il demeure indiscutable que l'énergie maintient son rôle crucial dans la préservation de la stabilité et la stimulation du développement de l'économie mondiale à plus long terme [3]. Ce passage met en lumière l'importance d'étudier la corrélation entre l'énergie et l'économie pour appréhender la transition énergétique ainsi que le développement économique soutenable. Les informations relatives à la consommation électrique constituent souvent des indicateurs pour évaluer tant le développement économique que le niveau de vie des habitants. Les chercheurs se penchent principalement sur l'examen des liens entre la consommation d'énergie et la croissance économique à l'aide de données de production et de consommation énergétiques.

Ce paragraphe souligne qu'en se basant sur des recherches, il est établi qu'une relation de cause à effet unidirectionnelle existe entre l'évolution économique et la demande énergétique. Ceci implique que l'accroissement des revenus entraîne une hausse de la consommation d'énergie. Parallèlement, l'augmentation de la consommation électrique peut également exercer un effet bénéfique sur le taux de croissance économique. Toutefois, les conclusions des investigations démontrent que la consommation d'électricité ne présente pas une corrélation absolue avec la progression économique [4][5]. La Fig 1.1 montre deux pays représentatifs, la Chine et les États-Unis, avec des niveaux de développement différents, et comment leur croissance économique et leur consommation d'énergie sont liées différemment.

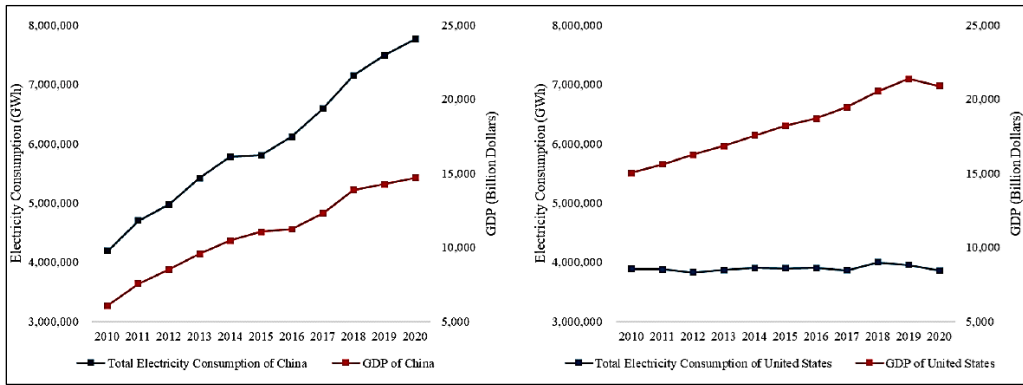


Fig 1. 1. Tendances du PIB et de la consommation d'électricité en Chine et aux États-Unis [6]

La transition énergétique gagne un consensus mondial pour répondre au défi du changement climatique, attirant l'attention de la communauté internationale. À la fin de 2021, l'Accord de Paris avait obtenu la signature de 193 pays ou régions, et 136 d'entre eux avaient pris des engagements envers la "neutralité carbone" [7]. Après la pandémie, de multiples études ont analysé l'impact de celle-ci sur la consommation et l'approvisionnement électrique en utilisant divers modèles tels que la correction d'erreur (ECM), le lag distribué autorégressif (ARDL) ou les réseaux de neurones. Les données de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) révèlent des changements dans la demande globale d'électricité et dans la configuration du marché après la période épidémique (Fig. 1.2).

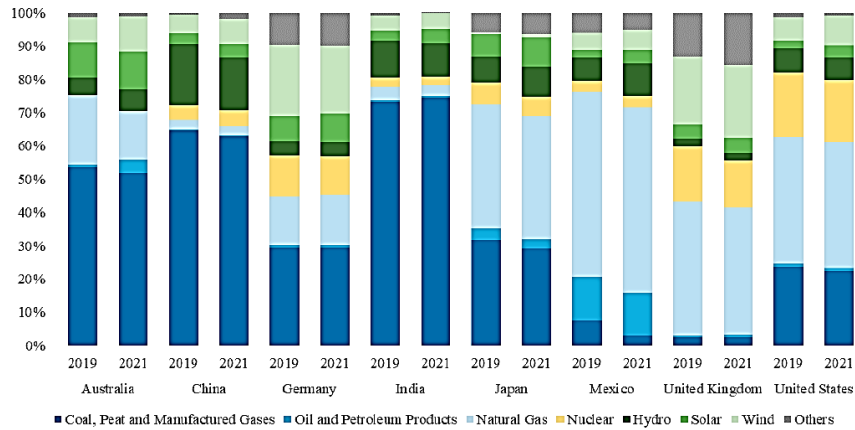


Fig 1. 2. Structure de la production d'électricité avant et après la pandémie [8]

La mise en place de mesures de confinement durant l'épidémie a eu un impact notable sur la consommation énergétique. Cela s'est traduit par une diminution de la demande d'électricité dans les domaines industriels et commerciaux, mais paradoxalement, une augmentation significative de la consommation résidentielle est survenue (Fig. 1.3). En dépit de cela, il est prévu que les émissions de CO₂ connaissent une réduction de l'ordre de 8% [9]. Cette conjoncture a également favorisé une croissance de la part de la production d'énergie renouvelable intermittente sur le marché énergétique, ce qui a engendré une forte diminution des émissions de CO₂ [10]. Cependant, cette évolution engendre des défis dans la quête d'atteindre des proportions accrues d'énergie renouvelable tout en préservant les avantages économiques.

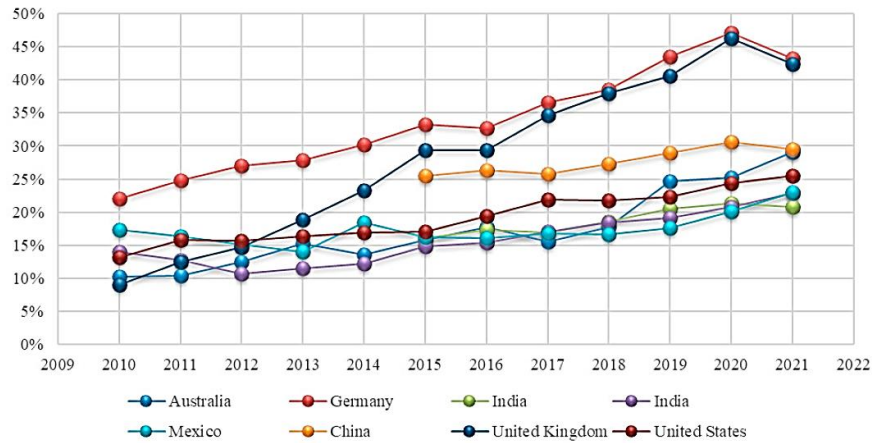


Fig 1. 3. La part d'électricité générée à partir de sources d'énergie renouvelable [11]

L'augmentation de la part des énergies renouvelables favorise la transformation de la structure énergétique. En Europe, la production d'électricité des centrales au charbon, au gaz naturel et nucléaires a diminué respectivement de 35 %, 25 % et 20 % par rapport à 2019. Par ailleurs, la proportion des sources d'énergie renouvelables a connu une hausse de 9 % [12] [13]. Cependant, l'épidémie a également posé des défis à la mise en œuvre fluide de la transformation bas carbone. La crise mondiale de la chaîne d'approvisionnement, l'efflux net de capitaux et d'autres problèmes limitent la transformation énergétique. La crise épidémique a entravé la demande d'électricité, ainsi que les processus de production et d'exploitation courants dans le domaine énergétique. Réduire les activités humaines pour atténuer le changement climatique est impraticable, la meilleure façon est de réaliser la transformation vers des énergies propres. La stabilité de la chaîne d'approvisionnement, le stockage d'énergie et la formulation de politiques pendant et après l'épidémie sont des défis majeurs pour la transformation énergétique propre.

2.2 Electricité en Algérie

Au fil des dernières années, la demande d'électricité a subi une mutation significative, surtout pendant les périodes estivales, générant des pics de consommation remarquables. Cette augmentation soutenue de la demande découle directement des changements dans les habitudes des consommateurs, de l'amélioration

de leur qualité de vie et de la croissance dynamique du secteur économique et industriel. Pour répondre aux impératifs énergétiques de notre société contemporaine, il est essentiel d'explorer des solutions variées et adaptées. Actuellement, deux approches principales se dessinent [14]:

- La première consiste à réduire la consommation électrique tout en augmentant l'efficacité des centrales énergétiques grâce à des améliorations de leur productivité.
- La seconde méthode vise à identifier et développer de nouvelles sources d'énergie propres et durables.

2.2.1 Production de l'électricité

Face à la croissance continue de la demande d'électricité et à la nécessité de protéger l'environnement, l'Algérie a opté pour l'utilisation du gaz naturel comme principale source d'énergie, tout en investissant dans les énergies renouvelables telles que l'énergie solaire et éolienne. Un programme ambitieux est actuellement en cours pour doubler les capacités de production conventionnelle, en parallèle avec le développement d'une industrie nationale pour fournir les équipements requis. Dans cette démarche, la CREG élabore des programmes décennaux pour répondre aux besoins de production électrique dans les diverses régions du pays, en se basant sur deux scénarios de demande. Le parc de production électrique national est constitué de centrales détenues par la Société Algérienne de Production de l'Électricité (SPE), Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida (SKTM), et de sociétés en partenariat avec Sonelgaz [15].

Au cours des dernières années, il est notable que la capacité de générer de l'électricité par Sonelgaz et ses sociétés affiliées a considérablement augmenté, culminant à 19 586 MW en 2017. Les données présentées dans la Fig. 1.4 ci-dessous exposent la distribution de la capacité de production selon le producteur et le genre d'équipement pour l'exercice 2017. En 2017, la quantité totale d'électricité produite a été de 71 470 GWhs [16].

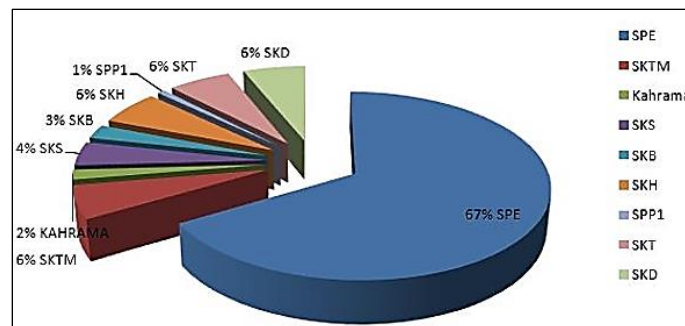


Fig 1. 4. Puissance installée par producteur à fin 2017 [16]

2.2.2 Consommation de l'électricité

La demande croissante en électricité en Algérie demeure robuste, d'après les données les plus récentes publiées par BP (voir Fig. 1.5). Cette expansion est principalement attribuable à l'accroissement de la population et à la modernisation des infrastructures, engendrant des transformations dans les schémas de consommation énergétique. En 2019, la consommation d'électricité en Algérie s'est élevée à 72,8 milliards

de kWh, enregistrant une progression de 7,6% par rapport à l'année précédente. Cette hausse représente un accroissement de plus de 100% par rapport aux niveaux de consommation enregistrés en 2004 [16].

La fluctuation du taux de croissance de la demande d'électricité en Algérie présente une variation annuelle, cependant, dans l'ensemble, elle est restée substantielle au cours des récentes années. À titre illustratif, durant 2018, la demande en électricité a augmenté de 9,4% en Algérie, tandis qu'en 2017, cette augmentation était de 6,8% [17].

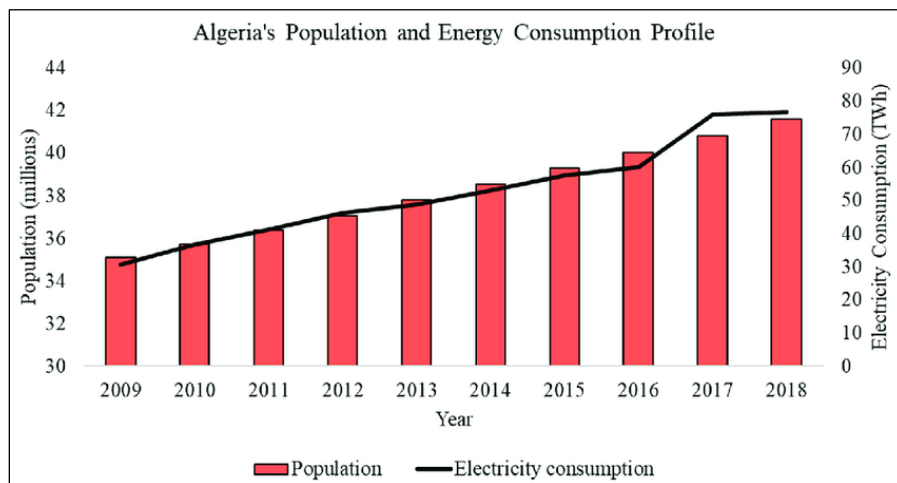


Fig 1. 5. Tendances de la consommation électrique en évolution en Algérie [18]

2.2.3 Analyse prospective de la demande électrique

Il est notable que la demande d'électricité augmente rapidement, passant de 30,9 TWh en 2004 à 64,2 TWh en 2014. Cette croissance de la demande électrique s'est produite en deux phases distinctes : la première s'étendant de 1985 à 2000, suivie par la seconde entre 2000 et 2012. Durant la première phase, de 1985 à 2000, la demande d'électricité a progressé de manière linéaire [19].

Durant la seconde étape (2000-2012), d'après les données de l'agence nationale de développement de l'investissement, l'Algérie a enregistré une hausse considérable dans les investissements productifs. Ces investissements ont directement conduit à une augmentation systématique de la demande en énergie électrique. Au cours de cette phase, la croissance de la demande évolue d'un modèle linéaire vers un modèle de Boltzmann [19].

L'accroissement de la demande en électricité est clairement démontré dans la Figure 1.6. Un modèle empirique basé sur le modèle de Boltzmann a été élaboré pour prédire les besoins énergétiques. Les projections estiment que la demande en électricité devrait s'élever à 83, 97 et 124 TWh respectivement pour les années 2017, 2020 et 2030. Ces résultats concordent également avec les prédictions formulées par A.M. Hamiche [20].

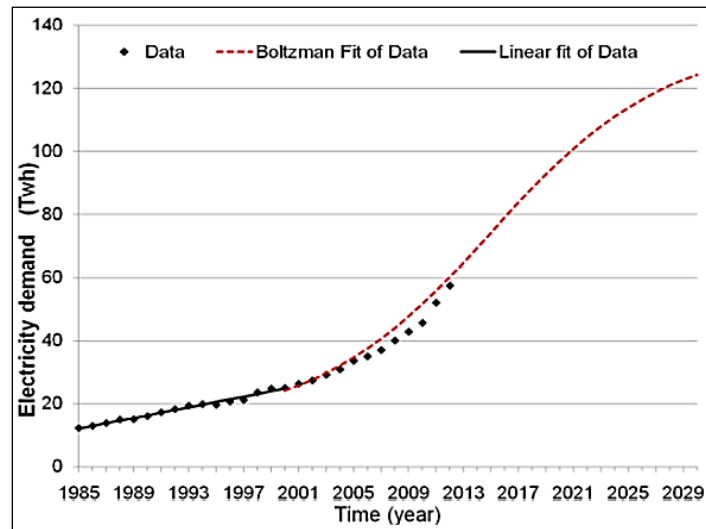


Fig 1. 6. Prédications pour la demande électrique future [20][21]

La demande en électricité joue un rôle vital dans tous les secteurs. Toutefois, d'après les données divulguées par le Ministère de l'énergie et des mines d'Algérie pour l'année 2019, le secteur résidentiel est le plus grand consommateur d'électricité, représentant 45,8% de la consommation nationale. D'autres secteurs clés comprennent l'industrie (37,3%) et le secteur tertiaire (15,2%). En revanche, la part du secteur agricole dans la consommation totale d'électricité s'élève à seulement 1,6% [22].

Toutefois, la situation énergétique se caractérise par une diminution constante de la production de gaz et une croissance soutenue de la demande en électricité. Cette conjoncture pourrait mener le pays vers une crise économique et sociale. Afin d'éviter une telle issue, le gouvernement algérien a introduit un programme en 2011 axé sur le développement des énergies renouvelables. Ce programme mise sur l'utilisation de ressources durables pour la production d'électricité, accompagné de l'adoption de plusieurs cadres législatifs [22].

3. Energies conventionnelles en Algérie

3.1 Production nationale énergétique

L'année 2021 a été témoin d'une croissance marquée dans le secteur de la production d'énergie primaire destinée à un usage commercial. Les chiffres attestent de cette expansion, avec un total de 164,4 millions de tonnes équivalent pétrole (M Tep) à la fin de l'année, en comparaison à 144,4 M Tep en 2020. Cette augmentation remarquable de 13,9% est illustrée dans le tableau ci-dessous [23]:

Tableau 1. 1. Évolution des sorties énergétiques commerciales

Produit	Unités	2020	2021	Évolution	
				Quantité	(%)
Gaz naturel	K Tep	79 944	99 260	19 316	24.2
	10 ⁶ m ³	84 567	105 037		
Pétrole brut	K Tep	46 950	47 084	133	0.3
	K Tonnes	42 567	42 688		

Condensat	K Tep	8 611	8 712	101	1.2
	K Tonnes	7 607	7 696		
GPL aux champs	K Tep	8 686	9 222	536	6.2
	K Tonnes	7 361	7 816		
Electricité primaire	K Tep	167	160	-7	-4.1
	GWh	722	662		
Combustibles solides: Bois	K Tep	10	2	-8	-75.9
	10 ⁶ m ³	52	13		
Totale	K Tep	144 370	164 442	20 072	13.9

L'augmentation des volumes de production est principalement attribuable à la nette expansion de la production de gaz naturel (+24%). Cette croissance est le résultat de la solide performance des gisements, de la mise en service du boosting HRM et de l'incorporation de nouveaux gisements. De plus, cette augmentation a été renforcée par une hausse de la demande européenne pour le gaz algérien. Simultanément, la production de pétrole brut a également enregistré une hausse (1%). L'Algérie a vu son quota dans le cadre de l'accord OPEP+ augmenter, passant d'une moyenne de 900 kb/j en 2020 à près de 911 kb/j en 2021 [23].

La structure de la production d'énergie primaire à usage commercial reste prédominée par le gaz naturel, représentant 60% de la production totale. Le pétrole suit de près avec une part de 29%. Ces chiffres sont clairement illustrés dans la Figure 1.7 ci-dessous [23].

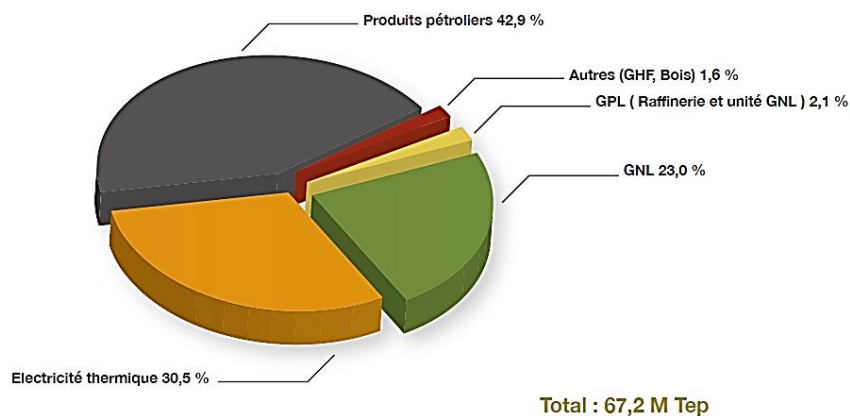


Fig 1. 7. Analyse de la composition de la production énergétique de base [23]

Il convient de noter que malgré ses avancées observées ces dernières années, la production d'énergie renouvelable (notamment solaire et éolienne) continue de représenter une part minoritaire dans la production d'énergie de base destinée aux marchés. En 2021, la production d'énergie dérivée a connu une augmentation de 8,2% par rapport aux réalisations de 2020, atteignant 67,2 millions de tonnes équivalent pétrole (M Tep). Cette croissance est principalement soutenue par l'expansion de la production d'électricité thermique (+13,1%) et de gaz naturel liquéfié (+14,1%). Cette hausse découle principalement de la reprise de l'activité économique, qui a retrouvé son niveau d'avant la pandémie grâce à la levée graduelle des mesures sanitaires [23].

Dans la Fig 1.8 ci-dessous, vous pouvez observer comment la production d'énergie dérivée est structurée. Les produits pétroliers conservent une part prédominante de 43%.

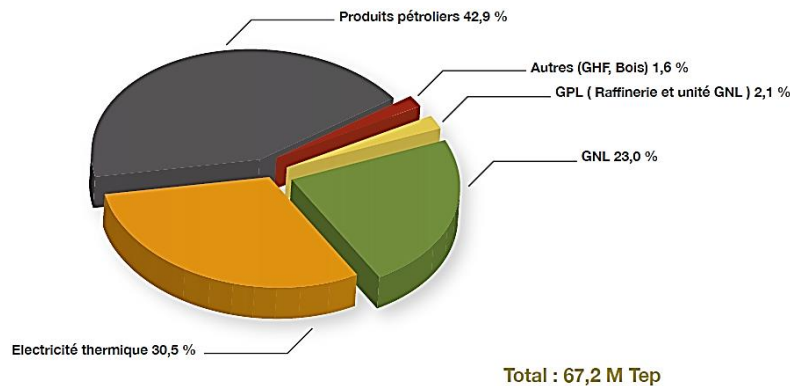


Fig 1. 8. Analyse de la Composition de l'Énergie Dérivée [23]

En ce qui concerne les produits pétroliers (à l'exception du GPL), la production a connu une légère augmentation de 0,6% par rapport à la même période de l'année 2020, totalisant 27,4 millions de tonnes. Cette augmentation satisfait la demande nationale en produits pétroliers tout en réduisant considérablement les importations de carburants terrestres [24] :

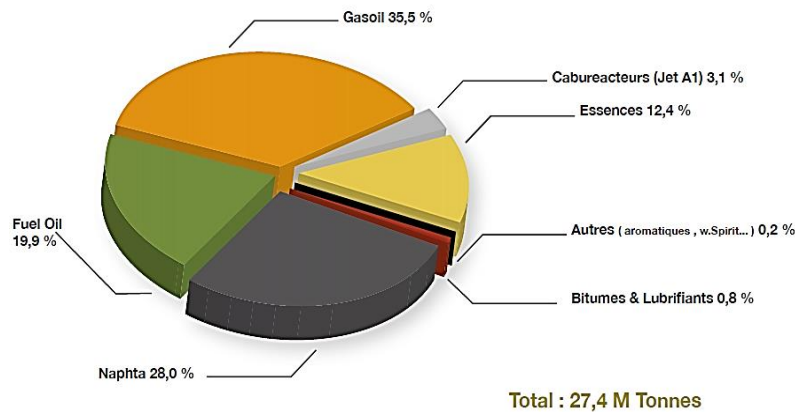


Fig 1. 9. Répartition de la production de produits raffinés [24]

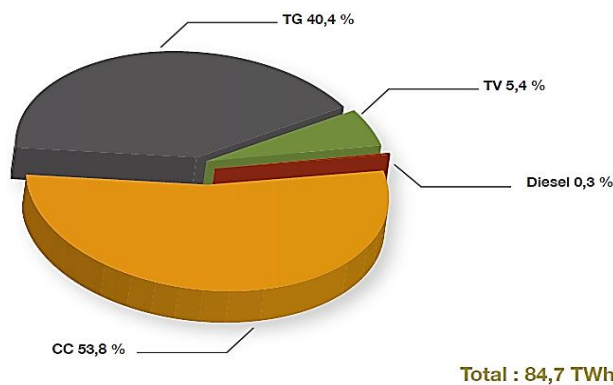


Fig 1. 10. Répartition et évolutions de la production thermique électrique [24]

En ce qui concerne la fabrication d'énergie thermique (incluant les producteurs autonomes), une quantité totale de 84,7 térawattheures a été générée, marquant une augmentation de 8% par rapport à l'an 2020 [24]. La distribution de la production d'énergie thermique (y compris les producteurs autonomes) selon les types d'équipement est indiquée dans les données ci-dessus.

3.2 Consommation nationale énergétique

3.2.1 Consommation énergétique totale

En 2021, la consommation totale d'énergie à l'échelle nationale, y compris les pertes, a atteint 67,2 millions de tonnes équivalent pétrole (Tep), marquant une augmentation de 7,7 % par rapport à l'année précédente. Cette augmentation significative est principalement due à la hausse de la consommation finale, qui a augmenté de 8,0 %. La relance de l'activité économique et l'assouplissement progressif des restrictions sanitaires liées à la pandémie de Covid-19 ont contribué à cette reprise marquée de la demande énergétique nationale. En outre, il convient de noter que les secteurs de l'énergie et des industries non liées à l'énergie ont également enregistré des augmentations respectives de leur consommation, avec des hausses de 6,9 % et 8,4 % [25].

Tableau 1. 2. Bilan de la demande nationale par secteur

Unité : K Tep	2020	2021	Evolution	
			Quantité	(%)
-Consommation finale	46 466	50 171	3 705	8.0
-Consommation non-énergétiques	4 407	4 777	370	8.4
-Consommation des industries énergétique	7 733	8 268	535	6.9
-Pertes	3 737	3 936	199	5.3
Consommation finale	62 343	67 153	4 810	7.7

La composition de la consommation énergétique nationale n'a pas connu de modifications majeures entre 2020 et 2021. La consommation finale reste prédominante, représentant toujours environ 75 % de la consommation totale d'énergie. Elle est suivie par la consommation des secteurs énergétiques (environ 12 %), les secteurs non énergétiques (environ 7 %) et les pertes (environ 6 %), comme illustré ci-dessous [25]

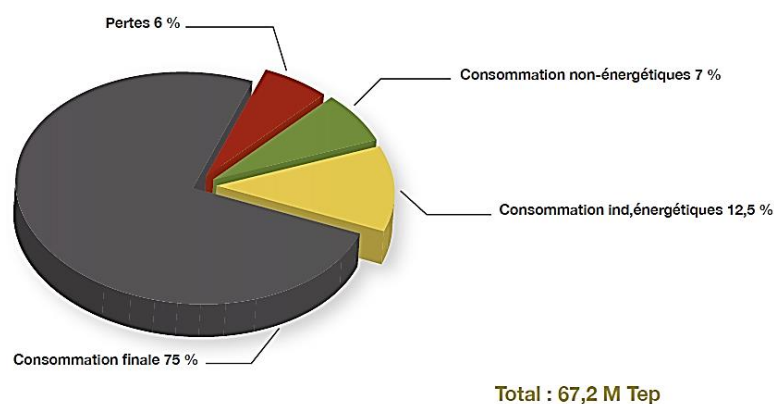


Fig 1. 11. Structure de la consommation nationale l'énergie [25]

3.2.2 Consommation énergétique Finale

La En 2021, la consommation d'énergie finale s'est établie à 50,2 millions de tonnes équivalent pétrole (Tep). Cette année a été marquée par une reprise significative de 8,0 % par rapport à l'année précédente, annulant ainsi la baisse de 8,6 % enregistrée en 2020. La consommation énergétique finale a ainsi retrouvé son niveau de 2019. Cette reprise a été largement alimentée par l'augmentation de la consommation de presque tous les types de produits énergétiques [25].

Par Produit

L'examen de l'évolution de la consommation finale par produit est détaillé ci-dessous.

Tableau 1. 3. Consommation finale par produit

Produit	Unités	2020	2021	Évolution	
				Quantité	(%)
Produits pétroliers	K Tep	13 135	13 686	19 316	4.2
	K Tonnes	12 569	13 099		
Gaz naturel	K Tep	16 843	17 930	133	6.5
	10 ⁶ m ³	17 823	18 974		
Électricité	K Tep	13 614	14 348	101	12.7
	GWh	58 898	63 442		
GPL	K Tep	2 853	3 157	536	10.6
	K Tonnes	2 418	2 675		
Coke sidérurgique	K Tep	10	47	-7	377.9
	K Tec	14	68		
Autres : Bois	K Tep	11	2	-8	-76.6
	K Tec	54	13		
Totale	K Tep	46 466	50 171	3 705	8.0

En référence au tableau 1.3 mentionné ci-dessous, les éléments suivants se dégagent :

Une augmentation notable est observée dans la consommation finale d'électricité (12,7%), passant de 13,6 millions de tonnes équivalent pétrole (M Tep) en 2020 à 15,3 M Tep en 2021. Cette hausse découle de l'accroissement (4,7%) du nombre de clients de Sonelgaz, qui atteint près de 11 millions d'abonnés en 2021, entraînant ainsi une augmentation significative des besoins en électricité. Également, la consommation finale de gaz naturel augmente (6,5%), atteignant 17,9 M Tep en 2021. Cette augmentation est principalement due à la croissance de la consommation chez les clients de Sonelgaz, comprenant à la fois les ménages (5,1%) et les clients industriels (10,9%). Le nombre d'abonnés à Sonelgaz a augmenté de 6,8% par rapport à 2020, atteignant un total de 6,9 millions d'abonnés [22][23][24] [25]. En outre, une hausse est enregistrée (4,2%) dans la demande de produits pétroliers sur le marché national, s'établissant à 13,7 M Tep en 2021 par rapport à 13,1 M Tep en 2020. Cette augmentation concerne particulièrement les carburants terrestres, tels que l'essence, le gazole et le GPL/C. Cela est principalement dû à la levée, par les autorités publiques, des mesures de suspension du transport public et ferroviaire (voyageurs) liées à l'épidémie de Covid-19 [10].

L'analyse de l'évolution de la consommation finale par produit est détaillée ci-dessous, en se basant sur les données du tableau 2.8 mentionné précédemment :

Une augmentation substantielle est constatée dans la consommation finale d'électricité (12,7%), passant de 13,6 millions de tonnes équivalent pétrole (M Tep) en 2020 à 15,3 M Tep en 2021. Cette augmentation est la conséquence directe de la croissance (4,7%) du nombre de clients de Sonelgaz, atteignant près de 11 millions d'abonnés en 2021, entraînant ainsi une hausse marquée des besoins en électricité [23].

Par Secteur

En analysant la consommation finale selon les secteurs d'activité en 2021, les évolutions ci-dessous se dessinent :

Une augmentation est notée dans la demande du secteur "Ménages et Autres" (6,2%), passant de 22,1 millions de tonnes équivalent pétrole (M Tep) en 2020 à 23,4 M Tep en 2021. Cette croissance est portée par le sous-secteur résidentiel (4,4%) et le sous-secteur Tertiaires et Autres (12,3%). La consommation dans le secteur "Transports" repart à la hausse (7,6%), passant de 13,5 M Tep en 2020 à 14,5 M Tep en 2021. Cette reprise est soutenue par la demande de carburants terrestres et aériens (gazole (+5,1%), GPL/C (+35,8%), essence (+1,8%), jet (+15,1%)), en lien avec la relance du transport routier et la progressive réouverture de l'espace aérien. Une augmentation notable (12%) se manifeste dans la consommation du secteur "Industries et BTP", atteignant 12,2 M Tep en 2021 [19][26]. Cette hausse est en corrélation avec la reprise de l'activité économique, principalement grâce aux sous-secteurs ISMME, Industries Agro-alimentaires, Chimie et Matériaux de Construction :

Tableau 1. 4. Consommation finale sectorielle : Analyse approfondie des données

Unités : KTep	2020	2021	Évolution	
			Quantité	(%)
Industries et BTP, dont :	10911	12220	1309	12.0
Matériaux de construction	4768	4887	120	2.5
ISMME	1942	2586	644	33.2
BTP	605	619	14	2.3
Industries manufacturières :	1252	1321	68	5.5
Dont : industries agroalimentaires	1128	1185	57	5.1
-Chimie	409	851	442	108.2
-Autre industries	1935	1965	22	1.1
Transport, dont :	13499	14520	1021	7.6
-Routier	12847	13764	917	7.1
-Aérien	214	246	32	15.7
Ménage et autres, dont :	22056	23431	1375	6.2
-résidentielle	17299	18053	754	4.4
-Agriculture	565	672	107	18.8
-Tertiaires et autres	4192	4706	515	12.3
Total	46466	50171	3705	8.0

La distribution de la consommation finale demeure largement influencée par la catégorie des "Ménages & autres", qui occupe une part prédominante de 47%. Le secteur des transports se positionne en deuxième position avec 29%, tandis que le secteur de "l'industrie et du BTP" représente une part de 24%, comme le met en évidence le graphique qui suit :

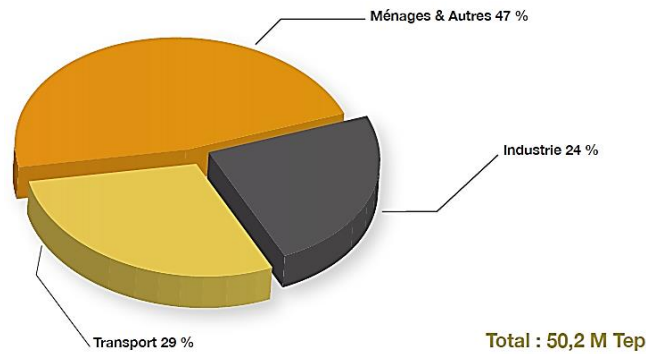


Fig 1. 12. Répartition énergétique : Étude des secteurs dans la consommation finale [23]

4. Approvisionnement en énergie renouvelable : les enjeux actuels et futurs

Ember estime que l'intensité mondiale en carbone était de 442g CO₂ par kWh en 2021 (contre 437g en 2020). La trajectoire de 1,5 degré de l'AIE signifie qu'elle doit rapidement tomber à zéro d'ici 2035 dans les économies avancées et d'ici 2040 dans le monde entier [27]. Nous savons déjà ce qui doit se produire - avant tout, la génération éolienne et solaire doit continuer sur leur courbe de croissance pour fournir les trois quarts de la croissance de l'électricité propre d'ici 2030. Les leaders en énergie éolienne et solaire montrent que ce niveau de part de marché est réaliste et que la croissance peut être énorme relativement rapidement. Mais ces changements ne se produisent pas assez rapidement dans tous les pays et nous sommes loin de réduire suffisamment les émissions du secteur de l'électricité. Le résultat en 2021 a été la hausse du charbon, à un moment où il devrait baisser rapidement.

4.1 Sources énergétiques

La Fig 1.13 présente les importantes évolutions énergétiques dans la production d'électricité mondiale.

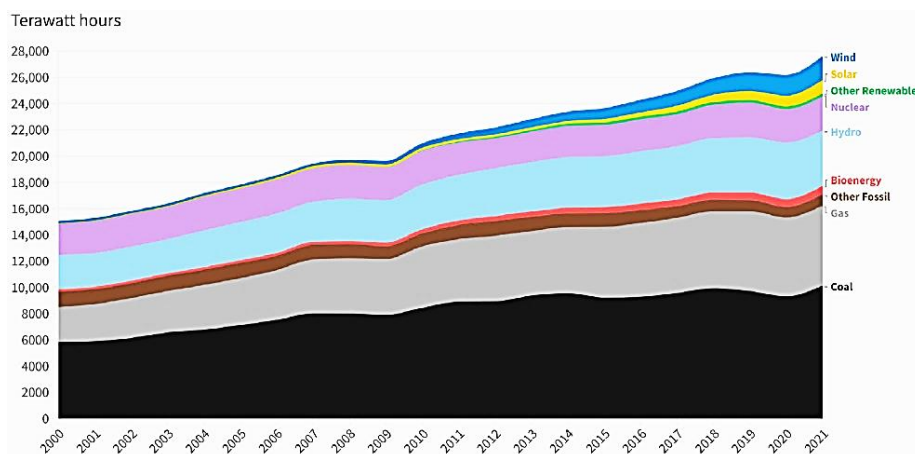


Fig 1. 13. La production mondiale d'électricité [28]

Au cours des deux dernières décennies, la production mondiale d'électricité a évolué de manière significative. Les énergies renouvelables, telles que l'éolien et le solaire, ont connu une croissance

remarquable, passant d'une part modeste à une contribution majeure en 2021 [27]. L'énergie nucléaire est restée stable, tandis que l'hydroélectricité a continué à jouer un rôle important. La bioénergie a également progressé, tandis que les énergies fossiles, notamment le charbon, ont cédé du terrain au gaz naturel, perçu comme plus propre.

4.1.1 Énergie solaire

La génération mondiale d'énergie solaire a augmenté de 23% en 2021. Il s'agit de la source de génération d'électricité qui augmente le plus rapidement pour la 17e année consécutive. La génération a augmenté de 188 TWh en glissement annuel pour atteindre 1023 TWh. L'énergie solaire a généré 3,7% de l'électricité mondiale en 2021. Cela dénote une hausse considérable par rapport à 2015, année à laquelle l'accord de Paris a été signé, et où sa part était de seulement 1,1% [29]. L'Australie, avec 12%, à la plus forte proportion d'électricité solaire parmi les pays du monde. En revanche, le Viêt Nam a connu la plus forte augmentation, passant de 2% en 2020 à 10% en 2021. En Europe, l'Espagne et les Pays-Bas ont connu la plus forte croissance, portant leur part à près de 10% de leur électricité totale. Seulement 1% de la génération d'énergie solaire mondiale se trouve en Afrique et 2% dans les pays du Moyen-Orient (ayant respectivement 3% et 4% de la demande mondiale d'électricité). La génération d'énergie solaire en Inde a connu sa plus faible augmentation en glissement annuel depuis 2016. De nombreux pays d'Europe de l'Est ont marqué une pause, avec des niveaux de génération d'énergie solaire similaires en 2021 qu'en 2015, notamment en Bulgarie, en République tchèque, en Roumanie, en Slovaquie et en Slovénie. La génération d'énergie solaire doit être multipliée par sept d'ici 2030, passant de 4% de l'électricité mondiale en 2021 à 19% d'ici 2030. Cela implique de maintenir une croissance annuelle de 24% ; la croissance de l'année dernière était de 23% et la croissance moyenne sur les dix dernières années était de 33% [29].

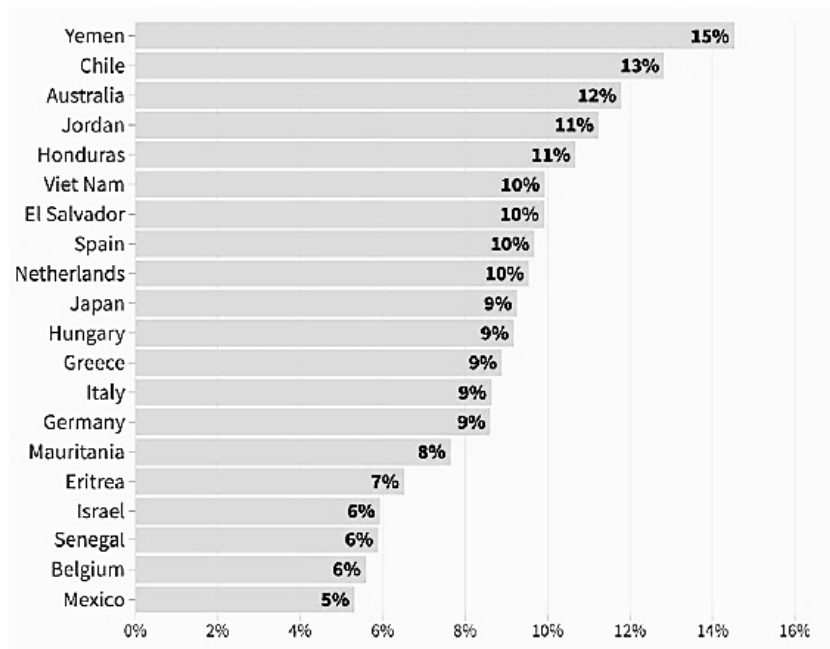


Fig 1. 14. La plus grande part de génération d'électricité solaire [29]

4.1.2 Énergie éolienne

La production mondiale d'énergie à partir de l'éolien a connu une croissance de 14% en 2021, augmentant de 227 TWh à 1 814 TWh. Cette progression représente le taux de croissance le plus élevé en pourcentage sur une période de quatre ans, ainsi que la plus importante augmentation absolue enregistrée à ce jour. Il s'agit de la source d'électricité qui a affiché la croissance la plus rapide après l'énergie solaire. L'énergie éolienne a contribué à 6,6% de la production électrique mondiale en 2021, comparativement à 3,5% en 2015, année marquant la conclusion de l'accord de Paris [30].

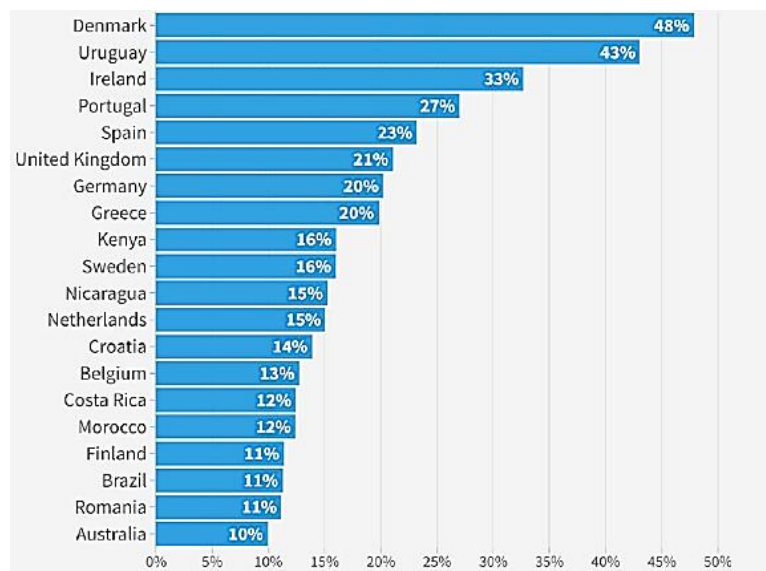


Fig 1. 15. Domination éolienne : En tête de la production d'électricité [9]

La Chine était sans aucun doute le leader de l'énergie éolienne en 2021. 65% de la croissance de la génération éolienne mondiale en 2021 provenait de Chine (la plus grande proportion de croissance mondiale de la Chine était de 37% en 2020). Elle a ajouté 148 TWh, soit la même quantité que toute la demande d'électricité de l'Argentine. La forte expansion de l'énergie éolienne en mer en décembre 2021 garantira que cette croissance se poursuivra en 2022. Le Danemark avait la plus grande part de son électricité provenant de l'énergie éolienne (48%) ; le Royaume-Uni et l'Allemagne étaient tous les deux au-dessus de 20%. Bien que la génération éolienne ait diminué dans l'UE en 2020 en raison de faibles vitesses de vent, le taux d'installation d'éoliennes a atteint un nouveau record. Le Kenya a témoigné de la plus significative augmentation annuelle, passant d'une part de 11% à 16% de son approvisionnement électrique attribuable à l'énergie éolienne [22]. Quatre pays sont en compétition pour adopter l'énergie éolienne, doublant environ de 5% de la génération annuelle en 2015 à 10% en 2021 : les États-Unis (de 5% à 9%), l'Australie (de 5% à 10%), la Turquie (de 4% à 9%) et le Brésil (de 4% à 11%) [22][23].

La part de la production mondiale d'énergie éolienne attribuée aux pays africains reste à 1%, tandis que les pays du Moyen-Orient contribuent seulement à 0,1%. Ces chiffres sont proportionnellement modestes par rapport à la demande d'électricité mondiale, qui atteint respectivement 3% pour l'Afrique et 4% pour le Moyen-Orient. En Inde, la génération éolienne a atteint pour la première fois le même niveau que l'énergie solaire, ayant toujours été en avance. La Corée du Sud et le Japon ont tous deux moins de 1% de leur électricité provenant de l'énergie éolienne. La génération éolienne doit être multipliée par quatre d'ici 2030, passant de 7% de l'électricité mondiale en 2021 à 21% d'ici 2030. Cela signifie maintenir une croissance annuelle de 18%. La croissance de l'année dernière était de 14%, avec une moyenne de 15% au cours des dix dernières années [23][25].

4.1.3 Charbon

La génération d'électricité à partir du charbon a connu une augmentation de 9% en 2021, atteignant un sommet sans précédent et surpassant de 2% le précédent record établi en 2018. Cependant, il est regrettable que la production d'électricité à base de charbon ait augmenté de 10% depuis 2015, l'année de la ratification de l'Accord de Paris. En Chine, la production d'électricité à partir de charbon a grimpé de 33% en 2021 par rapport à 2015, tandis que dans le reste du monde, elle a baissé de 8%. Par conséquent, la part de la Chine dans la production mondiale d'électricité issue du charbon a progressé de 44% à 54%. En 2021, la Chine a réalisé une performance impressionnante en matière de production d'électricité issue du charbon, enregistrant une hausse spectaculaire de 466 TWh [30].

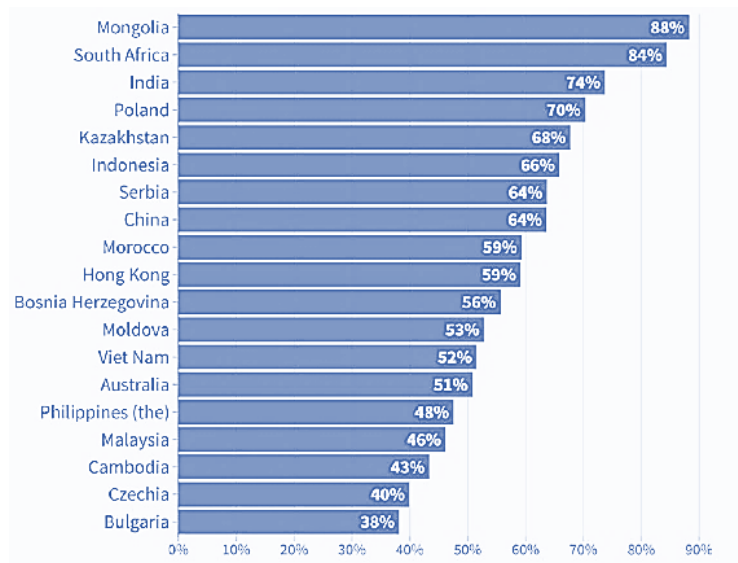


Fig 1. 16. Le Siège énergétique du charbon dans la génération d'électricité [9]

Cette augmentation équivaut pratiquement à la production combinée de charbon du Japon et de la Corée du Sud pour la même année. C'est la cinquième année consécutive au cours de laquelle la Chine établit un nouveau record dans ce domaine. Pendant ce temps, l'Inde s'est affirmée en tant que deuxième plus grand producteur mondial d'électricité issue du charbon, enregistrant une croissance de 11% en 2021, surpassant ainsi de 4% le record précédent établi en 2018. D'autres pays asiatiques ont également franchi de nouveaux sommets dans la production d'électricité issue du charbon en 2021, notamment le Kazakhstan (+6%), la Mongolie (+13%), le Pakistan (+8%) et les Philippines (+8%). Malgré la demande énergétique en pleine croissance en Asie, la part de l'électricité produite à partir du charbon diminue dans le mix énergétique global, même si la production absolue continue d'augmenter. Cependant, pour atteindre les objectifs fixés, la production d'électricité issue du charbon devra réduire sa part de 36% en 2021 à seulement 8% d'ici 2030 dans la production mondiale d'électricité [16][27].

4.1.4 Bioénergie

La génération mondiale d'énergie à partir de la bioénergie a augmenté de 6 % en 2021 pour atteindre 646 TWh. Il convient de noter que - de tous les types de carburants - les données sur la bioénergie sont les moins fiables. La bioénergie a augmenté en même temps que la demande globale d'électricité depuis 2015, maintenant sa part à 2 % de la génération mondiale. Dans le même laps de temps, l'énergie solaire a quadruplé, passant de 1 % à 4 %, et l'énergie éolienne a presque doublé, passant de 4 % à 7 %. La Chine est de loin le plus grand producteur de bioénergie. C'est également le seul pays - à l'exception du Japon - qui augmente considérablement la production de bioénergie. La production de bioénergie en Chine a triplé depuis 2015, stimulant près des deux tiers de la croissance mondiale. Le Japon a dépassé le Royaume-Uni en 2021 pour devenir le 5ème plus grand producteur de bioénergie, augmentant de 29 % en 2021 seulement. Les autres plus grands producteurs de bioénergie - les États-Unis en 2ème position,

l'Allemagne en 3ème position et le Brésil en 4ème position - n'ont montré quasiment aucune croissance de 2015 à 2021 [25].

Dans la trajectoire à 1,5 degré de l'AIE, la bioénergie montre un doublement de 2020 à 2030. C'est une croissance beaucoup plus rapide que celle des cinq dernières années, qui était de 32 %. Cependant, l'AIE suppose que la bioénergie est à faible teneur en carbone ; mais il y a de grandes questions quant à savoir si la bioénergie produit les réductions de CO₂ qu'elle promet. Selon la source, la bioénergie peut être très carbonée. Plus d'informations sont disponibles dans notre méthodologie.

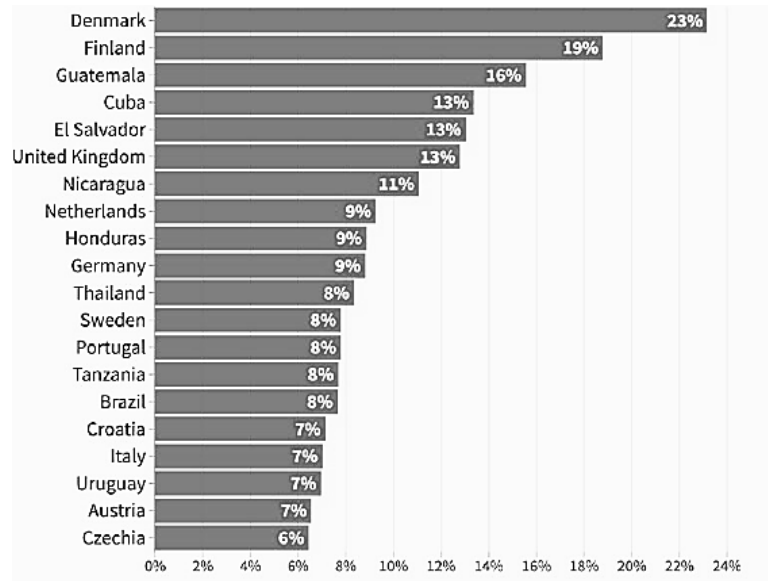


Fig 1. 17. La part la plus élevée de la génération d'électricité provenant de la bioénergie [22]

4.1.5 Nucléaire

La génération d'électricité nucléaire a augmenté de 4 % en 2021, soit de 100 TWh pour atteindre 2 736 TWh. Les réacteurs de la France se sont légèrement remis d'une année 2020 terrible, le Japon a redémarré certains réacteurs et de nouveaux réacteurs sont entrés en service en Chine [7].

La hausse de la génération nucléaire était plus faible que la hausse globale de la demande d'électricité, de sorte que la part de marché du nucléaire a continué sa baisse progressive. Il a généré 17 % de l'électricité mondiale en 2000, et en 2021, cette part est tombée à 10 %. La Chine est le seul pays qui augmente significativement la puissance nucléaire en mettant en service de nouveaux réacteurs. La génération nucléaire a triplé en sept ans jusqu'en 2021. Cependant, l'énergie nucléaire ne représente toujours que 5 % de l'électricité de la Chine. La production d'énergie nucléaire de la Russie a augmenté lentement, avec une hausse supplémentaire de 2 % en 2021. La production d'énergie nucléaire du Japon en 2021 a atteint le deuxième niveau le plus élevé depuis Fukushima, alors que les réacteurs reviennent en ligne. Cependant, la production n'était encore qu'un cinquième du niveau de 2010. La France a obtenu la plus grande proportion de sa production d'électricité à partir du nucléaire, soit 69 % en 2021, suivie par l'Ukraine avec 55 % [27].

Selon la trajectoire de l'IEA pour le scénario de 1,5 degré, la génération nucléaire doit augmenter de 38 % d'ici 2030, maintenant ainsi sa part de marché inchangée, alors que la demande d'électricité augmente. Cela signifie une croissance annuelle de 4 % à partir de maintenant jusqu'en 2030. L'IEA prévoit une croissance beaucoup plus rapide de l'énergie nucléaire après 2030 [27].

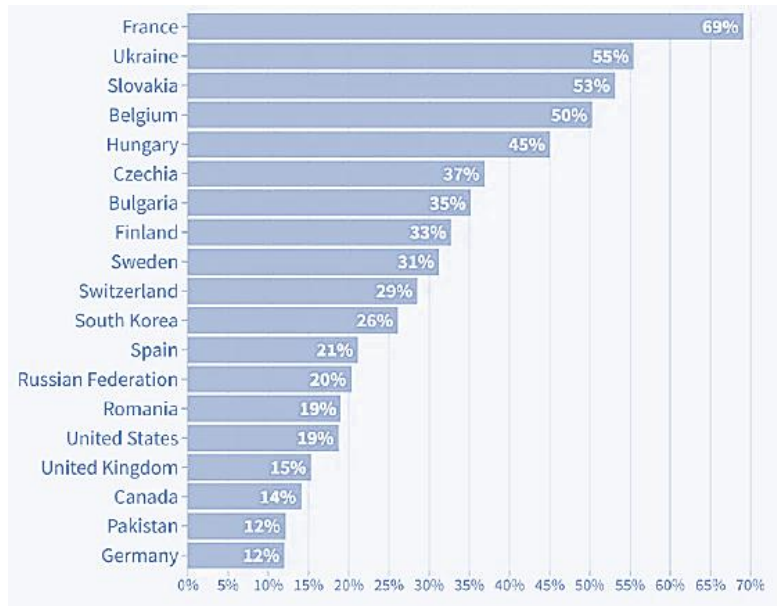


Fig 1. 18. En tête de la production d'électricité grâce à l'énergie nucléaire [23]

4.1.6 Gas

La génération de gaz a atteint un plateau, ne progressant que de 1% en 2021 alors que d'autres sources d'électricité augmentaient de manière agressive. Elle a augmenté de 81 TWh pour atteindre 6 098 TWh. En conséquence, la part de la génération a diminué de 23% en 2020 à 22% en 2021. La progression du gaz a été lente et régulière, entraînant un doublement de la génération entre 2002 et 2020. Mais avec la crise du gaz survenue en 2021, faisant grimper les prix du gaz à des niveaux records dans de nombreux pays, la génération a à peine augmenté. Ce plateau est-il une nouvelle tendance [22]. Les plus fortes augmentations de la production de gaz en 2021 ont été observées en Russie, en Turquie et au Brésil pour compenser les déficits de production hydroélectrique dus à la faible pluviométrie. Un grand nombre de nations situées au Moyen-Orient et en Afrique sont les principaux acteurs de la production d'électricité issue du gaz. La croissance soutenue de la demande d'électricité dans ces régions, couplée aux investissements limités dans les sources d'énergie propre, a entraîné une augmentation significative de la production d'électricité à partir du gaz [13].

La Chine et l'Inde ont toutes deux produits seulement 3% de leur électricité à partir de gaz en 2021. Cependant, depuis 2020, ces chiffres représentent une baisse de 18% en Inde et une augmentation de 8% en Chine. Depuis 2014, la Chine a enregistré une augmentation de sa production d'électricité issue du gaz, doublant ainsi ses chiffres. Entre 2015 et 2020, les États-Unis ont contribué à 46% de la croissance

mondiale de la production de gaz. Toutefois, en 2021, on a observé une rare diminution en raison de l'expansion de la production éolienne, solaire et de charbon. Pour s'aligner avec la trajectoire de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) de 1,5 degré, la production de gaz en 2030 ne doit pas dépasser significativement celle de 2020. Après 2030, la production d'électricité à partir de gaz non capturé et non stocké doit rapidement être réduite à zéro d'ici 2040 [24].

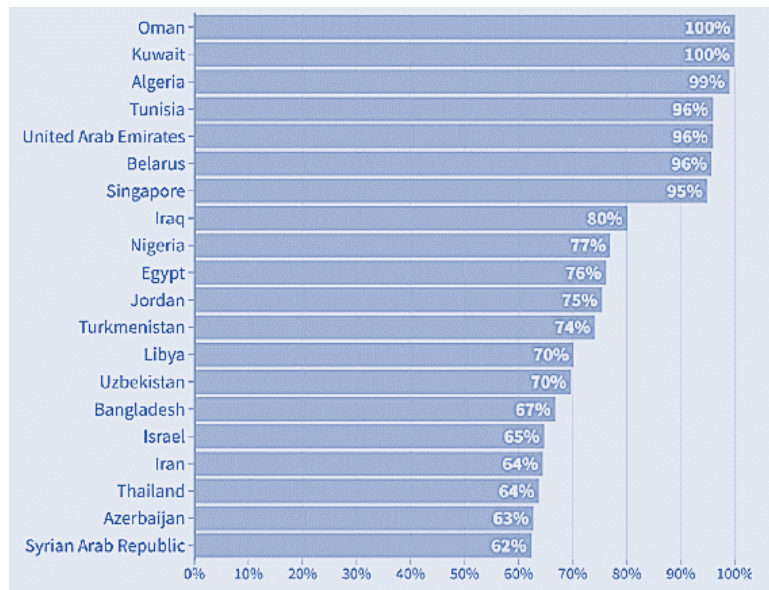


Fig 1. 19. La Prédominance du gaz dans la génération d'électricité [22]

4.1.7 Energie hydraulique

En 2021, la production hydroélectrique a baissé de 2%, principalement en raison de la sécheresse touchant des pays clés comme la Chine, le Brésil, les États-Unis et la Turquie.

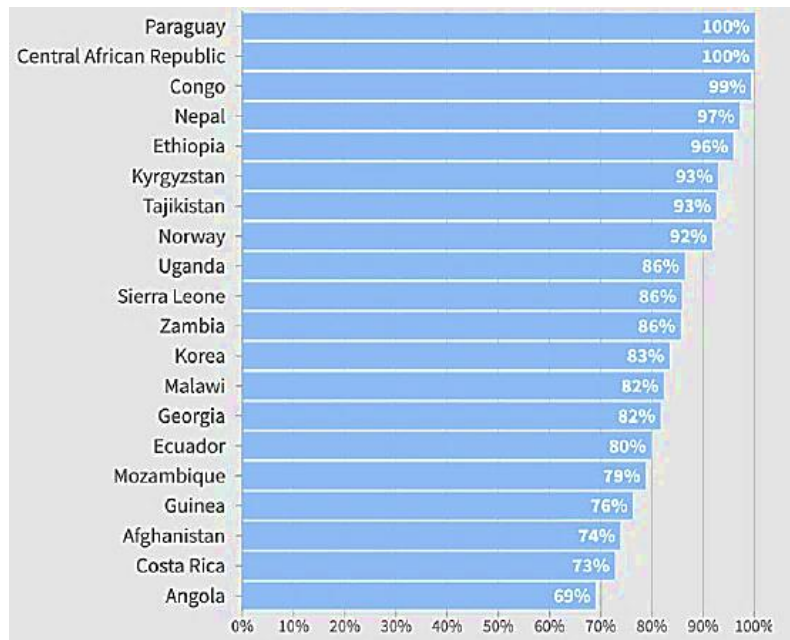


Fig 1. 20. Leader en énergie hydraulique dans la production [23]

Cette croissance moins prononcée de la production hydroélectrique par rapport à la hausse globale de la production d'électricité a contribué au déclin continu de la part de marché de l'hydroélectricité. Initialement à 18% de la production mondiale d'électricité en 2000, cette part est descendue à 15% en 2021. La Chine a été à l'origine des deux tiers de l'essor de la production hydroélectrique mondiale depuis 2000, surpassant largement le Canada, le deuxième plus grand producteur, avec une capacité trois fois plus élevée. Afin de maintenir sa part de marché quasi stable malgré la croissance de la demande en électricité, la production hydroélectrique doit croître de 40% d'ici 2030, nécessitant une augmentation annuelle de 4% entre 2021 et 2030. La croissance moyenne au cours de la dernière décennie a été de 2% [15].

4.1.8 Dioxydes de carbone

La hausse record du charbon, combinée à une hausse modeste de la génération de gaz, signifie que les émissions de CO₂ du secteur de l'énergie ont augmenté de 7% (778 millions de tonnes) en 2021. C'est la plus forte augmentation absolue jamais enregistrée et la plus forte augmentation en pourcentage depuis 2010. Cette augmentation fait suite à une baisse en 2020, mais cette baisse n'était que de 3%. Cela porte les émissions du secteur de l'énergie à un nouveau record de plus de 12 milliards de tonnes de CO₂, dépassant le précédent record en 2018 de 3% [5].

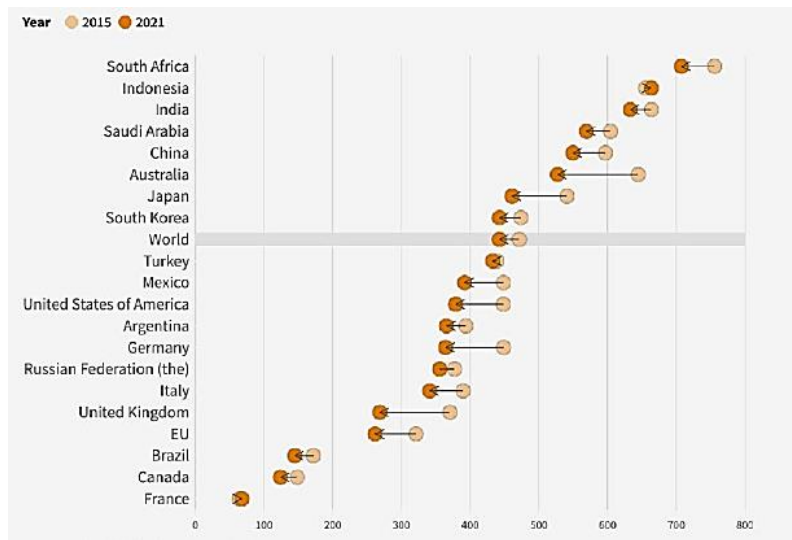


Fig 1. 21. Part de CO₂ G20 : Impact sur la génération d'électricité [23]

En 2021, les émissions de CO₂ associées à la production d'électricité ont connu une augmentation de 1% au niveau mondial, suite à une intensité en carbone en hausse, passant de 437 gCO₂/KWh à 442. Cela marque la première année depuis 2011 où l'électricité mondiale a affiché une empreinte carbone plus élevée qu'auparavant. Les émissions de CO₂ provenant du secteur énergétique ont enregistré une hausse de 10% depuis 2015, l'année de la signature de l'Accord de Paris. Toutefois, l'intensité en CO₂ de la production d'électricité a diminué de 6% depuis 2015. Parmi les pays du G20, 18 ont réussi à rendre leur électricité plus propre qu'en 2015. Notamment, la moitié de l'augmentation des émissions de CO₂ en 2021 était attribuable à la Chine [15].

L'Australie a connu les plus grands changements dans l'intensité carbone de son électricité parmi les pays du G20 depuis 2015, alors que l'énergie solaire et éolienne remplaçaient la production d'électricité à base de charbon et de gaz. Elle est passée de 644 gCO₂/KWh en 2015 à 527 en 2021. Elle est maintenant légèrement moins "sale" que l'électricité de la Chine (549 gCO₂/KWh en 2021). L'Inde a également diminué (passant de 663 gCO₂/KWh en 2015 à 633 en 2021), et est désormais en dessous de l'Indonésie (663 gCO₂/KWh en 2021). Non. La croissance des émissions est en net contraste avec ce qui est nécessaire pour la trajectoire de 1,5 degrés de l'AIE : une chute de 60% des émissions du secteur de l'énergie entre 2021 et 2030 [24].

4.1.9 La demande

La demande mondiale en électricité a enregistré un record absolu d'augmentation : une hausse de 1 414 TWh entre 2020 et 2021, équivalant à la demande d'un nouvel Inde pour l'électricité à l'échelle mondiale. Enregistrant une croissance de 5,4%, l'année 2021 a connu la croissance de la demande la plus rapide depuis 2010. Cette progression fait suite à une légère baisse de 1% en 2020. Plusieurs pays développés ont retrouvé leurs niveaux d'avant la pandémie après le déclin de 2020. La croissance effective demeure centrée en Asie, principalement due à l'essor de l'activité économique. Dans de nombreux pays, cette croissance

s'est poursuivie même après une année de croissance en 2020, lorsque la pandémie a frappé. La Chine s'est démarquée avec la hausse la plus significative, affichant une demande en électricité 13% plus élevée en 2021 par rapport à 2019 [3].

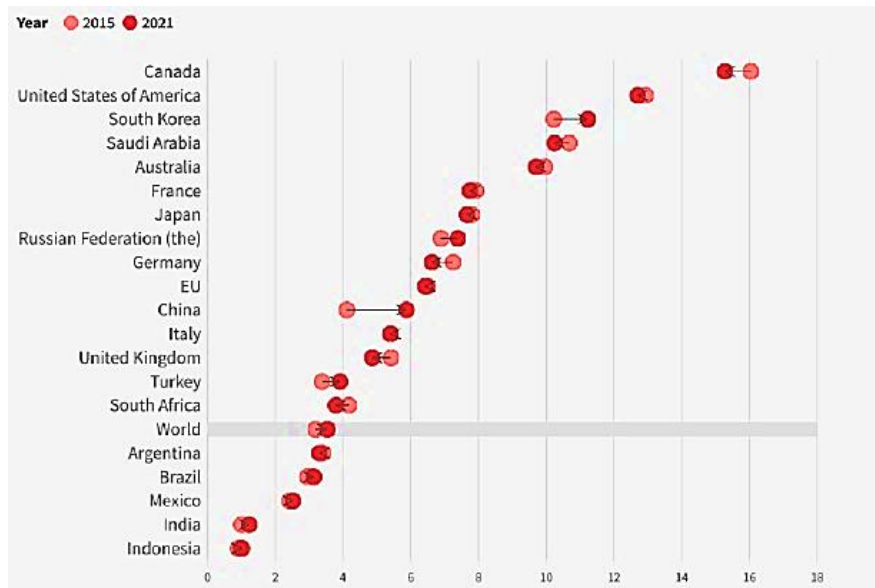


Fig 1. 22. La demande par habitant (MWh) parmi les pays du G20 [31]

Les pays avec la demande d'électricité par individu la plus élevée, tels que le Canada, les États-Unis et l'Arabie saoudite, ont observé une réduction par rapport à 2015, tandis que la plupart des autres nations ont enregistré des augmentations. La Chine a enregistré la plus considérable augmentation, surpassant la consommation par habitant au Royaume-Uni et en Italie, bien qu'elle reste inférieure aux États-Unis [4]. En substance, la Chine utilise six fois plus d'électricité par individu que l'Inde. Néanmoins, elle représente seulement la moitié de la demande en électricité de la Corée du Sud, nation à forte consommation d'énergie.

L'évolution de la demande en électricité joue un rôle crucial dans la réalisation de la neutralité carbone. Selon le scénario de l'IEA visant à limiter le réchauffement climatique à 1,5 degré, la demande d'électricité augmentera de manière significative (38%) entre 2020 et 2030, en raison de la croissance de l'économie mondiale et de l'augmentation de l'électrification qui réduit l'utilisation de carburants dans d'autres secteurs. Cependant, cette hausse est partiellement compensée par des gains importants en efficacité énergétique anticipés. L'augmentation marquée de la demande d'électricité en 2021 suggère que l'utilisation efficace de l'électricité n'est pas encore pleinement intégrée à l'échelle mondiale [32].

5. Plan énergétique actuel en Algérie

L'orientation globale ainsi que la démarche envisagée par le département algérien de l'Énergie sont énoncées dans le décret numéro 07-266, rendu public le 9 septembre 2007. Ce texte définit le rôle et les responsabilités du ministère par rapport aux objectifs fixés par le gouvernement d'Algérie. En particulier,

à l'article 1, le ministère s'engage à élaborer des recherches politiques et stratégiques, à produire et valoriser les ressources hydrocarbures, minérales et énergétiques et à intégrer l'industrie respective dans ce secteur ; tandis qu'à l'article 5, il s'engage également à réaliser les études et recherches nécessaires et à promouvoir les sources d'énergie renouvelable. Depuis 2004, diverses mesures en matière de politique énergétique ont été instaurées pour encourager le développement des énergies renouvelables (ER) en Algérie. Initialement, cela s'est manifesté par des études technologiques (programme de recherche) et des cadres réglementaires, ensuite complétés par des dispositifs économiques visant à stimuler l'adoption des sources d'énergie renouvelable grâce à des encouragements tels que les tarifs de rachat, les primes ou les incitations directes) [17].

L'Algérie a fait le choix de s'orienter vers les énergies renouvelables dans le but d'apporter des solutions durables aux enjeux environnementaux et aux défis liés à la préservation des ressources énergétiques non renouvelables. Cela se matérialise par le déploiement d'un plan ambitieux de développement des énergies renouvelables. Par le biais de ce plan, l'Algérie ambitionne de jouer un rôle prépondérant dans la production d'électricité en tirant parti des secteurs du photovoltaïque et de l'éolien. De plus, elle envisage d'intégrer d'autres sources telles que la biomasse, la cogénération, la géothermie, et après 2021, l'énergie solaire thermique. Ces domaines énergétiques seront les moteurs d'un développement économique durable, susceptible de catalyser un nouveau modèle de croissance économique. D'ici 2030, environ 37 % de la capacité installée et 27 % de la production d'électricité destinée à la consommation intérieure proviendront de sources renouvelables, contribuant ainsi de manière significative à cette transformation [25].

La prédominance des énergies renouvelables, principalement l'énergie solaire, constitue le cœur du potentiel énergétique national. L'Algérie perçoit cette abondante source énergétique comme une porte ouverte vers le développement économique et sociétal. L'essor de cette énergie offre l'opportunité de générer de la prospérité et de l'emploi en favorisant l'établissement de secteurs industriels novateurs. Parallèlement, la nation s'engage dans de multiples initiatives, incluant la mise en place de parcs éoliens et l'expérimentation de projets basés sur la biomasse, la géothermie et la cogénération. Les ambitions s'étendent aussi vers la création de projets dédiés à la production d'électricité verte pour le marché national. Cette démarche catalysera, dans la période allant de 2021 à 2030, la consolidation des liens électriques entre le Nord et le Sahara, particulièrement dans la région d'Adrar. Cette conjonction permettra l'établissement de vastes centrales d'énergie renouvelable dans des zones telles qu'In Salah, Adrar, Timimoune et Béchar, assurant ainsi leur intégration au réseau énergétique national. Au cours de cette période, l'exploitation économique du solaire thermique pourrait également devenir une réalité [33]. De plus, dans cette perspective, l'Algérie s'oriente vers l'établissement d'une authentique sphère industrielle dédiée aux énergies renouvelables. Cette démarche s'accompagne d'une initiative de formation et d'accumulation du savoir, visant à mobiliser des experts algériens hautement qualifiés, particulièrement dans les domaines de l'ingénierie et de la gestion de projets. L'initiative dédiée aux énergies renouvelables,

conçue pour répondre aux besoins électriques internes, consolidera le tissu économique en générant des opportunités d'emploi variées, à la fois directes et indirectes [27].

Tableau 1. 5. Programme des énergies renouvelables 2015-2030

Sources d'énergie (MW)	Section 1 : 2015-2020	Section 2 : 2020-2030	Totale
Photovoltaïque	3000	10575	13575
Eolien	1010	4000	5010
CSP	-	2000	2000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1000
Géothermale	5	10	15
Totale	4525	17475	22000

Dans cette conjoncture, en juin 2018, le gouvernement d'Algérie a validé un projet de centrale électrique hybride et a également émis un appel d'offres additionnel de 150 MW pour l'établissement de centrales photovoltaïques dans la région sud-ouest du pays. Une deuxième sollicitation, lancée en mi-novembre 2018 par la Commission de régulation de l'électricité et du gaz d'Algérie, vise la mise en place de plusieurs centrales photovoltaïques ayant des capacités échelonnées de 10 MW à 50 MW. Ces centrales seront localisées dans le sud-ouest de l'Algérie, couvrant les zones de Guerara, Diffel, ainsi que les municipalités de Megganine, Nezla et Belhirane. L'ensemble de ces projets cumulera une capacité de 150 MW [32].

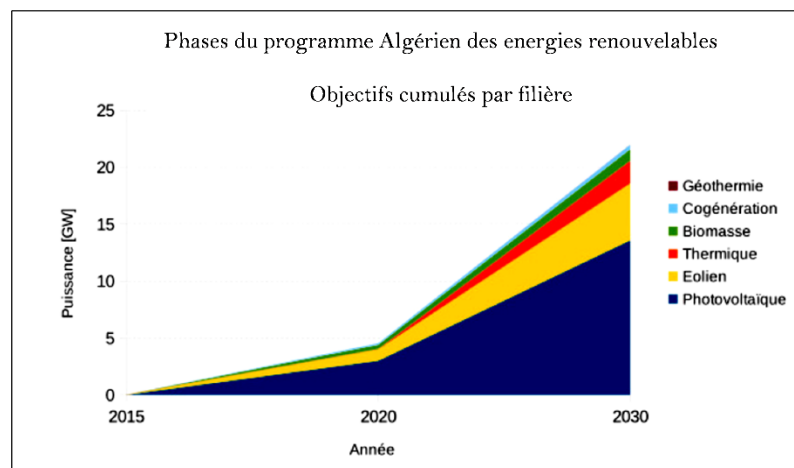


Fig 1. 23. Évolution des énergies renouvelables : Perspectives de 2015 à 2030 [29]

Plusieurs initiatives ont été exécutées, parmi lesquelles [1]:

- Une centrale hybride de 13 KWC à Illizi, alliant énergie solaire et diesel, a permis d'étendre l'accès à l'électricité à 300 foyers, soit environ 2 000 personnes.
- Une entreprise pilotée par le Haut-Commissariat au Développement de la Steppe (HCDS), une institution gouvernementale dédiée à l'évolution des régions steppiques et pastorales, a réussi à électrifier plus de 3 000 foyers en instaurant une capacité totale de 550 KWC. En parallèle, 160

pompes solaires d'une puissance combinée de 240 KWC et 80 pompes à énergie éolienne, équivalentes à 120 KWC, ont été fournies.

- Une centrale photovoltaïque de 10 KWC, située dans le Nord et interconnectée au réseau national grâce à la coopération entre l'Algérie et l'Espagne, a été mise en place par le CDER. Cette initiative s'ajoute à une station-service Naftal alimentée par une installation solaire (Staoueli, avec une capacité de 7 KWC), à des projets pilotes pour la Gendarmerie nationale et à l'électrification photovoltaïque des postes de surveillance du trafic.
- À Hassi R'mel, une centrale hybride gaz-solaire combine une installation solaire de 25 MW avec une centrale à cycle combiné à turbine à gaz de 130 MW, développée en 2011 par New Energy Algeria (NEAL), une coentreprise entre Sonatrach, Sonelgaz et SIM.
- NEAL a également réalisé une ferme éolienne de 10 MW à Tindouf.

Fin novembre 2018, une centrale solaire de 10 MW a été inaugurée à Bir Rebaa Nord (BRN) en Algérie. La centrale, coopérée par ENI et Sonatrach par le biais du Groupement Sonatrach-Agip (GSA), fournira de l'énergie verte au champ pétrolier, contribuant ainsi à la décarbonisation du système énergétique algérien. En outre, ENI et Sonatrach ont signé un accord pour mettre en œuvre la construction d'un laboratoire de recherche et de développement avancé sur le site de BRN pour tester les technologies solaires et hybrides dans un environnement désertique [14].

À la fin de décembre 2018, le gouvernement algérien a lancé un appel d'offres pour développer cinq projets de centrales hors-réseau utilisant le gaz/diesel et l'énergie solaire dans des zones non interconnectées du sud du pays. Un premier projet de 9 MW, comprenant des unités de 3 MW et de 6 MW, est prévu pour Guezzem, dans la province de Tamanrasset, et un deuxième projet de 7 MW - comprenant des unités de 4 MW et de 3 MW - sera construit respectivement à Djanet et Illizi, dans la province d'Illizi. Un troisième projet, comprenant des sections de 10 MW et de 2 MW, sera construit dans le district de Bordj Badji Mokhtar, dans la province d'Adrar, et une quatrième installation comprendra une centrale de 8 MW à Adrar et un système de 3 MW à Bechar. Le cinquième projet vise à fournir de l'énergie à la ville de Tindouf [17].

Le plan dédié à l'efficacité énergétique s'articule autour de plusieurs axes :

- L'optimisation de l'isolation thermique des constructions (qui engendrent plus de 42% de la consommation totale)
- L'introduction progressive de chauffe-eaux fonctionnant à l'énergie solaire
- La sensibilisation à la cogénération
- La transition des centrales électriques vers le cycle combiné lorsque cela est faisable
- L'instauration de projets orientés vers le refroidissement solaire.

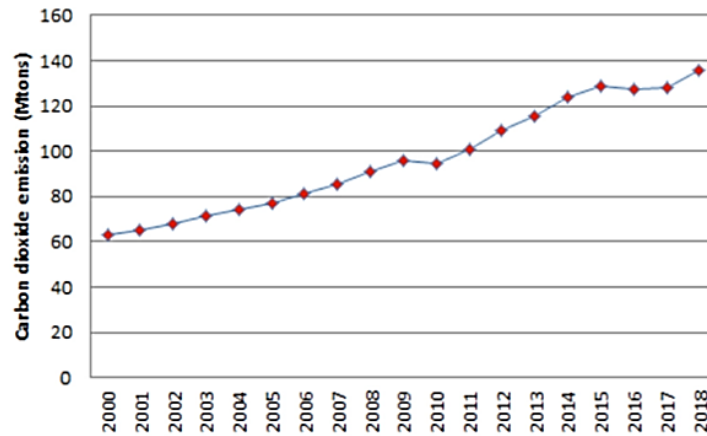


Fig 1. 24. Evolution des émissions de CO₂ en Algérie (2000–2018) [25]

Ce programme vise à atteindre une réduction de plus de 193 millions de tonnes de CO₂ d'ici 2030 [47], une perspective attendue avec intérêt. Il est crucial de noter que, d'après les chiffres de BP, l'Algérie figure parmi les principaux émetteurs de CO₂ sur le continent africain. Le pays se classe en troisième position, après l'Afrique du Sud et l'Égypte. Cette situation est attribuable à la croissance économique, qui s'accompagne d'une augmentation de la consommation énergétique et électrique, ainsi qu'à la prédominance de l'utilisation de combustibles fossiles. Néanmoins, il est essentiel de relativiser ces émissions estimées à 127,6 millions de tonnes, qui représentent environ 0,4 % des émissions mondiales, conformément aux données de la base de l'IEA [17], [25].

6. Cadre législatif du secteur de l'énergie

6.1 Cadre énergétique

L'Algérie est guidée par trois lois essentielles qui encadrent le secteur des énergies renouvelables et encouragent son développement. La loi de 1999 sur la gestion de l'énergie établit le Fonds national pour la gestion de l'énergie (FNME) qui finance les projets liés aux énergies renouvelables. En 2002, la loi sur l'électricité et la distribution publique du gaz par canalisation marque le début de l'ouverture du marché national à la concurrence, en séparant les rôles des acteurs et en créant la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG). En 2004, le décret exécutif sur les coûts de la diversification de la production d'électricité introduit une prime pouvant aller jusqu'à 300 % du tarif normal pour l'électricité verte.

La loi sur la promotion de l'énergie renouvelable dans le cadre du développement durable instaure un programme national pour encourager les énergies renouvelables et offre des incitations pour leur développement. L'ensemble de ces dispositions légales crée un cadre pour l'énergie en Algérie. La politique énergétique algérienne repose sur la loi de gestion de l'énergie de 1999, détaillant les principes et les outils pour une consommation efficace, la préservation de l'énergie, la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la promotion des énergies renouvelables. Cette loi énonce trois piliers : l'utilisation rationnelle de l'énergie, le développement des énergies renouvelables et la protection environnementale.

Un dispositif institutionnel accompagne cette loi, avec la création de l'Agence nationale pour la gestion de l'énergie (APRUE), du Conseil intersectoriel pour la gestion de l'énergie (ICEM) pour la coordination, et du Fonds national pour la gestion de l'énergie (NFEM) pour financer les initiatives en matière d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Cette approche holistique vise à promouvoir l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et la coordination intersectorielle, avec l'APRUE comme fer de lance [27].

6.2 Loi sur les hydrocarbures

La Loi n°07 du 28 avril 2005 est la référence majeure dans le domaine des hydrocarbures en Algérie, visant à réformer l'ancien système. Cette législation redéfinit les activités liées aux hydrocarbures en distinguant la recherche et l'exploration (amont) des activités de transport, raffinage et commercialisation (aval). Les objectifs principaux de cette loi sont d'encourager l'investissement dans le secteur, d'améliorer la gestion de la phase d'exploration pour réduire les coûts de production et d'augmenter les recettes fiscales à moyen terme.

La Loi n° 01 du 20 février 2013 modifie et complète la loi de 2005, incluant pour la première fois les hydrocarbures non conventionnels. Son objectif est d'accroître l'attractivité du secteur minier en Algérie en intensifiant la recherche, l'exploration et l'exploitation des ressources en hydrocarbures, en distinguant les rôles de deux agences, et en priorisant la satisfaction de la demande intérieure pour le développement économique et social.

La législation englobe l'ensemble de la chaîne des hydrocarbures, de la recherche à la commercialisation, tout en définissant les droits et obligations des contractants et les dispositions fiscales. En 2014, le gouvernement réorganise le cadre institutionnel du secteur, catégorise les ressources en stratégiques et non stratégiques, permettant aux entreprises locales compétentes de développer les ressources non stratégiques tout en maintenant un contrôle majoritaire par des entreprises publiques sur les ressources stratégiques. En 2015, une taxe pour le torchage de gaz est introduite, alimentant un fonds national pour les énergies renouvelables et la cogénération [34].

6.3 Loi relative à l'électricité

Le secteur de l'électricité en Algérie a été soumis à diverses phases de réformes institutionnelles au fil du temps, avec un accent particulier sur Sonelgaz, l'entreprise nationale en charge de la production, de la transmission et de la distribution d'électricité et de gaz. En 2002, des réformes de libéralisation ont été entamées pour aligner le marché sur les normes internationales et permettre l'entrée d'acteurs privés et étrangers [xx]. La loi 02-01, entrée en vigueur en février 2002, joue un rôle central dans cette réforme, introduisant la possibilité pour les producteurs d'électricité privés indépendants (IPPs) de participer à la production d'électricité. La distribution d'électricité et de gaz demeure un service public, mais la concurrence a été introduite pour la production d'électricité. La Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) a été créée pour superviser ces activités.

La réforme a engendré plusieurs changements dans l'organisation de Sonelgaz, qui est devenue une holding industrielle (SpA) composée de différentes sociétés spécialisées dans la production, la transmission et la distribution. La loi introduit l'ouverture du secteur de la production d'électricité aux acteurs publics et privés, mais avec certaines autorisations requises pour les installations de grande capacité. Le réseau de transmission reste un monopole géré par GRTE, filiale de Sonelgaz. La loi introduit également un régulateur de marché pour la négociation commerciale de l'électricité, bien que son introduction soit en attente. Les concessions pour la distribution sont attribuées par la CREG par appel d'offres public.

L'exportation et l'importation d'électricité sont explicitement autorisées, nécessitant la confirmation de la CREG pour les transactions internationales. La réforme est en cours de mise en œuvre, avec des modifications et des décrets pour régir les aspects spécifiques. L'effort de réforme reste en progression, notamment grâce à divers décrets portant sur la régulation des tarifs, la rémunération, les licences d'exploitation et les règles techniques de production. Ces évolutions visent à moderniser le secteur électrique et à l'adapter aux normes internationales [35].

6.4 Efficacité énergétique et énergies renouvelables

Face aux conséquences du changement climatique en Afrique du Nord, l'Algérie prend des mesures significatives en intégrant la dimension environnementale dans son processus de développement économique. Dès 2000, elle lance un programme ambitieux en faveur d'une énergie durable et de l'efficacité énergétique. Dans ce cadre, l'objectif est de faire de l'énergie solaire la source de 37% de la production électrique nationale d'ici 2030, tout en cherchant à réduire progressivement la demande énergétique de près de 10%. Cette démarche engendrera des économies colossales équivalant à 90 milliards de tonnes de pétrole, dont 60 milliards entre 2015 et 2030 et 30 milliards au-delà.

Pour atteindre ces objectifs, l'Algérie prévoit une panoplie de stratégies. L'amélioration de l'isolation thermique des bâtiments, le déploiement du chauffage solaire de l'eau, la promotion de la cogénération, le développement de systèmes de refroidissement solaire, la conversion des centrales électriques à cycle simple en centrales à cycle combiné, la désalinisation de l'eau saumâtre grâce aux énergies renouvelables, le passage des lampes au mercure aux lampes au sodium et aux lampes à faible consommation, l'intégration de projets de climatisation à partir d'énergie solaire, la production d'électricité à partir de déchets domestiques, et la conversion des véhicules au GPL/C et GN/C font partie des initiatives clés.

Pour encadrer ces démarches, l'Algérie a établi un cadre juridique et institutionnel solide. Ce cadre repose sur trois lois majeures : la loi n°99-09 de 1999 sur la gestion de l'énergie, la loi 02-01 de 2002 concernant la production d'électricité à partir des énergies renouvelables, et la loi n°04-09 de 2004 sur la promotion des énergies renouvelables dans le contexte du développement durable. Ces lois établissent le socle pour la gestion de l'énergie, la promotion des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique [xx].

Pour mettre en œuvre cette stratégie de lutte contre le changement climatique, l'Algérie a institué des institutions clés, dont le Ministère de l'Énergie et des Mines, l'Agence Nationale de l'Efficacité Énergétique

(APRUE) et la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG). Ces acteurs jouent un rôle vital dans le déploiement des initiatives liées à l'énergie durable et à l'efficacité énergétique, tout en contribuant à la préservation de l'environnement et à la réduction des émissions de gaz à effet de serre [36].

Fonds pour les énergies renouvelables en Algérie :

L'Algérie a instauré des Fonds spéciaux pour soutenir le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, à travers des lois et décrets exécutifs unifiés depuis 1999. Voici les principaux Fonds créés [37]:

- 1- Fonds national pour la gestion de l'énergie (FNGE) : Créé en 1999 par la loi sur la gestion de l'énergie, ce Fonds finance les projets d'énergie renouvelable.
- 2- Fonds national pour les énergies renouvelables (FNER) : Établi en 2009 par la loi n° 09-09, il est alimenté par 0,5 % des revenus de la taxe sur le pétrole. Le FNER soutient les actions du "Plan de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique 2011-2030" et d'autres projets éligibles.
- 3- Fonds national pour les énergies renouvelables et la cogénération (FNERC) : Créé en 2011 par la loi n° 11-11, ce Fonds est géré par des décrets exécutifs et des arrêtés ministériels. Par exemple, le décret exécutif n° 11-423 de décembre 2011 a augmenté les recettes du FNERC de 0,5 % à 1 % des redevances pétrolières et a permis au Ministère des Finances de gérer les dépenses conjointement avec le Ministère de l'Énergie. L'arrêté ministériel d'octobre 2012 a établi les méthodes de surveillance et d'évaluation du FNERC, en fixant le financement du tarif d'achat pour les énergies renouvelables à partir d'une taxe de 1 % sur les revenus pétroliers de l'État et d'autres ressources.

Finalement, le Fonds National pour l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables et la cogénération (NFEEREC) a été créé par la Loi n° 14-10 de 2014 et mis en œuvre par le décret exécutif n° 16-121 de 2016, fusionnant les Fonds spéciaux NFRE et NFREC en NFEEREC pour soutenir ces domaines.

1 D'autres cadres réglementaires pour les énergies renouvelables en Algérie sont :

L'Algérie a mis en place des mécanismes pour encourager les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique [38] :

Tarifs de rachat d'électricité (Feed-in Tariffs - FiT) : Ces incitations tarifaires, gérées par la CREG, offrent des paiements avantageux pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable. Le Décret exécutif n° 04-92 de mars 2004 a établi le régime des FiT pour diversifier la production d'électricité. Le Décret exécutif d'application des FiT du 18 juin 2013 a détaillé les conditions et le processus pour bénéficier des FiT, y compris une liste de projets éligibles. Les Ordonnances ministérielles du 2 février 2014 fixent les taux d'achat garantis pour l'énergie photovoltaïque et éolienne.

Certificat de garantie d'origine : Pour bénéficier du FiT dans les accords d'achat d'énergie (PPA), un certificat de garantie d'origine est requis. Le décret exécutif du 18 février 2015 régit ce certificat et concerne les producteurs indépendants d'électricité.

Le nouveau programme gouvernemental de 2020 met l'accent sur la transition énergétique et la diversification des sources d'énergie grâce aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique. Un programme ambitieux de développement de 15 000 MW d'énergie renouvelable d'ici 2035, dont 4 000 MW d'ici 2024, est en cours. Cela réduira les émissions de CO₂ et stimulera les PME dans la chaîne d'approvisionnement.

La politique d'efficacité énergétique se concentre sur des mesures telles que l'isolation thermique des bâtiments, la conversion des véhicules au GPL et au GNV, l'utilisation d'éclairage à faible consommation, la réglementation contre les équipements énergivores, et des incitations pour la production locale d'équipements et de composants

7. Conclusion

La croissance continue de la demande en pétrole et en gaz naturel engendre la diminution de leurs réserves et engendre des conséquences écologiques liées à leur extraction et leur utilisation. Cet état de fait a des répercussions négatives sur la planète et l'écosystème, engendrant des émissions de gaz à effet de serre et contribuant au changement climatique. L'intégration et l'adoption d'énergies renouvelables offriront une voie pour limiter les effets néfastes dus à l'utilisation de combustibles fossiles, tout en contribuant à la sauvegarde des ressources terrestres pour les générations à venir. Par le biais de son programme de promotion des énergies renouvelables, l'Algérie s'efforce de réduire sa dépendance aux énergies fossiles, de préserver l'environnement et de garantir cet héritage aux générations futures dans le cadre du développement durable.

Chapitre 2

Etude de Performance Énergétique de Système Hybride : PV/Eolienne

Ce chapitre se concentre sur les exploitations agricoles et les fermes d'élevage en Algérie. Elle commence par présenter les exploitations agricoles familiales et l'évolution du cheptel bovin, en examinant les races bovines exploitées et les productions associées. Ensuite en se penche sur la consommation électrique dans les fermes d'élevage, en mettant en lumière l'importance énergétique des fermes laitières urbaines et en présentant une ferme laitière spécifique, "Vida Lait". L'analyse détaille la consommation électrique au sein de cette ferme, y compris l'éclairage, la ventilation, le nettoyage, la traite des vaches et le refroidissement du lait. Enfin, en explore des stratégies d'optimisation de l'énergie électrique pour les fermes traditionnelles, avant d'aborder le système de production d'énergie connecté aux réseaux, en se penchant sur les données d'entrée du logiciel HOMER, les résultats de simulation, la performance du système et l'analyse de sensibilité, notamment les effets des ressources solaires et éoliennes, du taux d'intérêt, de la variation de la charge, et de l'impact de l'énergie photovoltaïque et éolienne connectée au réseau.

Chapitre 2 : Étude de performances énergétiques de system hybride : PV/Eolienne

1. Introduction

En Algérie, les exploitations agricoles peuvent être cruciales pour le développement des systèmes hybrides photovoltaïques et éoliennes liées au réseau de distribution. Les fermes agricoles, en particulier les fermes laitières, qui sont généralement situées à proximité des grandes villes, pourraient produire leur propre énergie de manière durable et potentiellement exporter de l'électricité verte vers le réseau électrique. Pendant les périodes de pointe de la courbe de charge nationale, les fermes laitières algériennes peuvent aide le réseau électrique pour réduire la surcharge grâce à leurs grands toits, réduisant ainsi leur dépendance au réseau électrique et contribuant à la réduction de la pollution environnementale. Le but de ce chapitre est d'analyser et d'analyse l'impact de l'introduction de systèmes énergétiques renouvelables (PV/Eolien) dans les fermes agricoles laitières urbaines en Algérie.

2. Aperçue sur les exploitations agricoles et les fermes d'élevage en Algérie

2.1 Présentation des exploitations agricoles familiales

La diversification économique et la réduction de la dépendance aux hydrocarbures sont deux conditions essentielles pour parvenir à une économie forte et équilibrée de la croissance, et aussi d'acquérir une indépendance alimentaire tant désirée. L'économie de l'Algérie repose principalement sur l'agriculture. Sur la période 2010-2014, il a généré près de 10 % du produit intérieur brut, y compris l'agro-alimentaire industriel. Ce secteur employait 11 % de la population active [1].

Dans les deux pays développés et en développement, neuf sur dix des exploitations agricoles sont gérées par des familles, ce qui signifie que la majorité des exploitations agricoles sont gérées par des familles. Non seulement elles produisent environ 80 % de la nourriture mondiale, mais elles gèrent également 70 à 80 % des terres agricoles. Le lancement de L'Année internationale de l'agriculture familiale 2014 par les Nations unies vise à mettre en avant le vaste potentiel de la famille. Les agriculteurs doivent lutter contre la faim tout en préservant les ressources naturelles [2].

En Algérie, le ministère de l'agriculture et du développement rural (MADR) a conçu et développé le recensement général de l'agriculture en 2001 avec l'aide de la Office national des statistiques (ONS) et Organisation des Nations unies pour l'alimentation et de l'agriculture (FAO). Ce recensement a touché l'ensemble des exploitations agricoles en Algérie, le secteur agricole comptait plus d'un million d'exploitations et l'exploitation familiale prédominait avec 83,1% [3]. Depuis 2001, aucun recensement n'a été effectué. Selon les régions, les exploitations familiales en Algérie ont des productions agricoles diversifiées (bovins, œufs, fruits, légumes, céréales, laine, etc.). Aujourd'hui, ces exploitations peuvent faire de l'agriculture un secteur encore plus important dans le développement de l'économie du pays en produisant des produits alimentaires et l'énergie électrique.

2.2 Evolution du cheptel bovin en Algérie

Bien que l'élevage bovin ne représente qu'environ 6 % de la production nationale, il joue un rôle économique et social important dans la société algérienne. Il favorise la création d'emplois en milieu rural et contribue à la satisfaction des besoins nationaux en protéines animales [4]. Cependant, historiquement, la croissance du cheptel bovin en Algérie a été lente. Selon plusieurs auteurs, tels que Kharzat (2006), Mouffok (2007) et Souki (2009), cela est principalement dû à une variété de facteurs, notamment l'environnement, les ressources animales disponibles et les politiques gouvernementales mises en place depuis l'indépendance [5][6].

D'après les données du Ministère de l'Agriculture et du Développement Rural (MADR) en 2018, on observe une évolution progressive du cheptel bovin, passant de 1 607 890 têtes en 2006 à 2 171 633 têtes en 2017 (tableau 2.1) [7].

Tableau 2. 1. L'évolution de la population de bétail en Algérie de 2006 à 2017

Année	Effective total	Effective vaches laitières	Part des vaches Laitières/effectif (%)
2006	1607890	847640	52,71%
2007	1633810	859970	52,63%
2008	1440730	853523	59,24%
2009	1682433	882282	52,44%
2010	1747700	915400	52,37%
2011	1790140	940690	52,54%
2012	1843930	966097	52,39%
2013	1909455	1008575	52,82%
2014	2049652	1051052	51,27%
2015	2107000	1107000	52,53%
2016	2100000	1000000	47,61%
2017	2171633	971633	44,74%

Selon les statistiques du ministère de l'Agriculture (2018), 92 % de l'élevage bovin en Algérie est concentré dans le nord du pays. La région est la plus importante avec 63 %, suivie de l'Ouest avec 26 %. Le sud affiche 8 % et le centre 3 % de l'effectif bovin.

2.3 Races bovines exploitées en Algérie

Depuis 1970, l'élevage bovin en Algérie a connu des changements majeurs avec l'introduction des races étrangères telles que la Pie-Noire, la Pie-Rouge et la Tarentaise. Malheureusement, cela a entraîné une diminution significative des races locales, principalement préservées dans les régions marginales, comme les montagnes où l'élevage bovin extensif est pratiqué. Les races locales croisées sont appelées "Bovin laitier amélioré" par opposition au "Bovin laitier moderne", composé uniquement de races importées. La Brune de l'Atlas est la race bovine dominante en Algérie, divisée en quatre sous-groupes distincts sur le plan phénotypique, bien que certains spécimens de race pure subsistent dans des régions montagneuses isolées [8].

Dans la région de Tlemcen, on trouve différentes races bovines telles que la Brune de l'Atlas, la Guelmoise et des croisements. Des races françaises comme la Charolaise et la Limousine peuvent

également être présentes. La Guelmoise, présente dans les régions de Guelma et Jijel, constitue la majorité du cheptel bovin en zone forestière. La race Cheurfa est principalement située en bordure des forêts, notamment dans la région de Guelma et les zones lacustres d'Annaba. Les races Chélienne et Sétifienne sont mieux adaptées aux conditions rustiques, tandis que la race Djerba, dans la région de Biskra, est adaptée à un environnement difficile du sud. Les populations bovines Kabyle et Chaoui sont liées aux populations Guelmoise et Guelmoise-Cheurfa, tandis que les populations de l'Ouest, présentes dans les montagnes de Tlemcen et Saida, ont subi des croisements avec une race ibérique [9].

Les races bovines améliorées en Algérie comprennent la Frisonne Hollandaise Pie-Noire, qui est répandue sur les régions côtières et représente 66% des races améliorées en termes d'effectif. La Frisonne Française Pie-Noire est également réputée pour sa production laitière, tandis que les races Pie-Rouge de l'Est et Pie-Rouge Montbéliarde ont une présence plus limitée [10].

2.4 Productions bovines en Algérie

Selon l'analyse de Kali et al. (2018), la production de lait cru a augmenté significativement entre 2009 et 2017 (Tableau 3.2). En 2015, les quantités de lait ont augmenté de 36 %, passant de 2 millions de litres en 2009 à 3 millions de litres en 2015. En raison de l'importation de génisses pleines, notamment depuis 2004, et de l'amélioration progressive des méthodes de production, la tendance actuelle est favorable. De plus, certains éleveurs ont fait des efforts pour améliorer la qualité des produits qu'ils vendent [11].

Tableau 2. 2. Evolution de la Production Nationale du Lait Cru de 2009 à 2017

Années	Production nationale (10 ⁶ litres)
2009	2 394
2010	2 632
2011	2 926
2012	3 088
2013	3 368
2014	3 548
2015	3 753
2016	3 513
2017	3 521

2.5 Typologie des fermes laitières en Algérie

Quatre espèces animales principales sont utilisées pour produire du lait en Algérie : les vaches, les chèvres, les brebis et les chamelles. Le cheptel bovin laitier représente environ 80 % de cette production. En Algérie, divers critères sont utilisés pour classer les systèmes d'élevage, notamment le type d'élevage, la taille de la ferme, les pratiques d'alimentation et le niveau de production laitière. On peut identifier trois systèmes d'élevage principaux en se basant sur ces critères [12][13].

2.5.1 Elevage extensif

En Algérie, l'élevage extensif est dominant dans environ 80 % des fermes. Les petites fermes (moins de 8 vaches) et l'utilisation de races bovines locales à faible rendement laitier telles que la Cherfa et la Sétifienne, la Guelmoise, la Brune de l'Atlas, caractérisent ce type d'élevage. Les installations modernes

d'élevage ne sont pas présentes, les vaches sont élevées dans des enclos traditionnels. De plus, la traite est effectuée manuellement et sans l'utilisation d'équipements électriques.

2.5.2 Elevage moderne

Dans les plaines côtières et les grands bassins laitiers d'Algérie, ce modèle d'élevage prévaut. Il repose sur l'utilisation de races bovines importées et croisées, notamment l'Holstein, la Friesian et la Montbéliarde. Les exploitations de ce genre possèdent généralement entre 10 et 50 vaches, enregistrant une production laitière considérable, souvent supérieure à 3 500 litres par vache par an. Ces fermes occupent une superficie de moins de 5 hectares et sont équipées de structures d'élevage modernes conformes aux réglementations en vigueur.

2.5.3 Elevage industrielle

Le troisième type d'élevage concerne les exploitations à grande échelle, comptant plus de 50 vaches laitières. Dans cette configuration, les fermes sont entièrement constituées de races de bovins importées, connues pour leur production laitière élevée. Souvent, ces fermes sont étroitement associées à l'industrie agroalimentaire, que ce soit pour le conditionnement ou la transformation de leur lait. Il est important de noter que ce type d'exploitation ne représente qu'environ 0,2 % du nombre total de fermes laitières en Algérie.

3. Consommation électrique dans les fermes d'élevage : une étude approfondie

3.1 Importance énergétique des fermes laitières urbaines en Algérie

L'agriculture demeure un pilier fondamental au sein de l'économie nationale algérienne, englobant une vaste portion du territoire et représentant plus de 90% des municipalités. Environ 9% de la main-d'œuvre active trouve un emploi directement dans ce secteur, tandis qu'un nombre proche de 12 millions de résidents ruraux en Algérie bénéficient de perspectives d'emploi indirectes, apportant ainsi des améliorations tant à leurs conditions de vie qu'à celles de leurs familles [14]. En 2015, la contribution du secteur agricole au produit intérieur brut (PIB) de l'Algérie atteignait les 12%. Cependant, bien que la production agricole ait affiché une croissance moyenne de 7% entre 2001 et 2011, elle n'arrive à satisfaire que 70% des exigences alimentaires [15].

Les importations alimentaires jouent un rôle crucial dans l'économie algérienne, surtout en ce qui concerne les produits essentiels comme les céréales, le lait et le sucre. Cette dépendance entraîne des dépenses considérables. En 2014, les importations de produits alimentaires ont atteint une valeur supérieure à 11 milliards de dollars, dont environ la moitié était consacrée aux céréales (3,4 milliards de dollars) et aux produits laitiers (2 milliards de dollars) [16][17]. Cette situation expose le pays aux fluctuations des prix mondiaux, ce qui peut compromettre la sécurité alimentaire.

Le secteur laitier revêt une importance particulière, avec une demande annuelle estimée à plus de 5 milliards de litres de lait et de produits laitiers. Cependant, la production nationale ne satisfait que moins de 60% de cette demande [18][19]. Afin de réduire l'impact des fluctuations des prix mondiaux du lait, l'Algérie envisage de moderniser ce secteur en important des génisses et en améliorant les exploitations agricoles du pays [20]. Il est important de souligner que l'augmentation de la production laitière aura un impact direct sur la consommation d'électricité dans le secteur agricole.

En Algérie, les exploitations agricoles axées sur l'élevage possèdent d'amples structures agricoles avec de vastes toitures, situées à proximité des zones urbaines importantes. Cette configuration leur permettrait de jouer un rôle significatif en générant leur propre énergie et en injectant l'excédent dans le réseau électrique, notamment lors des périodes de chaleur intense. Pendant ces moments, la production d'énergie propre serait en adéquation avec la forte demande en électricité.

3.2 Choix de la ferme expérimentale

Le choix de la ferme expérimentale doit respecter les critères suivants :

- La ferme doit offrir une représentativité en termes d'équipement similaire à celui disponible sur le marché et dans les élevages en Algérie.
- L'accès aux données énergétiques doit être assuré par le biais de compteurs électriques disponibles et de la conservation des relevés de facturation énergétique.
- La ferme doit exercer une influence notable sur les agriculteurs de la région, afin de pouvoir diffuser des pratiques d'efficacité énergétique.



Fig 2. 1. Convention de collaboration en recherche/développement et formation

Notre étude se concentre sur la ferme expérimentale de production laitière Vida Lait à Ouled Mimoun, située à Tlemcen. Ce choix s'appuie sur la taille des vaches dans l'exploitation et son modèle d'élevage contemporain. De plus, nous avons accès aux archives administratives et une relation directe avec la chambre agricole de Saf-Sif, ainsi qu'avec les acteurs de l'agriculture et les décideurs du ministère de l'Agriculture. Cette démarche facilitera la diffusion des résultats obtenus à travers les projets pilotes menés au sein de ces exploitations expérimentales.

Pour simplifier les trajets vers la ferme, garantir l'accès aux édifices d'élevage et aux données conservées, une entente de collaboration en soutien au projet a été établie entre le laboratoire hôte LEMI (Laboratoire Energétique, Mécanique et Ingénieries) et la société Vida Lait SARL. Tlemcen est repérée dans la Figure 2.1 ci-dessus.

3.3 Présentation de la ferme laitière « Vida Lait »

Le climat méditerranéen est une transition entre les zones tempérées et tropicales, avec un été chaud et aride, et un hiver très frais et humide. Dans la zone de Tlemcen, le climat adopte une typologie méditerranéenne, se manifestant par des étés arides et des hivers pluvieux, avec une sécheresse estivale particulièrement marquée et une période hivernale abondamment humide [21].

La ferme expérimentale Vida Lait est située au nord de Tlemcen (34°9 N et 1°03 E, à 600 km d'Alger), à une altitude de plus de 650 mètres au-dessus du niveau de la mer. La superficie totale du district est de 15 532 hectares, comme indiqué dans la Figure 2.2.



Fig 2. 2. Emplacement du district de Tlemcen sur la carte

L'étude de la ferme a inclus un bâtiment d'élevage de 500 m2 qui abrite 18 vaches laitières, un terrain de pâturage et une salle de traite pour la production laitière. Elle est également caractérisée principalement par l'occupation des terres agricoles et une importante nappe phréatique. Le secteur agricole de cette région se concentre sur le pâturage des bovins et des ovins, l'agriculture et le stockage des produits agricoles.

3.3.1 Situations énergétiques

Comme le montre la Figure. 2.3, la consommation d'énergie des municipalités augmente chaque année en termes de consommation physique et financière. En 2017, la consommation totale s'élevait à 4801 GWh, représentant 8% de l'approvisionnement électrique total du pays, qui était de 59423,7 GWh, pour un coût de 27 milliards de dinars. Tlemcen fait partie des premières régions au niveau national à dépasser une consommation énergétique de 104,21 GWh, ce qui équivaut à une Taxe sur la Consommation Totale (TCT) de 669,59 milliards de dinars [22].

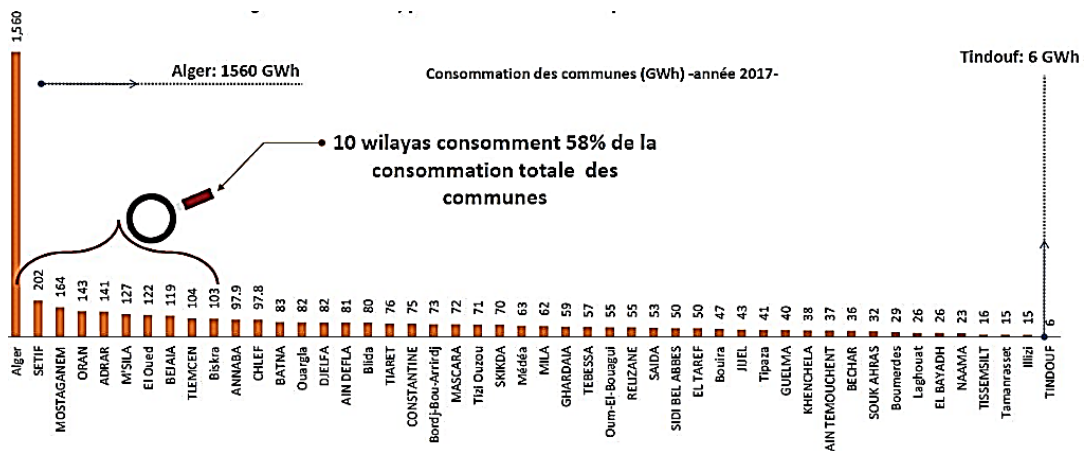


Fig 2. 3. La consommation globale d'électricité en Algérie en 2017 [23]

Dans ce contexte, la Société Algérienne de Distribution de l'Électricité et du Gaz, une filiale du groupe SONELGAZ, a élaboré une feuille de route qui mettant en avant des efforts de proximité visant à sensibiliser les clients sur la réduction et la rationalisation de leur consommation d'électricité.

3.3.2 Conditions climatiques

Le district de Tlemcen est caractérisé par un climat méditerranéen. Les hivers y sont froids, tandis que l'automne et le printemps sont plus humides et doux, avec un été sec et chaud. Le logiciel Homer estime les paramètres météorologiques : l'irradiance solaire moyenne mensuelle et la température ambiante pour la charge de la ferme à l'emplacement de Tlemcen. Les Figures 2.4 et 2.5 montrent que les valeurs maximales en été et en hiver sont respectivement de 7,2 kWh/m²/jour et 27,5 °C, et de 4,6 kWh/m²/jour et 17 °C, avec succès.

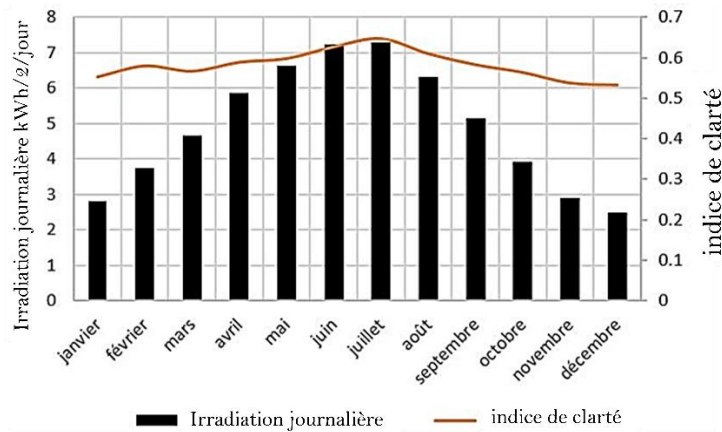


Fig 2. 4. Indice de clarté et rayonnement solaire pour l'emplacement de Tlemcen

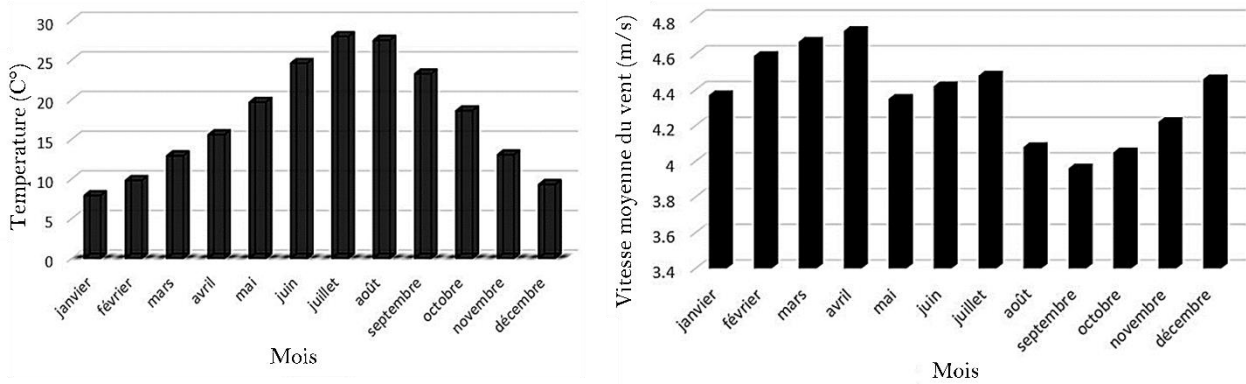


Fig 2. 5. Vitesse moyenne du vent et température dans le district de Tlemcen

Au cours de l'année, le rayonnement quotidien est de 4 kWh/m²/jour à 20 °C, avec une vitesse moyenne annuelle du vent de 4,18 m/s. L'indice de clarté mensuel dans la Fig. 2.5 oscille entre 0,5-0,6 en décembre (pendant la saison des pluies) et 0,6-0,7 en juillet (saison sèche).

3.4 Consommation électrique au sein de la ferme typique

Afin d'évaluer la consommation électrique de la ferme Vida Lait, nous avons reconstruit une ferme typique de la région de Tlemcen en utilisant les conclusions de l'analyse antérieure. Cette ferme modèle intègre un bâtiment d'élevage de 500 m² qui héberge 18 vaches laitières, une salle de traite pour la production laitière, des installations de logement pour les vaches, un espace de stockage pour les fourrages ainsi qu'une zone de pâturage. Pour visualiser la structure de cette ferme type en stabulation libre, vous pouvez vous référer à la Figure 2.6.



Fig 2. 6. Situation géographique et aperçus visuels de la ferme de recherche

Dans cette ferme typique, divers équipements électriques sont utilisés pour gérer les activités quotidiennes. La Figure 2.7 met en évidence l'utilisation de l'électricité pour l'éclairage, le pompage d'eau, la traite des animaux, le refroidissement du lait et les systèmes de réfrigération au sein de l'exploitation familiale.



Fig 2. 7. La consommation d'énergie électrique de la ferme

La consommation de l'énergie électrique requiert une analyse approfondie des performances des équipements et de l'architecteur de la ferme expérimentale. Cette analyse s'appuie sur diverses critères, telles que :

3.4.1 Logement des vaches

Il est primordial de garantir un confort optimal au sein du bâtiment d'élevage pour assurer des conditions environnementales favorables, une santé optimale et une productivité maximale des vaches, tout en préservant la qualité du lait. Ces conditions de logement se concrétisent à travers un système de ventilation efficace, un éclairage adéquat et une gestion rigoureuse de l'hygiène de l'étable.



Fig 2. 8. Exploration du bâtiment d'élevage dans la ferme d'exploitation

Eclairage artificielle

L'éclairage naturel ne suffit pas dans un bâtiment d'élevage, il doit être complété par un éclairage artificiel pour améliorer le confort, la production ou même la fertilité et la santé des animaux. L'éclairage artificiel stimule l'ingestion des animaux et augmente ainsi la production de lait et la prise de poids. Un régime de 16 h de lumière à un niveau de 150-200 lux suivi de 8 h d'obscurité chez les vaches laitières produit une augmentation significative du lait et des matières grasses du lait [24]. Bien que ce régime varie d'une période à l'autre.

Trois catégories d'éclairage sont identifiables au sein de la ferme :

L'éclairage présent dans le bâtiment d'élevage et les aires de stockage de foin, où la lumière naturelle est partiellement absente pour procurer un environnement confortable aux éleveurs et aux vaches, tout en évitant les risques de blessures. L'éclairage recommandé à l'intérieur du bâtiment d'élevage se situe autour de 70 lux [25]. Ce rôle est dévolu à des lampes incandescentes, chacune affichant une puissance de 70W. La période moyenne d'éclairage en hiver peut s'étendre de 13 à 15 heures, tandis qu'en été, cette période se réduit à moins de 6 heures.

L'éclairage destiné à la salle de traite joue un rôle essentiel pour assurer des conditions de travail optimales. Un éclairage spécifique ciblant la zone de traite est recommandé pour faciliter davantage les opérations et apporter un confort supplémentaire à l'éleveur. L'intensité lumineuse suggérée à l'intérieur de la salle de traite est d'environ 150 lux [26]. Trois lampes incandescentes de 70 W sont employées pour éclairer la salle pendant la traite des vaches.

La consommation d'énergie de l'éclairage peut être calculée par :

$$E_L = P_L \cdot N_L \cdot t_L \quad (2.1)$$

Où :

E_L : La consommation quotidienne d'énergie électrique de l'éclairage (Wh/d)

P_L : La puissance de la lampe (W)

N_L : Nombre de lampes et t est la durée d'éclairage.

Il est possible de calculer le taux de puissance d'une lampe CFL (ρ_{CFL}) en utilisant la formule suivante, qui prend en compte la surface éclairée et l'énergie totale d'éclairage.

$$P_L = \rho_{CFL} * S \quad (2.2)$$

Le nombre de lampes à installer à l'intérieur des bâtiments d'élevage est égal au flux lumineux total L (lumen) requis divisé par le flux émis par une lampe ℓ (lumen), tel qu'il est exprimé par :

$$N_L = \frac{L}{\ell} \quad (2.3)$$

Le flux lumineux total à installer est donné par Eq. (3) :

$$L = I N_A S \quad (2.4)$$

Où :

- I : Eclairage nécessaire par animal (lux)
 N_A : Nombre de l'animal
 S : Surface nécessaire par animal (m²).

Ventilation

Une ventilation adéquate du bâtiment d'élevage se révèle d'une importance capitale, car les vaches ont besoin d'air frais et salubre pour exprimer pleinement leur potentiel de production. En raison du climat semi-aride et sec à Ouled Mimoun, la ferme doit être climatisée, nécessitant ainsi une ventilation efficace pour éliminer les gaz émis par la litière, les particules de poussière, tout en limitant l'accumulation de chaleur et d'humidité (une vache peut dégager jusqu'à 25 litres d'eau par jour).

Grâce à son orientation bien pensée, l'étable exploite une ventilation statique naturelle par le biais d'ouvertures positionnées dans la façade, des fenêtres de part et d'autre du bâtiment, ainsi qu'une crête ouverte au sommet de la toiture pour évacuer l'air chaud. Cette ventilation tire parti du phénomène physique de déplacement des masses d'air en fonction de leurs propriétés, comme illustré dans la Figure 3.9, et ne requiert aucune dépense d'énergie électrique.

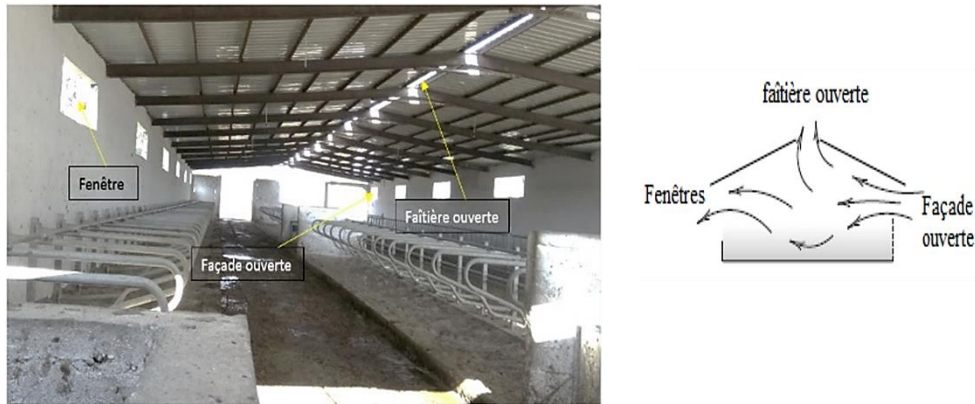


Fig 2. 9. Exploration approfondie de ventilation naturelle

3.4.2 Irrigation & nettoyage

Pour maintenir la propreté du bâtiment d'élevage, une routine de nettoyage est mise en place, impliquant un raclage régulier de l'aire d'exercice ainsi qu'un lavage quotidien des sols et des murs. Un autre niveau de nettoyage concerne le lavage systématique des équipements de traite et de stockage du lait après chaque utilisation. Cette pratique contribue à instaurer un environnement sanitaire dans le bâtiment et à préserver des normes d'hygiène optimales. D'autre part l'irrigation des vaches qui fait deux fois par semaine. Plusieurs poste consommateur d'électricité utilisé pour le nettoyage et l'irrigation afin d'assurer l'hygiène et les besoins d'eau des vaches dans la ferme, donc ils sont présentés comme suit :



Fig 2. 10. Les moteurs de nettoyage quotidien

Deux des utilisations les plus fréquentes dans les systèmes agricoles sont le pompage d'eau pour l'irrigation des surfaces et le nettoyage du matériel, ainsi que l'abreuvement des animaux. Les besoins en eau pour l'irrigation des animaux dans les terres agricoles examinées varient de 120 litres par vache par jour en été à 55 litres par vache par jour en hiver.

En plus d'élever de nombreuses vaches, chaque exploitation familiale élève au moins un type de vache (N_{cow}). La vache laitière (Q_{cow}) consomme également de l'eau. Pour les besoins de nettoyage, la ferme laitière requiert un volume d'eau spécifié (V_{clean}). La formule pour calculer la quantité d'eau requise (V_{out}) pour l'exploitation agricole en question est la suivante [27] :

$$V_{out} = Q_{cows}N_{cows} + V_{clean} \quad (2.5)$$

La pompe doit être sélectionnée en fonction de la hauteur totale (H_t) et de l'approvisionnement en eau attendu (Q_{pm}). En utilisant le nombre de vaches, l'approvisionnement en eau et l'efficacité du moteur de la pompe (η_{mp}), la formule suivante est utilisée [27] pour estimer l'énergie requise par le moteur de la pompe (P_{mp}) :

$$P_{pm} = \frac{\rho Q_{pm} H_t}{\eta_p \eta_m} \quad (2.6)$$

Avec : $\eta_{pm} = \eta_p \cdot \eta_m$

Où :

(η_m): Rendement de moteur, (η_p): Rendement de la pompe

L'efficacité (η_{mp}) varie entre 40 et 60% en pratique. En théorie, elle est supposée être de 65%. Pour l'irrigation d'eau pendant les heures d'ensoleillement, vous devez estimer le débit d'eau (Q_{pm}) en fonction du volume d'eau requis et du temps d'irrigation (Δt_p) par jour [27] :

$$Q_{pm} = \frac{V_{out}}{\Delta t_p} \quad (2.7)$$

La pompe motrice appropriée doit être sélectionnée pour fournir le débit quotidien d'eau. Pour bénéficier de l'irradiation solaire, les animaux doivent être irrigués pendant les heures d'ensoleillement. Enfin, cela est estimé en fonction de la position géographique (latitude et longitude) et de la durée (Nd).

L'équation 2.8 devrait être utilisée pour estimer la demande énergétique quotidienne nécessaire pour l'irrigation de l'eau.

$$E_p = P_p \cdot t_p \quad (2.8)$$

Où : P_p la puissance de motopompe (W), t_p le temps de pompage

3.4.3 Traite des vaches

Au sein de la ferme expérimentale, une salle de traite en épi a été aménagée pour optimiser la fluidité des vaches et réduire la durée de la traite (Figure 3.11). Cette opération est réalisée au moyen d'un chariot traiteur équipé de dix pompes à vide qui sont connectées à un pulsateur. La traite est effectuée deux fois par jour, sur une période moyenne de production des vaches de 305 jours par an. La consommation énergétique des pompes à vide est étroitement liée à la production laitière, laquelle fluctue en fonction de la période de lactation et de la disponibilité de l'alimentation. L'approvisionnement en énergie électrique pour la traite est fourni par une station d'une capacité de 3 kW, reliée aux pompes à vide, pendant une durée de traite qui varie de 60 à 90 minutes en fonction de la saison.



Fig 2. 11. Mécaniques de traite des vaches à la ferme Vida Lait : Détails révélés

Dans une étude de charge sur une exploitation agricole, le bétail est manipulé deux fois par jour, le matin et le soir. Chaque jour, la traite dure environ 2 heures. L'équation ci-dessous est utilisée pour calculer la quantité d'énergie dépensée par les vaches pendant la traite.

$$E_m = P_m N_A t_m \quad (2.9)$$

Où : E_m représente la quantité d'énergie consommée pendant la traite (Wh), P_m est la puissance de la machine à traire (W), N_A est le nombre d'animaux, et t_m est la durée de la traite (h)."

3.4.4 Refroidissement du lait

Après la phase de traite, il est impératif de rapidement abaisser la température du lait à 5°C pour réduire efficacement la prolifération bactérienne. Au sein de la ferme expérimentale Vida Lait, cette étape de refroidissement et de conservation est gérée grâce à un réservoir de détente d'une capacité de 900 litres, équipé d'un compresseur d'une puissance de 2,5 kW. La vitesse de refroidissement dépend de facteurs tels

que le niveau de remplissage du réservoir (production laitière) ainsi que des conditions climatiques extérieures.



Fig 2. 12. Refroidissement et conservation du lait

L'électricité régule le conditionnement du lait dans le réservoir à lait, ce qui permet de refroidir le lait entre 35 et 4 degrés Celsius, tandis que la température extérieure régule la durée de stockage.

$$E_{mc} = P_t t_{MS} \quad (2.10)$$

Ici, E_{mc} représente la consommation d'énergie causée par la réfrigération du lait (Wh), P_t est la puissance du réservoir à lait (W), et t_{MS} est la durée de stockage du lait (h).

3.5 Optimisation de l'énergie électrique : Stratégies pour une ferme traditionnelle

En raison du manque de recherche sur la sélection des appareils électriques, les fermes laitières utilisent beaucoup d'électricité. L'approvisionnement électrique non contrôlable a un impact sur la production d'électricité de l'entreprise de la part de son homologue. Deux facteurs contribuent à cela : les pertes de transmission. Selon la Banque mondiale [28][29], en 2011, les pertes de transmission d'énergie entre les sources conventionnelles et les terminaux de distribution ont totalisé 9,899 TWh (19,3 %). En raison de cette augmentation déraisonnable de la consommation d'énergie, cette étude vise à rationaliser la consommation d'énergie dans les fermes laitières et à la transformer en un produit plutôt qu'une charge de consommation.

3.5.1 Ferme laitière à haute performance énergétique

À travers l'analyse préalable de la consommation électrique des équipements, nous avons pu évaluer avec précision l'efficacité énergétique de chaque dispositif utilisé au sein de la ferme laitière. En comparant ces performances aux standards d'élevage internationaux, il est clair qu'une non-conformité se manifeste, incitant ainsi à la quête d'une meilleure optimisation de nos installations. Pour capitaliser sur les opportunités d'économie d'énergie décelées, nous adoptons la méthode en pyramide (représentée dans la figure 3.13) pour établir un profil de consommation viable et efficace.

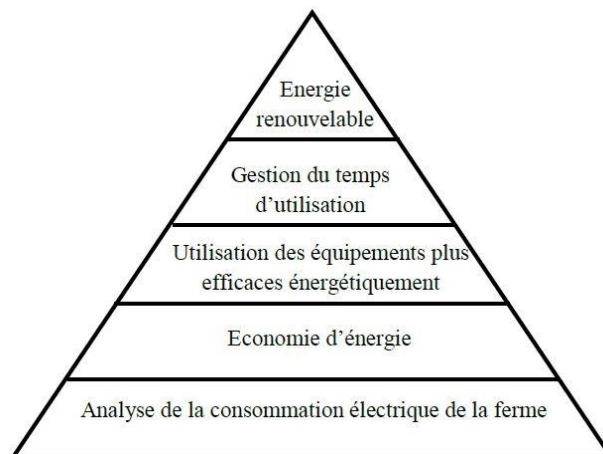


Fig 2. 13. Profils de Durabilité Énergétique

Cette stratégie implique d'identifier les démarches nécessaires pour une gestion de la consommation efficace et pérenne au sein de la ferme. La base de cette approche en pyramide réside dans l'implémentation de changements simples et économiques au niveau du profil de consommation. Au fur et à mesure de l'ascension dans la pyramide, des mesures de plus en plus sophistiquées sont envisagées, visant à instaurer un mode de consommation durable et efficace. Au-delà de l'analyse électrique de l'exploitation, d'autres mesures de gestion telles que l'économie d'énergie, l'utilisation d'équipements performants, la gestion des périodes de consommation et l'intégration d'énergies renouvelables sont mises en avant.

Economie d'énergie

L'économie d'énergie implique l'adhésion à des directives simples pour réduire la période d'activité des dispositifs électriques. Une voie possible pour minimiser la consommation électrique inclut :

- L'ajustement de l'éclairage artificiel selon la présence de l'éleveur dans la structure d'entretien des animaux, limitant ainsi l'utilisation inutile.
- L'optimisation du temps de traite par une organisation optimale du mouvement des vaches lors de leur passage en salle de traite.
- L'extinction complète du réservoir à lait vide pendant la nuit.
- L'application de peinture blanche sur les surfaces murales et de plafond, dans les zones adéquates, pour réduire la nécessité d'éclairage. Parallèlement, il est recommandé de nettoyer régulièrement les ampoules et les surfaces réfléchissantes pour maintenir une luminosité maximale.

Utilisation d'équipements efficaces

L'adoption d'équipements performants englobe l'investissement dans le renouvellement des dispositifs électriques actuels de la ferme par des alternatives plus efficaces, offrant un niveau de service similaire avec une consommation électrique réduite. Parmi ces choix d'investissement, on relève :

- L'usage de tubes lumineux à LED, consommant 60 % moins d'énergie que les ampoules à incandescence (seulement 13 W contre 70 W respectivement).
- L'intégration de variateurs de vitesse pour les pompes à vide, ajustant l'aspiration de l'air dans le système de traite par le contrôle de la vitesse de rotation du moteur, selon les besoins.
- La captation de la chaleur émise par le compresseur du réservoir laitier pour optimiser le refroidissement et préchauffer l'eau destinée au nettoyage des équipements de traite. Cela est réalisé au moyen d'un échangeur de chaleur positionné sur le circuit du fluide frigorigène du réservoir (voir "eau de boisson pour vaches" dans la Figure 2.14).
- Le pré-refroidissement du lait avant son entrée dans le réservoir, en utilisant une source d'eau froide pour une réduction de 10 à 20°C de la température du lait. La mise en œuvre de cette méthode est illustrée dans la Figure 2.15, avec l'installation de pré-refroidisseurs, à plaques ou tubulaires, entraînant une diminution de l'énergie requise pour le compresseur du réservoir.

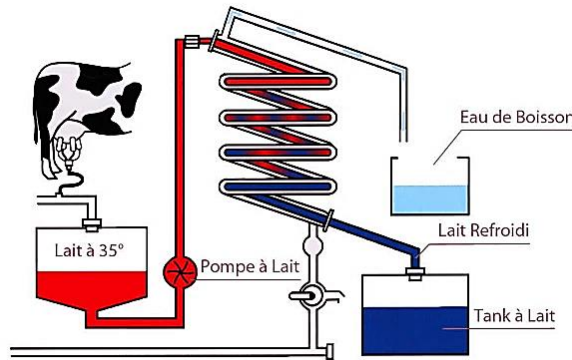


Fig 2. 14. Système tubulaire [30]

Le simple fonctionnement :

- Fonctionne par gravité, sans apport énergétique.
- L'eau et lait circulent à contre-courant dans un double serpentin en inox alimentaire et PVC

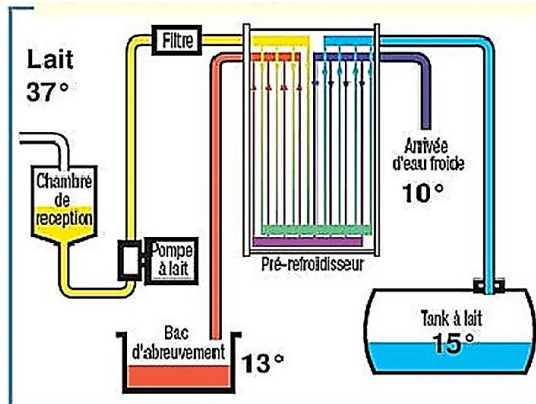


Fig 2. 15. Système a plaques [31]

Economie d'énergie immédiate :

-Refroidissement de lait à 37 à 13-20 °C : économie sur le fonctionnement de Tank à lait de 50%.

-Récupération d'une eau tempérée (12-15) °C permettent une meilleure réhydratation des vaches laitières.

Économisation énergétique par la gestion du temps

Il est essentiel que le fonctionnement des équipements électriques soit décalé par rapport aux pics de consommation de la courbe de charge nationale. Ceci vise à réduire l'impact de l'accroissement des fermes laitières sur la puissance maximale demandée à l'échelle nationale. La courbe de charge nationale (telle que présentée dans la Figure 2.16) présente des périodes de faible utilisation entre 23h et 7h, des phases d'usage équilibré entre 7h et 19h, et des pics de demande entre 19h et 22h.

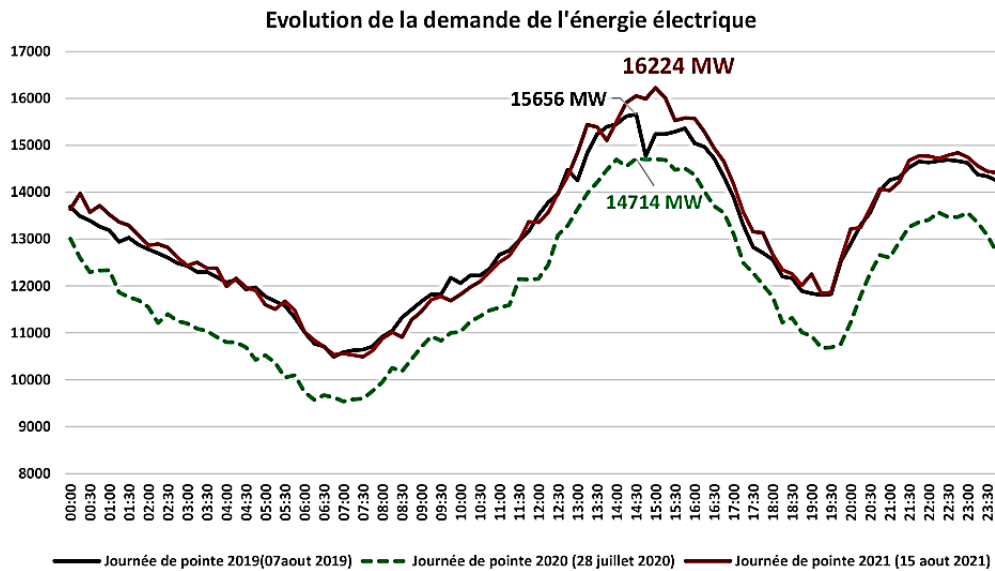


Fig 2. 16. Courbe nationale de demande électrique [32]

Au-delà de l'énergie consacrée à l'éclairage à l'intérieur de la ferme, les autres besoins énergétiques peuvent être ajustés dans le temps, permettant ainsi une distribution optimale de la demande électrique. Cela vise à occuper environ 80% de la durée totale d'utilisation des équipements de la ferme.

Le moment où le réservoir à lait consomme de l'énergie est étroitement lié au fonctionnement de la pompe à vide. Ceci est dû au besoin de refroidir le lait de manière systématique après chaque traite. Après avoir appliqué des mesures d'efficacité énergétique, le temps nécessaire pour accomplir ces deux tâches a été réduit à une moyenne d'environ deux heures. Par conséquent, pour s'aligner avec les périodes de demande élevée, la traite des vaches doit être initiée au moins trois heures avant ces pics de consommation.

3.5.2 Analyse du rythme énergétique de la charge

Le profil de la charge de la ferme étudiée a été calculé à l'aide des données de facturation énergétique mensuelle d'une année fournie par la société Vida Lait. L'année se distingue par deux saisons principales qui marquent son déroulement : l'été et l'hiver. Cependant, le profil de charge horaire est analysé de

manière précise à partir de l'utilisation des équipements électriques de la ferme, suite à un accord entre le laboratoire de recherche (LEMI) et la société Vida Lait. Pour obtenir un profil de charge plus précis, la demande de puissance des équipements agricoles est calculée en interrogeant directement les travailleurs impliqués dans les activités agricoles et en utilisant des fiches d'informations caractéristiques vérifiées par des données mesurées à l'aide de l'analyseur d'efficacité énergétique Qualistar+ [33].

Le Tableau 2.3 offre une représentation visuelle des appareils constituant le profil de charge. Cette dernière comprend quatre composantes cruciales : la charge d'éclairage, la charge de pompage, la réfrigération du lait et la charge de traite.

Tableau 2. 3. Consommation d'énergie électrique d'une ferme chargée

Equipements	Unité de puissance (W)	Nombre d'appareils	L'emploi du temps (Heure/jour)	Puissance consommée (Wh/jour)	
L'éclairage	Bâtiments à vaches : Lampes « IL »	23	10	[7-9]	[1610-2070]
	Chambres : Lampes « IL »	18	3	[2-6]	[108-324]
Pompage	Irrigation	3370	1	1	3370
	(Lettre/jr) Irrigation de vache : [1000-1500] Activités de nettoyage : [300-500]				
Refroidissement de lait	2500	1	2	5000	
Charge de traite	300	10	2	6000	
TV : LCD 32	119	1	[4-5]	[476-595]	
Réfrigérateur	200	1	3	600	

La génération d'énergie des quatre principales activités agricoles, à savoir la traite, la charge de pompage, la réfrigération du lait et l'éclairage des bâtiments d'élevage et de l'alimentation, a été évaluée dans la Figure 2.17 tout au long de l'année (été et hiver). Les vaches laitières sont logées selon des règles strictes pour garantir des vaches en bonne santé et une production de lait accrue.

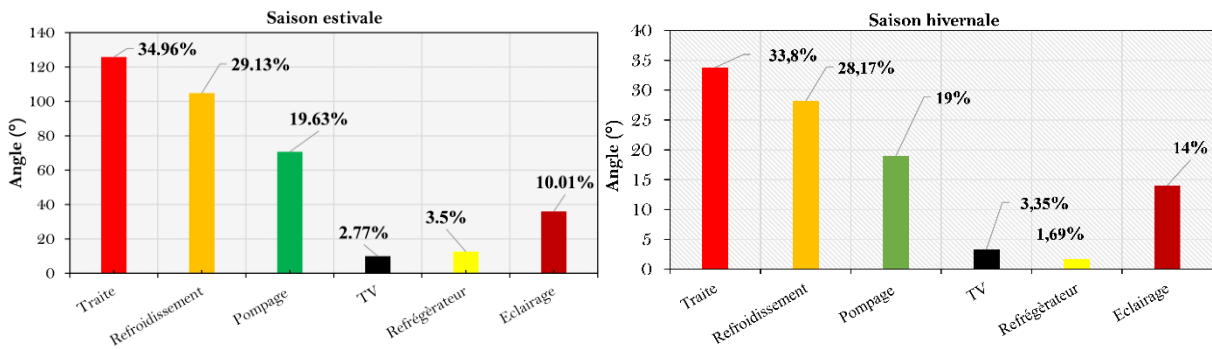


Fig 2. 17. Consommation saisonnière d'électricité de la ferme laitière

La ferme expérimentale est située dans une zone urbaine avec un habitat libre qui utilise la circulation de l'air atmosphérique et l'éclairage naturel. Par conséquent, moins de puissance est nécessaire par rapport aux fermes industrielles intensives. La laiterie n'a pas de contrôle climatique, mais une ventilation adéquate est nécessaire pour réduire les émissions de gaz des vaches. Le fourrage est produit pendant

toute la saison estivale et stocké dans des locaux de stockage des produits agricoles pour préparer le concentré avec des granulés. Il est principalement utilisé pendant l'hiver lorsque le pâturage n'est pas disponible.

La Figure 2.17 illustre les différentes pratiques de travail dans la ferme laitière, telles que la traite deux fois par jour, qui représente un tiers du travail de la ferme (34,96 % en été et 33,8 % en hiver). Les charges d'éclairage représentent 10 % en été et 14 % en hiver, avec treize lampes fluorescentes utilisées dans différents bâtiments d'élevage pour l'éclairage de la salle de traite les jours nuageux. Pour réduire la prolifération des bactéries et éviter la contamination du lait non pasteurisé, les agriculteurs doivent mettre en œuvre de bonnes pratiques d'hygiène, et sa température doit être réduite de 35 °C à 4 °C en moins de 2 heures. Le réservoir à lait SHV-MD est utilisé dans la ferme laitière expérimentale [34].

L'agitation est essentielle pour maintenir la consistance du lait en augmentant la distribution de la température tout en refroidissant le lait et en réduisant la séparation des matières grasses. Le bâtiment des vaches a été nettoyé et l'eau de boisson des vaches représente chacune 20 % de la charge de pompage. La consommation d'énergie de la ferme en été est de 5031,9 kWh et de 6061,4 kWh en hiver. La consommation d'énergie moyenne pour l'hiver est de 336,74 kWh/vache/an, et pour l'été, elle est de 279,55 kWh/vache/an, comparant la moyenne internationale à un indice d'utilisation d'énergie (EUI) significativement stable de 300 kWh/vache/an [29]. Les profils de consommation saisonniers sur les saisons hivernales et estivales typiques sont illustrés graphiquement dans la Figure 2.18.

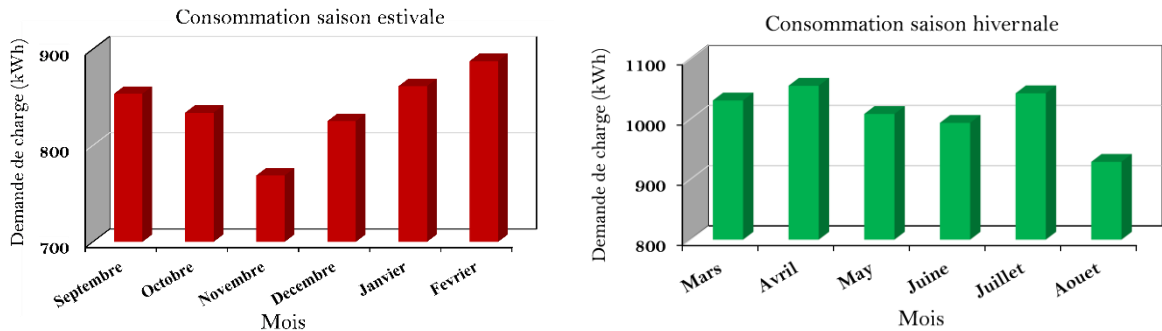


Fig 2. 18. Profil de charge électrique pour les deux saisons

4. System de Production énergétique connecte aux réseaux : PV-Eolienne

Pour les zones urbaines (au nord de Tlemcen) où le réseau conventionnel est disponible, le système hybride connecté au réseau est suggéré comme un système d'alimentation de la charge. Ces méthodes sont plus efficaces en termes d'énergie et de coûts. Comme le montre la Figure 2.19, le système d'hybridation suggéré comprend un panneau solaire photovoltaïque, une éolienne, un convertisseur CC/CA, un réseau et une charge. Selon la capacité requise, le coût de l'ensemble du système connecté diminue de (40-50) pour cent [35].

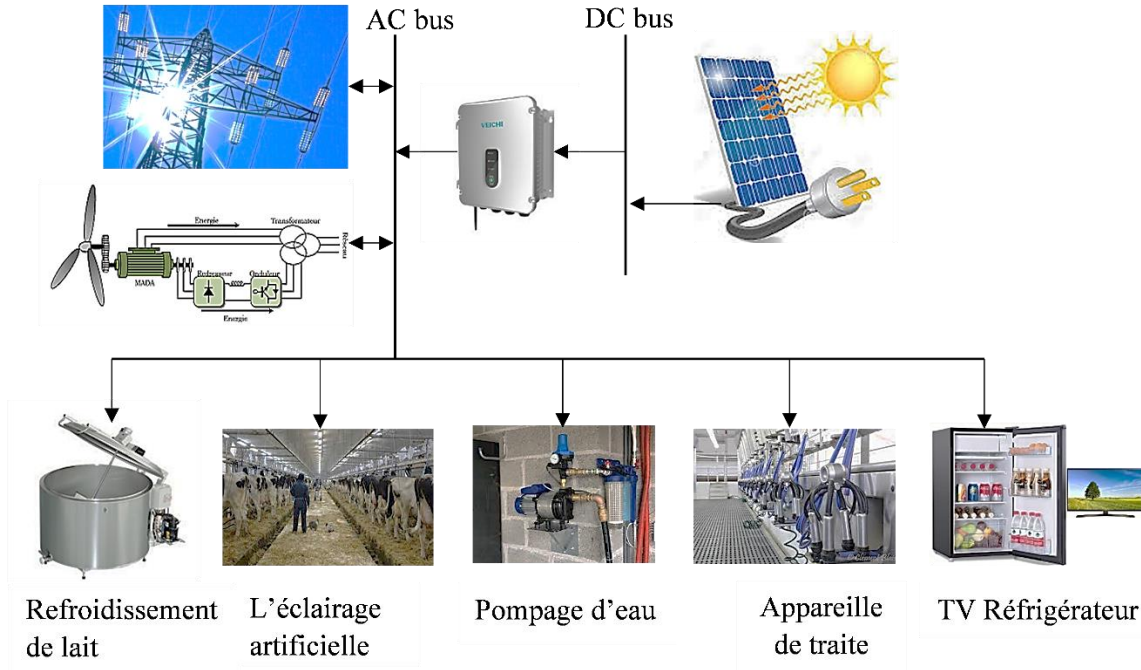


Fig 2. 19. Système hybride connecte au réseau et a la charge

4.1 Etude énergétique prévisionnelle de système hybride

Dans ce cas, une analyse a été réalisée en utilisant un système hybride connecté au réseau sans batterie. L'excédent d'énergie du système hybride (PV/éolien) est injecté dans le réseau. Lorsque l'approvisionnement énergétique du système hybride est insuffisant, la ferme laitière utilise le réseau pour satisfaire ses besoins en électricité. La Figure 2.19 montre la puissance des systèmes PV et éoliens utilisés pour la simulation, qui a été déterminée à l'aide de l'équation (2.11) [35]:

$$\begin{cases} P_p = (E_{dpc} Z)/(GF\eta_{inv}) \\ P_{aer} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\lambda, \beta) v^3 \end{cases} \quad (2.11)$$

Où, P_p : puissance crête du système PV (kWc), Z : radiation solaire aux conditions standard de test (1 kW/m²), G : radiation solaire globale (kWh/m²/jour), F : facteur de déclasserement du PV, E_{dpc} : consommation moyenne quotidienne d'énergie, η_{inv} : rendement de l'onduleur, ρ : densité de l'air (kg/m³), R : rayon du vent, $C_p(\lambda, \beta)$: coefficient de puissance, v : vitesse du vent (m/s)."

Les systèmes de génération d'énergie (système photovoltaïque, éolienne) sont utilisés dans cette étude. L'approvisionnement énergétique total du système photovoltaïque et de l'aérogénérateur est estimé à l'aide de l'irradiation et de la vitesse du vent du mois le plus bénéfique. Les valeurs maximales observées en juillet (été) et en mars (hiver) sont de 7,2 kWh/m²/jour et 4,6 kWh/jour respectivement. En revanche, la vitesse maximale du vent a été mesurée à 6,09 m/s et 5,58 m/s en décembre (hiver) et en avril (été). En utilisant l'équation (2.11), la capacité maximale fournie par les systèmes photovoltaïque et éolien est

respectivement de 4 kWc et 3 kWc. Les conditions standard (STC : 1000 W/m², 25 °C, spectre solaire AM=1,5) sont utilisées lors du développement du système générateur photovoltaïque. La vitesse moyenne du vent (5,18 m/s) dans la région de Tlemcen correspond aux caractéristiques d'un générateur éolien (AWS HC) de 3,3 kW. Parfois, cela correspond à des conditions réelles ; la sortie de l'onduleur doit être inférieure à 5 à 10 % de la puissance maximale du système, comme indiqué dans l'équation (12).

$$P_{inv} = 0.05P_s \quad (2.12)$$

Où P_s : Puissance du système (kW)

Les équations (2.13) et (2.14) sont utilisées pour estimer la production d'énergie quotidienne d'un système hybride pour chacune des 8760 heures d'une année. La génération d'énergie quotidienne du système photovoltaïque est déterminée par l'irradiation globale moyenne par heure (G_h), le rendement du système (η_{sys}) et la surface du panneau photovoltaïque (A_{PV}). L'énergie fournie quotidiennement par le système éolien dépend de la vitesse moyenne du vent (v). Par conséquent, la puissance de sortie est représentée par :

$$P_{PV} = G_h A_{PV} \eta_{sys} \quad (2.13)$$

$$P_{aer} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\lambda, \beta) v^3 \quad (2.14)$$

La puissance maximale du système PV/Éolien installé dans la charge de la ferme est déterminée lorsque l'irradiation solaire est de 7,2 kW/m²/jour et $\eta_{sys} = \eta_{PV}$ avec $v = 5,18$ m/s à une hauteur de moyeu de 10 mètres, $\rho = 1,225$ kg/m³ et $\pi = 3,14$ pour la puissance de l'éolienne à trois pales. La taille optimale du système PV est déterminée par la radiation solaire globale moyenne par heure et l'efficacité du système de la ferme, ainsi que l'énergie requise.

$$P_{MPV} = 7.2 A_{PV} \eta_{sys} \quad (2.15)$$

$$P_{aer} = 4381.8 C_p(\lambda, \beta) \quad (2.16)$$

Les équations (17-18) estiment l'énergie hybride renouvelable (HRES) injectée et achetée du/vers le réseau électrique à chaque heure :

$$W_{Grid} = W_{Load} - W_{PV-wind} \text{ if } W_{Load} > W_{PV-wind} \quad (2.17)$$

$$W_{Sold} = W_{Load} - W_{PV-wind} \text{ if } W_{Load} < W_{PV-wind} \quad (2.18)$$

Où W_{Grid} : Énergie du réseau (kWh/an), $W_{PV-wind}$: Énergie hybride (kWh/an) et W_{year} : Énergie annuelle fournie (kWh/an), W_{Load} : Énergie de la charge (kWh/an)

L'équation (2.19) calcule l'énergie annuelle fournie (W_{year}) pendant l'année (8760 h) à la charge de la ferme, ce qui représente la contribution énergétique hybride.

$$W_{year} = W_{PV-wind} + W_{Grid} \quad (2.19)$$

L'organigramme présentés dans la Figure 2.20 décrivent les techniques de calcul de la puissance de systèmes HRES proposé, tous en calculent la production annuelle d'énergie, de l'énergie achetée et fournie au réseau électrique.

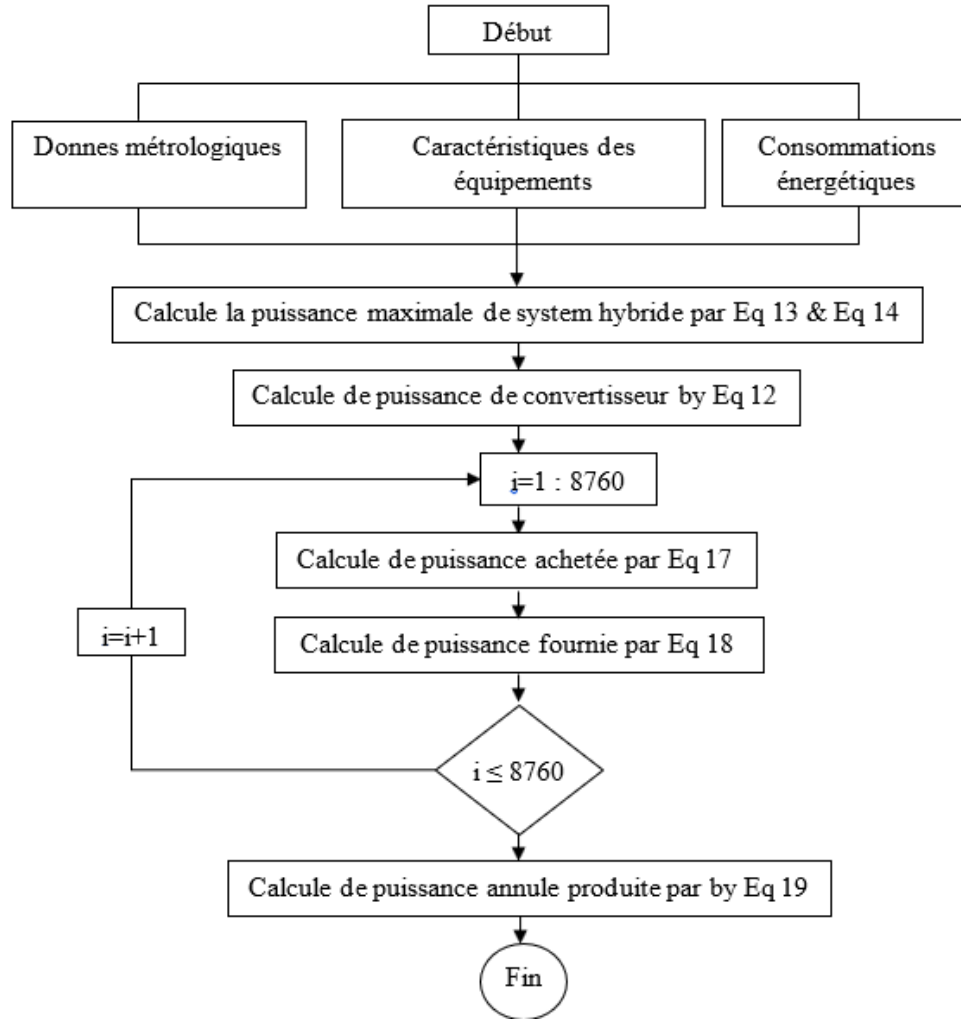


Fig 2. 20. Algorithme pour déterminer fraction renouvelable (FR)

Nous avons utilisé l'environnement Matlab pour l'implémentation cet organigramme dans un programme qui regroupe toutes les parties essentielles de calcul pour analyser la performance de systèmes proposée dans la zone d'installation (voir Annex 2.3). L'analyse énergétique journalière est donner en deux différentes saisons qui sont estivale et hivernale comme suite :

La figure 2.21 présente un bilan horaire de la puissance fournie par le système HRES connecté au réseau et la charge de la ferme pendant la période hivernale.

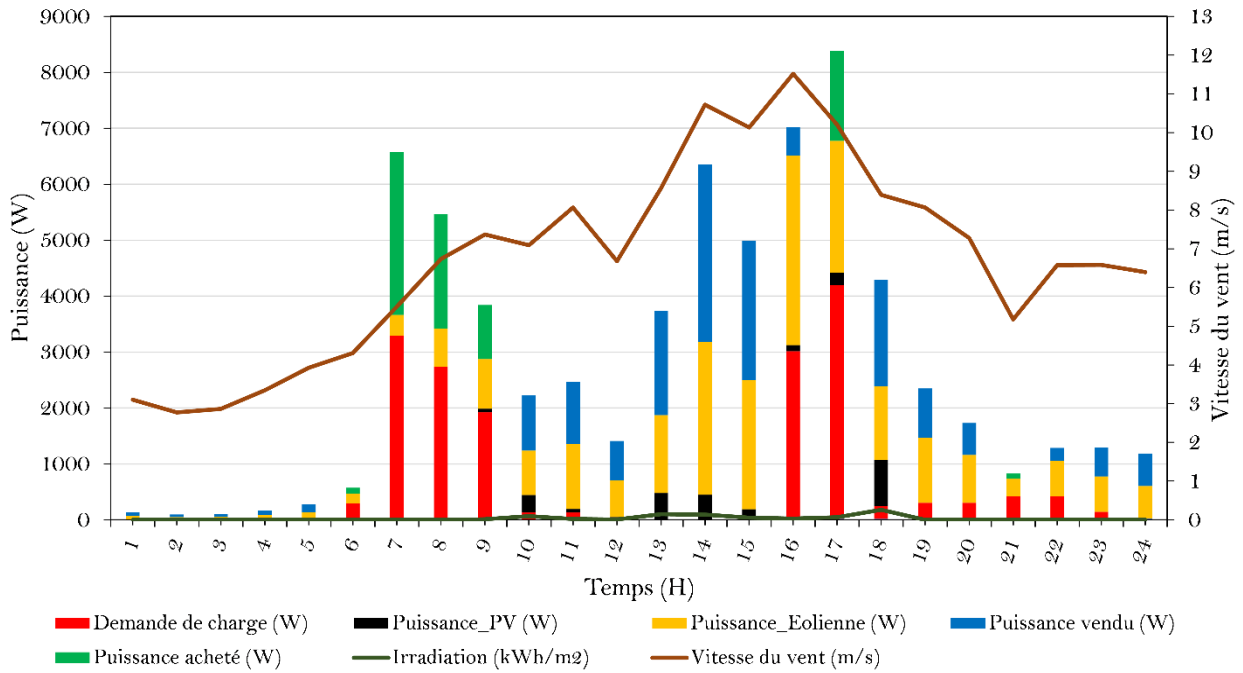


Fig 2. 21. Le bilan énergétique hivernal horaire

De 06h00 à 09h00, la puissance de l'éolienne et le réseau fournissent la consommation électrique de la ferme. Cela signifie que la vitesse du vent est moins critique, ce qui permet au réseau de fournir la différence de puissance. La consommation de la charge est très faible de 22 h à 23 h. L'irradiation et la vitesse du vent sont essentielles. Cela signifie que l'énergie fournie par le système HRES est renvoyée dans le réseau. De 12h00 à 15h00, la consommation de la ferme laitière est déficiente.

La puissance du système hybride dépasse la charge de l'exploitation ; l'énergie photovoltaïque/éolienne non consommée sera vendue au réseau. La consommation de la charge est importante de 16 à 18 heures, mais la puissance de l'exploitation laitière produite par le système hybride est satisfaite. Cela signifie que la puissance fournie est injectée dans le réseau basse tension. Sauf à 17 heures, la consommation de l'exploitation est assurée par le réseau. De 19h00 à 23h00, la demande d'énergie de l'exploitation diminue ; la production d'énergie photovoltaïque est faible en raison de l'irradiation journalière plus faible. En revanche, l'énergie éolienne est abondante ; l'énergie nécessaire sera fournie par le générateur à turbine éolienne (WTG). L'électricité sera achetée au réseau entre 23 h et 5 h. Ce graphique montre également comment le système HRES est affecté par la vitesse du soleil et du vent. Le bilan électrique quotidien montre que la puissance photovoltaïque/éolienne dépasse la charge de la ferme.

Un bilan horaire de la puissance fournie par le système HRES connecté au réseau pendant la période hivernale est illustré à la Figure 2.23.

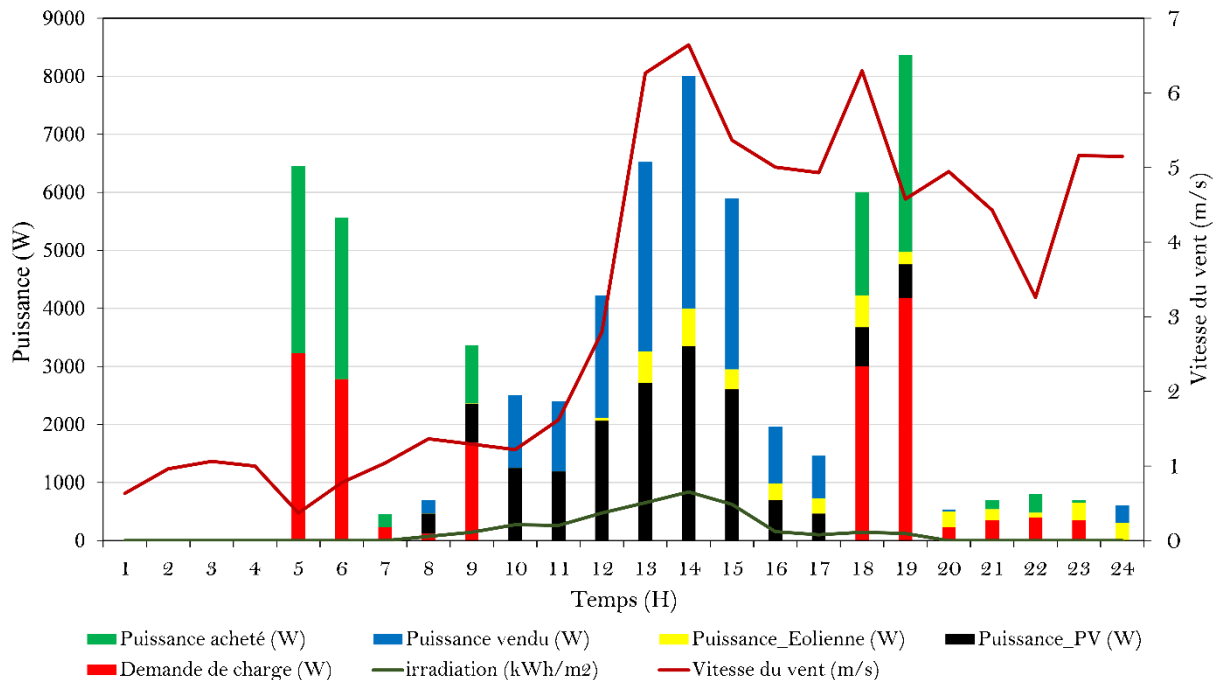


Fig 2. 22. Bilan énergétique horaire de la saison d'été

De 05h00 à 07h00, le réseau a fourni la consommation électrique de la ferme. Cela signifie que la vitesse du vent et l'irradiation sont moins critiques, ce qui permet au réseau de fournir et d'acheminer la différence de puissance. Lorsque la vitesse du vent est faible, l'énergie photovoltaïque répond aux besoins de la charge et le surplus est exporté vers le réseau. Le réseau et le GPV ont fourni la croissance de la charge de la ferme à 9h00. La puissance PV/éolienne est plus importante et la consommation de la ferme est négligeable entre 10h00 et 17h00. L'énergie excédentaire sera fournie au réseau. La production locale d'énergie est réduite de 18h00 à 00h00 en raison de la faible lumière du jour et de la vitesse du vent dans la région. L'électricité sera achetée au réseau électrique. Ce graphique montre également comment la puissance photovoltaïque/éolienne est affectée par les variations de l'irradiation solaire et de la vitesse du vent. Lorsque l'irradiation journalière et la vitesse du vent sont disponibles, le bilan énergétique journalier indique que le système HRES dépasse les exigences.

La Figure 2.23 montre la production mensuelle de l'exploitation laitière étudiée pour le système HRES (PV-éolien) connecté au réseau et l'énergie fournie par le réseau. La quantité d'énergie produite par l'exploitation laitière varie tout au long de l'année, en fonction de la disponibilité de l'énergie solaire et éolienne. En hiver, la production d'électricité du système HRES est plus élevée et atteint un pic de 4 900 kW, tandis qu'en été, elle atteint un pic de 3 000 kW. En revanche, la puissance de pointe de la centrale électrique est plus élevée que celle du système photovoltaïque à chaque saison. En d'autres termes, l'électricité du réseau est négligeable tout au long de l'année, ce qui signifie que le système HRES a une forte pénétration des énergies renouvelables.

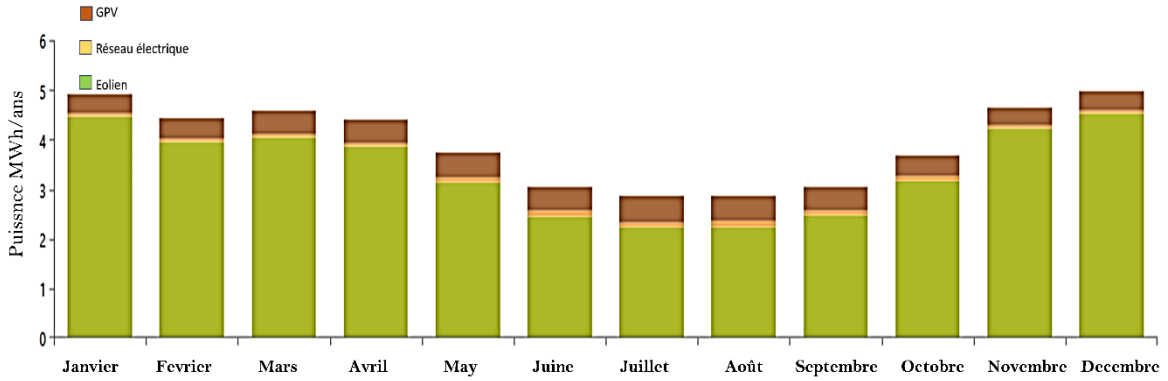


Fig 2. 23. Puissance électrique moyenne mensuelle

Le Tableau 2.4 présente le bilan annuel de l'énergie électrique du système HRES connecté au réseau étudié. L'énergie électrique fournie par le système HRES et achetée par le réseau est de 47158 kWh/an. Le générateur photovoltaïque produit 5457 kWh/an, 40761 kWh/an sont produits par le générateur éolien et 939 kWh/an sont achetés au réseau. L'énergie vendue au réseau par le système photovoltaïque et la centrale électrique a dépassé 42488 kWh/an, tandis que la ferme a utilisé le reste de l'énergie (4109 kWh/an).

Tableau 2. 4. Évolutions annuelles de la charge

Systèmes	Production		Consommation			Quantités		
	kWh/ans	(%)	Charge	kWh/ans	(%)	kWh/ans	(%)	
PV	5457	11.6	Charge Alternative	4109	8.82	Électricité excédentaire	356	0.756
Générateur Éolienne	40761	86.4				Fraction renouvelable		98
Achats d'électricité	939	1.99	Ventes d'électricité	42488	91.2	Fraction renouvelable max.		166
Totale	47158	100	Total	46597	100			

La fraction renouvelable (R.F.), qui mesure la contribution de HRES, a dépassé 98 %, avec une pénétration maximale des énergies renouvelables dépassant 166 %. D'autre part, l'énergie renouvelable fournie par le système, correspondant au GPV, a atteint 11,6 %, et le générateur WT a atteint 86,4 %.

4.2 Etude techno-économique sur « Homer »

Lors de la modélisation avec le logiciel HOMER, les données d'entrée comprennent les données de charge électrique dérivées de la demande de consommation de la ferme, la vitesse moyenne quotidienne du vent et le rayonnement solaire moyen quotidien sélectionnés en fonction de l'emplacement géographique. Les spécifications techniques et les coûts des modules solaires, des éoliennes et des convertisseurs DC/AC ont également été fournis. La stratégie de connexion au réseau électrique est

indiquée dans la Figure 2.19. Les sections suivantes présentent les spécifications économiques et techniques de l'HRES suggéré pour la ferme laitière expérimentale dans la région de Tlemcen.

Cette analyse a utilisé le module solaire SMA60-US. Ce module a une puissance nominale de 1 kWp et un rendement de 17,3 %. Le module PV a un capital initial de 430 \$, un coût de remplacement de 400 \$ et un coût annuel d'exploitation et de maintenance (E&M) de 10 \$. La durée de vie opérationnelle des systèmes photovoltaïques est estimée à 25 ans, ce qui correspond à la durée de vie totale du projet [36]. Le Tableau 2.5 résume les facteurs techniques et économiques essentiels du module photovoltaïque.

Tableau 2. 5. Paramètres du module photovoltaïque

Spécifications techniques		Spécifications financières (kW/ans)	
Puissance nominale du module PV	1 kWp	Coût Initiale	\$430
Tension maximale	30 V	Coût de Remplacement	\$400
Courant maximale	8.33 A	Coût Opération & Maintenance	\$10
Efficacité	17.3%	Durée de Vie	25 ans
Facteur de durabilité	96%		

La durée de vie opérationnelle des panneaux PV est considérée comme étant de 25 ans, ce qui correspond au cycle de vie global du projet. Le coût moyen des panneaux PV en Algérie est de 1,3 \$/Wp, ce qui est considérablement plus élevé que sur les marchés asiatiques et européens (0,44 \$ - 0,77 \$/Wp) [31]. Cependant, les prix des modules solaires algériens devraient baisser à mesure que de nouvelles entreprises de fabrication de panneaux photovoltaïques s'installent dans le pays pour promouvoir l'avenir énergétique propre de l'Algérie [37][38].

L'éolienne a une capacité nominale de 3 kW C.A. avec une vitesse de vent d'enclenchement faible de 3 m/s. Le tableau 2.6 résume les principales caractéristiques de l'éolienne.

Tableau 2. 6. Spécifications des éoliennes

Spécifications techniques		Spécifications financières (kW/ans)	
Puissance nominale	3 kW A.C. at 5 m/s	Coût Initiale	\$1950
Vitesse du vent de démarrage	1 m/s	Coût de Remplacement	\$1850
Vitesse nominale	3 m/s	Coût de Maintenance	\$10
Vitesse maximale	11 m/s	Durée de Vie	20 ans
Hauteur 12 m	15 m/s		

Un convertisseur bidirectionnel CAT BDP 1kW a été utilisé pour relier les bus de courant alternatif et de courant continu. Le convertisseur a un rendement d'inversion de 96 %, un rendement de redressement de 96 % et une capacité relative de 100 %. Les dépenses d'investissement et de remplacement du convertisseur ont été estimées à 700 \$ et 600 \$, respectivement. Le prix de l'exploitation et de la maintenance peut être négligé et le cycle de vie de l'onduleur est de 25 ans.

Le logiciel HOMER a effectué une simulation horaire pour toutes les configurations de l'espace de recherche sur une année et a fourni des statistiques sur les solutions techniquement réalisables. L'espace de recherche examiné pour la ferme étudiée consiste en diverses configurations dues à la combinaison des composants comme présentés dans la figure ci-dessus.

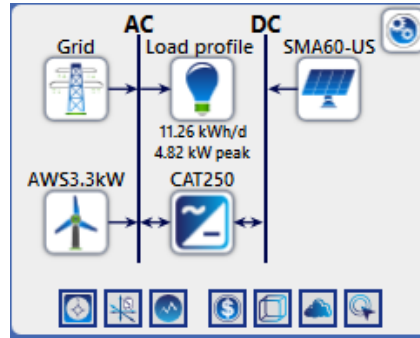


Fig 2. 24. Système HRES sous l'environnement « Homer »

Le système connecté au réseau a été simulé et utilisé comme référence pour calculer le temps de retour sur investissement (NPC) du système HRES proposé. Avec un capital initial de moins de 15 515 €, des contraintes techniques ont été appliquées pour fixer la fraction renouvelable minimale requise à 50 %, avec 25 % d'énergie solaire et 25 % d'énergie éolienne. Alors que la charge de pointe du système hybride était inférieure à 4 kWp, l'énergie renouvelable totale produite était de 46218 kWh/an, dont 42488 kWh/an ont été fournis au réseau chaque année. Parallèlement, plus de 2 % de la puissance de la charge a été achetée sur le réseau en fonction du profil de charge spécifique de la ferme. Le système HRES a principalement alimenté les besoins énergétiques de la ferme, en grande partie grâce à la disponibilité fréquente des sources d'énergie renouvelable telles que le vent et l'énergie solaire sur le site de l'exploitation. La quantité d'énergie conventionnelle obtenue du réseau pour répondre aux exigences de la charge dans le système connecté au réseau spécifié est très faible, à savoir 939 kWh/an.

L'entreprise nationale d'électricité en Algérie, Sonelgaz, assume la responsabilité du réseau électrique à l'échelle nationale. Les tarifs de l'électricité et du gaz sont régulés par la Commission de régulation des tarifs de l'électricité et du gaz (RRCEG). Les tarifs de rachat de l'électricité produite à partir de sources renouvelables en Algérie sont spécifiés dans le Tableau 2.7, en accord avec la loi du 5 février 2002 et le décret du 23 avril 2014 [39].

Tableau 2. 7. Tarifs de vente de l'électricité renouvelable en Algérie

Système PV (kWh/kW/ans)	Tarif de rachat PV (US\$/kWh)	Système Eolienne (kWh/kW/ans)	Tarif de rachat Eolienne (US\$/kWh)
<1349	0.248	<1674	0.205
1350-1424	0.232	1675-1749	0.196
1425-1499	0.215	1750-1824	0.185
1500-1574	0.197	1825-1899	0.174
1575-1649	0.178	1900-1974	0.162
1650-1724	0.161	1975-2049	0.149
>1725	0.146	2050-2124	0.147


1\$ = 139,06DZD, 1€ = 157.01DZD, 1\$ = 0.89€

Le tarif d'achat pour l'énergie solaire et l'énergie éolienne s'établissait à 0,146 \$/kWh et 0,147 \$/kWh respectivement. En fonction de la productivité des sources d'énergie renouvelable dans la région

alimentant la ferme, la capacité solaire génère 1819 kWh/kW/an tandis que l'énergie éolienne produit 6793.5 kWh/kW/an.

La configuration optimale pour la charge de l'exploitation laitière était un système hybride PV/WTG connecté au réseau, qui comprenait 16 modules avec une éolienne d'une capacité totale de 9 kWp. Le système a fourni 3 kWp pour le système PV et 6 kWp pour l'éolienne, avec un onduleur de 2 kW. Le système PV/WTG raccordé au réseau a un coût de l'énergie (COE) de -0,0956 \$, un coût du prix net (NPC) de -106118 \$ et un capital initial (I.C.) de 15515 \$. Ces valeurs indiquent que le coût du système est acceptable pour une mise en œuvre sur la ferme de charge. En outre, le facteur renouvelable élevé de système propose, qui est d'environ 98 % dans cette étude de cas, est un élément important à prendre en compte. Le tableau 2.8 illustre l'analyse des données d'optimisation, qui comprend la sélection du système optimal parmi 400 solutions réalisables pour la charge.

Tableau 2. 8. Résultats de l'analyse d'optimisation

R.F. (%)	Configuration du système	Détails des composants du système			Paramètres économiques			
		PV (kWp)	Eolien (kWp)	Convertisseur (kW)	NPC (€)	COE (\$/kWh)	IC (\$)	O&M (\$)
98		3	6	2	(106 118)	(0.0959)	15 515	5218

4.2.1 Analyse de sensibilité

Effet des ressources solaires et éoliennes

Les variations de l'irradiation solaire et de la vitesse du vent affectent directement la production d'énergie dans un système renouvelable. Une augmentation de l'irradiation solaire ou de la vitesse du vent entraînera une production d'énergie plus élevée, tandis qu'une diminution entraînera une production plus faible voir la Figure 2.26 et Figure 2.27. Cette production fluctuante a un impact majeur sur la quantité d'électricité que le système peut fournir, ce qui influence directement sur le cout d'énergie (COE).

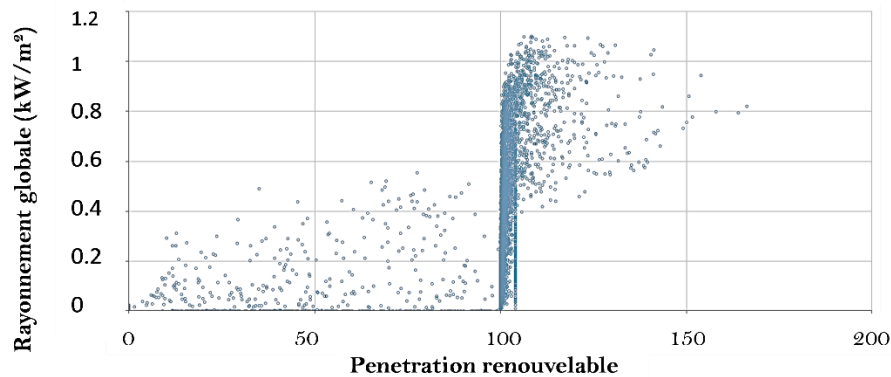


Fig 2. 25. La variation des irradiances et leur impact sur la pénétration renouvelable

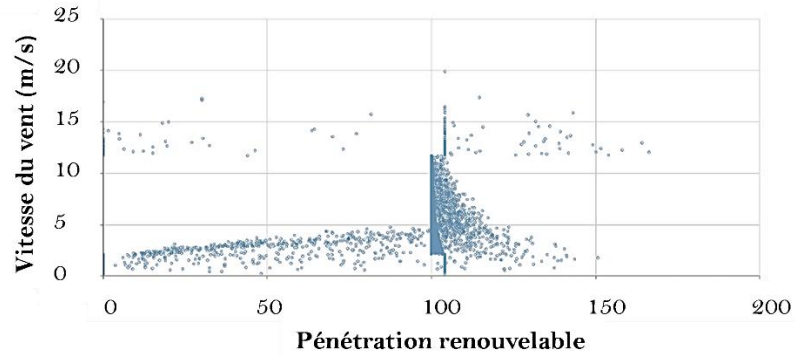


Fig 2. 26. La variation des vitesses du vent et leur impact sur la pénétration renouvelable

Les variations de la production d'énergie ont un impact direct sur le coût d'énergie. Lorsque la production est élevée en raison de conditions favorables du vent et du soleil, le COE tend à être plus bas car le coût de production par unité d'énergie est réduit. En revanche, lorsque la production est faible en raison de conditions défavorables, le COE augmente car le coût par unité d'énergie produite est plus élevé. L'équation de ce dernier est présentée comme suite :

$$LCOE = \frac{TPC}{TEO+OMC} \quad (2.20)$$

Avec :

TPC : Coût totale de projet

TEO : Énergie totale de système ou d'opération

OMC : Coût d'opération et de maintenance

Le coût net actuel (NPC) est une mesure de la rentabilité à long terme d'un projet d'énergie renouvelable. Les variations du vent et de l'irradiation solaire influencent sur le NPC en affectant la production d'énergie et, par conséquent, les flux de trésorerie futurs. Un système qui dépend fortement de conditions météorologiques imprévisibles peut avoir un NPC plus élevé en raison des incertitudes liées à la production et à la rentabilité. L'équation de ce dernier est présentée comme suite :

$$NPC = \frac{CFT}{(1+r)^t - IV} \quad (2.21)$$

Avec :

CFT : Flux de trésorerie net à l'instant t

r : Taux d'actualisation

t : Période de temps (généralement mesurée en années)

IV : Coût initial ou la dépense initiale associée au projet

Le COE, NPC, IC, O&M, est le coût d'opération (OC) de système hybride pendant toute la durée de vie (25ans) sont présentes dans le tableau ci-dessus :

Tableau 2. 9. Évaluation de la viabilité financière

Paramètres économique	Cout (\$)
Capitale initiale (IC)	15 515
Maintenance & Opération (O&M)	5218
Cout d'opération (OC)	5104
Cout d'énergie (COE)	-0.0965
Cout net actuel (NPC)	-106 118

Ces données économiques indiquent que le projet de système hybride PV/Éolien est rentable avec un NPC négative, ce qui signifie qu'il génère des revenus nets sur sa durée de vie. Le COE négatif suggère que le projet est potentiellement très rentable par unité d'énergie produite. Enfin, le cout d'opération représente les coûts continus pour exploiter et maintenir le système, ce qui est essentiel pour évaluer la viabilité à long terme du projet.

La Figure 2.28 montre les conceptions optimales de systèmes d'énergies renouvelables basées sur l'énergie initialement extraite par l'emplacement de l'installation.

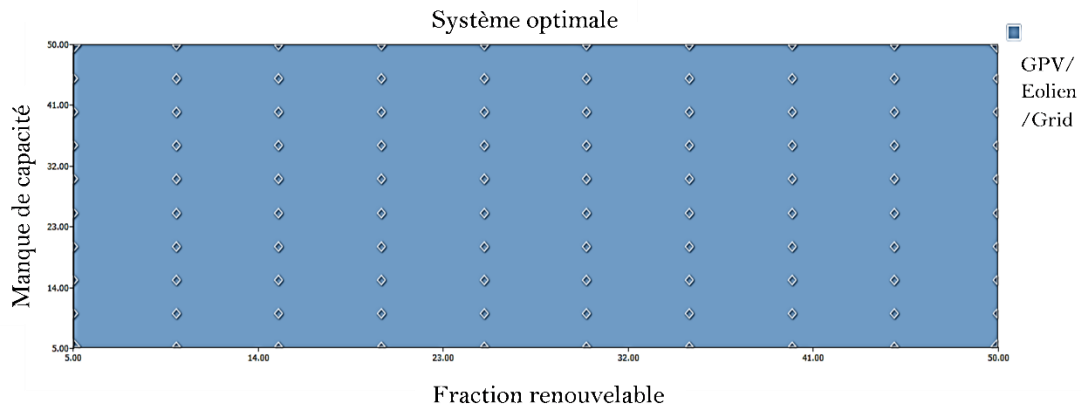


Fig 2. 27. Sensibilité du système aux variations des ressources renouvelables

Ces conceptions démontrent que le système PV/WT/Grid était la configuration optimale en termes de COE et NPC.

Finalement nous estimons que l'importance des variations réside également dans l'hybridation entre l'énergie solaire et éolienne. Lorsque l'un est faible, l'autre peut compenser. Par exemple, en cas de faible ensoleillement, le vent peut générer plus d'énergie, et vice versa. Cette hybridation permet de :

- lisser la production d'énergie globale
- réduire la dépendance à une seule source
- Éviter d'installer un system de stockage d'énergie qui amplifier le cout primaire
- améliorant ainsi la fiabilité du système.

Les variations dictent à quel point cette hybridation peut être efficace.

Effet du taux d'intérêt

Les taux d'intérêt sur le marché algérien sont influencés par une gamme de facteurs, parmi lesquels on peut citer l'inflation, la croissance économique, les politiques gouvernementales et les tendances financières mondiales. De plus, les coûts associés à l'énergie ainsi que le coût net du système PV/WT peuvent jouer un rôle indirect dans la fluctuation des taux d'intérêt en influençant les perspectives des investisseurs et les conditions économiques globales.

Le coût d'achat de l'énergie par le réseau est faible en Algérie, 0.0154 \$/kWh et 0.0163 \$/kWh pour le système PV et éolien successivement. Tandis que, les coûts de vente dans le réseau est importante 0.146\$/kWh pour GPV et 0.147\$/kWh pour l'éolien, ce qui rend les systèmes d'énergie renouvelable plus attractifs pour les investisseurs et les consommateurs. Actuellement, l'Algérie génère une quantité relativement faible de son électricité (3% ou 686 MW annuellement) à partir de sources renouvelables, notamment des systèmes solaires (448 MW), hydroélectriques (228 MW) et des éoliennes (10 MW). Le financement gouvernemental en Algérie permet aux agriculteurs d'emprunter à des taux réduits pour introduire des énergies renouvelables sur leurs exploitations. Cela pourrait encourager la demande pour ces systèmes, favorisant ainsi la croissance économique et créant de nouvelles opportunités d'investissement. Si cette tendance se maintient, cela pourrait conduire à une augmentation des taux d'intérêt à long terme.

Cependant, il est essentiel de reconnaître que les interactions entre les coûts de l'énergie, l'adoption des énergies renouvelables et les taux d'intérêt sont enchevêtrées et complexes. D'autres éléments, tels que la stabilité politique, l'évolution des infrastructures et les cadres réglementaires, exercent également une influence significative sur la configuration de la situation des investissements en Algérie.

En général, prédire la trajectoire des taux d'intérêt sur n'importe quel marché est complexe et nécessite une compréhension approfondie des dynamiques économiques, politiques et sociales en jeu. Bien que les coûts de l'énergie et les tendances des énergies renouvelables puissent être des facteurs importants, ils ne sont qu'une pièce d'un puzzle beaucoup plus vaste. D'autres éléments, tels que les politiques monétaires, les facteurs macroéconomiques et les conditions du marché financier, peuvent également influencer les taux d'intérêt de manière significative.

Le graphique de la Figure 2.30 illustre comment les changements dans la proportion des sources d'énergie renouvelable affectent le NPC et le COE. Lorsque les énergies renouvelables représentent de manière constante 50% de l'approvisionnement énergétique total, le coût de l'énergie et le coût net peuvent devenir nuisibles. Un coût de l'énergie négatif se produit lorsque le prix de gros de l'électricité chute en dessous de zéro en raison d'une surabondance d'électricité provenant de sources renouvelables. Un coût net négatif signifie que le coût de production de l'électricité est inférieur au prix de gros du marché, ce qui peut se produire lorsque les sources renouvelables ont des coûts d'exploitation faibles ou bénéficient de

subventions. Bien qu'un coût net négatif soit rare, il peut être bénéfique pour les fournisseurs et les clients d'électricité.

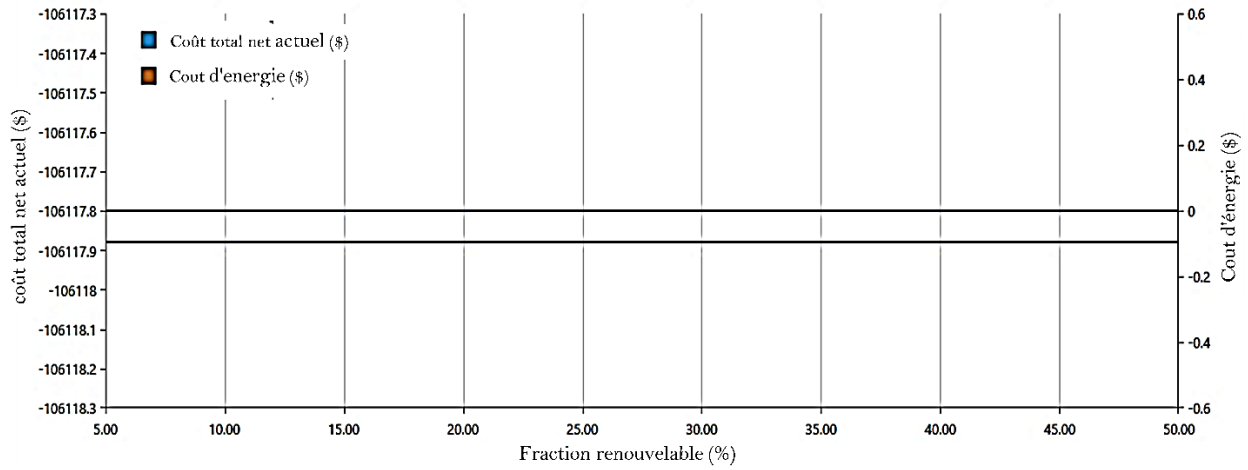


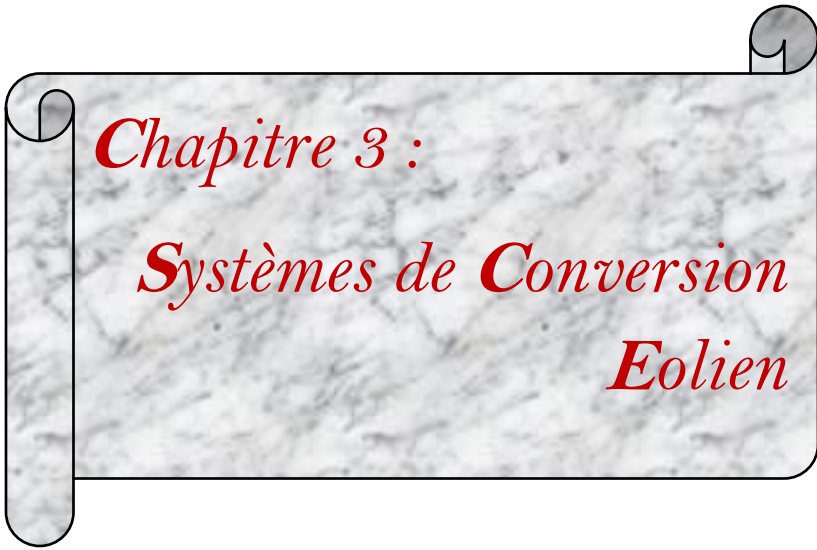
Fig. 2. 28. Sensibilité du NPC et du COE aux variations de la fraction renouvelable

5. Conclusion

En conclusion, cette étude a évalué les performances techniques et économiques de systèmes d'énergie renouvelable (PV/Eolien) pour les exploitations laitières du nord-ouest de l'Algérie. Les résultats ont montré que le générateur photovoltaïque connectés au réseau (GPV-BT), le système éolien connectés au réseau (WT-BT) et le système hybride d'énergie renouvelable « SHER » sont les configurations faussable dans le nord Algérien. Ce qui concerne notre étude la configuration la plus optimale la région de Tlemcen et le système hybride (PV/Eolien). L'utilisation de sources d'énergie renouvelable dans l'agriculture laitière est techniquement et économiquement réalisable, et l'intégration d'énergie propre dans l'équilibre énergétique de l'exploitation peut contribuer à une production d'électricité plus écologique et à la réduction de la surcharge électrique. Les résultats de l'étude ont des implications significatives pour la politique énergétique de l'Algérie, et les approches proposées ont le potentiel d'être plus rentables en augmentant le nombre de bovins laitiers et l'approvisionnement en lait.

Cette étude contribue de manière significative à la littérature sur les systèmes d'énergie renouvelable pour les exploitations laitières du nord-ouest de l'Algérie en comblant une lacune dans les recherches existantes et en présentant une méthode précise pour prévoir la demande d'énergie et sélectionner le système d'énergie renouvelable le plus approprié. Dans leur ensemble, les conclusions de cette étude mettent en évidence les bénéfices envisageables de l'intégration de sources d'énergie renouvelable dans le contexte de l'agriculture laitière en Algérie. Ces avantages englobent la diminution de la dépendance aux énergies fossiles, la contribution à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, ainsi que l'amélioration de la viabilité économique à long terme. Malheureusement le succès de système renouvelables dépend la disponibilité des énergies primaire (l'ensoleillement, la vitesse du vent) qui

pouvons affecte le cout d'énergie, ce qui peut augmenter le prix de revient d'investissements. Nous proposons dans les chapitres suivants plusieurs techniques de contrôle pour améliorer l'exploitation d'énergie dans la chaîne photovoltaïque et éolienne.



Chapitre 3 : Systèmes de Conversion Eolien

Ce chapitre se concentre sur les systèmes éoliens et leurs composants, fournissant une vue d'ensemble complète du domaine. Il commence par des généralités sur les systèmes éoliens, couvrant leur histoire, leur développement actuel, et les différents types d'aérogénérateurs. Ensuite, il explore la chaîne de conversion éolienne, détaillant la constitution d'une éolienne à axe horizontal, ainsi que les technologies des systèmes éoliens, avec un intérêt particulier pour les systèmes hybrides. De plus, il explique les principes physiques de la conversion d'énergie éolienne et aborde également le choix d'un site éolien. Par la suite, il examine la régulation de la puissance d'une éolienne, tant sur le plan mécanique qu'électrique, en incluant le contrôle par angle de calage variable (pitch control). Ensuite, le focus se déplace vers le contrôle artificiel de l'angle de calage variable (pitch control), avec une modélisation mathématique, une évaluation des contrôleurs en termes de performances électriques, et la discussion de différentes stratégies de contrôle. Enfin, il se termine par une évaluation de la précision de commande et de la robustesse aux perturbations, notamment lors des chutes de tension du réseau, avec une analyse des performances lors de perturbations de tension du réseau.

Chapitre 3 : Systèmes de conversion éolien

1. Généralités sur les systèmes éoliens

1.1 Introduction

Depuis de nombreuses années, l'énergie éolienne a trouvé son utilité dans les fermes pour moulinier les grains ou pomper l'eau à l'aide des moulins à vent. Le concept sous-jacent est de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. De nos jours, cette idée est mise en œuvre dans le domaine de l'alimentation en utilisant des aérogénérateurs pour convertir l'énergie mécanique en énergie électrique. L'intérêt renouvelé pour l'énergie éolienne depuis les années 1970 est motivé par deux considérations majeures. D'une part, la préservation de l'environnement et les économies en combustibles fossiles qui en découlent. D'autre part, les avancées technologiques rendent la conversion de cette énergie de plus en plus rentable, ce qui place son utilisation en concurrence économique avec les sources traditionnelles de puissance similaire.

Malgré l'atteinte d'une certaine maturité technique pour les aérogénérateurs, la technologie qui les sous-tend continue d'évoluer. Les éoliennes de dernière génération fonctionnent désormais avec une vitesse variable. Cette approche apporte d'importants avantages, notamment l'amélioration du rendement énergétique, la réduction des contraintes mécaniques et l'optimisation de la qualité de l'énergie électrique produite, par opposition aux éoliennes à vitesse constante. Ce progrès est largement attribué au développement des convertisseurs électroniques, qui permettent un contrôle de la vitesse de rotation des éoliennes en temps réel. Étant donné que le vent est une force aléatoire et fortement changeante, les fluctuations de puissance dues aux variations du vent constituent la principale perturbation dans la chaîne de conversion éolienne.

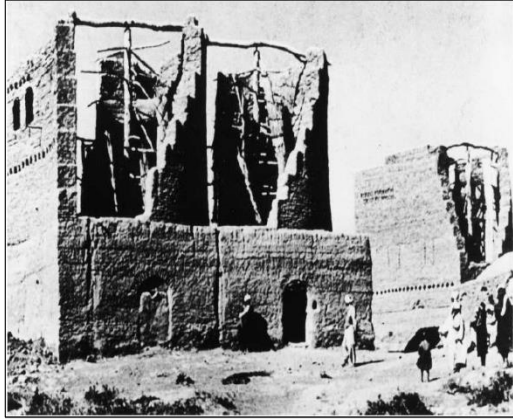
En conséquence, les éoliennes sont souvent perçues comme des sources de puissance à variation. Lorsqu'elles sont connectées au réseau électrique, les générateurs éoliens ne dictent pas l'amplitude de la tension et ne contrôlent pas la relation entre la puissance et la fréquence. Autrement dit, elles ne contribuent pas aux fonctions systémiques, ce qui aggrave les perturbations de la stabilité des réseaux à mesure que leur taux d'intégration augmente. Grâce à l'intégration de l'électronique de puissance, de nouvelles technologies ont émergé pour optimiser cette production d'énergie.

1.2 Un peu d'histoire

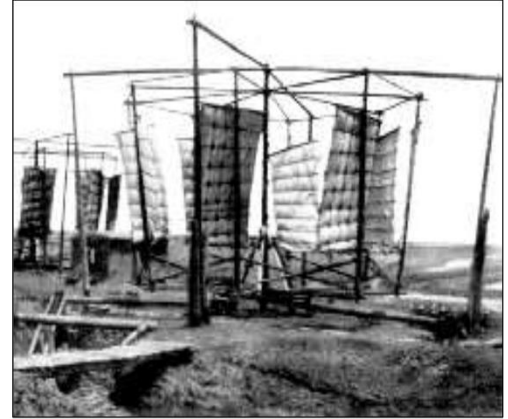
Depuis des millénaires, l'énergie éolienne est mise à profit. Les débuts de cette utilisation remontent à l'époque antique avec les premiers moulins à vent, qui servaient à moulinier des céréales et à puiser de l'eau. Ces structures étaient répandues dans les régions où les vents soufflaient généreusement, telles que la Perse (actuel Iran) et la Chine, vers le deuxième millénaire avant notre ère.

À mesure que les années passaient, les moulins à vent trouvaient leur place dans d'autres coins du globe, principalement en Europe, où leur adoption s'intensifia durant l'ère médiévale. Fabriquées

fréquemment à partir de bois, ces structures servaient à une variété de fonctions, allant de la mouture des grains à la création d'énergie mécanique, en passant par l'extraction d'eau des puits, et même à l'assèchement des terres par le pompage d'eau [1].



(a) Les Moulins à Grain en Afghanistan en 1977



(b) Pompage de l'eau en Chine

Figure 3. 1. La naissance des premiers ancêtres des moulins [1]

Au cours du 19e siècle, un tournant majeur dans l'exploitation de l'énergie éolienne a été marqué par l'introduction de la dynamo. Cette innovation a rendu possible la transformation de l'énergie du vent en énergie électrique en capturant son mouvement cinétique. Cette avancée a pavé la route vers une ère nouvelle pour l'énergie éolienne. Les débuts des systèmes éoliens de production d'électricité remontent aux années 1880, lorsque des prototypes préliminaires ont vu le jour en Écosse et aux États-Unis.



(a) Danemark : Moulin à vent



(b) Grec : Tour-moulin à vent



(c) Allemagne : Moulin à vent



(d) États-Unis : Moulin à vent

Figure 3. 2. Exemples de moulins à vent [1]

Cependant, avec l'essor des combustibles fossiles, l'énergie éolienne a été progressivement reléguée au second plan pendant une grande partie du 20^e siècle. Ce n'est qu'à partir des années 1970 que l'énergie éolienne a commencé à regagner en popularité, en réaction aux crises pétrolières et à une prise de conscience croissante de l'impératif des énergies renouvelables. Au cours des décennies récentes, les avancées technologiques dans la conception des éoliennes ont donné lieu à une nette amélioration de leur rendement et de leur robustesse. Les éoliennes modernes se composent essentiellement d'un mât élancé soutenant des pales en rotation. Dès que le vent souffle, ces pales se mettent en mouvement et actionnent un générateur qui transforme cette énergie cinétique en électricité.

De nos jours, l'énergie éolienne s'est hissée au rang des sources d'énergie renouvelable les plus prépondérantes et les plus porteuses d'avenir. Son exploitation à grande échelle s'étend à de nombreux pays, apportant sa pierre à l'édifice de la réduction des émissions de gaz à effet de serre et de la transition vers une économie plus respectueuse de l'environnement. Par ailleurs, la croissance vertigineuse de l'énergie éolienne s'est matérialisée par la mise en place de parcs éoliens en haute mer, capitalisant sur les vents puissants des zones côtières éloignées. Ces parcs marins jouent un rôle primordial dans la génération d'énergie renouvelable et dans la bataille contre les bouleversements climatiques.

En résumé, l'histoire de l'éolienne remonte à plusieurs milliers d'années, des moulins à vent traditionnels aux éoliennes modernes génératrices d'électricité. Elle a connu des périodes de développement et de déclin, mais l'énergie éolienne est aujourd'hui une composante assenti [2].

1.3 Développement de l'éolien

À la suite des perturbations suscitées par les chocs pétroliers de 1973 et 1979, qui ont incité à explorer des sources énergétiques alternatives, et avec la réduction des réserves mondiales d'hydrocarbures ainsi que la croissante inquiétude face à une pollution préjudiciable à l'environnement, l'énergie éolienne émerge de nouveau au cœur des préoccupations et entame une expansion fulgurante [3].

Années 1970 : La genèse contemporaine de l'énergie éolienne trouve ses racines dans les années 1970. L'impact de la crise pétrolière de 1973 a stimulé un intérêt grandissant pour les solutions énergétiques alternatives, dont l'énergie éolienne. Des nations telles que les États-Unis, le Danemark et l'Allemagne ont amorcé des investissements substantiels dans la recherche et l'innovation dédiées à l'exploitation de l'énergie éolienne.

Années 1980 : Au cours des années 1980, l'énergie éolienne a connu une croissance significative, alimentée par des avancées technologiques et des politiques de soutien. Les turbines éoliennes ont été améliorées en termes de taille, de conception et d'efficacité. Des parcs éoliens ont commencé à apparaître, notamment au Danemark, qui est devenu un leader mondial de l'énergie éolienne à cette époque.

Années 1990 : Pendant les années 1990, plusieurs nations ont élaboré des mesures incitatives afin de soutenir le développement de l'énergie éolienne. L'Allemagne a mis en œuvre des systèmes de rachat d'électricité éolienne à tarifs garantis, déclenchant une croissance significative de cette industrie sur son sol. D'autres pays européens, dont l'Espagne et le Royaume-Uni, ont emboîté le pas en entreprenant d'importants investissements dans le domaine de l'énergie éolienne, à la suite de cet exemple.

Années 2000 : Le 21^e siècle a amorcé une progression fulgurante pour l'énergie éolienne. Des percées technologiques ont facilité la conception d'éoliennes aux dimensions et à la puissance accrues, conférant ainsi un rendement substantiellement accru. De multiples nations ont opté pour des politiques de soutien d'envergure, propices à l'essor des parcs éoliens sur terre.

Années 2010 et au-delà : Au cours de la dernière décennie, l'énergie éolienne a poursuivi son expansion dynamique à travers le globe. Les parcs éoliens en mer ont gagné en popularité, tirant profit des vents plus soutenus et constants en milieu marin. D'importants projets ont vu le jour dans des pays tels que le Royaume-Uni, l'Allemagne, les Pays-Bas et la Chine.

De nos jours, l'énergie éolienne occupe une place prépondérante parmi les sources d'énergie renouvelable, et elle ne cesse de croître. Les coûts associés à cette énergie ont significativement diminué au fil du temps, la rendant de plus en plus compétitive face aux combustibles fossiles. De nombreux pays se sont fixés des objectifs ambitieux en matière d'énergie éolienne et travaillent à l'expansion de leur capacité dans ce domaine, dans le but de concrétiser leurs engagements envers la réduction des émissions de carbone. L'industrie éolienne joue un rôle clé dans la transition vers une économie durable et dans la lutte contre les dérèglements climatiques, en fournissant une source d'énergie propre et renouvelable.

1.4 Situation actuelle

L'état actuel de l'énergie éolienne à l'échelle planétaire est source d'encouragement indéniable. La capacité mondiale déployée dans le secteur éolien a enregistré une croissance notable ces dernières années. D'après les données émanant de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la capacité d'énergie éolienne installée a franchi le cap des 739 gigawatts (GW) à la clôture de l'année 2021. Cette avancée représente un bond substantiel comparativement aux périodes antérieures.

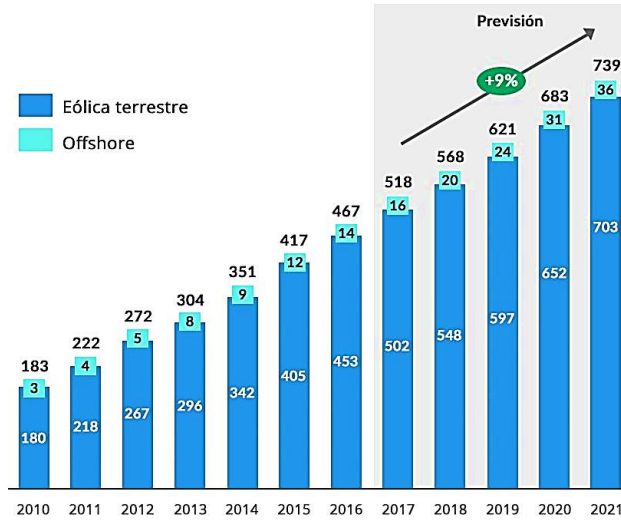


Figure 3. 3. L'évolution de la capacité éolienne dans le monde [4]

L'énergie éolienne se positionne parmi les domaines énergétiques enregistrant la progression la plus fulgurante à l'échelle mondiale. Les investissements alloués à l'énergie éolienne ont connu une croissance constante, tandis que de nombreuses nations ont mis en œuvre des politiques et des dispositifs d'encouragement pour stimuler son expansion. Les parcs éoliens, qu'ils soient à terre ou en mer, se multiplient et gagnent en ampleur de manière croissante.

La Chine se positionne actuellement en tant que chef de file mondial dans le secteur de l'énergie éolienne, exhibant la plus vaste capacité installée, représentant approximativement 40% du total mondial. Les États-Unis occupent la seconde place, talonnés de près par l'Allemagne et l'Inde. D'autres nations telles que le Royaume-Uni, le Danemark et l'Espagne s'illustrent également comme des acteurs d'importance au sein de l'industrie éolienne. Parallèlement, l'énergie éolienne en mer (offshore) gagne du terrain et revêt une importance grandissante. Les parcs éoliens en mer incarnent un potentiel gigantesque en tirant parti des vents puissants et constants présents en milieu océanique., l'Allemagne, les Pays-Bas et le Royaume-Uni se distinguent par la réalisation d'ambitieux projets éoliens en mer, tout en continuant d'investir dans cette technologie.

L'Algérie, pour sa part, n'a pas encore exploité pleinement le potentiel de l'énergie éolienne, malgré les abondantes ressources éoliennes disponibles [4]. Cependant, cette ressource inexploitée pourrait devenir un avantage majeur, permettant à l'Algérie de devenir un fournisseur d'énergie électrique notable. Des progrès initiaux ont déjà été enregistrés par le groupe Sonelgaz le 13 décembre 2010, avec l'érection de la première ferme éolienne de Kabertène à Adrar, affichant une capacité totale de 10 MW (figure 3.4). Le 8 juin 2014, douze éoliennes, dotées d'une puissance unitaire de 0,85 MW, ont été mises en opération dans ce parc [4].



Figure 3. 4. Énergie verte à Kabertène (Adrar) : La Ferme Éolienne de 10 MW [5]

Il est à noter que la première ferme éolienne d'Adrar, qui se distingue à l'échelle nationale, présente une capacité de 10 mégawatts. Occupant une surface de 30 hectares dans la zone de Kabertène, à 72 kilomètres au nord de la wilaya d'Adrar, cette installation comporte 12 éoliennes, chacune ayant une puissance de 850 kW. Au total, la puissance cumulée de la ferme atteint 10,2 MW, dont six éoliennes ont été réceptionnées en juin 2014. Les turbines mises en œuvre dans ce parc sont du modèle « G52/850/50-60Hz », fournies par le constructeur espagnol GAMESA, et équipées de générateurs asynchrones à double alimentation (GADA). Cette région connaîtra également la réalisation de huit nouvelles centrales électriques exploitant les énergies renouvelables, pour une production totale excédant 270 mégawatts. De plus, deux autres fermes éoliennes, chacune d'une capacité de 20 MW, sont en projet. Des études seront menées pour localiser les sites propices en vue de la concrétisation d'autres projets dans la période allant de 2016 à 2030, avec une capacité globale d'environ 1,7 GW [5].

Le potentiel éolien en Algérie présente des variations en fonction de la localisation géographique. Au nord du pays, les vents affichent une vitesse moyenne modérée (1 à 4 m/s), avec des microclimats se formant autour de villes telles qu'Oran, Annaba, sur les hauts plateaux et à Biskra. Vers le sud, la vitesse moyenne des vents dépasse les 4 m/s, particulièrement dans le sud-ouest, où les vents excèdent les 6 m/s dans la région d'Adrar [6].

L'urgence est palpable pour plusieurs pays désireux de respecter leurs engagements d'ici 2020. Cependant, à moyen et long terme, les perspectives de croissance pour le secteur demeurent alléchantes. D'après, une capacité mondiale excédant 500 GW devrait être atteinte d'ici 2016, et la possibilité d'atteindre environ 1 000 GW (soit 1 TW) d'ici 2020 est envisageable. En parallèle, prévoit que l'énergie

éolienne constituera 12% de la production électrique mondiale d'ici 2020, et cette part pourrait s'élever à plus de 20% d'ici 2040 [6].

1.5 Différents types d'aérogénérateurs

Une diversité de solutions techniques s'offre pour capturer l'énergie éolienne. On distingue deux types de turbines : les éoliennes à axe vertical (voir annexe 3.1), également appelées VAWT (Vertical Axis Wind Turbine) en anglais, et les éoliennes à axe horizontal, désignées par l'acronyme HAWT « Horizontal Axis Wind Turbine » [7].

1.5.1 Eoliennes à axe horizontal « HAWT »

Les éoliennes à axe horizontal reposent sur l'héritage technologique des moulins à vent traditionnels. Elles se composent de plusieurs pales profilées de manière aérodynamique, évoquant les ailes d'un avion. Cependant, ici, la portance n'est pas mise en œuvre pour maintenir un avion en vol, mais pour engendrer un couple moteur entraînant la rotation. La majorité des éoliennes déployées fonctionnent selon un axe horizontal (voir Figure 3.5). Ce choix présente divers avantages, tels qu'une vitesse d'amorçage (Cut-in) réduite et un coefficient de puissance relativement élevé. Cependant, l'emplacement requis pour la boîte de vitesses (multiplicateur) et le générateur en haut de la tour engendre des problématiques mécaniques et financières. De plus, un mécanisme supplémentaire pour l'orientation des pales en direction du vent s'avère indispensable. En pratique, la grande majorité des éoliennes déjà installées ou destinées à l'avenir sont du type tripale. Ce choix garantit une plus grande stabilité, car la charge aérodynamique demeure relativement uniforme, et engendre le coefficient de puissance le plus élevé actuellement (près de 0,48).

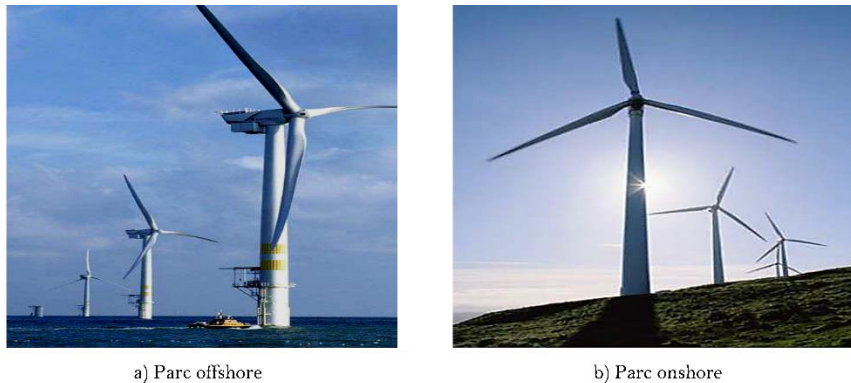


Figure 3. 5. Exemples des éoliennes horizontales [7]

Selon leur positionnement par rapport au vent, les HAWT peuvent être classées en deux catégories : celles en "amont" (up-Wind) et celles en "aval" (down-Wind). La figure 3.6 illustre ces deux types. Dans le premier cas, le rotor est orienté face au vent, ce qui réduit considérablement le phénomène d'"ombre de la tour" (Tower shadow), puisque le flux d'air atteint le rotor sans entrave. Cependant, un mécanisme d'orientation est nécessaire pour maintenir en permanence le rotor face au vent. Les éoliennes à rotor en

aval n'exigent pas ce mécanisme, mais le rotor est placé de l'autre côté de la tour. Par conséquent, des contraintes asymétriques peuvent peser sur les pales lorsqu'elles passent dans l'ombre de la tour. Parmi ces deux configurations, les éoliennes en amont demeurent largement prépondérantes.

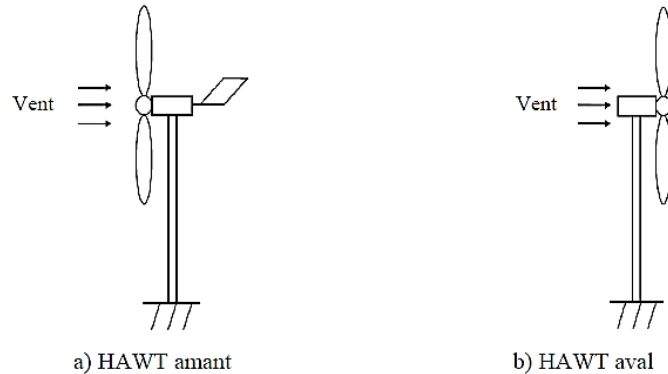


Figure 3. 6. Différences entre les configurations des éoliennes en amont et en aval [7]

Face à l'évolution actuelle et à la demande grandissante d'alimentation électrique du réseau, les fabricants et les chercheurs concentrent leurs efforts sur la conception d'éoliennes de plus en plus puissantes, impliquant par conséquent des dimensions accrues, tel que le montre la figure 3.7.

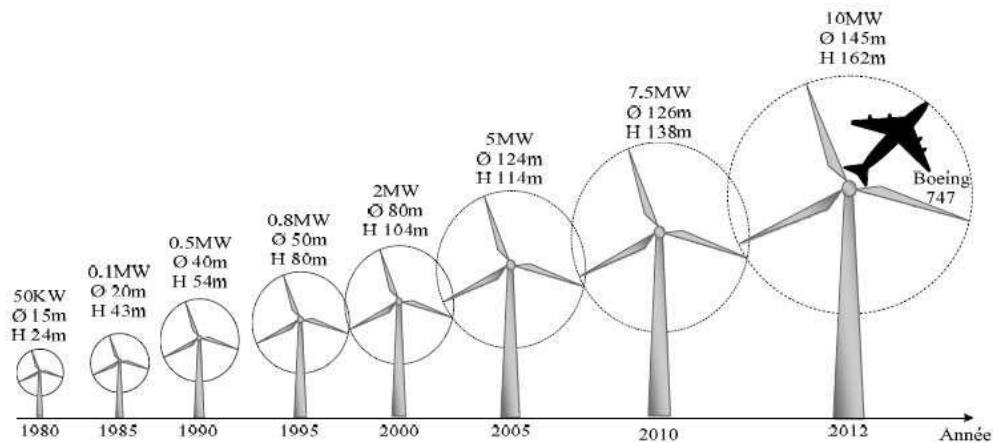


Figure 3. 7. Évolution de la taille des aérogénérateurs éoliens [7]

Afin d'exploiter au mieux la puissance du vent, l'objectif est de permettre à l'hélice de couvrir une zone où la vitesse du vent est à son maximum. C'est pourquoi les éoliennes sont installées en hauteur, échappant ainsi aux effets de ralentissement induits par la proximité du sol.

1.6 Chaîne de conversion éolienne

Un aérogénérateur, plus familièrement désigné comme éolienne, est un dispositif de conversion d'énergie. Son rôle majeur consiste à transformer l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Ce système est connu sous le nom d'anglais "Wind Energy Conversion Systems" (WECS) (voir Figure 3.7).

Les composants qui le composent sont conçus pour optimiser cette conversion énergétique. Globalement, une harmonie adéquate entre les caractéristiques de couple et de vitesse de la turbine et de la génératrice électrique se révèle essentielle [8].

1.6.1 Constitution d'une éolienne à axe horizontale

Bien que sa simplicité apparente puisse tromper, la turbine éolienne est en réalité un système complexe qui englobe des domaines aussi variés que l'aérodynamique, le génie civil, la mécanique, l'ingénierie de contrôle et l'électricité. Le concept technologique contemporain de l'éolienne moderne repose sur un design à axe horizontal avec trois pales, ce qui est illustré en détail dans la figure 3.8.

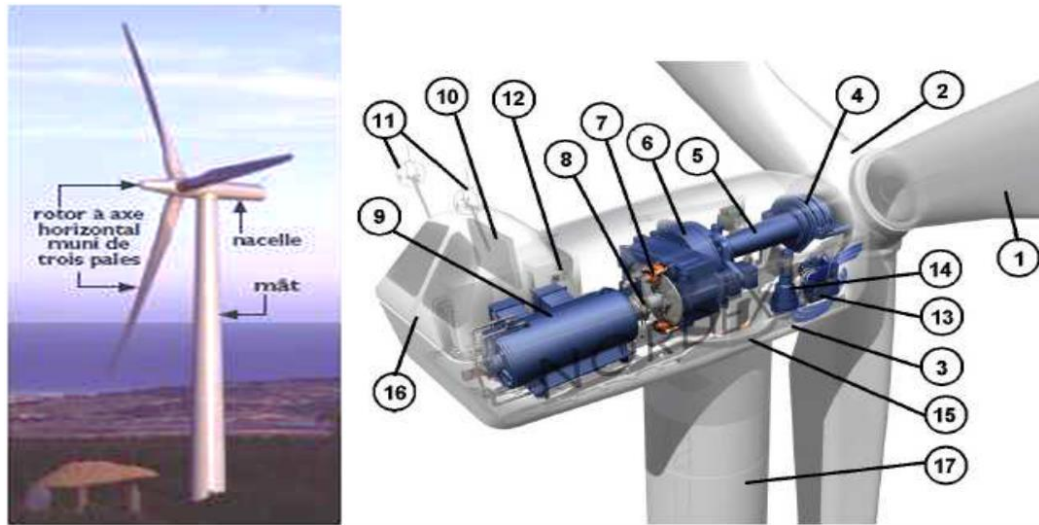


Figure 3. 8. Différentes parties d'une éolienne NORDEX N60 [8]

- 1 : Pales fabriquées à partir d'un composite de fibre de verre, profil de type décrochage.
- 2 : Moyeu du rotor conçu en fonte.
- 3 : Structure de la turbine réalisée en fonte ductile ou en acier soudé galvanisé à chaud.
- 4 : Paliers du rotor équipés de doubles rangées de billes.
- 5 : Arbre lent du rotor en acier de haute résistance.
- 6 : Multiplicateur de vitesse à trois étages, composé d'un train épicycloïdal et de deux trains parallèles.
- 7 : Système de freinage à disque installé sur l'arbre rapide, avec indicateur d'usure.
- 8 : Liaison souple entre le multiplicateur et la génératrice.
- 9 : Génératrice (800/2000 kW) de type asynchrone, refroidie par eau.
- 10 : Radiateur de refroidissement intégré au système multiplicateur-génératrice.
- 11 : Système de mesure du vent comprenant un anémomètre et une girouette.
- 12 : Système de contrôle surveillant et pilotant la turbine.
- 13 : Système hydraulique assurant le fonctionnement des freins d'extrémité de la pale et de l'orientation.
- 14 : Mécanisme d'orientation de la tourelle actionné par deux trains d'engrenages.
- 15 : Paliers du système d'orientation équipés de freins à disque.
- 16 : Capot de la nacelle fabriqué à partir d'une structure acier recouverte de composite en fibre de verre.
- 17 : Tour tubulaire en acier (avec plusieurs hauteurs disponibles).

Toutefois, une éolienne conventionnelle se compose principalement de trois éléments majeurs : les pales (généralement entre 1 et 3), la nacelle et la tour. Chaque composant nécessite une analyse approfondie et une modélisation précise afin d'améliorer le rendement global, garantir la fiabilité du système et maintenir un coût d'investissement abordable. Les composantes clés d'une éolienne englobent [9] :

Tour

Le mât ou la tour est habituellement constitué d'un tube en acier ou en béton, voire parfois d'une structure en treillis métallique. Son emplacement optimal est en hauteur, afin de minimiser les perturbations à proximité du sol. Le mât prend la forme d'un cône tronqué, à l'intérieur duquel sont agencés les câbles de transport d'électricité, les composants de contrôle, les dispositifs de liaison au réseau électrique, ainsi que l'échelle d'accès à la nacelle (consultez la figure 3.9).



Figure 3. 9. Décryptage des éléments électroniques logés à l'intérieur de la tour éolienne [9]

Rotor

L'élément se compose des pales et du moyeu, formant ainsi la partie rotative essentielle de l'éolienne. Le rotor, animé par la puissance du vent, se trouve connecté directement ou indirectement – par l'intermédiaire d'une boîte de vitesses – au mécanisme qui exploitera l'énergie capturée. Pour les éoliennes conçues en vue de générer de l'électricité, le nombre de pales varie généralement de 1 à 3, le concept de rotor à trois pales (provenant du Danemark) étant le plus courant, car il réussit à trouver l'équilibre idéal entre l'effort mécanique, la production sonore, les vibrations, le coût, et la vitesse de rotation, en particulier pour les turbines éoliennes de grande taille.

À l'heure actuelle, l'utilisation prédominante de matériaux composites tels que la fibre de verre et plus récemment la fibre de carbone trouve son fondement dans leur association de légèreté et de solide résistance mécanique. L'illustration de la figure 3.10 dépeint le processus de transport des pales d'une éolienne d'une puissance de 1,5 MW.



Figure 3. 10. Logistique du transport des pales pour un aérogénérateur de 1.5 MW [9]

Nacelle

La nacelle joue un rôle similaire à celui d'une salle des machines à l'intérieur d'une éolienne. Elle réunit les divers composants mécaniques qui établissent la connexion entre le rotor et la production électrique : multiplicateur, roulements et arbres. De plus, elle intègre un frein à disque prévu pour les situations de surcharge. Un générateur, souvent de type asynchrone, ainsi que des systèmes pour orienter les pales et ajuster la nacelle, sont également inclus. Le système de refroidissement, l'anémomètre et l'électronique de gestion sont aussi des composantes essentielles. L'assemblage de ces éléments est réalisé en extérieur, comme illustré dans la figure 3.11, qui présente une section de la nacelle avec l'arbre mécanique, le multiplicateur et la bague de fixation du moyeu.



Figure 3. 11. Vue du ciel : Montage de la nacelle d'une éolienne en Action [9]

Multiplicateur

Lorsque les rotors présentent un diamètre supérieur à 5 mètres, leurs vitesses de rotation deviennent insuffisantes pour entraîner directement un alternateur classique. Par conséquent, il devient impératif d'insérer un multiplicateur (connu sous le nom de boîte de vitesse élévatrice) entre l'aéromoteur et l'alternateur, afin d'ajuster la vitesse de rotation de l'aéromoteur à celle du générateur (comme illustré dans la figure 3.12.a). Les boîtes de vitesses à engrenages sont fabriquées de deux manières distinctes. La première option est l'arbre parallèle ou le système d'engrenages simple (figure 3.12.b), tandis que l'autre est le train planétaire ou épicycloïdal (figure 3.12.c).

Bien que l'adaptation de boîtes de vitesses provenant d'autres types de machines aux éoliennes soit envisageable, ces boîtes de vitesses sont soumises à des contraintes spécifiques qui ne se retrouvent pas toujours dans d'autres applications. En conséquence, un dimensionnement spécifique est fréquemment requis [9].

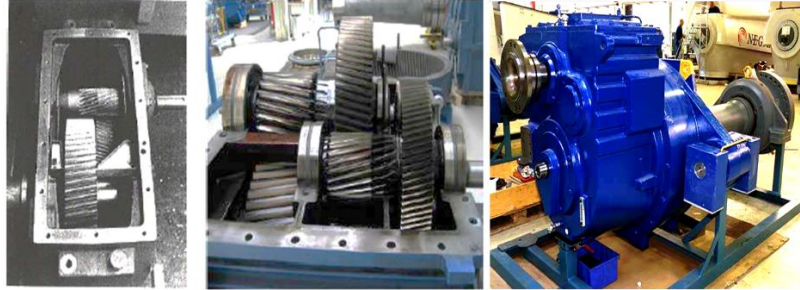


Figure 3. 12. Transformateur de vitesse : Le multiplicateur dans le monde des éoliennes [9]

Néanmoins, l'inclusion de ces multiplicateurs engendre des défis majeurs, incluant des problèmes de vibrations, une production sonore notable et des charges de maintenance conséquentes.

Génératrice

Le deuxième stade de conversion de l'énergie éolienne (mécanique-électrique) s'effectue au niveau des générateurs. Trois catégories majeures de turbines éoliennes se distinguent par leur technologie de générateur et leur approche de régulation, visant à éviter les excès de charge lors de vents dépassant la vitesse nominale. De plus, les éoliennes se répartissent en deux catégories en fonction du type de machine électrique utilisée : celles à vitesse fixe et celles à vitesse variable [9].

Les technologies génératrices divergent en :

- Le générateur asynchrone à cage d'écureuil, également appelé « GAS ».
- Le générateur asynchrone à rotor bobiné à double alimentation, noté GADA.
- Le générateur synchrone à rotor bobiné, désigné sous le nom « GSRB », avec versions à aimants permanents, connues sous le nom de « GSAP ».

1.7 Technologies des systèmes éoliens

Deux technologies fondamentales caractérisent les éoliennes : celles à vitesse fixe (FSWT : Fixed Speed Wind Turbine) (voir Annex 3.2) et celles à vitesse variable (VSWT : Variable Speed Wind Turbine). La section à venir propose une vue d'ensemble relativement générale sur le fonctionnement de éolienne à vitesse variables [10].

1.7.1 Eoliennes à vitesse variable « VSWT »

Les éoliennes à vitesse modulable ont été développées avec l'objectif initial d'améliorer l'efficacité de la conversion d'énergie en ajustant la vitesse de rotation de la turbine en fonction de la force du vent. Plusieurs études ont souligné l'utilité de ce concept pour les éoliennes en termes de performance

énergétique, y compris dans le domaine des petites éoliennes [11]. Même si l'incorporation de composants électroniques de puissance et de mécanismes de contrôle supplémentaires ajoute un coût initial en raison de cette approche, le surplus de production qui en résulte compense largement ces dépenses. À l'heure actuelle, les éoliennes de haute puissance qui sont connectées aux réseaux électriques moyenne tension opèrent en utilisant ce principe de vitesse variable. L'adoption de ce mode de fonctionnement, rendu faisable grâce aux avancées dans les convertisseurs statiques et leurs systèmes de gestion, implique un coût initial plus élevé. Cependant, les avantages en termes de rendement et de coûts de production sont considérables. Voici une brève présentation des deux types de machines les plus couramment employées dans le contexte des éoliennes à vitesse modulable :

Eolienne à base d'une MADA

Au cours des années, la machine asynchrone à double alimentation (MADA) a connu une utilisation répandue dans les applications d'entraînement à vitesse variable. Dans le cas des éoliennes qui emploient cette machine comme générateur (GADA), le stator est directement couplé au réseau électrique, tandis que le rotor est également raccordé au réseau, mais par l'intermédiaire d'une interface sophistiquée composée de deux convertisseurs statiques distincts, comme illustré dans la figure 3.13 [11].

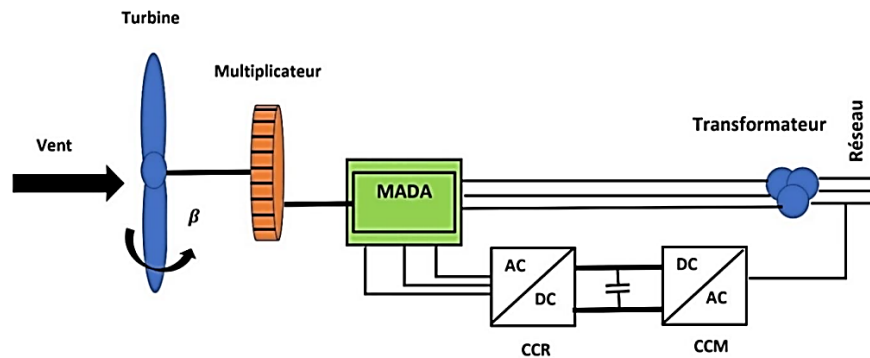


Figure 3. 13. La technologie de GS à double alimentation [11]

Cette plateforme offre la possibilité de partiellement désynchroniser la vitesse de rotation du rotor de la fréquence du réseau électrique. Ce dispositif sera intégré dans les étapes à venir de cette thèse. Dans le contexte des générateurs fondés sur des machines asynchrones, la disparité entre la vitesse mécanique du rotor (Ω_g) et la vitesse de synchronisation (Ω_s) dictée par la fréquence du réseau, est caractérisée par le coefficient de glissement (g), qui peut être exprimé comme suit [12] :

$$g = (\Omega_s - \Omega_g) / \Omega_s \quad (3.1)$$

Le système de balais-bagues offre un moyen d'accès au circuit du rotor. Par conséquent, la puissance qui traverse le circuit du rotor devient modulable, ce qui permet de distinguer deux modes de fonctionnement distincts :

- Lorsque la vitesse mécanique dépasse la vitesse synchronique ($\Omega g > \Omega_s$), cela entraîne un glissement négatif ($g < 0$). En conséquence, un mode de fonctionnement hyper-synchrone est engagé, où la puissance est prélevée du circuit du rotor et injectée dans le réseau via les convertisseurs de puissance.
- En revanche, si $\Omega g < \Omega_s$, le glissement adopte une valeur positive ($g > 0$). Cela résulte en un fonctionnement hypo-synchrone, faisant circuler la puissance du réseau vers le circuit du rotor.

Une fluctuation de vitesse comprise entre $\pm 30\%$ (équivalant à la valeur du coefficient de glissement g) autour de la vitesse de synchronisation est tolérée. Cette variation a pour conséquence de restreindre la quantité de puissance circulant dans le circuit du rotor ($|g.P_s|$). Étant donné que seule une portion de la puissance est sujette à des variations, la conception de la chaîne de conversion électronique est calibrée pour une puissance moindre (équivalente à 30% de la puissance nominale de la machine), ce qui se traduit par une réduction des coûts.

La représentation graphique dans la figure 3.14 illustre les régions de performance typiques enregistrées à partir d'une éolienne à vitesse variable de 1,5 MW qui repose sur une génératrice asynchrone à double alimentation (GADA) [12][13].

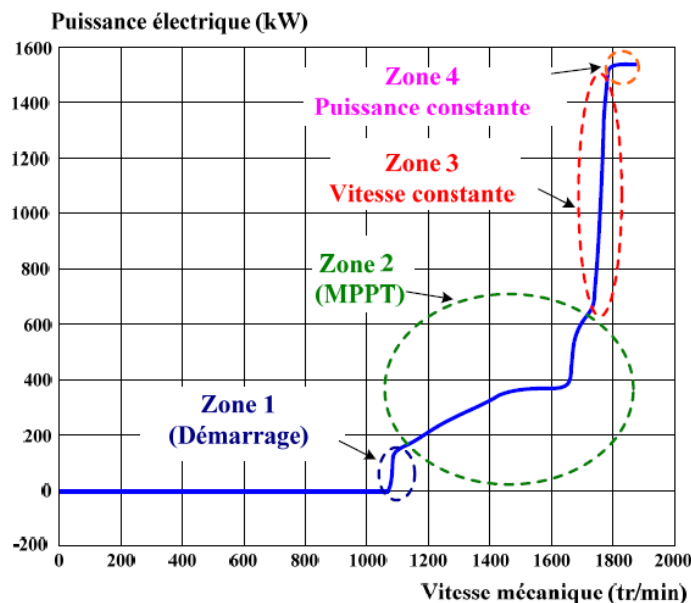


Figure 3. 14. Analyse des secteurs de régulation de la MADA [13]

Zone 1 : Lancement de l'Éolienne

Cette phase débute dès que la vitesse atteint 1050 tr/min, marquant le commencement de la production d'énergie éolienne.

Zone 2 : Maximisation de la Production

Dans cette section, l'algorithme MPPT orchestre une extraction optimale de la puissance, en imposant un couple de référence pour ajuster la vitesse mécanique de la génératrice à la vitesse du vent. L'angle d'orientation des pales (généralement nul) est maintenu constant pendant ce processus.

Zone 3 : Stabilité Mécanique et Hyper-synchronisme

La zone 3 maintient une vitesse mécanique quasi-constante autour de 1750 tr/min. Cette vitesse est maintenue en ajustant l'angle d'orientation des pales ou via une régulation en boucle fermée, facilitant ainsi un fonctionnement hyper-synchrone. Dans ce scénario, la puissance transmise au réseau est proportionnelle au couple (issu de la force éolienne) appliqué.

Zone 4 : Limitation de la Puissance

Dans cette dernière zone, le système d'orientation des pales limite la production à sa valeur maximale de 1550 kW.

Eolienne à base d'une MAS

Les turbines éoliennes qui reposent sur des générateurs asynchrones à rotor bobiné présentent un inconvénient majeur, nécessitant la mise en place d'un système de bagues, de balais et d'un mécanisme de multiplication de la vitesse, ce qui engendre des coûts de maintenance considérables, notamment pour les projets en mer situés dans des environnements salins. Pour résoudre ce problème, plusieurs fabricants ont conçu des éoliennes en utilisant des générateurs synchrones à grand nombre de paires de pôles, directement couplés à la turbine (voir schéma 3.15). Cette configuration élimine le besoin d'un mécanisme de multiplication de la vitesse (connu sous le nom de fonctionnement « Gearless » de la turbine éolienne). De plus, en équipant le générateur de la génératrice d'aimants permanents (GSAP), il est également possible de se débarrasser du système de bagues et de balais. Cependant, il est important de noter que l'augmentation du nombre de pôles conduit à la création d'une machine de diamètre considérable, ce qui peut constituer un obstacle significatif à l'écoulement du vent [14].

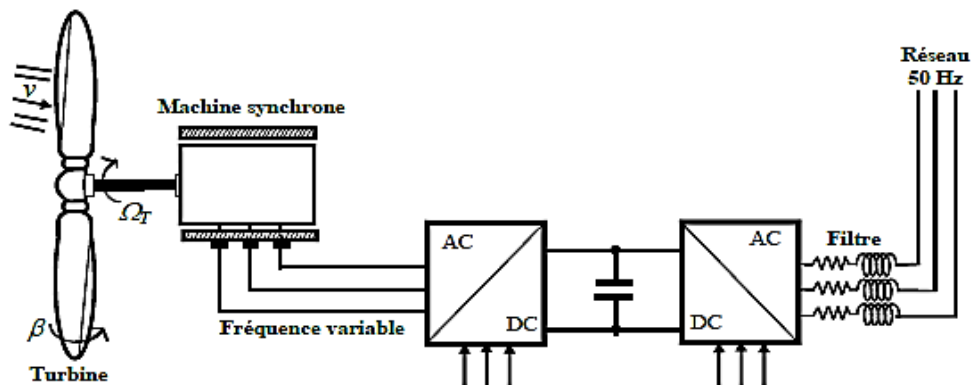


Figure 3. 15. Eolienne à entraînement direct basée sur une GSAP [14]

Un aspect désavantageux de ce schéma, illustré dans la figure 3.15, réside dans le besoin de connecter au réseau des convertisseurs de puissance qui doivent être dimensionnés pour gérer la totalité de l'énergie

échangée entre la génératrice et le réseau. Cette exigence engendre naturellement des coûts plus substantiels.

Toutefois, ce désavantage se traduit en réalité comme un atout dans la perspective de la gestion de l'éolienne. En effet, l'interconnexion avec le réseau peut être entièrement régulée par le biais du convertisseur lié à ce réseau. Parallèlement, le convertisseur associé à la génératrice permet de gouverner la puissance engendrée par celle-ci en restreignant le contrôle de l'orientation des pales à une fonction de protection par vents forts.

En outre, ce type de configuration offre divers avantages :

- Il garantit une dissociation totale entre le comportement de la génératrice éolienne (turbine + machine synchrone) et celui du réseau ;
- Il optimise la production grâce à une plage étendue de variations de vitesse ;
- Il confère une maîtrise souple de la puissance réactive ;
- Il permet d'exercer un contrôle amélioré sur le facteur de puissance du côté du réseau.

1.7.2 Intérêts de la vitesse variable

Il n'y a que quelques années en arrière, la majorité des éoliennes fonctionnaient à une vitesse constante. Cependant, grâce à l'amélioration de la qualité et à la réduction des coûts de l'électronique de puissance, les éoliennes à vitesse variable sont devenues de plus en plus courantes. En effet, le but de cette thèse consiste à développer des stratégies de commande pour la génératrice, visant à accroître le rendement, à superviser la qualité de l'énergie produite et à garantir la protection contre les fluctuations de tension. Une telle régulation ne peut être mise en place qu'avec des éoliennes à vitesse variable. Ces éoliennes fonctionnent selon différents modes (Voir Annex 3.3), Nous concentrons comme énoncés ci-dessous sur les éoliennes connectées au réseau électrique :

Eolienne connectée au réseau

Les éoliennes connectées au réseau de distribution sont fréquemment en fonctionnement pour évaluer le potentiel éolien du site concerné. Il s'agit généralement de propriétés appartenant à des acteurs industriels ou à des particuliers qui génèrent leur propre électricité et revendent l'excédent au distributeur local. Cette pratique est devenue de plus en plus répandue avec l'essor des incitations financières et autres formes d'aides visant à encourager la production d'énergie électrique renouvelable. Les capacités de production de ces éoliennes peuvent varier en fonction du contexte, allant de 50 kW à 7,5 MW pour les modèles les plus récents disponibles sur le marché. Cela dépend notamment du statut de l'exploitant, qu'il soit un acteur privé ou industriel [15].

1.8 Principes physiques de la conversion d'énergie éolienne

La maximisation de l'utilisation de l'énergie éolienne reste un défi complexe. Tout comme pour toutes les sources d'énergie, la question du rendement opérationnel demeure cruciale. Cependant, cette considération prend une forme particulière dans le contexte des énergies renouvelables, dont le potentiel

est abondant et durable, contrairement aux sources d'énergie fossile. Avant d'explorer les aspects techniques de cette étude, nous allons récapituler les caractéristiques essentielles du potentiel éolien.

1.8.1 Quelques notions sur le vent

Les mouvements de l'air, générant le vent, résultent de la circulation de la masse d'air, principalement causée par l'impact indirect de l'énergie solaire sur la Terre. Les différences de température engendrées par le chauffage de certaines régions et le refroidissement d'autres zones créent des variations de pression, incitant les masses d'air à se déplacer continuellement. Par conséquent, le vent se manifeste comme une grandeur stochastique et intermittente, soumise à une multitude de facteurs, tels que la localisation géographique, les saisons, l'altitude, la température et la hauteur à laquelle il est capté. Ces éléments contribuent à une variabilité considérable. Les conditions hivernales et les emplacements en mer (offshore) sont généralement associés à des vents plus prononcés. La vitesse et la direction représentent les caractéristiques définissant le vent [17].

Direction et vitesse du vent

En règle générale, le vent se déplace des régions de haute pression vers celles de basse pression. Cependant, aux latitudes moyennes et élevées, la rotation de la Terre modifie cette trajectoire. En conséquence, le vent acquiert une orientation parallèle aux lignes isobares, au lieu d'être perpendiculaire à elles (voir figure 3.16) [17].



Figure 3. 16. Les courants d'air régionaux à l'échelle mondiale [17]

En pratique, la vitesse du vent est quantifiée à l'aide d'un anémomètre, associé à une girouette qui fournit les paramètres essentiels que sont la vitesse et la direction (comme illustré dans la figure 3.17). Plusieurs modèles sont disponibles, regroupés en deux catégories principales : les anémomètres à rotation et les anémomètres à pression).



a- Anémomètre à rotation

b-Anémomètre à pression

c- Girouette

Figure 3. 17. Techniques de mesure du vent : Un aperçu des solutions disponibles [18]

Caractérisation du vent

Les propriétés du vent jouent un rôle crucial non seulement dans l'ampleur de l'énergie transférée à la turbine, mais également dans les contraintes opérationnelles telles que les turbulences et les valeurs extrêmes, qui ont un impact sur la durée de vie. Souvent, on se base sur des distributions statistiques (telles que la distribution de Weibull ou de Rayleigh) obtenues à partir de campagnes de mesures à long terme pour obtenir une vision cohérente de l'efficacité du gisement éolien lors des études sur les éoliennes. La variabilité ou l'intermittence est une caractéristique clé de la ressource éolienne. En effet, le vent présente une forte variabilité tant au niveau géographique que temporel [18].

Dans la figure 3.18, nous pouvons observer un cas concret d'une séquence réelle de conditions venteuses. Cette séquence a été extraite en utilisant une méthode de classification basée sur la vitesse du vent, et elle repose sur des données recueillies sur une période étendue au sein d'un site particulier [18].

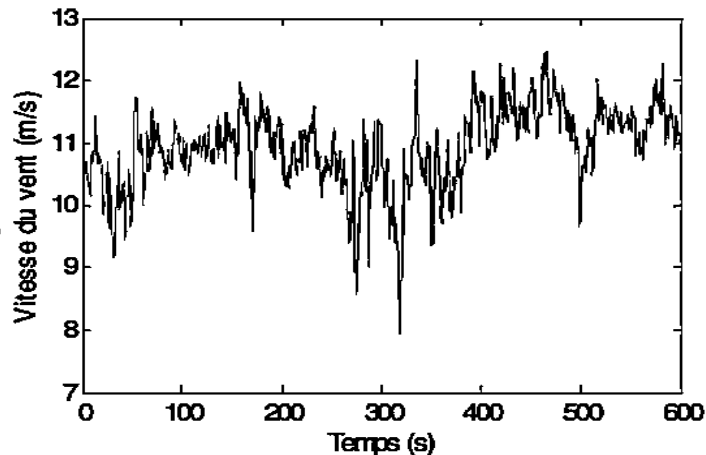


Figure 3. 18. Illustration d'une série de mesures de vitesse du vent

Energie disponible dans le vent

L'énergie éolienne émane de la formidable énergie cinétique contenue dans le mouvement du vent. En effet, en considérant une masse d'air, notée m , en déplacement à une vitesse V , l'énergie cinétique inhérente à cette masse peut être exprimée de la manière suivante [16][17] :

$$E_c = \frac{1}{2}mV^2 \quad (3.2)$$

Si, au cours d'une unité temporelle donnée, la totalité de cette énergie pouvait être captée à l'aide d'une turbine qui couvre une aire S , positionnée perpendiculairement à l'orientation du vent, la puissance immédiate générée serait donc :

$$P_v = \frac{1}{2}\rho SV^3 \quad (3.3)$$

Avec :

S : la surface d'aire (m^2) ; ρ : la masse volumique de l'air, égale 1.225 (kg/m^3) ; V : vitesse du vent (m/s).

Néanmoins, l'intégralité de cette puissance ne pourra jamais être obtenue par le système de conversion (turbine éolienne) en raison de la vitesse non nulle des masses d'air en aval [18]. C'est pourquoi il s'avère essentiel de revisiter quelques concepts théoriques liés à l'aérodynamique.

1.8.2 Notions aérodynamiques « théorie de Betz »

Coefficient de puissance

La théorie complète de la turbine éolienne à axe horizontal a été élaborée par le scientifique allemand Albert Betz dans les années 1920. Betz postule que la turbine éolienne se trouve dans un flux d'air infini avec une vitesse v_1 en amont et une vitesse v_2 en aval (voir figure 3.19).

La génération d'énergie implique la conversion de l'énergie cinétique, ce qui signifie que la vitesse V_2 doit être inévitablement inférieure à V_1 . En admettant que la vitesse du vent qui traverse le rotor est équivalente à la moyenne entre la vitesse du vent intact en amont de l'éolienne (V_1) et la vitesse du vent après avoir traversé le rotor (V_2), on obtient $((V_1+V_2)/2)$ [14][15].

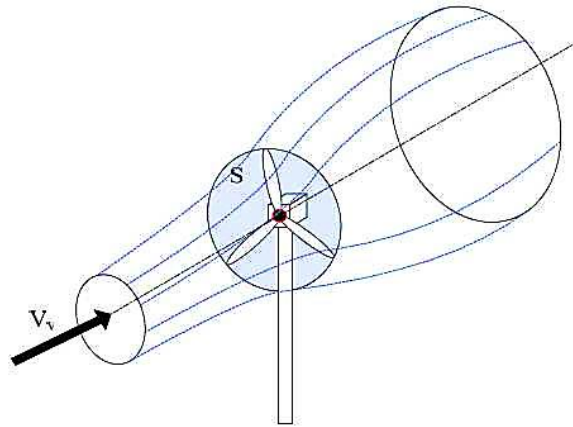


Figure 3. 19. Flux d'air enveloppant une éolienne

Le flux aérien en déplacement, ayant une densité ρ , qui traverse la superficie S des pales en une seconde, est calculé comme suit :

$$m = \frac{1}{2}\rho S(V_1 + V_2) \quad (3.4)$$

La puissance P_t obtenue est donc calculée comme la moitié du résultat de la multiplication entre la masse et le changement de vitesse du courant d'air (selon le principe de la seconde loi de Newton) :

$$P_t = \frac{1}{2} m(V_1^2 - V_2^2) \quad (3.5)$$

En substituant l'expression (3) dans l'équation (4), nous parvenons à :

$$P_t = \frac{1}{4} \rho S(V_1 + V_2)(V_1^2 - V_2^2) \quad (3.6)$$

Un courant d'air idéalement non perturbé traverserait cette zone S avec une vitesse constante, V_1 . Dans ce cas, la puissance associée, P_v , serait la suivante :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho S V_1^3 \quad (3.7)$$

Le rapport entre la puissance captée du courant d'air et la puissance totale potentiellement accessible est donc donné par :

$$\frac{P_t}{P_v} = \frac{1}{2} \left(1 + \left(\frac{V_1}{V_2}\right)\right) \left(1 - \left(\frac{V_1}{V_2}\right)\right)^2 \quad (3.8)$$

La figure 4.24 représenté la courbe associée à l'équation (7), on constate que le rapport (P_t / P_v), également appelé coefficient de performance C_p , présente un sommet à 0.593. Cette valeur limite théorique, connue sous le nom de limite de Betz, détermine la puissance maximale qui peut être extraite pour une vitesse de vent donnée. Pour simplifier la notation à partir de maintenant, nous adopterons que le symbole V représente la vitesse du vent V_1 .

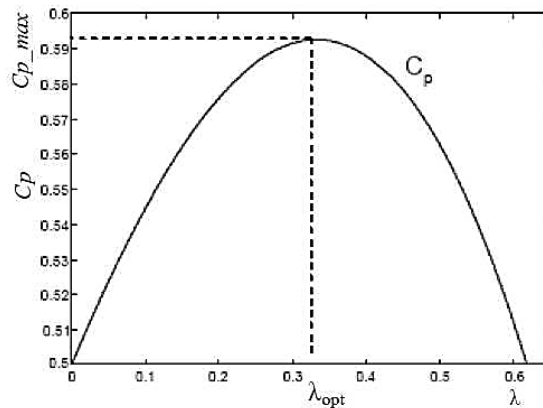


Figure 3. 20. Évaluation par interpolation du coefficient de performance

Cette limite théorique demeure en pratique inatteignable, et chaque turbine éolienne se caractérise par son propre coefficient de rendement qui est formulé en termes de l'inclinaison des pales β , ainsi que de la vitesse relative λ . La vitesse relative, quant à elle, correspond au rapport entre la vitesse tangentielle à l'extrémité des pales de l'éolienne ($R\Omega_t$) et la vitesse instantanée du vent V , comme l'illustre la figure 3.21 [11] :

$$C_p = C_p(\lambda, \beta) \quad (3.9)$$

Avec :

$$\lambda = \frac{R\Omega_t}{V} \quad (3.10)$$

Où R : le rayon de la turbine éolienne (m), Ω_t est la vitesse mécanique de rotation de l'aérogénérateur en (rad/s).

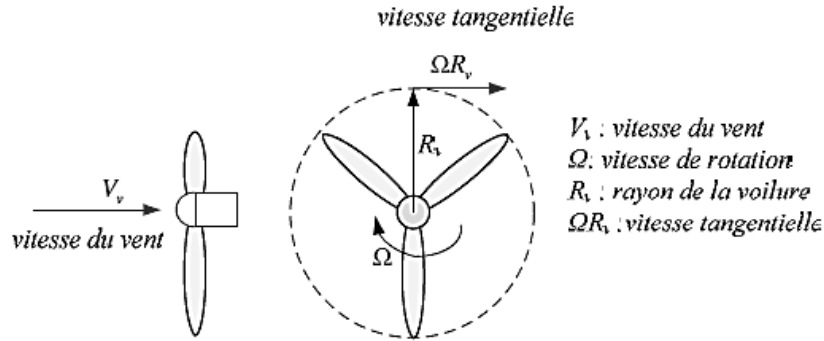


Figure 3. 21. Exploration des vitesses vent [11]

Ainsi, la frontière de Betz dénote la capacité de l'éolienne à recueillir l'énergie du vent. Par conséquent, la puissance associée s'exprime de la manière suivante :

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (3.11)$$

De cette manière, la puissance optimale susceptible d'être captée par une turbine éolienne est déterminée à l'aide de la frontière de Betz :

$$P_t^{max} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 C_p^{max} = 0.593 P_V \quad (3.12)$$

Avec : C_{p-max} : Coefficient de puissance maximal.

Présentée de cette manière, l'équation de Betz met en évidence que la quantité maximale d'énergie que peut potentiellement extraire une éolienne ne peut jamais excéder 59,3 % de l'énergie cinétique portée par la masse d'air traversant la turbine chaque seconde [10].

De cette manière, il est possible de définir le concept d'efficacité aérodynamique (η_a) de la turbine éolienne en utilisant le ratio suivant :

$$\eta_a = \frac{C_p}{C_p^{max}} = \frac{C_p}{0.593} \quad (3.13)$$

En réalité, la valeur maximale du coefficient de performance tend vers 0.48 lorsqu'il s'agit d'une éolienne à trois pales. Cela se traduit par un rendement aérodynamique d'environ 81 % pour les éoliennes contemporaines [10]. Le schéma illustré dans la figure 3.22 offre une perspective des coefficients de performance C_p usuels en relation avec la vitesse réduite, pour diverses catégories de turbines éoliennes.

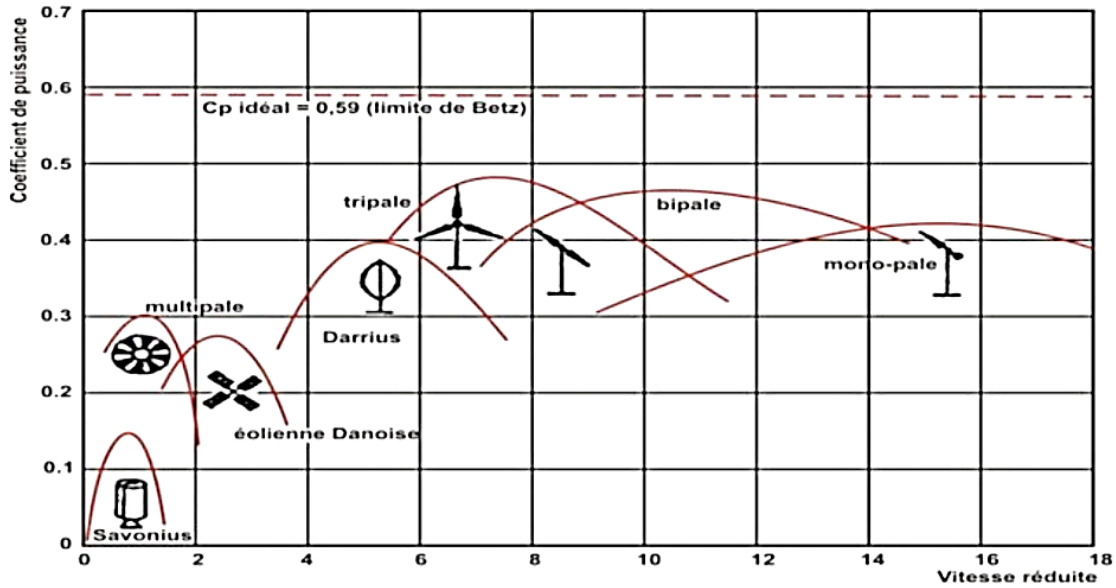


Figure 3. 22. Variabilité du coefficient de puissance selon les modèles d'éoliennes [1]

Les turbines éoliennes à faible vitesse intègrent un grand nombre de pales (généralement entre 20 et 40). Leur importante inertie restreint généralement leur diamètre à environ 8 mètres. Leur coefficient de performance (d'après la figure 3.22) atteint rapidement son apogée lorsqu'elles gagnent en vitesse, mais diminue également de manière rapide par la suite. Les éoliennes à vitesse plus élevée sont bien plus courantes et sont principalement conçues pour la production d'énergie électrique. Elles comportent généralement de 1 à 3 pales, fixes ou ajustables, pour réguler la vitesse de rotation.

Les pales peuvent s'étirer sur des dimensions allant jusqu'à 80 mètres pour les éoliennes de plusieurs mégawatts. Les éoliennes à trois pales dominent le marché en raison de leur équilibre entre les vibrations induites par la rotation et le coût global de l'aérogénérateur. En outre, leur coefficient de performance (voir figure 3.22) atteint des valeurs significatives et diminue de façon graduelle à mesure que la vitesse augmente. Elles sont rarement opérationnelles à des vitesses du vent inférieures à 3 m/s [14].

Coefficient du couple

Le coefficient relatif au couple C_c affiche une proximité considérable avec le coefficient de rendement C_p . Son utilité substantielle se révèle dans le calcul des valeurs des couples générés pour divers points opérationnels, particulièrement lorsque la vitesse de rotation est nulle. En effet, lors du démarrage, il se manifeste un certain couple sur l'axe en raison de la force du vent agissant sur les pales, tandis que la puissance demeure absente. Cette situation correspond à une valeur nulle de C_p pour une valeur non nulle de C_c . La formule exprimant le couple se présente donc de la manière suivante [18] :

$$C_c = \frac{P_t}{\Omega_t} = \frac{R P_t}{\lambda V} = \frac{1}{2} \frac{C_p}{\lambda} \rho \pi R^3 V^2 \quad (3.14)$$

Et par conséquent, la détermination de la valeur du coefficient de couple C_c est accomplie à travers l'emploi de la formule qui suit :

$$C_c = \frac{C_p}{\lambda} = \frac{C_t}{\frac{1}{2}\rho\pi R^3 V^2} \quad (3.15)$$

Le coefficient C_c est formulé de la même manière que le coefficient C_p , prenant en compte à la fois la vitesse de rotation de la turbine Ω_t et la vitesse du vent V , créant ainsi une dépendance par rapport au rapport de vitesse λ .

1.9 Régulation de la puissance d'une éolienne

1.9.1 Bilan des forces sur une pale

La section longitudinale d'une pale d'aérogénérateur est représentée de manière détaillée dans la figure 3.27, conforme à la source. Le vecteur V symbolise la vitesse du vent qui s'approche directement de la pale. Quant au vecteur V_{rot} , il traduit la composante du vent induite par la rotation de l'aérogénérateur. La somme de ces deux vecteurs engendre ce que l'on nomme la résultante, désignée sous le terme " V_{res} ". L'action du vent sur la pale génère une force, laquelle se décompose en deux parties distinctes : une poussée axiale " F_{ax} " compensée directement par la résistance mécanique du mât, et une poussée dans la direction de la rotation " F_{rot} " qui joue un rôle déterminant dans le déplacement effectif.

Chaque éolienne est planifiée de façon à ce que cette poussée parvienne à sa mesure nominale pour une vitesse de vent spécifiée en tant que nominale. Si la vélocité du vent s'accroît au-delà d'un certain seuil, ou si la génératrice requiert un taux de rotation constant, il est impératif de restreindre ou d'annuler la puissance récupérée par la turbine éolienne, éventuellement en la limitant à son niveau préétabli.

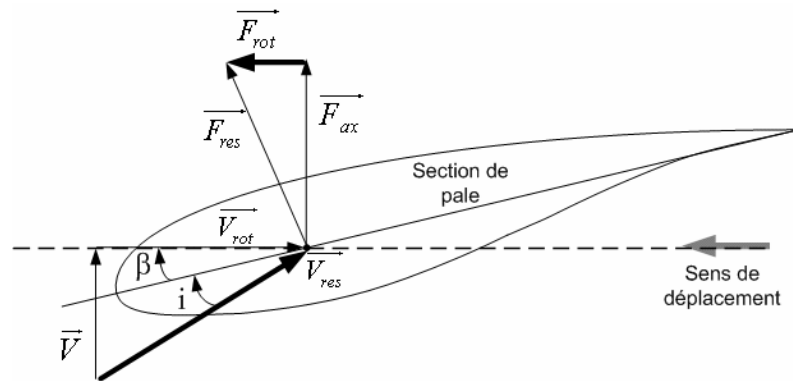


Figure 3. 23. Bilan des forces sur une pale [19]

1.9.2 Régulation mécanique

Les objectifs de la régulation mécanique sont à la fois de garantir la sécurité de l'éolienne en cas de vents forts et de limiter la puissance extraite par la turbine éolienne. En effet, la conception de cette turbine est réalisée de manière à générer une puissance requise sur son arbre, désignée sous le nom de puissance nominale P_n . Cette puissance P_n est calculée en fonction de la vitesse nominale du vent V_n (vitesse nominale). Lorsque la vitesse du vent dépasse la valeur V_n , la turbine éolienne doit ajuster ses paramètres

afin d'éviter tout risque de dommages mécaniques, en veillant à maintenir une vitesse de rotation pratiquement constante.

En règle générale, on peut distinguer quatre mécanismes de régulation différents permettant de moduler la vitesse de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent (Voir Annex 3.4). En d'autres termes, ces systèmes visent à restreindre la quantité de puissance captée par la turbine, en l'ajustant à la valeur préétablie correspondant à la puissance nominale de la génératrice [19]. Nous concentrons sur le mécanisme de contrôle de pas variable appelée « pitch control » car il est plus utilisé pour les éoliennes de moyenne et grande puissance comme suite :

Contrôle par angle de calage variable « Pitch Control »

L'angle d'incidence α peut être significativement réduit (ou augmenté) en ajustant de manière conséquente l'angle de calage β , avec des variations de quelques dizaines de degrés (généralement entre 20 et 30°). Cette modification a pour conséquence une réduction des forces aérodynamiques agissant sur les pales, tant pour la portance que pour la traînée (voir figure 3.24). Le couple demeure presque constant et peut être neutralisé par la position en "drapeau" des pales ($\beta = 90^\circ$) lorsqu'elles sont soumises à des vitesses maximales, ce qui entraîne une limitation de la puissance produite. Cette stratégie de contrôle est plus fréquemment employée pour les éoliennes de taille moyenne à grande.

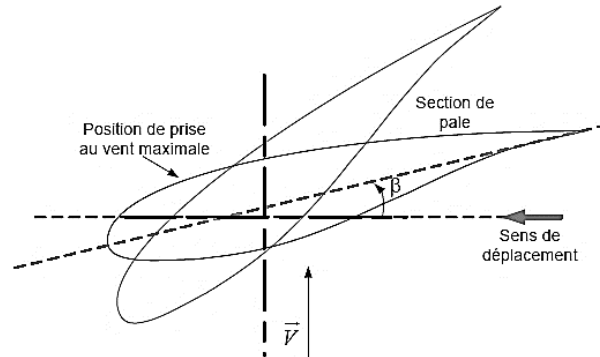


Figure 3. 24. Manipulation de l'inclinaison des pales [20]

Bénéfices de la commande :

Réduction des Forces Aérodynamiques :

- Diminution de l'angle d'incidence α vers zéro ou négatif.
- Minimisation des forces aérodynamiques sur les pales.
- Atténuation des contraintes à des vitesses de vent élevées.

Moindres Contraintes sur la Tour :

- Baisse de la force de poussée axiale.
- Réduction des charges exercées sur la tour.

Avantages en Cas de Variation de Vitesse :

- Stockage de l'énergie excédentaire provenant de rafales.

- Modulation de la vitesse du rotor pour conserver l'énergie excédentaire.
- Maintien de la puissance transmise pratiquement constante.

Réduction des Exigences en Matière de Freinage :

- Absence de nécessité de freins mécaniques puissants pour les arrêts d'urgence.
- Utilisation d'un simple frein de stationnement.

Performance Supérieure Comparée aux Éoliennes à Décrochage "Stall" :

- Éoliennes équipées du système de régulation mécanique.
- Génération accrue d'énergie dans des conditions de fonctionnement semblables.

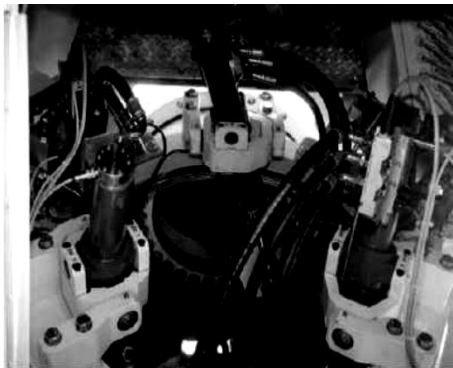
Adaptabilité aux Conditions de Faible Densité d'Air :

- Capacité à générer davantage d'énergie même dans des environnements de faible densité d'air.
- Applicable à des sites en altitude ou à températures élevées.

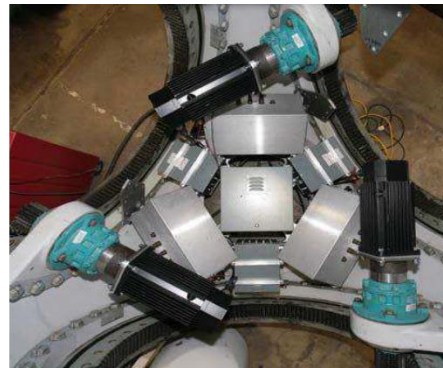
Limitations & implications :

- Les actionneurs nécessaires dépassent en puissance ceux du système "stall".
- L'énergie requise par les actionneurs doit être acheminée vers le moyeu de la turbine.
- En cas d'actionneurs électriques, l'utilisation de contacts glissants (bagues/charbons) entraîne une usure et requiert un entretien régulier.
- Le système de commande doit posséder une sensibilité adéquate pour suivre les variations du vent.
- Cette sensibilité accrue engendre des coûts supplémentaires.
- Deux types d'actionneurs sont illustrés pour limiter la puissance au niveau de la turbine éolienne.
- Chaque pale dispose de son propre actionneur "pitch control".

La figure 3.25 expose un mécanisme de régulation "pitch" avec un actionneur hydraulique (figure 3.29.a) et une configuration à trois moteurs électriques (figure 3.25.b).



(a) un actionneur hydraulique



(b) 3 moteurs électriques fixe du moyeu

Figure 3. 25. Fonctionnement et applications du système "Pitch Control" [18][20]

1.9.3 Régulation électrique (contrôle MPPT)

Les éoliennes conçues pour générer de l'électricité cherchent à maximiser l'utilisation de l'énergie éolienne en captant au mieux la puissance du vent. Pour réaliser cet objectif, divers systèmes de contrôle, opérant au niveau mécanique ou électrique, sont développés afin d'optimiser cette conversion d'énergie. Ce procédé est appelé le suivi du point de puissance maximale (MPPT pour "Maximum Power Point Tracking" en anglais). Ces systèmes emploient différentes techniques pour localiser ce point de puissance maximum. Ils peuvent ajuster l'inclinaison des pales, réguler la vitesse de rotation de l'hélice ou contrôler la génératrice. Cette amélioration est exécutée en temps réel, permettant à l'éolienne de s'ajuster en fonction des fluctuations du vent afin de maintenir une production d'énergie optimale. En parallèle, ces systèmes comportent des mécanismes de sécurité pour réduire la production d'énergie lorsque la force du vent atteint des niveaux potentiellement dommageables, afin de prévenir tout dommage à l'éolienne.

La commande des éoliennes peut être effectuée mécaniquement, mais également en agissant sur leur vitesse de rotation. Les techniques d'asservissement des machines électriques offrent des possibilités pour réguler la vitesse dans les systèmes de conversion éolienne [21].

Les systèmes conventionnels sont généralement conçus pour fonctionner à une fréquence fixe, dictée par le réseau auquel ils sont raccordés. Cette approche implique une vitesse de rotation quasiment constante, limitant ainsi l'exploitation optimale de l'énergie disponible. En conséquence, une seule vitesse du vent permet une capture d'énergie efficace, tandis que pour d'autres vitesses de vent, cette capture est moins optimale.

Pour illustrer l'intérêt de la vitesse variable, prenons l'exemple de la figure 3.26.

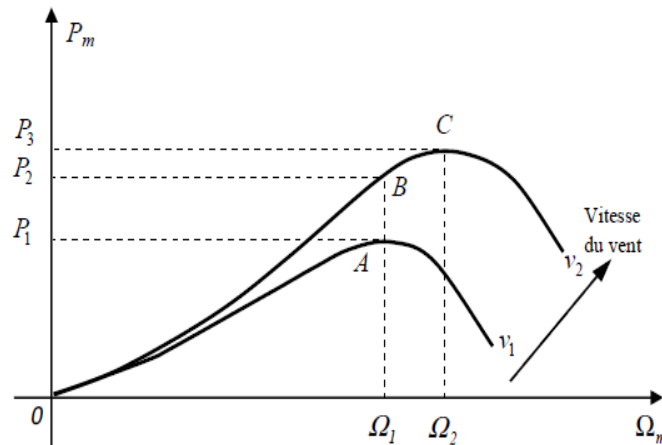


Figure 3. 26. Corrélation entre puissance et vitesses mécanique et du vent [21]

L'analyse de la caractéristique susmentionnée met en évidence le fait que si l'éolienne, et par extension la génératrice, fonctionne à une vitesse constante, les pics théoriques de la courbe de puissance ne sont pas pleinement exploités. Pour optimiser le point de fonctionnement et maximiser l'extraction de puissance, il est impératif de réguler la vitesse de rotation de l'arbre de la génératrice en fonction de la

vitesse du vent. La méthode courante pour atteindre cet objectif est le suivi du point de puissance maximale (MPPT), qui peut être défini comme une stratégie de gestion visant à suivre le point de puissance maximale d'un générateur électrique non linéaire. Les systèmes MPPT sont souvent utilisés dans le contexte des éoliennes grâce à l'utilisation de l'électronique de puissance, ce qui améliore l'efficacité énergétique globale du système en adaptant la vitesse au vent [21].

Les graphiques de la figure 3.33 illustrent les profils de puissance théoriquement accessibles dans une turbine éolienne à grande puissance en relation avec la vitesse de rotation de la génératrice, pour diverses vitesses du vent. En analysant ces données, il devient évident que lorsque l'éolienne et, par extension, la génératrice fonctionne à une vitesse constante, les sommets théoriques des courbes de puissance ne sont pas pleinement exploités. Afin d'atteindre ces points culminants, la machine devrait pouvoir opérer dans une plage de 1200 à 2000 tr/min dans cet exemple, comme la montre la courbe d'ajustement MPPT [21].

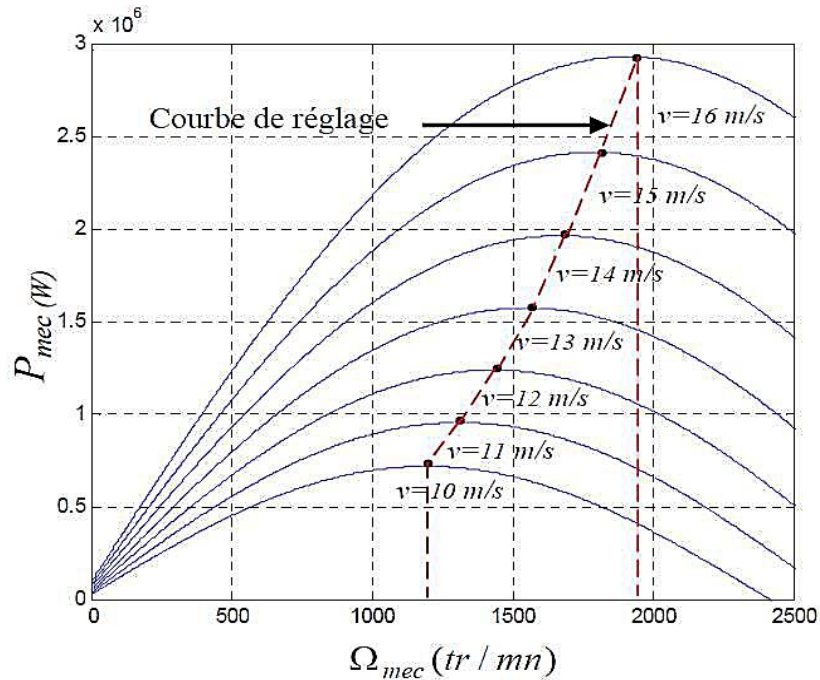


Figure 3. 27. Caractéristiques de puissance théorique dans les éoliennes [18][21]

Cette stratégie a donc pour but d'assurer un équilibre entre la performance et la sécurité de la turbine. D'une part, elle garantit que la turbine peut fonctionner de manière optimale et extraire la puissance maximale dans des conditions normales de vent. D'autre part, elle offre une protection contre les conditions de vent exceptionnellement fortes qui pourraient mettre en péril l'intégrité de la turbine. En ajustant ses paramètres en fonction des variations de vitesse du vent, la turbine parvient à maintenir sa performance tout en évitant les situations de surcharge.

2. Contrôle artificiel de l'angle de calage variable « pitch control »

Face à des perturbations sévères, les performances des contrôleurs à gain fixe (PI) ne prévoient pas de manière précise la réponse du système, notamment lors des variations brusque de vitesse du vent. Pour un certain point de fonctionnement, le gain fixe du contrôleur PI offre d'excellentes performances en régime permanent. Cependant, étant donné que le point de fonctionnement du convertisseur change en permanence en raison du fonctionnement de l'installation, il n'est pas rare qu'il présente de mauvaises performances transitoires. La figure 3.28 représente le contrôleur d'intelligence artificielle proposé intégré dans la chaîne de conversion d'une éolienne pour prédire les performances.

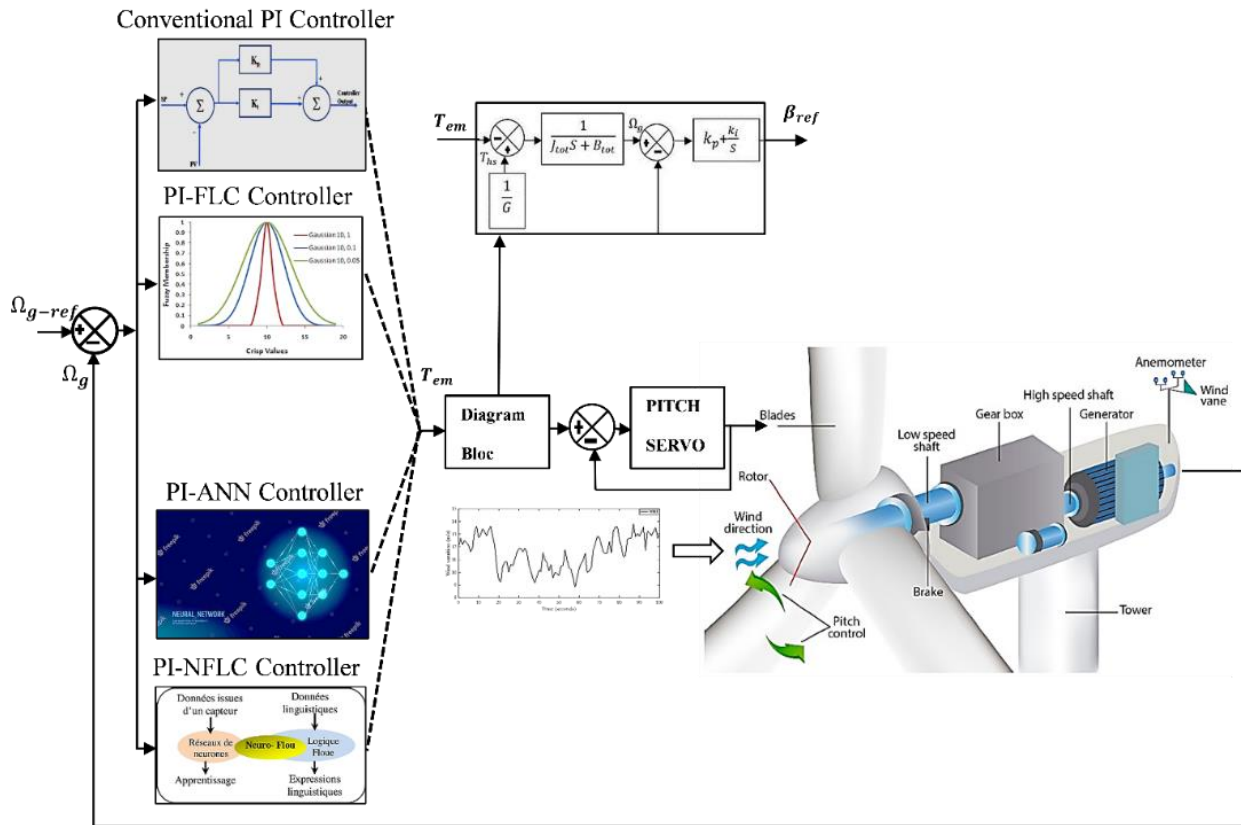


Figure 3. 28. Schéma fonctionnel menu le principe de contrôle artificielle proposé

Le flux de travail en cinq étapes est décrit comme suit :

- Les données relatives au vent sont simulées en utilisant le modèle de Nikita avec les capacités prévues des éoliennes de grande puissance, qui sont collectées dans une première étape.
- La modélisation de l'éolienne comprend deux masses, et la deuxième phase consiste à utiliser un outil de simulation pour représenter les performances énergétiques.
- L'intégration d'une technique de contrôle visant à extraire la puissance maximale et d'un mécanisme de contrôle de pas pour la troisième zone de fonctionnement, basée sur un contrôleur linéaire PI, est prévue dans la troisième étape.

- La synthèse de régulateurs basés sur des réseaux neuronaux artificiels, la logique floue et la logique neuro-floue est réalisée par le biais d'une simulation logicielle. Une bonne performance du contrôle dans les systèmes transitoires avec des perturbations éoliennes sévères est prévue dans la quatrième étape.
- La phase numéro cinq implique l'évaluation des indicateurs de rendement de la turbine éolienne tels que la force électromagnétique, la cadence du générateur, la vitesse et la résistance de l'éolienne, le coefficient de performance, la vitesse du courant d'air apparent et l'inclinaison des pales.

2.1 Modélisation mathématique

Le figure 3.29 illustre une éolienne classique à régulation de vitesse, englobant un agencement aérodynamique, une transmission, ainsi qu'un dispositif de production électrique. Tout ce qui contribue au transfert de couple mécanique vers l'axe de rotation est regroupé en tant que chaîne de transmission de puissance ou système de transmission mécanique. La représentation mécanique peut présenter un éventail de niveaux, allant de la simplicité à la sophistication. Certains schémas intègrent jusqu'à six masses, en dépendance du degré de complexité inhérent au système envisagé [22][23].

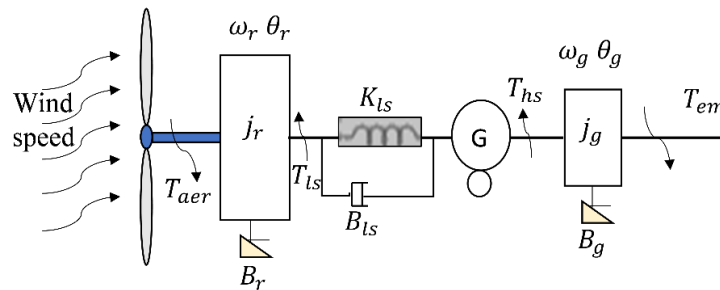


Figure 3. 29. Modèle rigide de l'éolienne

Les paramètres d'entrée du schéma engloberont à la fois le couple dû à l'aérodynamisme et celui provoqué par l'électromagnétisme, tandis que le résultat obtenu sera la cadence de rotation. Les présuppositions simplificatrices prises en compte dans ce modèle sont formulées de la manière suivante :

- Les modes de flexibilité des pales sont considérés suffisamment élevés pour être négligés, tandis que les modes de flexibilité se trouvent dans l'élément flexible de l'arbre lent. L'arbre rapide, en revanche, est considéré comme infiniment rigide.
- L'inertie de la boîte de vitesses et de l'arbre lent est intégrée à celle du rotor (J_r), qui représente l'ensemble.
- L'inertie du moyeu peut être négligée car elle ne représente que 1% de l'inertie totale de l'éolienne. L'inertie de l'arbre rapide relié au générateur est représentée par (J_g).
- La torsion de l'axe de l'éolienne, en termes de constance de rigidité, peut être calculée analytiquement, à condition que sa forme géométrique soit connue.

- Les forces de torsion des pales, du moyeu, du multiplicateur et de l'arbre lent sont toutes incluses dans le coefficient d'élasticité totale (K_{ls}) de l'arbre lent.
- Les frottements visqueux sur les paliers de l'unité d'entraînement sont pris en compte par les coefficients (K_r) et (K_g).
- L'inertie de l'éolienne est sensiblement égale à celle des pales

2.1.1 Modèle du vent

L'air en mouvement constitue le vecteur énergétique initial au sein d'une configuration éolienne. Cela joue un rôle crucial dans le calcul de la génération électrique et, par extension, dans l'évaluation de la viabilité économique. Les caractéristiques dynamiques de l'écoulement d'air revêtent une importance primordiale dans l'analyse du système complet de transformation énergétique, étant donné que la puissance éolienne, dans des circonstances idéales, varie de façon exponentielle avec la vitesse du vent.

D'un point de vue mathématique, la vitesse du vent est représentée par un vecteur tridimensionnel. Toutefois, pour une éolienne à axe vertical, l'orientation du vecteur vitesse du vent n'a pas de conséquences significatives. Même pour une éolienne horizontale de petite taille à trois pales, cette orientation n'est pas incorporée dans le modèle de la turbine éolienne [21][22].

La trajectoire de la vitesse du vent, évoluant en fonction du temps, est exprimée à travers une fonction analytique ou générée par une distribution statistique basée sur des relevés de données spécifiques au site. Lorsqu'on aborde une perspective de modélisation théorique, le schéma de la vitesse éolienne doit se conformer à deux critères :

- La période couverte par le profil doit être limitée, contribuant ainsi à réduire la durée de simulation.
- Le schéma de la vitesse éolienne doit être fidèle aux propriétés du gisement (variabilité, intensité, distribution statistique).

Le profil de vent entrant dans ce système est fixé à une vitesse moyenne de 11 m/s. L'utilisation du modèle MATLAB/Simulink en boucle ouverte, avec un temps d'exécution de 800 secondes, vise à mesurer les variations de la vitesse du vent toutes les 13 minutes (Voir Annex 3.5) [23]. La figure 3.30 illustre le schéma de la vitesse éolienne simulée, caractérisé par une vitesse moyenne de 11 m/s.

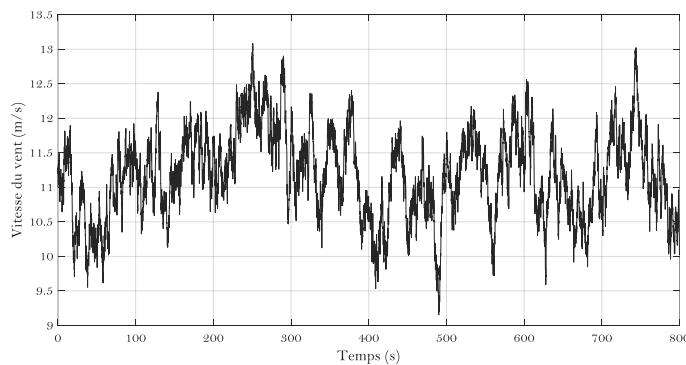


Figure 3. 30. Profil du vent

2.1.2 Modélisation de la turbine éolienne

La turbine aérodynamique, la boîte de vitesses et le générateur sont tous illustrés dans la figure 3.30 d'une éolienne à vitesse variable. Pour la capture de puissance aérodynamique du rotor, l'expression non linéaire est la suivante [23], [24] :

$$P_{aer} = \frac{1}{2} \rho \cdot \pi \cdot R^2 C_p(\lambda, \beta) \cdot V^3 \quad (3.16)$$

Le facteur de rendement (C_p), correspondant à la vitesse linéaire au bout de la pale, présente une relation proportionnelle avec la cadence du courant d'air (V). L'inclinaison de la pale (β) et le rapport entre la cadence et l'extrémité de la pale (λ) exercent conjointement une influence sur le facteur de rendement.

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega_t}{V} \quad (3.17)$$

Du fait de l'influence exercée par la vitesse du courant d'air ou la rotation du rotor sur le rapport de la cadence à l'extrémité, le facteur de rendement se modifie. Cela engendre des répercussions sur la quantité d'électricité engendrée. Selon l'expression suivante, le facteur de rendement est en liaison proportionnelle avec le facteur de couple aérodynamique, profitant ainsi d'une relation de coopération.

$$P_{aer} = \Omega_t \cdot T_{aer} \quad (3.18)$$

L'équation suivante est utilisée pour déterminer l'expression du couple aérodynamique.

$$T_{aer} = \frac{1}{2} \rho \cdot \pi \cdot R^3 \cdot C_{aer}(\lambda, \beta) \cdot V^2 \quad (3.19)$$

$$C_{aer}(\lambda, \beta) = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (3.20)$$

Le facteur de rendement (C_p) d'une éolienne d'une capacité de 2 MW peut être déterminé en appliquant la formule qui suit (Voir Annex 3.6) :

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(c_2 \frac{1}{R} - c_3 \beta - c_4 \beta^x - c_5 \right) e^{-c_6 \frac{1}{R}} \quad (3.21)$$

La réponse dynamique du rotor entraîné à une vitesse (Ω_r) par le couple aérodynamique (T_{aer}) est illustrée comme suite :

$$J_r \frac{d\Omega_t}{dt} = T_{aer} - T_{ls} - B_r \cdot \Omega_t \quad (3.22)$$

Le couple de l'arbre haute vitesse (T_{hs}) entraîne le générateur, tandis que le couple électromagnétique du générateur le freine (T_{em})

$$J_g \frac{d\Omega_g}{dt} = T_{hs} - T_{em} - B_g \cdot \Omega_g \quad (3.23)$$

Le rotor est ralenti par le couple de l'arbre basse vitesse (T_{ls}) en raison des effets de torsion et de frottement, ce qui entraîne une différence entre (Ω_t) et (Ω_{ls}).

$$T_{ls} = B_{ls}(\theta_t - \theta_{ls}) + K_{ls}(\Omega_t - \Omega_{ls}) \quad (3.24)$$

En appliquant la transformation de Laplace, nous obtenons :

$$\Omega_t = \frac{1}{j_r s + B_r} (T_{aer} - T_{ls}) \quad (3.25)$$

$$\Omega_g = \frac{1}{j_g s + B_g} (T_{hs} - T_{em}) \quad (3.26)$$

En utilisant une boîte de vitesses idéale et un rapport de transmission, les équations suivantes peuvent être dérivées (G).

$$G = \frac{T_{ls}}{T_{hs}} = \frac{\Omega_g}{\Omega_{ls}} = \frac{\theta_g}{\theta_{ls}} \quad (3.27)$$

Il est possible de représenter l'éolienne comme une masse unique en utilisant les équations (3.8) et (3.11) avec un arbre basse vitesse complètement rigide :

$$J_{tot} \frac{d\Omega_t}{dt} = T_{aer} - T_{tot} - B_{tot} \cdot \Omega_t \quad (3.28)$$

Avec :

$$\begin{cases} J_{tot} = j_r + G^2 \cdot j_g \\ B_{tot} = B_r + G^2 \cdot B_g \\ T_{tot} = G \cdot T_{em} \end{cases} \quad (3.29)$$

L'inertie totale, le coefficient de frottement et le couple du générateur retourné à l'arbre lent sont représentés par les paramètres (J_{tot}), (B_{tot}) et (T_{tot}). L'inertie du générateur est souvent négligée au profit du rotor. Les équations finales facilitent la création du diagramme fonctionnel du modèle de la turbine éolienne, tel qu'illustré dans la figure 3.31.

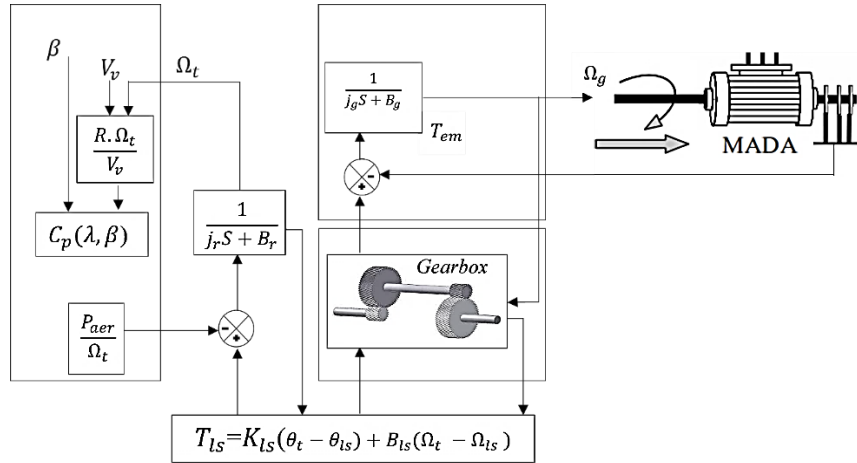


Figure 3. 31. Le schéma bloc du modèle aérodynamique

2.2 Évaluation des contrôleurs de la turbine en termes de performances électriques

Deux techniques différentes sont utilisées dans cette étude. L'éolienne a développé sa propre approche pour le mécanisme de contrôle de pas et sa technique de suivi du point de puissance maximale (MPPT). La figure 3.32 illustre l'utilisation de plusieurs régulateurs pour évaluer leur contribution au système de conversion de l'énergie éolienne (WECS) [24], [25].

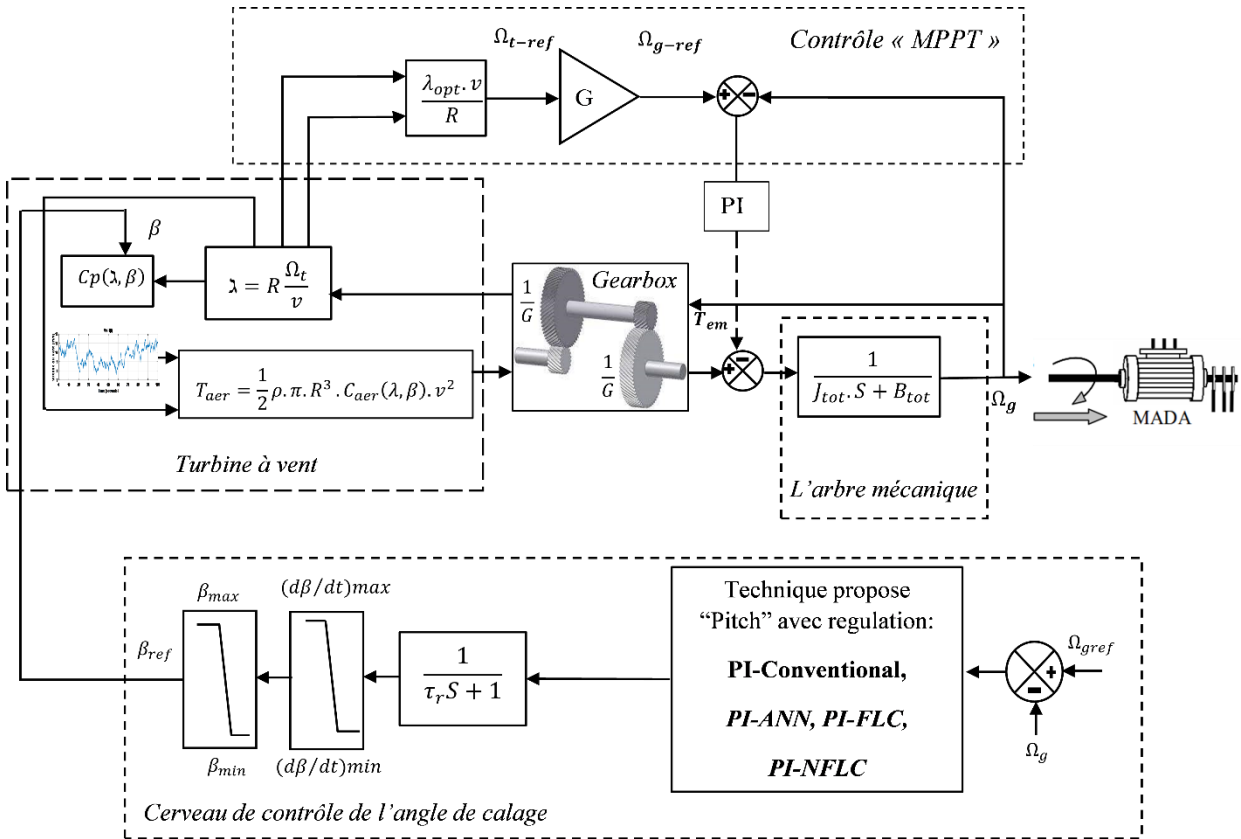


Figure 3. 32. Le modèle mathématique de contrôle menu « Pitch control » et « MPPT »

2.2.1 Stratégies de contrôle

Technique de maximisation de puissance « MPPT »

Dans des circonstances inférieures à la puissance nominale, l'objectif est de capturer autant d'énergie éolienne que possible. La figure 3.27 montre que pour chaque vitesse du vent, l'éolienne atteint une vitesse plus élevée jusqu'à ce que la limite de vitesse supportée par l'éolienne soit atteinte, ce qui signifie que l'éolienne obtient une puissance maximale à une certaine vitesse de rotor, et la puissance suit une régression cubique en fonction de la vitesse de rotor [25].

Afin d'obtenir de meilleurs résultats, le système devra utiliser l'approche MPPT tout en fonctionnant à des vitesses de vent variables. Dans cette étude particulière, une stratégie de contrôle connue sous le nom de contrôle du rapport de vitesse à la pointe (Tip Speed Ratio) basée sur le régulateur PI est utilisée. Lorsque le TSR est réglé sur sa meilleure valeur et que la vitesse du vent est mesurée à ce point, la meilleure vitesse de rotor peut être exprimée comme suit [26] :

$$\Omega_{t-opt} = \frac{v \cdot \lambda_{opt}}{R} \quad (3.30)$$

La vitesse de la génératrice de référence est obtenue à partir de la multiplication de la vitesse de la turbine de référence par le gain du multiplicateur :

$$\Omega_{g-opt} = G \cdot \Omega_{t-opt} \tag{3.31}$$

Le régulateur utilise un ajustement dynamique rapide de la vitesse afin de créer un couple électromagnétique avec une valeur de référence à l'état stationnaire correspondant à la vitesse stable du rotor :

$$P_{aer_ref} = C_{em}\Omega_t \tag{3.32}$$

$$P_{aer_ref} = \frac{1}{2\lambda_{opt}^3} C_{p_max} \rho \pi R^5 \Omega_t^3 \tag{3.33}$$

Pour réaliser ceci, la commande MPPT offre la possibilité de se servir par des contrôleurs qui aide à la régulation du système. Dans ce travail, on utilise une régulation conventionnelle de type PI comme présenté dans la figure ci-dessus :

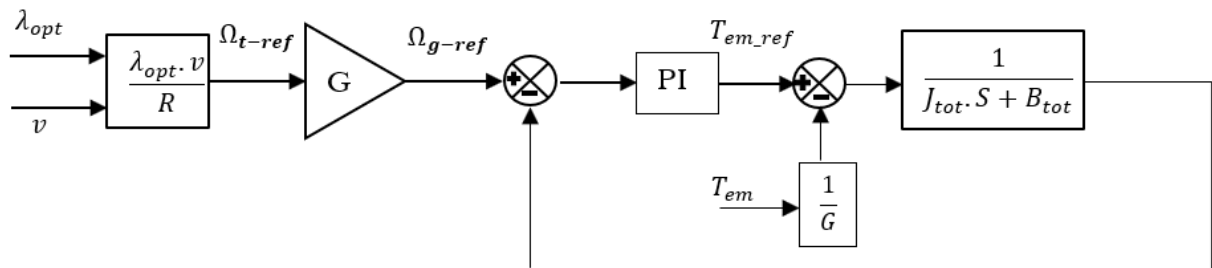


Figure 3. 33. Représentation schématique de la méthode MPPT

Contrôle des pales « Pitch control »

Dans les faibles évolution du vent, on a fixé la valeur de l'angle de calage à sa valeur minimale pour extraire le maximum de la puissance générée (beta=2). Malheureusement, l'évolution du vent il est incontrôlable, ce qui peut être voilent, cette situation obliger d'intégrer une technique de contrôle pour fait varier l'angle de calage pour contrôle la vitesse de rotation de la turbine. E revanche, il faut donc une réduction de la puissance captée par la turbine afin de maintenir constante la puissance de la génératrice à sa valeur nominale. Autrement dit, quand le vent dépasse la valeur nominale de système, la turbine ne doit pas être contrôlé pour extraire le maximum de puissance, la commande nomme « Pitch » qui intervenir (zone III) pour stabiliser le système. La figure 3.34 montre la génération de l'angle de calage à partir de l'erreur entre la vitesse nominale et la vitesse mesurée de la génératrice [26] :

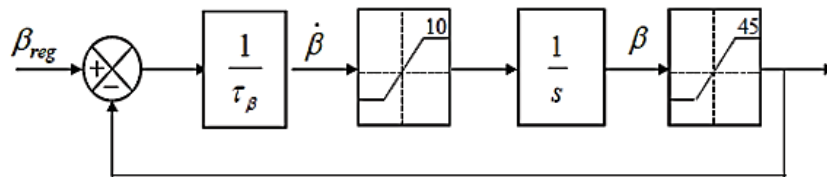


Figure 3. 34. Schéma de l'actionneur à pas variable

Voici une description de son comportement dynamique [27] :

$$\beta = \frac{1}{1+\tau_\beta s} \beta_{ref} \quad (3.34)$$

Où β , β_{ref} sont respectivement l'angle d'inclinaison réel et l'angle d'inclinaison donné, τ_β est la constante de temps de l'actionneur. Normalement, $\beta \in (0^\circ; 45^\circ)$, Le pas de mutation de l'angle d'inclinaison est compris entre $-10^\circ/s$; $+10^\circ/s$.

En général la modélisation du pitch se fait en trois étapes :

Génération de l'angle de référence :

Le modèle non linéaire de la turbine rend complexe une conception analytique de ce réglage. L'estimation de différent angle de calage de système doit être exploitée d'une manière pratique pour chaque point de fonctionnement de système. Le manque d'informations, permet de mettre en place une technique de contrôle pour minimiser l'erreur entre la vitesse mesurée et celle de référence de la MADA [23], [46].

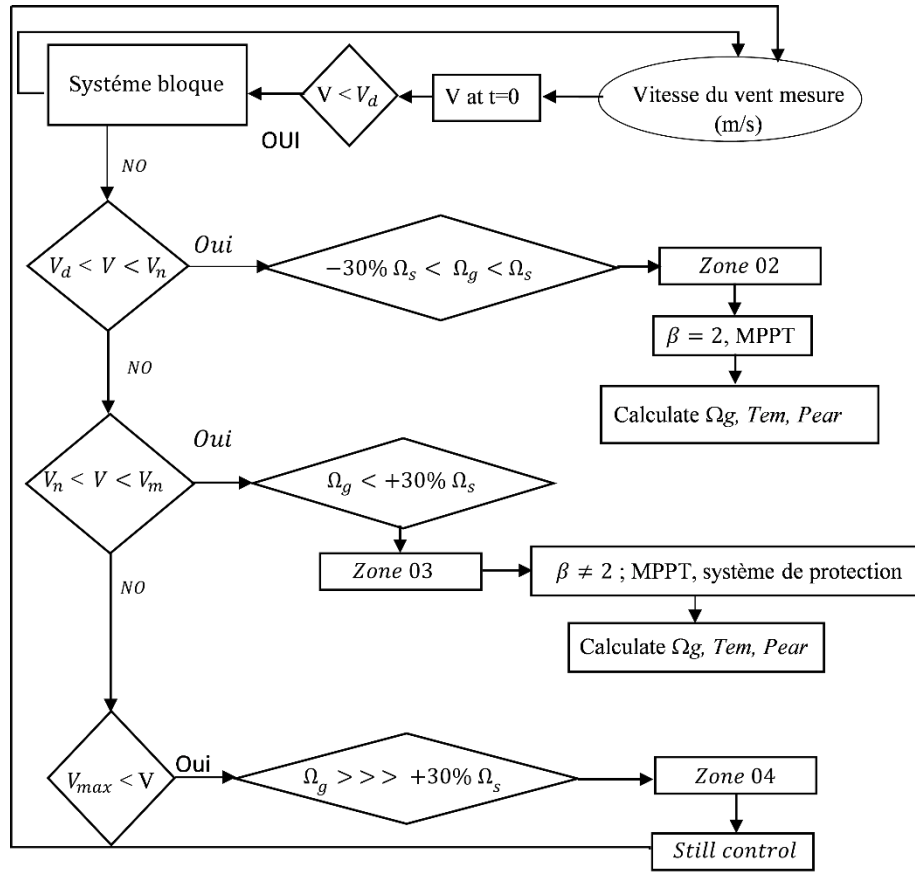
Régulation de l'angle d'orientation :

La régulation de l'orientation des pales est considérée égale. C'est à dire pour garder l'équilibre de la rotation de la turbine on prend en considération que la régulation de l'angle des pales soit la même. Pour une régulation de l'angle d'orientation, certains auteurs utilisent une simple fonction de transfert du premier ordre [23], [46], [13].

Régulation de la vitesse de variation de l'angle :

Une variation brute de l'angle des pales est indésirable, pour cela, il est très important de modéliser la vitesse de variation de cet angle. En effet, compte tenu des efforts subis par les pales, la vitesse de rotation des pales autour de leur axe (variation de l'angle de calage) doit être limitée à 10%. Ainsi la valeur de saturation de l'angle de calage en position est de 90° [23], [26], [34], [36], [46]. Le modèle du système de régulation de l'angle de calage montre que la variation de l'angle de référence est générée à partir du régulateur classique PI.

L'organigramme démonstratif concernant la régulation de l'angle d'inclinaison au sein des dispositifs de conversion énergétique éolienne peut être visualisé à la figure 3.35, disponible ci-dessous.



Ω_s (tr/min), Ω_g (tr/min), Tem (Nm), $Pear$ (W)

Figure 3. 35. Schéma de fonctionnement d'un aérogénérateur

Le vent est le facteur le plus importante pour la conversion énergétique éolienne. L'évolution de ce dernier donner une caractéristique de fonctionnement de l'éolienne en quatre zones importantes, qui doit respecter. La zone une c'est une zone de blocage naturelle (inertie de système il est importante). La région 02, l'inclinaison de la pale demeure constante (2°), la rotation du rotor est stable avec extraction de maximum de puissance. Pour éviter d'endommager la structure de l'aérogénérateur dans la zone 03 et 04, il est important de contrôler la rotation de la vitesse de la turbine par la technique nomme « Pitch » [27].

2.2.2 Conception des contrôleurs

Le cahier de charges d'une boucle de régulation impose en boucle fermée quatre performances qui sont : la précision, la rapidité, la stabilité et le dépassement. A noter aussi, que les besoins qu'il faut prendre en considération pour une commande d'un système sont : la réponse au système de commande, la robustesse au niveau des perturbations et la sensibilité à la variation des paramètres.

On peut faire donc une combinaison entre deux actions correctives. Dans notre travail on va combiner entre le correcteur Proportionnel et le correcteur Intégral, qui sont mis en parallèle, ce régulateur PI doit

être conçu pour stabiliser la boucle de contrôle de la vitesse et améliorer la dynamique du système contrôlé avec une annulation de l'erreur statique, ceci revient à un réglage judicieux des paramètres K_p et K_i .

Contrôleur PI pour régulation de l'angle de calage

En raison de sa conception simple, le régulateur PI est le type de régulateur le plus couramment utilisé dans les environnements industriels. Nous avons engendré pour la modification de l'inclinaison des pales pour contrôler la rotation du rotor, est maintenir une puissance plus stable contre le vent violent. La boucle de régulation de l'angle de calage est donner comme suite [27].

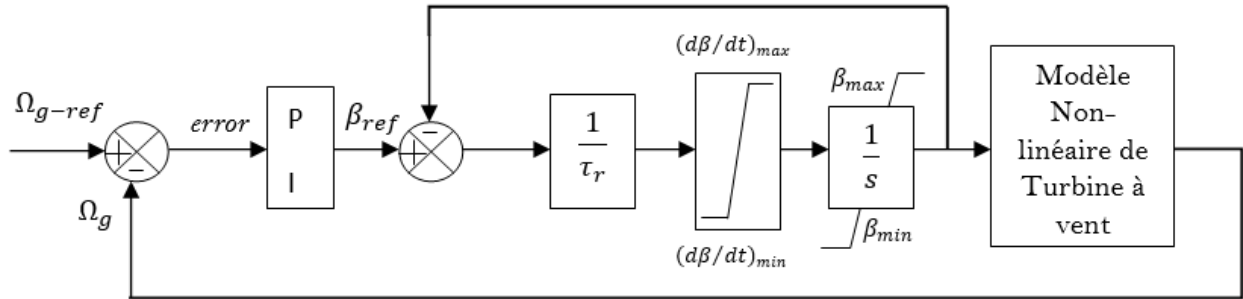


Figure 3. 36. Représentation schématique de l'approche de contrôle de pas

Le couple électromagnétique est maintenu à sa valeur nominale afin de garantir la régulation correcte de la puissance électrique. En raison des pales contrôlées par un actionneur hydraulique électrique, l'angle de pas est limité à une plage de deux degrés à quatre-vingt-dix degrés, ce qui est illustré par le bloc de saturation dans la même figure [27]. La méthode d'identification des gains K_p , K_i est donner comme suite :

Dans le domaine de Laplace, le contrôle PI conventionnel est défini comme suit [28] :

$$P(S) = K_p + K_i \frac{1}{S} \quad (3.35)$$

La fonction de transfert en boucle ouverte (FTBO) de système peut également être exprimée dans le domaine s pour donner le résultat suivant :

$$T(S) = \left(K_p + K_i \frac{1}{S} \right) \left(\frac{1}{0.2S+1} \right) \quad (3.36)$$

La fonction de transfert en boucle fermée (FTBF) $G(s)$ est comme suite [28] :

$$T(S) = \frac{T(S)}{T(S)+1} = \frac{K_c}{S^2 + (K_p + 1/0.2)S + (K_i/0.2)} \quad (3.37)$$

Lors de la sélection des coefficients du régulateur PI, la stabilité constitue la première considération. Afin d'assurer la stabilité d'un système en boucle fermée, les racines du dénominateur doivent être de signe négatif ou les coefficients du polynôme doivent être positifs.

Trouver les bons gains du régulateur se fait en comparant le dénominateur à la forme standard, qui est écrite comme suit :

$$S^2 + 2 \xi \omega_n S + \omega_n^2 \quad (3.38)$$

Où ξ est le coefficient d'amortissement et ω_n est la pulsation propre non amortie. Ainsi, les gains intégrateur (K_i) et proportionnelle (K_p) sont donnés par :

$$\begin{cases} K_p = \frac{2\xi\omega_n}{5} - 1 \\ K_i = \frac{\omega_n^2}{5} \end{cases} \quad (3.39)$$

Contrôleur PI pour la régulation de vitesse

Ce régulateur dit proportionnel et intégral (PI), c'est un correcteur purement théorique, il est remplacé par le correcteur à retard de phase qui est beaucoup plus pratique. On va l'utiliser afin de réduire l'erreur statique. La méthode utilisée est celle de l'identification. Ce régulateur se trouve dans une chaîne directe suivie d'une fonction de transfert du premier ordre du modèle dynamique de la deuxième masse, il a comme consigne la différence entre la vitesse de la génératrice de référence et mesurée, le couple électromagnétique est obtenu à la sortie du régulateur.

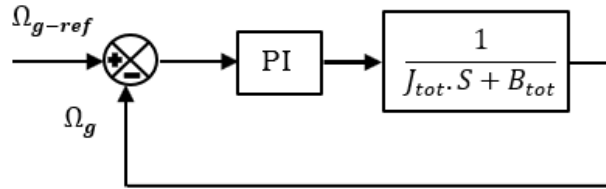


Figure 3. 37. Boucle de régulation de la vitesse de rotation par un régulateur PI

La fonction de transfert de la chaîne directe est définie par :

$$FTBF = \frac{K_p S + K_i}{J_{tot} S + B_{tot} S} \quad (3.40)$$

La fonction de transfert obtenue en boucle fermée est du deuxième ordre :

$$FTBF = \frac{\Omega_g}{\Omega_{g-ref}} = \frac{\frac{K_p S + K_i}{J_{tot}}}{S^2 + \frac{K_p + B_{tot}}{J_{tot}} S + \frac{K_i}{B_{tot}}} \quad (3.41)$$

D'où la fonction de transfert générale d'un système du second ordre avec deux pôles complexes est donné par :

$$FTBF = \frac{2\xi\omega_n S + \omega_n^2}{S^2 + 2\xi\omega_n S + \omega_n^2} \quad (3.42)$$

Avec :

ξ : Coefficient d'amortissement (0.707)

ω_n : Pulsation propre

Après une identification du polynôme caractéristique de notre équation avec la forme générale on obtient :

$$\begin{cases} 2\xi\omega_n = \frac{K_p + B_{tot}}{J_{tot}} \\ \omega_n^2 = \frac{K_i}{J_{tot}} \end{cases} \quad (3.43)$$

On tire donc les expressions des paramètres K_p et K_I :

$$K_p = 2 \cdot \xi \cdot \omega_n \cdot J_{tot} - B_{tot} \quad (3.44)$$

$$K_i = J_{tot} \cdot \omega_n^2 \quad (3.45)$$

Pour optimiser les performances dynamiques et la stabilité du système, on opte pour un coefficient d'amortissement en boucle fermée [40].

Contrôleur à logique floue (FLC)

Les variations non prévisionnelle et brusque de vent crier un problème majeur pour l'infrastructure des éoliennes et sur les équipements d'électronique de puissance. Malheureusement, la régulation classique base sur un modèle déterministe est avoir un problème d'adaptation au variation paramétrique de modèle à régulé cause les variation brusque du vent et les perturbations externes (par exemple mauvaise estimation du vent par la girouette).

Nous avons proposé, un modèle non déterministe base sur la logique floue. En termes de paramètres d'entrée dynamiques et de perturbations externes, les contrôleurs à logique floue (FLC) appropriés surpassent les contrôleurs traditionnels [29]. Cela est dû au fait qu'ils ne dépendent pas d'un modèle mathématique, mais des données d'expertise sur le fonctionnement de système.

Le principe de fonctionnement et les étapes nécessaire pour la conception de régulateur floue est présenté dans la figure ci-dessus :

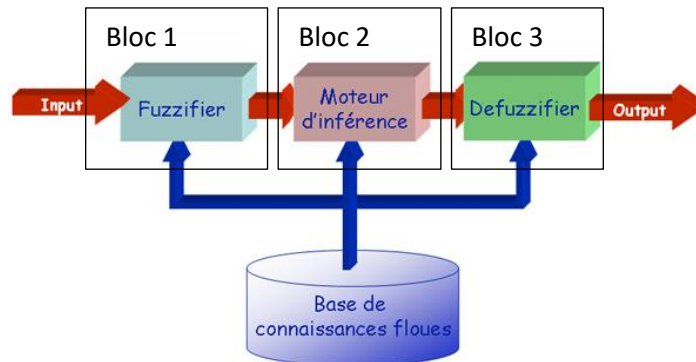


Figure 3. 38. Principe de fonctionnement de régulateur floue

Le régulateur floue il est composée de trois blocs :

- une interface de fuzzification à l'entrée (voir Bloc 1)
- une logique de prise de décision (ou bloc d'inférence) (voir Bloc 2)
- une interface de defuzzification en sortie (voir Bloc 3)

Le système à commander ne recevant que des valeurs déterministes (non floues), un contrôleur à logique floue doit convertir des valeurs déterministes à son entrée en valeurs floues, les traiter avec les

règles floues et convertir le signal de commande en valeurs déterministes pour les appliquer au procédé. Ce processus est détaillé dans les étapes suivantes :

Etape 01 : La fuzzification

La fuzzification est une étape clé dans le processus de contrôle basé sur la logique floue. Elle consiste à convertir des valeurs d'entrée précises en des variables linguistiques floues, permettant ainsi au système de raisonner de manière floue. Voici les étapes nécessaires pour la fuzzification [6]:

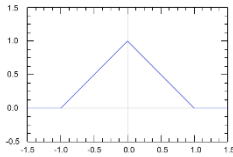
Définition des variables linguistiques :

Cette étape est nécessitée une identification des variables d'entrée et sortie. Le système de régulation des pales est constitué a deux entres qui sont l'erreur (e) et la dérivée d'erreur (de) et une sortie de commande (du) comme termes flou pour la sortie de système de régulation. Les termes linguistiques pour minimiser l'erreur de convergence dans le système de contrôle de pales, sont présenté comme suite :

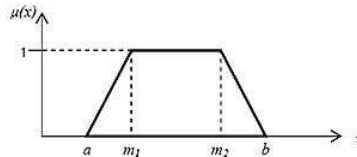
"Positive grande (PG)", "positive moyenne (PM)", "positive petite (PP)", "auteur de zéro (EZ)", et "négative grande (NG)", "négative moyenne (NM)" et "négative petite (NP)".

Établir des ensembles flous (ensembles flous ou fonctions d'appartenance):

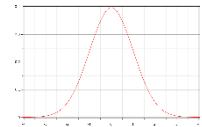
Associez à chaque terme linguistique une fonction d'appartenance qui décrit comment les valeurs précises se rapportent à ce terme flou. Les fonctions d'appartenance utiliser sont :



Triangulaires



Trapézoïdales



Gaussiennes

Univers de discours :

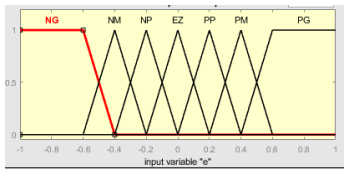
L'univers de discours est la plage complète des valeurs possibles pour une variable donnée. Nous avons choisi un univers de discours unitaire $[-1 \ 1]$ pour toutes les variables (e, de, u).

La partition floue de l'univers de discours :

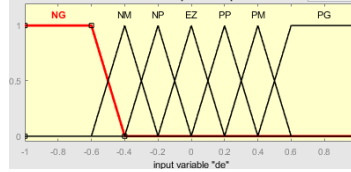
La partition floue divise l'univers de discours en ensembles flous (ou en termes linguistiques) pour une variable donnée. Plus les nombres des sous ensemble floue est importante est plus la sensibilité de commande sera grande (3 sous ensemble floue, 5 sous ensemble, 7 sous ensemble).

Dans cette étude nous avons diviser l'univers de discours en Sept ensembles flous citée ci-dessous tels que "**NG, NM, NP, EZ, PP, PM, PG**". Chaque ensemble flou est associé à une fonction d'appartenance (triangle, trapèze, gaussien, etc.) définissant la manière dont les valeurs précises appartiennent à cet ensemble.

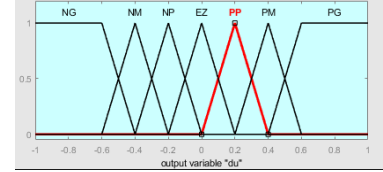
La fuzzification des entrées et sortie dans le cas d'étude sont présente comme suite :



Erreur (e)



Dérivée d'erreur (de)



Dérive de commande (du)

Etape 02 : Moteur d'inférence (Cœur de RLF)

Cœur d'un RLF, simule les décisions humaines et déduit les actions de commande floue à l'aide de l'implication floue et des règles d'inférence. Le système d'inférence est présenté en différentes aspect comme suite :

Établissement des règles floues :

Ces règles sont généralement exprimées sous forme de "si-alors". Pour décrire le comportement du système en termes de relations floues entre les variables d'entrée (e, de) et de sortie (u).

La description des règles floue dans le bloc d'inférence est fourni comme suite :

- 1- SI [(Prédicat 1) ET/OU (Prédicat 1') ET/OU] ALORS (Conclusion) OU
- 2- SI [(Prédicat 2) ET/OU (Prédicat 2') ET/OU] ALORS (Conclusion) OU
- 3- OU
- 4- OU
- m- SI [(Prédicat N) ET/OU (Prédicat n') ET/OU] ALORS (Conclusion)

Les nombres des règles flou sont déterminer par la relation $(RF=(NFA)^m)$

Avec : **NFA** : c'est les nombres des fonctions d'appartenance (3, 5 7, etc), **n** = Les nombres d'entrée

Notre cas d'étude nous avons deux entrée, chaque entrée contient sept fonctions d'appartenance ce qui donne 49 règles floue $(RF=(7)^2 = 49)$ doivent être générée. Les règles sont classe dans un tableau comme suite :

Tab 3. 1. Les règles d'inférences

e \ De	NG	NM	NP	EZ	PP	PM	PG
PG	EZ	PP	PM	PG	PG	PG	PG
PM	NP	EZ	PP	PM	PG	PG	PG
PP	NM	NP	EZ	PP	PM	PG	PG
EZ	NG	NM	NP	EZ	PP	PM	PG
NP	NG	NG	NM	NP	EZ	PP	PM
NM	NG	NG	NG	NM	NP	EZ	PP
NG	NG	NG	NG	NG	NM	NP	EZ

Activation des règles :

Le bloc d'inférence détermine quelles règles sont activées en fonction des degrés d'appartenance des valeurs floues aux ensembles flous définis dans la fuzzification. Plus le degré d'appartenance à un ensemble flou est élevé, plus la règle correspondante est activée.

Nous citons plusieurs algorithmes mathématiques qu'il doit utiliser pour calculer une fonction de sortie comme suite :

- La méthode d'inférence « MAX – MIN »
- La méthode d'inférence « MAX – PROD »
- La méthode d'inférence « SOM – PROD »

Pour clarifier la compréhension l'un des méthodes d'inférences (MAX-MIN) est présenté comme suite :

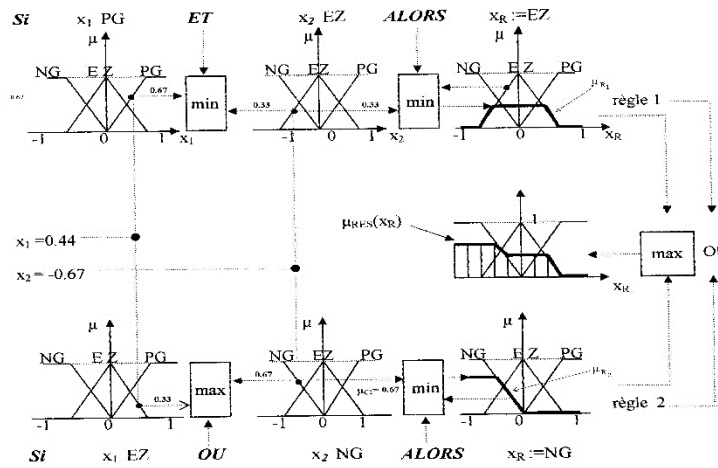


Figure 3. 39. La méthode d'inférence MAX-MIN avec agrégation « OÙ »

Combinaison des règles :

Lorsque plusieurs règles sont activées, le bloc d'inférence combine ces règles pour obtenir une réponse globale. Il peut y avoir différentes méthodes de combinaison, comme la méthode de « Mamdani » ou celle de « Takagi-Sugeno-Kang ». Nous avons utilisé la méthode « Mamdani » pour la régulation des pales.

Agrégation des résultats :

Lorsque la base de connaissance comporte plusieurs règles, l'ensemble flou inféré est obtenu après une opération appelée agrégation des règles. En d'autres termes, l'agrégation des règles utilise la contribution de toutes les règles activées pour en déduire une action de commande floue. Généralement, les règles sont activées en parallèle et son liées par l'opérateur d'agrégation « OÙ ».

Selon le type de l'implication, classique ou conjonctive, l'opérateur utilisé pour agréger les règles est de type conjonctif ou disjonctif. Ainsi, en commande, l'implication étant généralement de type conjonctif, cela

revient à considérer que les règles sont liées par un opérateur « OÙ ». En pratique, on utilise l'opérateur max :

$$\mu_b(y) = \max(\mu_{bi}(y)) \tag{xx}$$

Etape 03 : Défuzzification

Enfin, les valeurs de sortie floues doivent être converties en valeurs numériques précises. La défuzzification est le processus par lequel les valeurs floues sont transformées en valeurs numériques uniques.

Plusieurs méthodes de défuzzification peuvent être utilisées, telles que le centre de gravité, la méthode du maximum, le centre de la plus grande surface, Le centre des maximas, etc. La valeur numérique résultante est ensuite utilisée comme commande ou action à prendre dans le système à régler.

2.2.2.1.1 Boucle de régulation de contrôleur flou :

Le régulateur flou est implémenté sous l'environnement Matlab/Simulink pour l'ajustement de variation des pales afin de vérifier son efficacité et sa robustesse. Nous avons concentré dans cette étude sur un structures de régulateur base de la logique floue qui est le régulateur PI flou incrémentale qui réagit sous les équations suivantes :

L'équation de commande (angle de référence) est d'écrire sous forme d'une sommation entre l'erreur (erreur de vitesse) et leur dérivée comme suite :

$$u(t) = K_p e(t) + K_i \int e(t) dt \tag{3.46}$$

L'incrémentement de sortie de régulateur permettre décrire une dérivée de commande comme suite :

$$\frac{du(t)}{dt} = K_p \frac{de(t)}{dt} + K_i e(t) \tag{3.47}$$

L'ajustement de réponse de système (u) après la normalisation de la plage de discoure des variables d'entrée et sortie, nécessite une modification des fonctions d'appartenance et les gains de contrôle (K_e, K_{de}, K_{du}) comme suite :

$$\Delta u = K_p \Delta e + K_i e \tag{3.48}$$

Le schéma sous l'environnement Matlab de régulateur PI flou incrémentale est comme suite :

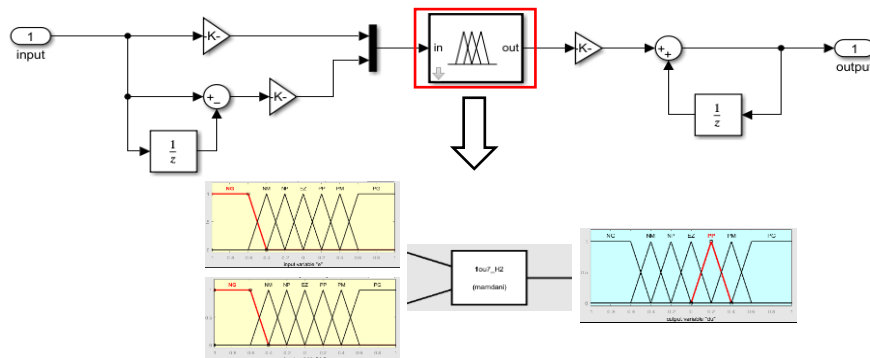


Figure 3. 40. Régulateur flou incrémentale synthésisé

L'estimation des gains d'ajustement de réponse de régulateur flou incrémentale pour atteindre la référence désirée est se fiat par la méthode essais-erreur. Au départ, n'ajuster la variation de l'erreur et leur dérivée par les gains d_e , K_{de} pour soit dans la même référence (auteur de zéro), tous en fixant la variation de commande a une valeur minimale. Apres la stabilisation de l'erreur et leur dérivé, n'ajuste la sortie de régulateur pour calibre la réponse de système tous en assurant les critères de régulation (temps de réponse, dépassement, stabilité) demande. Les gains de régulation de système est présenté comme suite :

Tab 3. 2. Gains d'ajustement

K_e	K_{de}	K_{du}
0.01	5	1000

Finalement, la boucle de régulation flou synthétisé pour le contrôle de l'angle de calage est illustrée dans la figure ci-dessus.

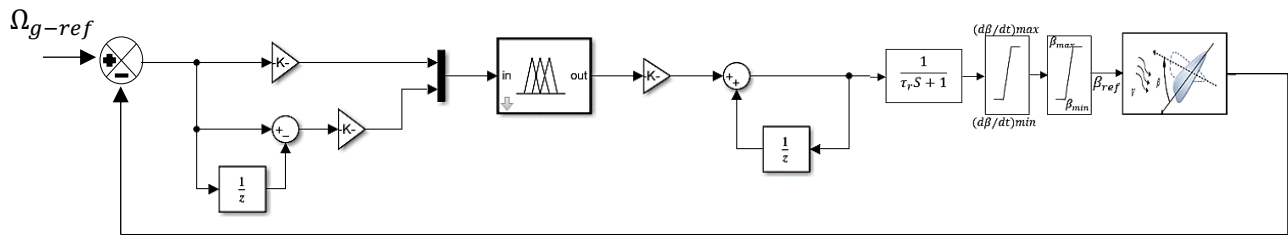


Figure 3. 41. Modèle de commande PI-FLC d'un système à pas variable

Contrôleur basé sur les réseaux neuronaux artificiels « ANN »

À la suite des expérimentations menées sur différentes architectures, il a été observé que la sélection la plus pertinente consistait à opter pour une architecture de réseau de neurones récurrente à deux couches cache, nomme perceptron multicouche (PMC), car il est robuste face à des cas de non-linéarité, ce qui donne une bonne convergence. De plus, l'apprentissage utiliser c'est un apprentissage supervise et dynamique (la sortie est connue). Ce dernier menu une couche d'entrée comportant 3 neurones qui sont (e , d_e , du), suivie de deux couches cachées comprenant respectivement 25 et 10 neurones, et enfin une couche de sortie contenant un seul neurone (du) comme présente dans la figure ci-dessus.

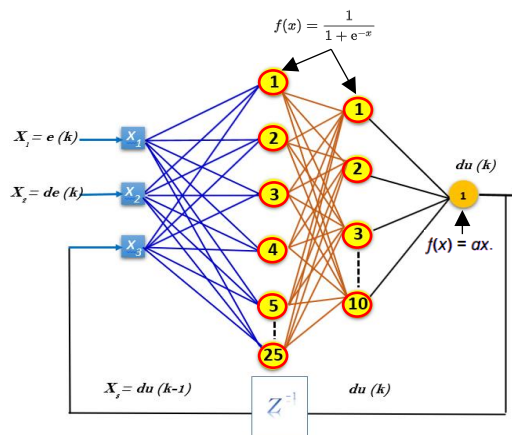


Figure 3. 42. Architecture du perceptron multicouche [31]

La convergence de ce dernier a été réalisée par une méthode d'essais erreur. Dans cette étude, nous avons utilisé plusieurs fonctions d'activation dans les couches cachées les plus couramment utilisées (logsig, tansig, etc.). La couche de sortie est fixée à une fonction d'activation linéaire nommée (pureline). De plus, pour la mise à jour des paramètres du réseau de neurones et pour aider à la convergence rapide, nous avons sélectionné plusieurs algorithmes. Parmi ces choix, les plus utilisés est l'algorithme de rétropropagation du gradient de l'erreur et l'algorithme de Levenberg-Marquardt (LM). L'organigramme d'apprentissage de réseau de neurone (PMC) est présenté comme suit [32][33] :

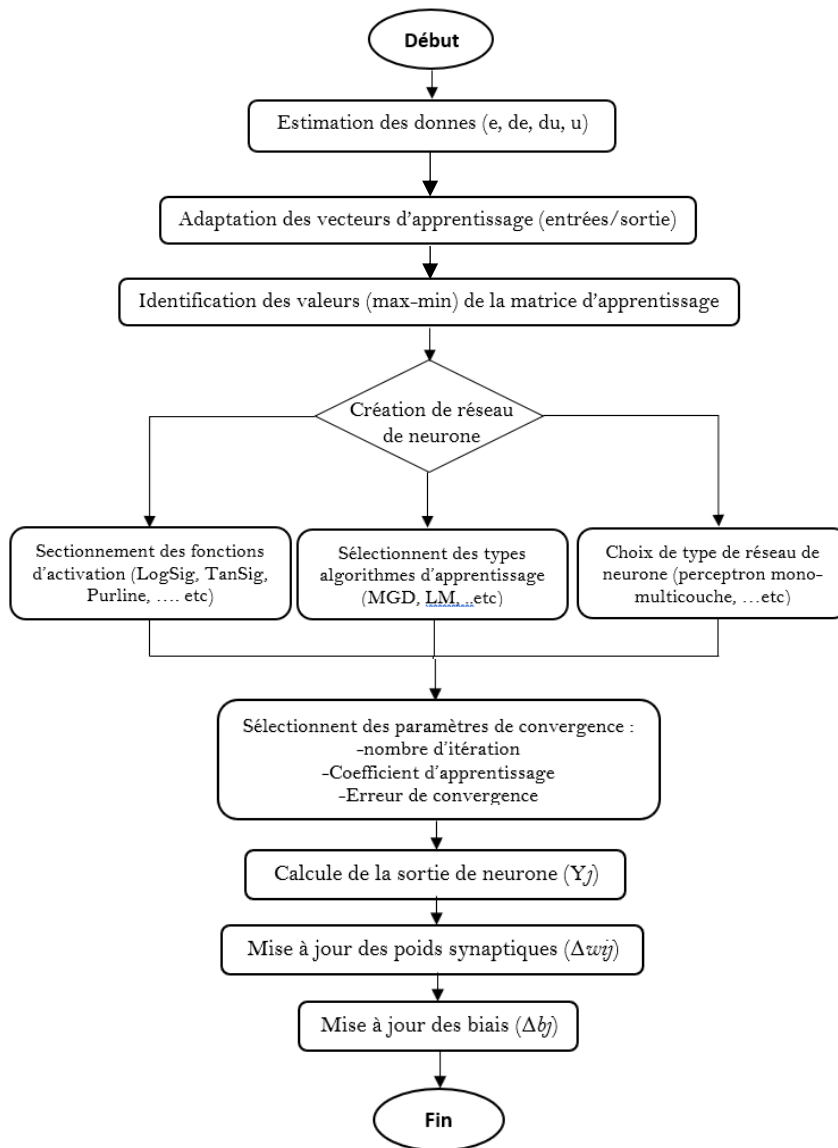


Figure 3. 43. Organigramme d'apprentissage de MLP

L'analyse approfondie de fonctionnement d'un perceptron multicouche (PMC) dans un contexte d'apprentissage supervisé est présenté comme suite :

L'estimation des données :

Les données d'entrée de système étudié sont des données numériques, issues du concept de l'identification directe d'un régulateur classique (PI) comme présenté dans la figure ci-dessus.

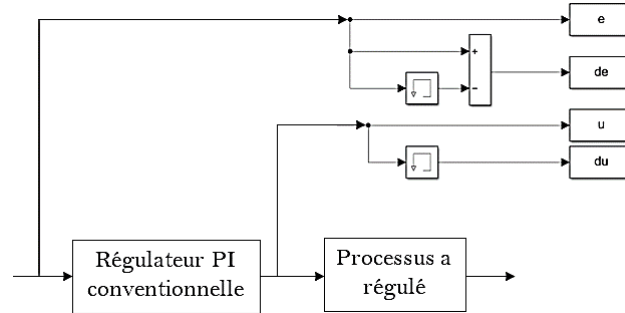


Figure 3. 44. Schéma d'identification directe [31]

La taille du vecteur des variables sélectionnées regroupant l'erreur, la dérivée de l'erreur et la dérivée de commande est de 10 000 valeurs. Ces données sont réparties en trois parties distinctes pour l'apprentissage, le teste et la validation (Checking). Nous avons joué sur la taille de vecteur (e, de, du) d'apprentissage s'il y a un problème des minima locaux ou de convergence par la commande suivante : (*entré_n* = entrée [1 : pas : taille de vecteur] / *sortie_n*=sortie [1 : pas : taille de vecteur]).

Activation des neurones :

Après plusieurs essais de convergence, nous avons fixe la fonction d'activation logsig dans les couches cachées, également connue sous le nom de fonction sigmoïde ou fonction logistique, est une fonction mathématique couramment utilisée dans les réseaux de neurones. Sa formule est la suivante :

$$f(x) = \frac{1}{1+e^x} \quad f'(x) = f(x)'[1 - f(x)] \quad (3.49)$$

Dans cette équation, x représente l'entrée de la fonction. La fonction logsig transforme cette entrée en une sortie dans la plage (0,1), ce qui la rend particulièrement utile pour les tâches où une sortie binaire est nécessaire (par exemple, dans la classification binaire).

Calcul de la sortie du neurone :

Dans un MLP, chaque neurone calcule une valeur de sortie en appliquant une fonction d'activation à la somme pondérée de ses entrées.

Pour un neurone j dans la couche cachée ou de sortie y_j , la sortie est calculée comme suit :

$$y_j = f \sum_{i=1}^n \omega_{ij} x_i + b_j \quad (3.50)$$

Où :

y_j est la sortie du neurone j.
 $f(x)$ est la fonction d'activation, dans ce cas la fonction sigmoïde

ω_{ij} est le poids synaptique entre l'entre i et le neurone j .
 x_i est la valeur de l'entrée i .
 b_j est le biais de neurone j .
 n est le nombre d'entrées pour ce neurone

Mise à jour des poids synaptiques :

L'algorithme de Levenberg-Marquardt est une méthode d'optimisation utilisée pour ajuster les poids et les biais du réseau afin de minimiser une fonction de coût.

La mise à jour des poids synaptiques est effectuée en utilisant la règle de correction d'erreur rétro propagée, qui minimise la fonction de coût par rapport aux poids en ajustant les poids dans la direction qui minimise la fonction de coût.

La mise à jour des poids $\Delta\omega_{ij}$ entre la couche cachée et la couche de sortie est calculée comme suit :

$$\Delta\omega_{ij} = -\eta \frac{\partial E}{\partial \omega_{ij}} \quad (3.51)$$

Où η est le taux d'apprentissage et E est la fonction de coût.

Mise à jour des biais :

Les biais sont également ajustés pendant l'apprentissage pour aider le réseau à mieux s'adapter aux données.

La mise à jour du biais Δb_j pour le neurone j est calculée de manière similaire à la mise à jour des poids :

$$\Delta b_j = -\eta \frac{\partial E}{\partial b_j} \quad (3.52)$$

Où η est le taux d'apprentissage et E est la fonction de coût.

Afin de valider la stratégie de contrôle proposée, les résultats d'apprentissage et de convergence de MLP après pleine d'essais sous les hyperparamètres discuté déjà avant sont présenté comme suite :

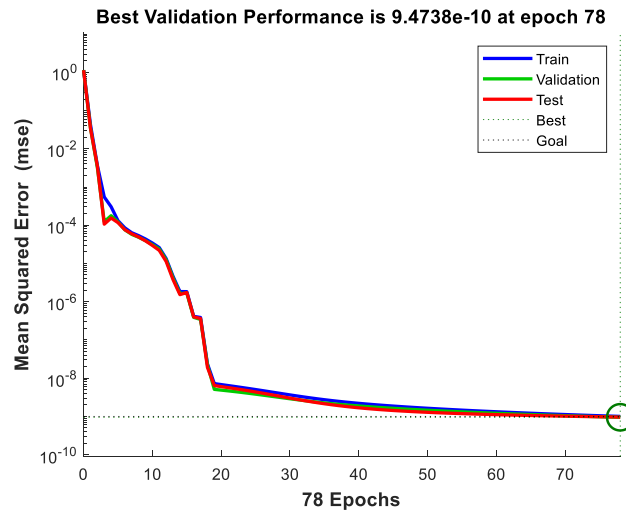


Figure 3. 45. Résultats de minimisation de l'erreur quadratique

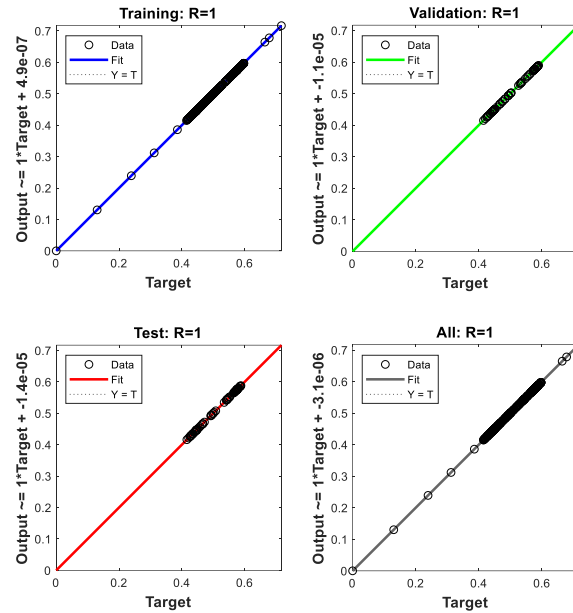


Figure 3. 46. Performance d'apprentissage sous coefficient de régression

Le modèle MLP proposé avec deux couches cachées donne une erreur de convergence de $1e-10$, ce qui signifie que la différence entre les prédictions du modèle et les valeurs réelles est très faible. Cela suggère que le modèle a bien appris à représenter les relations entre les variables d'entrée et de sortie dans les données d'entraînement. D'autre part, l'erreur quadratique moyenne et donné une valeur unitaire, c'est-à-dire que R plus élevé indique une régularisation plus forte.

La boucle de régulation menu le régulateur neuronal en série avec la technique d'orientation des pales est présenté comme suite :

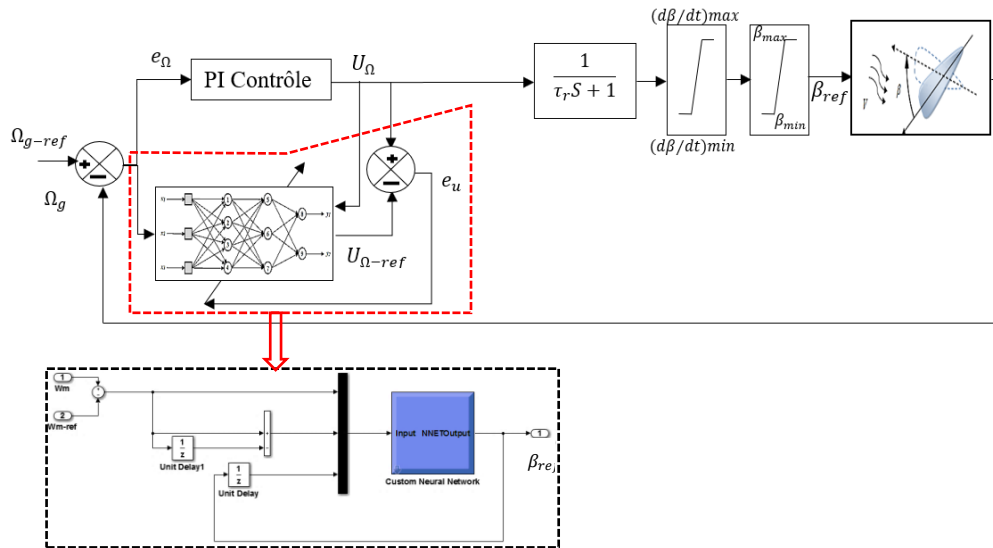


Figure 3. 47. Le mécanisme des pales est contrôlé à l'aide d'un modèle PI-ANN

Contrôleur neuro-flou

Les systèmes Neuro-Flous permettent de combiner les avantages de deux techniques complémentaires. Les systèmes flous fournissent une bonne représentation des connaissances. L'intégration de réseaux de neurones au sein de ces systèmes améliore leurs performances grâce à la capacité d'apprentissage de réseaux de neurones. Inversement, l'injection des règles floues dans les réseaux de neurones, souvent critiques pour leur manque de lisibilité, clarifie la signification des paramètres du réseau et facilite leur initialisation, ce qui représente un gain de temps de calcul considérable pour leur identification. De nombreux types de systèmes Neuro-flous ont été définis et développés ces dernières années, loin d'être uniformiser, et parfois équivoque et confuse. Afin de clarifier les définitions, nous proposons dans ce chapitre une présentation plus détaillée de L'ANFIS développés par Jang [22] [23] [32].

L'idée est d'apprendre efficacement la forme des fonctions d'appartenance pour le système flou en tirant parti de la propriété adaptative des méthodes neuronales [24-25].

Le contrôleur neuro-floue développé est un ANFIS (Adaptive Network Based Fuzzy Inference System) c'est un système d'inférence adaptatif neuro-flou qui consiste à utiliser un réseau neurone de type MLP à 5 couches pour lequel chaque couche correspond à la réalisation d'une étape d'un système d'inférence floue de type Takagi Sugeno. Pour la simplicité, nous supposons que le système d'inférence flou à deux entrées x et y , et à comme une sortie f . Supposer que la base de règle contient trois règles floues de type Takagi-Sugeno.

Règle1 : Si x est A_1 et y est B_1 ALORS $f_1 = p_1x + q_1y + r_1$

Règle2 : Si x est A_2 et y est B_2 ALORS $f_2 = p_2x + q_2y + r_2$

L'ANFIS à une architecture posée par cinq couches comme représenté sur la figure 3.35.

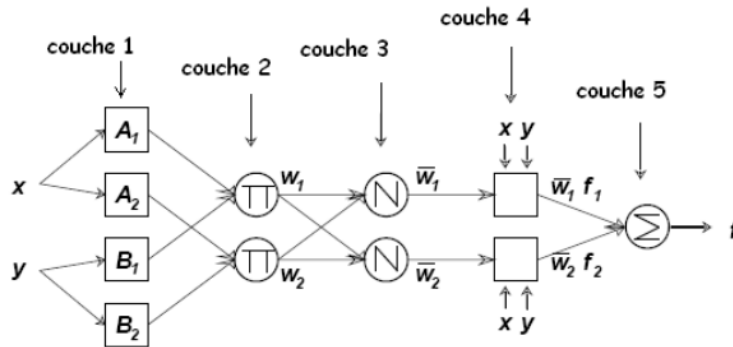


Figure 3. 48. L'Architecture de l'ANFIS

Une architecture standard peut être décrite de la manière suivante :

La première couche : Une architecture de type ANFIS comporte autant de neurones qu'il y'a de sous-ensembles flous dans le système d'inférence représenté. Chaque neurone calcule le degré de vérité d'un sous ensemble flou particulier par sa fonction de transfert. La seule restriction sur le choix de cette

fonction concerne sa dérivabilité. En retrouve dans la littérature, l'utilisation, de fonctions gaussiennes et les paramètres modifiables sont le centre et la pente de la gaussienne (variance).

La fonction d'activation des neurones i de la première couche :

$$f_i^1 = \mu_{Ai}(x) \quad (3.53)$$

Tel que x est l'entrée au neurone i , et A_i est un sous ensemble flou correspondant au variable x . En d'autres termes, f_i^1 est la fonction d'appartenance du A_i et il indique le degré auquel donné x satisfait le quantifier A_i . Nous choisissons $\mu_{Ai}(x)$ pour être en forme de (Gaussien, triangle, trapézoïdal) avec le maximum égal à 1 et le minimum égal à 0, tel que les fonctions généralisées de ces formes sont :

$$\text{Triangle : } \mu(x) = \max\left(\min\left(\frac{x-a}{b-a}, \frac{c-x}{c-b}\right), 0\right)$$

$$\text{Trapézoïdale : } \mu(x) = \max\left(\min\left(\frac{x-a}{b-a}, 1, \frac{d-x}{d-c}\right), 0\right)$$

$$\text{Gaussienne : } \mu(x) = \exp\left(-\frac{(x-c)^2}{\sigma^2}\right)$$

Où $\{a, b, c, \sigma\}$ est l'ensemble des paramètres. Pendant que les valeurs de ces paramètres changent, les fonctions en forme précédente changent en conséquence, de ce fait présenter de diverses formes de fonction d'appartenance sur la variable linguistique A_i . Les paramètres dans cette couche désigner sous le nom des paramètres de fonction d'appartenance [25].

La deuxième couche cachée : sert à calculer le degré d'activation des prémisses. Les neurones de ces couches représentent chacun la prémisse d'une règle [25]. Ils reçoivent en entrée le degré de vérité des différents sous-ensembles flous composant cette prémisse et ont en charge le calcul de son propre degré de vérité. Les fonctions d'activation utilisées pour ces neurones dépendant des opérateurs présents dans les règles (ET ou OU).

La fonction d'activation des neurones i de la première couche :

$$W_k = \mu_{ai} \times \mu_{bj}(y) \quad (3.54)$$

Où k : représente le nombre de règle, i : représente le nombre de partition de x , et j : le nombre de partition de y

La troisième couche cachée : Normalise de degré d'activation des règles. Chaque neurone dans cette couche est un neurone de cercle noté N . le $i^{\text{ème}}$ neurone calcule le rapport entre $i^{\text{ème}}$ poids de règles et la somme de tous les poids des règles. Cette opération est appelée la normalisation des poids.

$$\overline{W}_k = \frac{W_k}{\sum W_i} \quad (3.55)$$

L'ensemble des sorties de cette couche seront appelées les poids normalisés.

La quatrième couche cachée : Sert à déterminer les paramètres la partie conséquence des règles (p, q, r). La fonction de chaque neurone dans cette couche est la suivante [25] :

$$f_k^4 = \overline{W}_k \times f_k = \overline{W}_k \times (p_k x + q_k y + r_k) \tag{3.56}$$

Où W_k est la sortie de la troisième couche, et $\{p_i, q_i, r_i\}$ est l'ensemble des paramètres. Ces paramètres désignent sous le nom les paramètres conséquents.

La couche de sortie : Contient un seul neurone dans cette couche, qui calcule la sortie globale comme addition de tous les signaux entrants, c'est-à-dire :

$$f^5 = \sum \overline{W}_k \times f_k^4 \tag{3.57}$$

L'organigramme du processus de formation de l'ANFIS est présenté à la figure xx. Tout d'abord, les données d'apprentissage seront collectées et se composent de trois entrées (à savoir l'erreur e , l'intégrale de l'erreur $\int e$) et d'une sortie (à savoir le signal de commande u) sous la forme d'un tableau dans l'espace de travail MATLAB au cours du processus de travail du contrôleur conventionnelle. Après avoir obtenu l'ensemble de données, le système d'inférence floue (FIS) est généré dans lequel les types et le nombre de MF sont donnés. Il convient de noter que la plage d'entrée des MF doit couvrir l'ensemble des données d'entrée. Ensuite, les options du processus d'apprentissage du FIS sont formulées, telles que la méthode d'optimisation en citant la méthode hybride, rétropropagation de gradient, la tolérance d'erreur ($1e-3$) et le nombre d'épochè. La sortie de l'ANFIS correspondant au signal de commande est obtenue lorsque l'une des deux conditions suivantes est remplie : $\min(J)$ inférieur à la tolérance d'erreur prédéfinie ou nombre suffisant d'épochès [22][23][32].

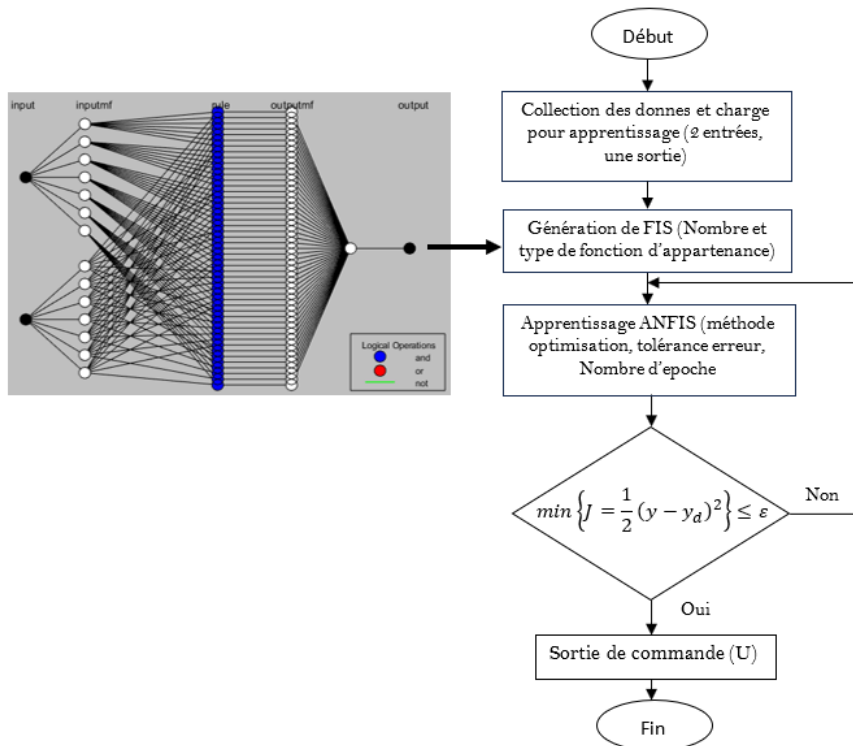


Figure 3. 49. Le principe de l'ANFIS pour le réglage de l'angle de calage

Après l'apprentissage satisfaisante, nous implémentons le régulateur dans la boucle de régulation comme présenté dans la figure ci-dessus, sous les facteurs d'échelle (K_e , K_{de} , K_{du}) sont déduits après plusieurs essais erreur.

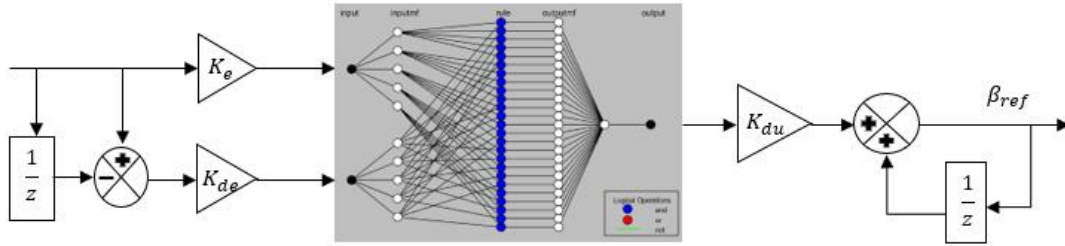


Figure 3. 50. Régulateur neuro-flou incrémentale synthétise

Processus d'apprentissage de régulateur :

La formation est effectuée à l'aide de l'algorithme hybride. L'ensemble des données d'apprentissage utilisées provient de simulations approfondies du système contrôlé avec le régulateur conventionnelle PI dans diverses conditions de fonctionnement. Le nombre d'épochès de formation est fixé à 100 avec une tolérance d'erreur de 10^{-3} . Les donnes d'entrées sont devisées en trois parties. Le vecteur d'apprentissage menu 8000 enchantions (80%) pour chaque variable (e, de, du), le vecteur de teste menu 1000 valeurs (10%) et le vecteur de validation menu 1000 valeurs (10%). Le nombre d'épochès été choisi comme étant le nombre le plus élevé après lequel il n'y a pas de réduction significative de l'erreur d'apprentissage.

Après l'initiation des donnes d'apprentissage, nous étions faits beauqueau des essais pour être toucher une erreur quadratique de 0.00028332. Le processus d'apprentissage de régulateur ANFIS est présenté dans le résultat dans la figure ci-dessus :

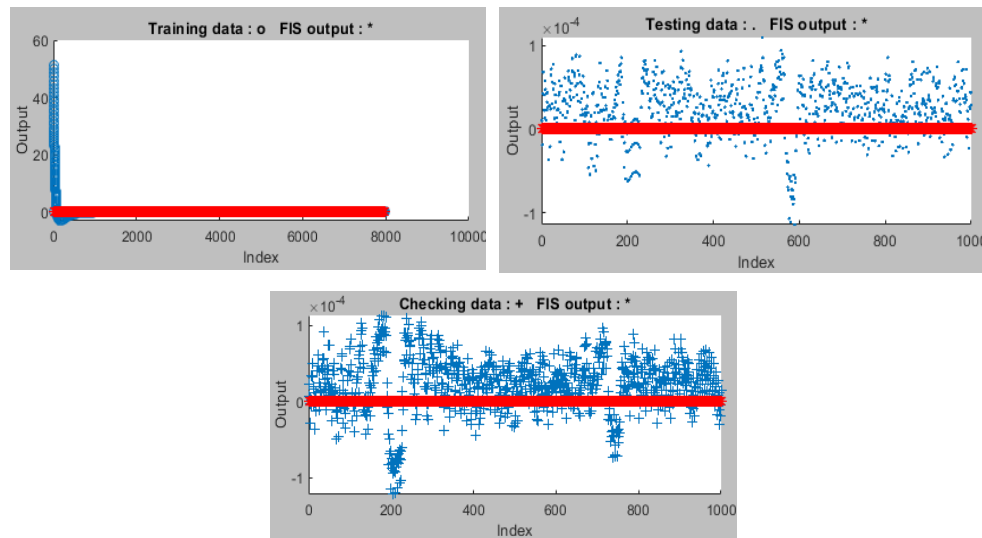


Figure 3. 51. Courbe d'apprentissage, teste et de validation de ANFIS

Les fonctions d'appartenance d'entrée du NFC et après le processus d'apprentissage sont présentés dans les figures ci-dessus et la fonction de sortie est choisie pour être linéaire [26-27].

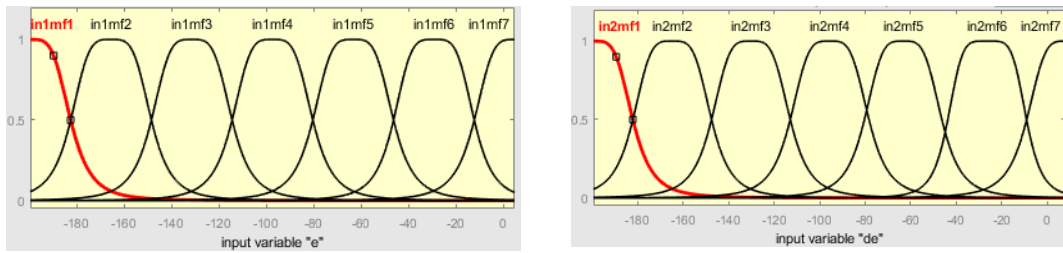


Figure 3. 52. Les entrées après l'apprentissage

La boucle de régulation de l'ANFIS synthétisé est illustrée dans la figure ci-dessus.

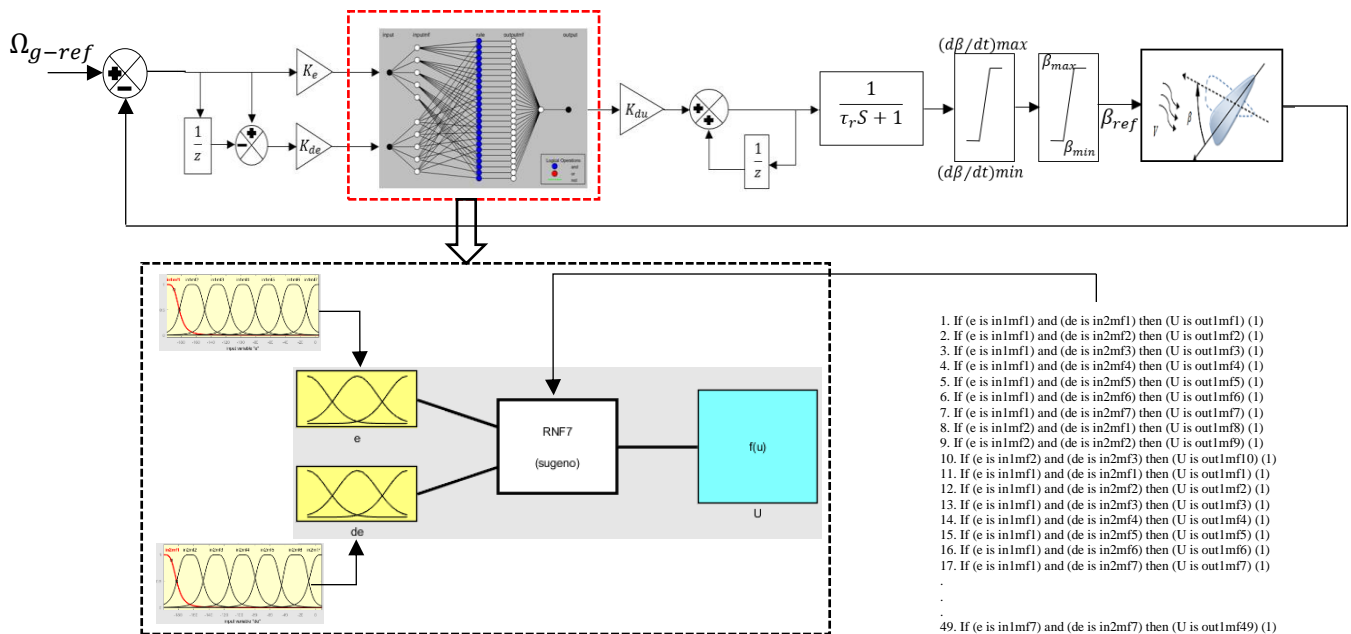


Figure 3. 53. Modèle de commande PI-NFLC d'un système à pas variable

2.3 Résultats et discussion

Le contrôleur d'intelligence artificielle proposé est utilisé pour contrôler la variation de l'angle de calage. Un modèle de la turbine a deux masses a qui a été modélisé et simulé sous l'environnement Matlab/Simulink. Cela est fait pour montrer à quel point il peut bien contrôler la vitesse mécanique pour extraire le maximum de puissance par la technique « MPPT » et éviter les perturbations du vent violent par la technique « Pitch ». Les caractéristiques d'un modèle d'éolienne à trois pales d'une puissance de 2.5MW est utilisée dans cette étude comme présente dans le tableau ci-dessous (voir Annex 3.7) [33].

Pendant 800 secondes (13.3 min) de temps de simulation, les quatre réponses des contrôleurs flou, neuronale et neuro-floue ont été évaluées en termes de suivi de consigne, stabilité et de précision, en intégrant un modèle de vitesse du vent qui varie et présente des turbulences. La vitesse du vent sélectionnée en utilisant le modèle de Nichita (voir Annex 3.6), comme indiqué dans la figure 3.54, a une valeur moyenne de 11 m/s, avec des valeurs minimale et maximale de 9.5 et 13 m/s respectivement. Cette approche a été adoptée afin de garantir que la vitesse du vent sélectionnée demeure constamment autour de la vitesse nominale durant toute la période de simulation [29].

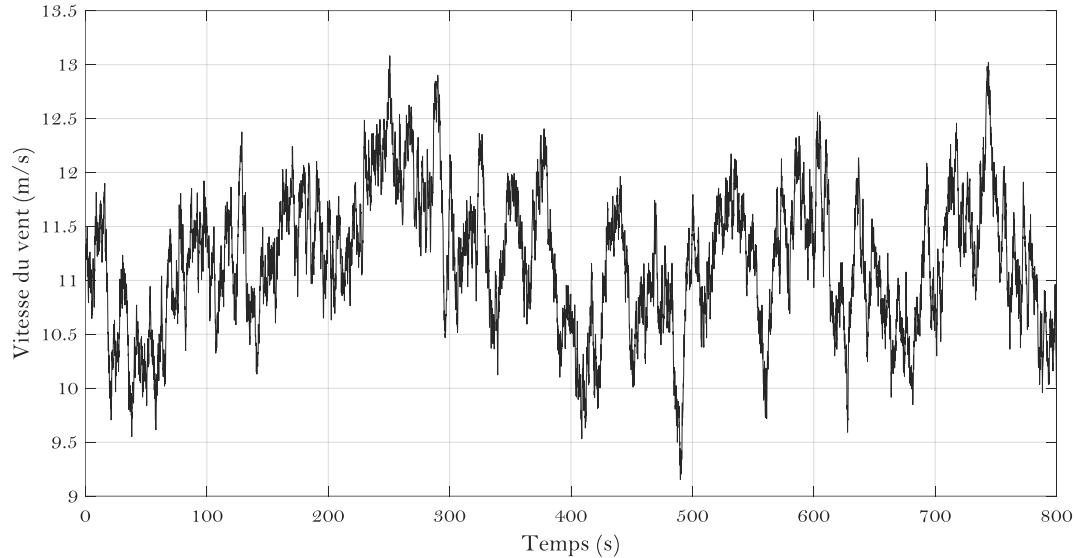


Figure 3. 54. Profil du vent

Pour prouver l'efficacité des techniques utiliser (MPPT, Pitch) base sur la régulation artificielle, nous avons extraire différents paramètres mécaniques comme l'angle de calage, la vitesse de rotor de la génératrice, la vitesse relative, couple électromagnétique et la puissance de la turbine.

Analyse de performance de la vitesse de générateur avec les techniques MPPT et Pitch :

L'évolution du la vitesse du vent non prévisionnelle, obliger s'introduire un contrôle de vitesse de la génératrice pour mettre à sa valeur maximale support par la machine. Nous avons mis en œuvre un mécanisme d'orientation des pales (Pitch), tous en m'extraire le maximum de puissance par la technique (MPPT) dans une plage de fonctionnement nominale comme démontré dans les sections précédentes.

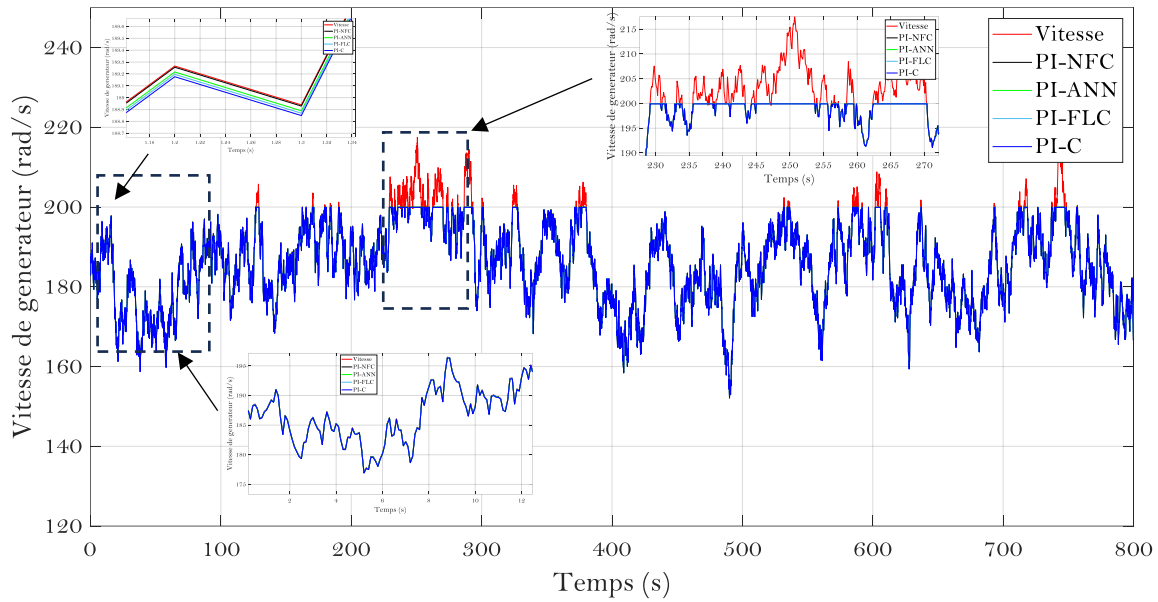


Figure 3. 55. Vitesse de générateur contrôle par les mécanismes « MPPT et Pitch »

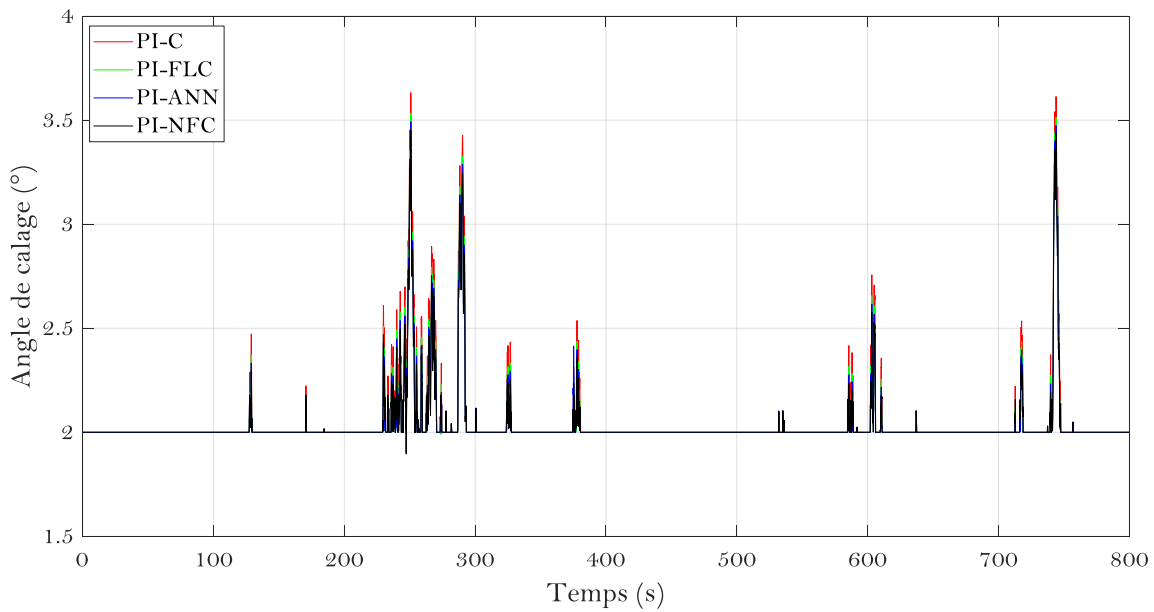


Figure 3. 56. Angle de calage contrôle par régulateur proposées

Analyse :

La production énergétique d'une une chaine éolienne est donner dans différentes zones de fonctionnement. Nous s'intéressons dans cette étude sur la zone 2 et 3. La zone deux est dépendue la vitesse support par la machine. La génératrice utiliser dans ce type d'éolien est nommé génératrice a doublé alimentation (GADA) qui peut donner une plage de variation de vitesse plus large aller de 1200 tr/min jusqu'à une valeur maximale de 1900 tr/min (200 rad/s) avec une vitesse de synchronisation de 1500tr/min (157 rad/s).

Le mécanisme d'orientation des pales dans la figure 3.43 présenté leur objective quand le vent excède une vitesse du vent maximale support (12m/s) pour un angle de calage de 2° . En revanche, que cette variation est donner dans différents périodes de temps aller de 120s jusqu'à 750s comme présenté figure 3.44. Les pics des variations atteignent une valeur maximale de 3.6° .

D'autre part, on peut remarquer les bienfaits de la participation de technique MPPT avec asservissement de la vitesse mécanique, qui varie proportionnellement avec la variation du vent. L'utilisation de l'intelligence artificielle dans le contrôle de l'angle de calage jouer un rôle important dans l'amélioration de la bonne suivit de la variation du vent pour extraire le maximum de puissance.

Nous approfondir nos résultats par une étude de l'erreur de suivit de consigne entre le profil du vent et les différentes lois de commande pour démontre la performance de régulation comme présenté dans le tableau suivant :

Tableau 3. 1. Comparaison des réponses de la vitesse du générateur sous fluctuation du vent

Régulateurs	Erreur absolue moyenne	Erreur relative moyenne (%)
Régulation classique (PIC)	0.495	0.243
Régulation Floue (PI-FLC)	0.475	0.233
Régulation neuronale (PI-ANN)	0.455	0.222
Régulation neuro-floue (PI-NFC)	0.416	0.201

L'intégration de l'intelligence artificielle dans la régulation des pales est donner une influence notable dans le suivit de consigne par la technique MPPT est démontré par deux indices qui sont l'erreur absolue moyenne (EAM) et l'erreur relative moyenne (ERAM). La valeur maximale de l'erreur est donnée par le régulateur conventionnelle (0.243%), suivit par régulateur floue et neuronale avec des valeurs moins fiables (0.233, 0.222) % successivement. Le régulateur hybride (ANFIS) est présenté une amélioration touchable avec une erreur de (0.2%) comme présenté la figure ci-dessus. Cette amélioration aide d'extraire encore plus l'énergie du vent et amélioré le rendement de système.

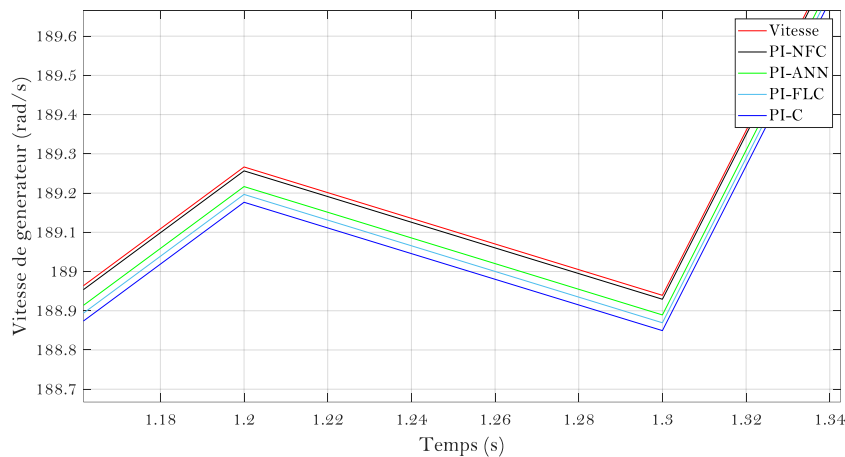


Figure 3. 57. Le grandissement de suivit de consigne par MPPT dans la vitesse de générateur

L'influence de l'intelligence artificielle, spécifiquement ANFIS aide le mécanisme d'orientation des pales d'améliorer leur stabilité, tous en minimisant la sensibilité à la variation du vent. Le pic d'ouverture et la fermeture de l'angle des pales face au variation violente du vent c'été moins par rapport à l'autres régulateurs, ce qui d'approcher l'angle ($\beta=2$) est extraire le maximum de puissance. La variation de l'angle de calage est présentée dans la figure ci-dessus.

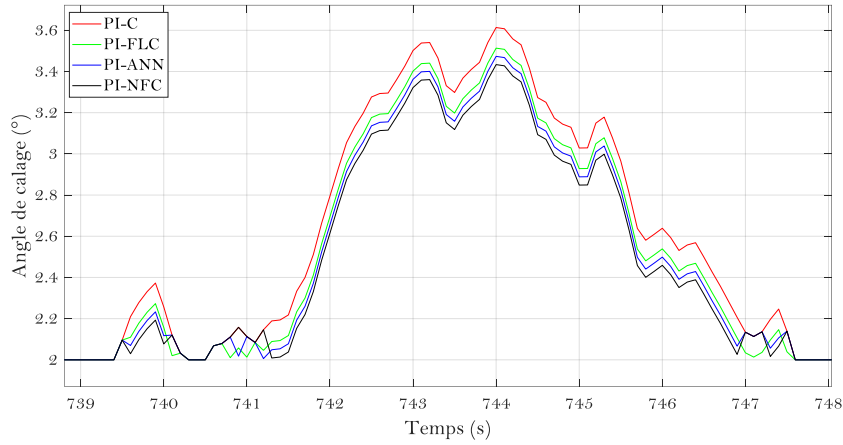


Figure 3. 58. Le grandissement de suivi de consigne par pitch

Analyse de performance de l'intelligence artificielle sur les autres paramètres :

Nous estimons d'analyse dans cette partie quelque paramètres intéressantes comme la vitesse relative (λ), le couple électromagnétique régulé et la puissance mécanique de système.

La performance de la vitesse relative présenté dans la figure ci-dessus il est en relation proportionnelle avec la variation de la vitesse de la turbine. Leur stabilité autour de la consigne prouve l'efficacité de l'exploitation optimale de l'énergie du vent confronte avec les pales de la turbine. L'importance de ce dernier, nécessite d'analyse pour avoir l'influence de l'intégration de l'intelligence artificielle dans le contrôle des pales.

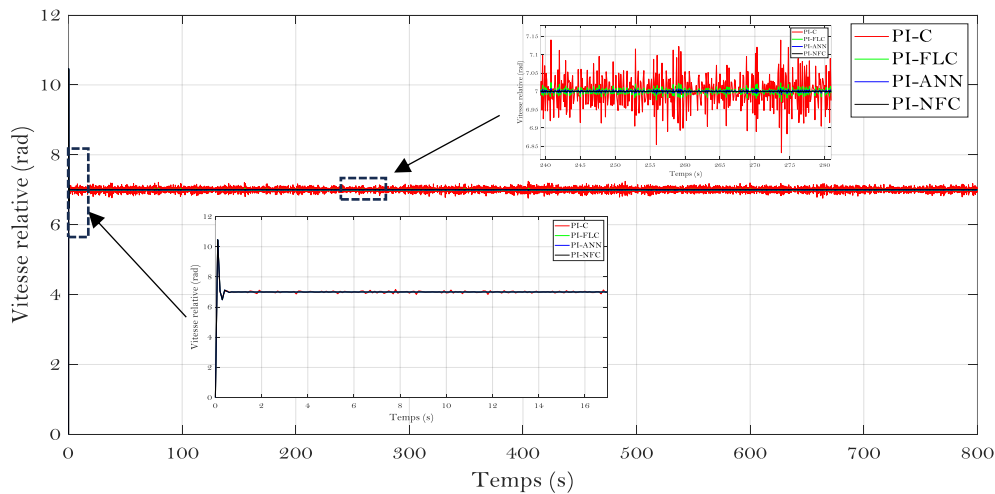


Figure 3. 59. La vitesse relative d'aérogénérateur

La performance de ce dernier est analysée par différents critères de régulations comme temps de réponse, stabilité et dépassement qui sont présentés dans le tableau ci-dessus :

Tab 3. 3. Analyse de performance de la vitesse relative

Critères de stabilité		Temps (s)	
Temps de réponse	Régime transitoire amortis	0.5	
		EAM	ERAM (%)
La stabilité (suivi de consigne)	Régulateur classique	0.05	0.707
	Régulateur Floue	0.008	0.119
	Régulateur neuronale	0.004	0.051
	Régulateur ANFIS	0.002	0.03

EAM : Erreur absolue moyenne, ERAM : Erreur relative absolue moyenne

L'intégration de l'intelligence artificielle a prouvé leur influence notable sur la vitesse relative, avec un régime transitoire amorti très court avec un dépassement important, et une stabilité autour de la consigne. La stabilité de consigne est évaluée par différents indices qui sont EAM, ERAM. Malheureusement le régulateur classique donne un dépassement important (0.7%) par rapport à la régulation artificielle. Le régulateur flou a une stabilité plus importante (0.1%) suivi par le régulateur neuronal (0.05%) qui prouve leur propriété prédictive. Le régulateur hybride (ANFIS) réduit la sensibilité à la variation du vent avec une meilleure stabilité de (0.03%) comme présenté la figure ci-dessous. Ce qui permet de dire que le régulateur il est fragile face à des variations du vent perturbantes, tandis que la régulation artificielle prouve la stabilité dans les conditions indésirables.

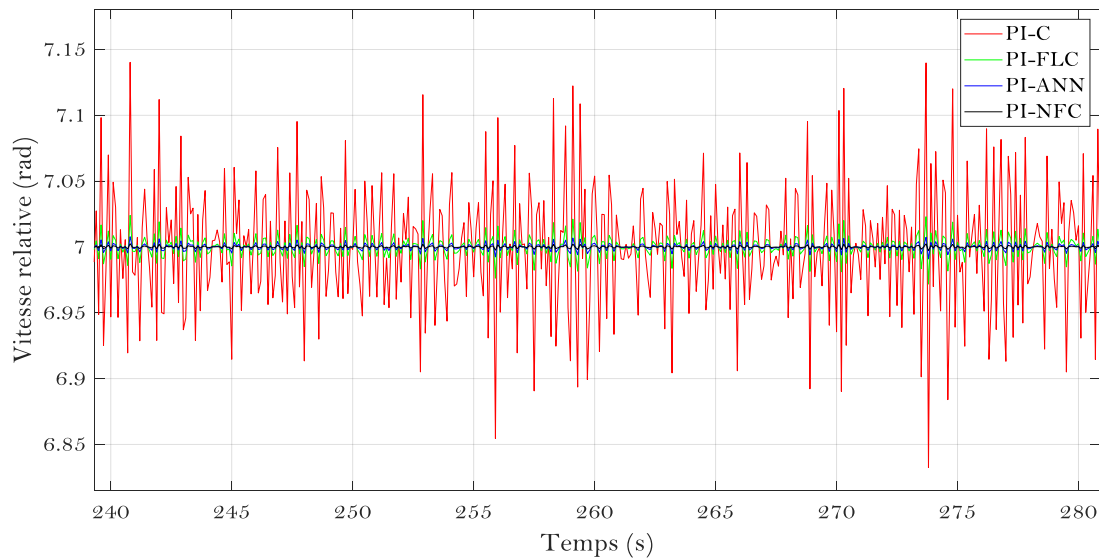


Figure 3. 60. Le grandissement de la vitesse relative

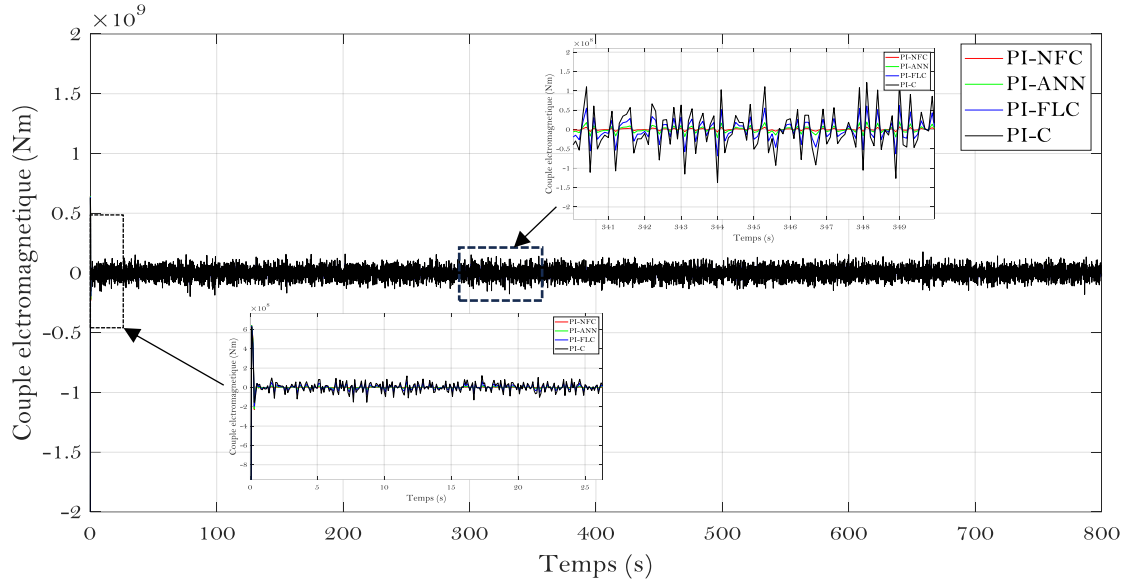


Figure 3. 61. Variation de couple électromagnétique

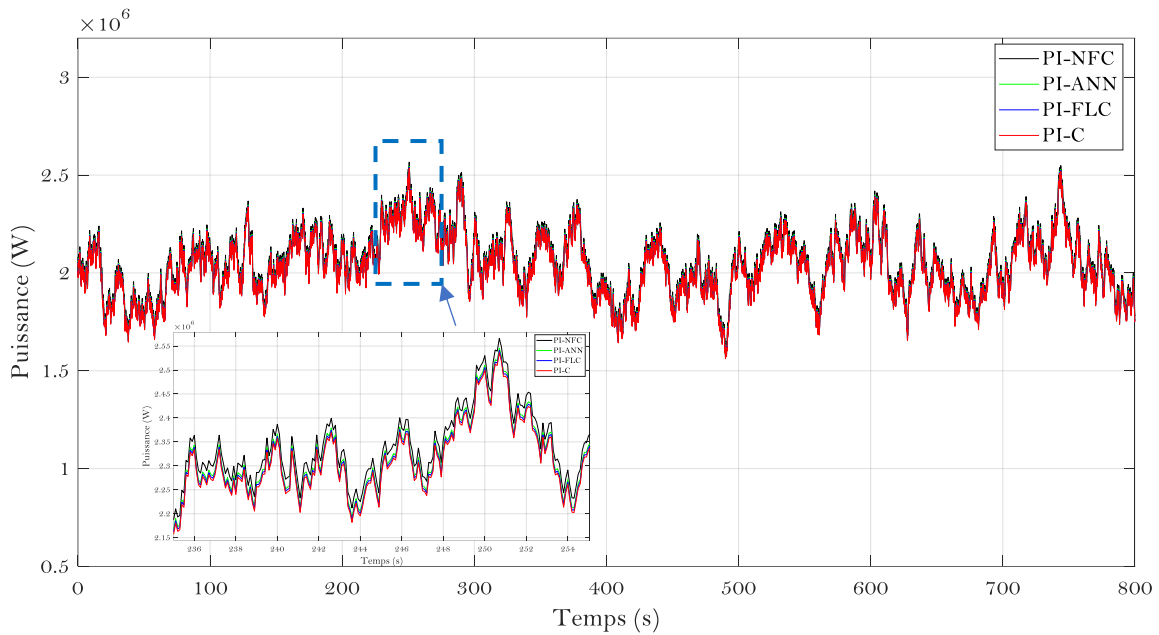


Figure 3. 62. Variation de la puissance produite

Finalement, la performance des régulateurs utiliser pour le suivit de consigne et la robustesse face aux variations du vent est projeté sur la régulation de couple électromagnétique présenté dans la figure 3.49, et la puissance exploite est présenté dans la figure 3.50. Le régulateur ANFIS est donner une bonne suit de consigne ce qui donne une bonne extraction d'énergie disponible dans le vent suit par les autres régulateurs.

3. Aérogénérateur et les perturbations de tension symétrique

La machine à induction à double alimentation (MADA) sont des termes couramment utilisés pour décrire une machine électrique, qui a été utilisée pendant plusieurs décennies dans diverses applications, souvent dans la gamme des mégawatts de puissance et aussi, plus rarement, dans la gamme de quelques kilowatts. Ce concept de machine est une alternative aux machines asynchrones et synchrones plus courantes. Il peut être avantageux dans les applications qui ont une plage de vitesse limitée, permettant une réduction de la taille du convertisseur électronique de puissance d'alimentation comme, par exemple, dans la production à vitesse variable, le pompage de l'eau, etc.

La configuration d'alimentation typique du MADA est illustrée à la figure 3.63. Le stator est alimenté par des tensions triphasées provenant directement du réseau à une amplitude et une fréquence constante, ce qui crée le champ magnétique du stator [1, 2]. Le rotor est également alimenté par des tensions triphasées dont l'amplitude et la fréquence varient en régime permanent afin d'atteindre différentes conditions de fonctionnement de la machine (vitesse, couple, etc.). Pour ce faire, on utilise un convertisseur triphasé dos à dos, comme les montres dans la figure ci-dessus. Ce convertisseur, associé à la stratégie de contrôle appropriée, est chargé d'imposer les tensions alternatives du rotor nécessaires pour contrôler le point de fonctionnement global du MADA et pour effectuer l'échange de puissance entre le rotor et le réseau. Bien qu'un convertisseur à source de tension soit représenté, différentes configurations ou topologies de convertisseurs pourraient être utilisées dans la littérature.

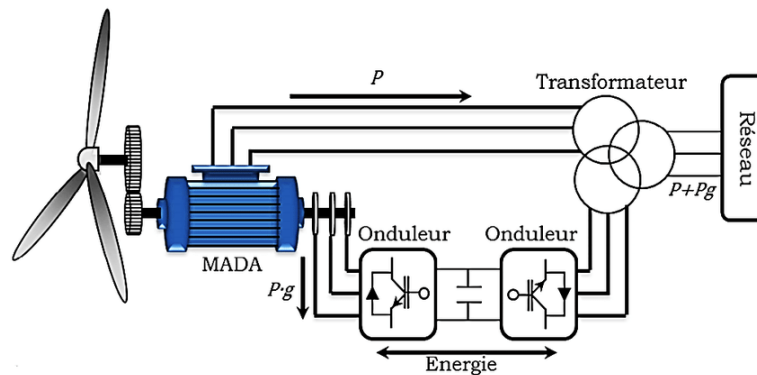


Figure 3. 63. Configuration générale de l'alimentation du MADA

3.1 Modèle dynamique de cote machine :

La modélisation de commande vectorielle se fait d'abord dans l'axe triphasée (abc) et en suite par le modèle biphasé ($\alpha\beta$) et en fin dans l'axe rotative (dq). Nous présentons l'essentielle de la modélisation sur l'axe (dq) tous en mettant en œuvre le complément de la modélisation dans (l'Annex 3.8).

3.1.1 Modèle dq :

Le modèle de vecteur spatial du MADA peut également être représenté dans un cadre de rotation synchrone. À cette fin, en multipliant les expressions de tension triphasé (équation 1 dans l'Annex 3.8) par $e^{-j\theta_s}$ et $e^{-j\theta_r}$, respectivement, nous obtenons les équations de tension dq :

$$\vec{v}_s^a = R_s \vec{i}_s^a + \frac{d\vec{\psi}_s^a}{dt} + j\omega_s \vec{\psi}_s^a \quad \rightarrow \quad \begin{cases} v_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} - \omega_s \psi_{qs} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} + \omega_s \psi_{ds} \end{cases} \quad (3.59)$$

$$\vec{v}_r^a = R_r \vec{i}_r^a + \frac{d\vec{\psi}_r^a}{dt} + j\omega_r \vec{\psi}_r^a \quad \rightarrow \quad \begin{cases} v_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} - \omega_r \psi_{qr} \\ v_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} + \omega_r \psi_{dr} \end{cases} \quad (3.60)$$

De même, le rendement des produits de flux :

$$\vec{\psi}_s^a = L_s \vec{i}_s^a + L_m \vec{i}_r^a \quad \rightarrow \quad \begin{cases} \psi_{ds} = L_m i_{ds} + L_m i_{dr} \\ \psi_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \end{cases} \quad (3.61)$$

$$\vec{\psi}_r^a = L_m \vec{i}_s^a + L_r \vec{i}_r^a \quad \rightarrow \quad \begin{cases} \psi_{dr} = L_m i_{ds} + L_r i_{dr} \\ \psi_{qr} = L_m i_{qs} + L_r i_{qr} \end{cases} \quad (3.62)$$

Ainsi, à partir des équations ci-dessus, on obtient le circuit électrique équivalent en dq, comme le montre la figure 3.64. Cependant, cette représentation du modèle avec des expressions équivalentes de la puissance et du couple comme dans le modèle $\alpha\beta$.

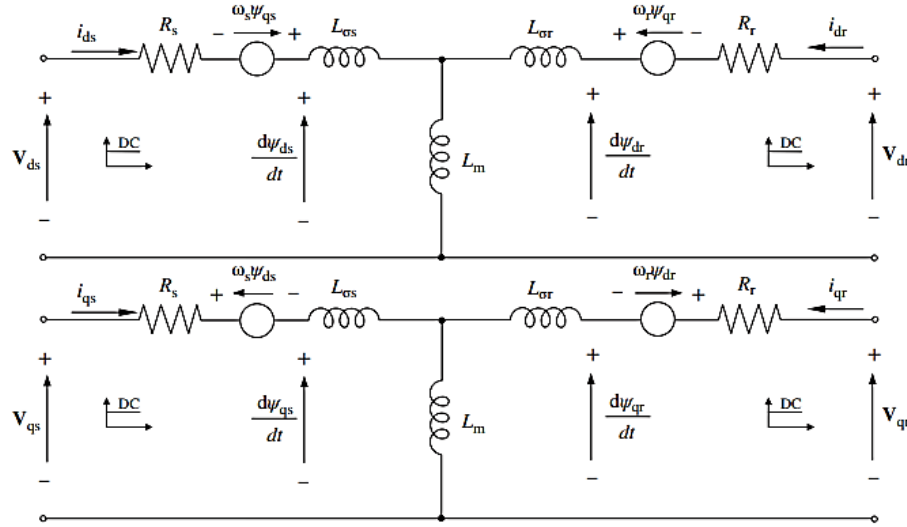


Figure 3. 64. Modèle du DFIM dans le cadre de référence

3.1.2 Boucles de contrôle du courant du rotor

La technique de contrôle vectoriel est étudiée dans cette section, qui est probablement la plus étendue et la mieux établie. Pour faciliter la compréhension, la commande est décrite en plusieurs étapes : tout d'abord, en étudiant les boucles de contrôle du courant. Ensuite, quelques analyses intéressantes sur la

boucle de contrôle de puissance et la vitesse sont développées avant de décrire finalement la commande à une tension de réseau déséquilibrée.

De manière équivalente aux techniques classiques de commande vectorielle [3-5] d'autres machines différentes, la commande vectorielle du MADA est effectuée dans un cadre (dq) en rotation synchrone, dans lequel l'axe d est aligné, dans ce cas, avec le vecteur de l'espace flux du stator, comme illustré à la figure 3.64 [1, 2]. En raison de ce choix d'alignement, on montrera plus loin que le courant direct du rotor (I_{dr}) est proportionnel à la puissance réactive du stator (Q_s) et que le courant en quadrature du rotor (I_{qr}) est proportionnel au couple ou à la puissance active du stator (Q_s). Par conséquent, à partir du modèle du MADA dans un cadre de référence synchrone, en substituant les équations (3.59) et (3.60) à l'équation de la tension du rotor (3.61), nous obtenons la tension du rotor en fonction des courants du rotor et des flux du stator (notez que $\psi_{qs} = 0$) :

$$v_{dr} = R_r i_{dr} + \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{dr} - \omega_r \sigma L_r i_{qr} + \frac{L_m}{L_s} \frac{d}{dt} |\vec{\psi}_s| \quad (3.63)$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} + \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{qr} - \omega_r \sigma L_r i_{dr} + \omega_r \frac{L_m}{L_s} |\vec{\psi}_s| \quad (3.64)$$

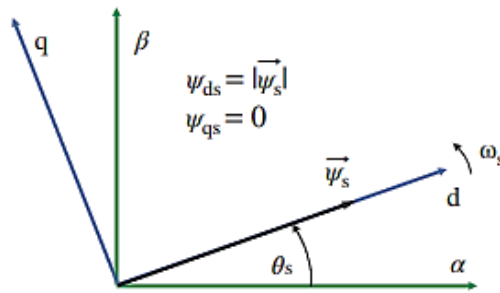


Figure 3. 65. Cadre de référence dq rotatif synchrone aligné sur le vecteur de l'espace flux du stator

D'après l'équation (2) (Annex3.8), par exemple, en supposant que la chute de tension dans la résistance du stator est faible, le flux du stator est constant parce que le stator est connecté directement au réseau à une tension constante ; par conséquent, le terme $d|\vec{\varphi}_s|/dt$ est nul. Ces deux dernières équations révèlent qu'il est possible d'effectuer un contrôle des courants de rotor (dq), simplement en utilisant un régulateur pour chaque composante de courant, comme le montre la figure 3.65. Les termes croisés de l'équation (3.63 et 3.64) peuvent être inclus à la sortie de chaque régulateur afin d'aider ce dernier. Notez que le flux du stator et le ω_r doivent être estimés à cette fin ; cependant, ceci est simple et n'ajoute pas de difficultés supplémentaires. Notez que les flux et ω_r du stator doivent être estimés à cette fin ; cependant, cette opération est simple et n'ajoute pas de difficultés supplémentaires. Pour la transformation du cadre de référence, l'angle θ_r doit être estimé. La commande doit être effectuée en coordonnées (dq), mais la tension et les courants du rotor doivent alors être transformés en coordonnées DQ.

Tout d'abord, il est possible d'obtenir l'angle du vecteur spatial de la tension du stator, puis de soustraire 90° de cet angle estimé, ce qui permet d'obtenir θ_s . Une simple boucle à verrouillage de phase (PLL) peut être utilisée pour effectuer la synchronisation de tension du stator avec le réseau, assurant la robustesse de l'estimation et le rejet des petites perturbations ou des harmoniques.

Dans le schéma fonctionnel de commande présenté à la figure 3.4.3, les boucles de courant fonctionnent avec les courants du rotor référencés du côté du stator, tandis que la conversion en quantités référencées du côté du rotor est effectuée à l'étape de mesure pour les courants et avant la création des impulsions pour le convertisseur pour les tensions.

3.1.3 Boucles de contrôle de la puissance et de la vitesse

Une fois que les boucles de contrôle du courant et le calcul de l'angle de flux ont été étudiés, le système de contrôle complet peut être introduit. Comme l'axe (d) du cadre de référence est aligné sur le vecteur de l'espace flux du stator, l'expression du couple dans le cadre (dq) peut être simplifiée comme suit :

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} (\psi_{qs} i_{dr} - \psi_{ds} i_{qr}) \rightarrow T_{em} = -\frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} |\vec{\psi}_s| i_{qr} \rightarrow T_{em} = K_T i_{qr} \quad (3.65)$$

Cela signifie que la composante q du courant du rotor est proportionnelle au couple, c'est-à-dire qu'avec (i_{qr}) il est possible de contrôler le couple et, par conséquent, la vitesse de la machine si l'application l'exige. De la même manière, en développant l'expression de la puissance réactive du stator dans le cadre dq, nous obtenons une expression compacte, qui révèle que i_{dr} est responsable de (Q_s).

$$Q_s = \frac{3}{2} (v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs}) \rightarrow Q_s = -\frac{3}{2} \omega_s \frac{L_m}{L_s} |\vec{\psi}_s| \left(i_{dr} - \frac{|\vec{\psi}_s|}{L_m} \right) \rightarrow Q_s = K_Q \left(i_{dr} - \frac{|\vec{\psi}_s|}{L_m} \right) \quad (3.66)$$

Par conséquent, en raison de l'orientation choisie, on peut voir que les deux composantes du courant du rotor nous permettent de contrôler indépendamment le couple et la puissance réactive du stator. Ainsi, sur la base de ces expressions, la figure 3.66 illustre la commande vectorielle complète du MADA.

La nécessité de réguler la vitesse dépend de l'application dans laquelle cette machine est utilisée, et il peut arriver que le MADA impose simplement un couple électromagnétique (T_{em}), tandis que la vitesse de l'arbre est contrôlée par d'autres éléments.

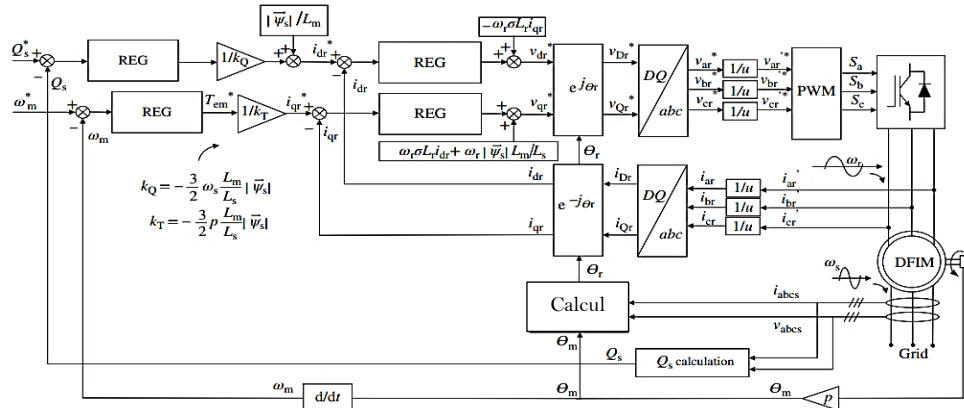


Figure 3. 66. Contrôle vectoriel cote machine du MADA

Cependant, avec la boucle (Qs), il est possible de contrôler la magnétisation de la machine. Comme nous l'avons vu précédemment, le stator de la machine étant directement connecté au réseau, l'amplitude du flux du stator est constante et fournie par la tension du réseau : $|\vec{\psi}_s| \cong |\bar{V}_s|/\omega_s$. Les équations des flux du stator révèlent donc que :

$$|\vec{\psi}_s| = \psi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i_{qr} \quad \text{et} \quad \psi_{qs} = 0 = L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \quad (3.67)$$

Le niveau de flux du stator $|\vec{\psi}_s|$ doit être créé en choisissant i_{ds} et i_{dr} , répartissant ainsi la quantité de courant requise entre le rotor et le stator. Notez que i_{qs} et i_{qr} sont fixés par le couple et qu'il n'est donc pas possible de les choisir ; cependant, en fonction de ψ_s fixé, il est possible d'échanger des courants statoriques et rotoriques plus ou moins élevés. Par exemple, dans les applications de production d'énergie éolienne, différentes valeurs de ψ_s peuvent être demandées en fonction des exigences des codes de réseau et, dans ce cas, la référence ψ_s est fixée directement par l'opérateur du système de réseau.

3.1.4 Contrôle indirect de vitesse (MPPT) :

L'éolienne peut fonctionner dans quatre zones différentes en fonction de la vitesse de rotation, cette partie présente la stratégie générale de commande indirect de la vitesse par la technique nommée MPPT. La MADA est contrôlée vectoriellement par le convertisseur côté rotor. Ainsi, ce nouveau bloc de commande de l'éolienne génère les références de couple et de pas afin de déterminer les quatre zones de fonctionnement.

La figure 3.67 montre la philosophie de bloc de commande d'éolienne possible pour la deuxième zone d'exploitation. La vitesse est régulée comme constante par rapport à la valeur maximale ou minimale au moyen du couple électromagnétique généré par la MADA. Généralement, dans cette situation, l'angle de calage est maintenu constant ($\beta=2$). D'autre part, dans la zone 4, la vitesse est également régulée comme constante par rapport à la valeur maximale, mais dans ce cas, en actionnant l'angle d'inclinaison et en maintenant le couple électromagnétique constant.

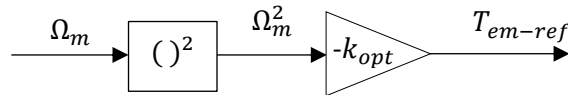


Figure 3. 67. Contrôle de la vitesse dans la zone 2 (MPPT)

Dans cette étude, nous avons utilisé un contrôle indirect de la vitesse en exploitant le fait que lorsque le MPPT est atteint (fonctionnement à C_{p-max}), la puissance générée suit une relation cubique avec la vitesse comme suit :

$$V_v = \frac{R\Omega_t}{\lambda_{opt}} \rightarrow P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 \left(\frac{R\Omega_t}{\lambda_{opt}} \right)^3 * C_{p-max} \rightarrow \begin{cases} P_t = k_{opt} \Omega_t^3 \\ k_{opt} = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_{p-max}}{\lambda_{opt}^3} \end{cases} \quad (3.68)$$

3.2 Modélisation dynamique du système côté réseau :

Avant d'exposer le schéma basé sur la commande vectorielle, dans cette section, le système côté réseau a été représenté sous la forme d'un vecteur spatial. Cette représentation sert de base mathématique pour comprendre le comportement dynamique du système côté réseau (modèle dynamique) et dériver ensuite le contrôle vectoriel. La représentation du vecteur spatial permet de dériver un modèle dynamique du système côté réseau. Grâce à cet outil, il est possible d'utiliser les équations différentielles définissant le comportement des variables du système côté réseau, telles que le courant et les tensions. Nous présentons le modèle dynamique dans l'axe (dq), le modèle dynamique biphasé ($\alpha\beta$) est détaillé dans (Annex 3.9).

3.2.1 Modèle dq :

De la même manière, en multipliant l'équation (3.69) par $e^{-j\theta}$, on obtient les expressions dq à partir des expressions $\alpha\beta$ (cadre rotatif) :

$$\vec{v}_f^s \cdot e^{-j\theta} = R_f \cdot \vec{i}_g^s \cdot e^{-j\theta} + L_f \frac{d\vec{i}_g^s}{dt} e^{-j\theta} + \vec{v}_g^s e^{-j\theta} \quad (3.69)$$

Cédant

$$\vec{v}_f^a = R_f \vec{i}_g^a + L_f \frac{d\vec{i}_g^a}{dt} + \vec{v}_g^a + j \cdot \omega_a \cdot L_f \cdot \vec{v}_f^a \quad (3.70)$$

Notons que puisque ($\theta = \omega_a t$), la position angulaire du cadre de référence rotatif, nous avons :

$$\frac{d\vec{i}_g^s}{dt} e^{-j\theta} = \frac{d(\vec{i}_g^s \cdot e^{-j\theta})}{dt} + j \omega_a \cdot \vec{i}_g^s \cdot e^{-j\theta} \quad (3.71)$$

Avec dq composants

$$\vec{v}_f^a = v_{df} + j v_{qf} \quad (3.72)$$

$$\vec{v}_g^a = v_{dg} + j v_{qg} \quad (3.73)$$

$$\vec{i}_g^a = i_{dg} + j i_{qg} \quad (3.74)$$

Par conséquent, en décomposant en dq composantes, on obtient les équations de base pour l'orientation des vecteurs :

$$v_{df} = R_f i_{dg} + L_f \frac{di_{dg}}{dt} + v_{dg} - \omega_a L_f i_{qg} \quad (3.75)$$

$$v_{qf} = R_f i_{qg} + L_f \frac{di_{qg}}{dt} + v_{qg} + \omega_a L_f i_{dg} \quad (3.76)$$

Ces deux dernières expressions sont les équations dq du système électrique, rapportées à un cadre de référence dq tournant à la vitesse ω_a . Afin de découpler et de simplifier davantage le système, la vitesse angulaire synchrone ω_a est généralement choisie égale à la vitesse angulaire de la tension du réseau ω_s et l'axe (d) du cadre rotatif est aligné sur le vecteur de l'espace de tension du réseau $|\vec{V}_g^a|$, comme le montre la figure ci-dessus.

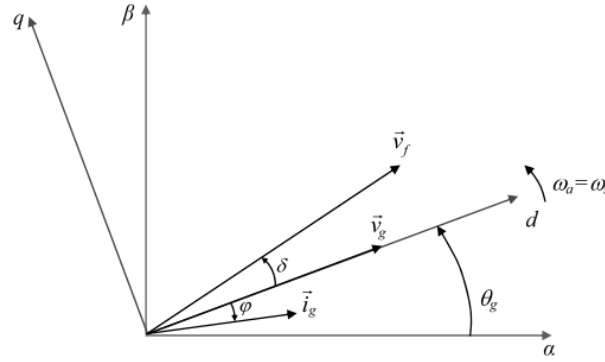


Figure 3. 68. Alignement sur l'axe d du vecteur de l'espace de tension du réseau

Ce choix correspond à l'une des exigences les plus importantes, afin de réaliser la technique de contrôle vectoriel discutée dans la section suivante. Notez que dans la représentation graphique de la figure 3.68, le super index des vecteurs spatiaux est omis, mais les deux cadres de référence ($\alpha\beta$ et dq) sont représentés.

Les composantes dq de la tension du réseau qui en résultent donnent :

$$v_{dg} = |\vec{v}_g^a| \quad (3.77)$$

$$v_{dq} = 0 \quad (3.78)$$

$$\omega_a = \omega_s \quad (3.79)$$

$$\theta = \omega_a t \Rightarrow \theta = \theta_g = \omega_s t \quad (3.80)$$

Par conséquent, les expressions (46) et (47) sont simplifiées en :

$$v_{df} = R_f i_{dg} + L_f \frac{di_{dg}}{dt} + v_{dg} - \omega_s L_f i_{qg} \quad (3.81)$$

$$v_{qf} = R_f i_{qg} + L_f \frac{di_{qg}}{dt} + v_{qg} + \omega_s L_f i_{dg} \quad (3.82)$$

Cet alignement de la tension du réseau ne simplifie pas seulement légèrement les équations de tension du système, mais réduit également les calculs de puissance active et réactive. Ainsi, si l'on calcule les puissances actives et réactives totales échangées avec le réseau, on obtient :

$$P_g = \frac{3}{2} \text{Re}\{\vec{v}_g \cdot \vec{i}_g^*\} = \frac{3}{2} (v_{dg} i_{dg} + v_{qg} i_{qg}) \quad (3.83)$$

$$Q_g = \frac{3}{2} \text{Im}\{\vec{v}_g \cdot \vec{i}_g^*\} = \frac{3}{2} (v_{qg} i_{dg} - v_{dg} i_{qg}) \quad (3.84)$$

Compte tenu des relations (48) et (49), le calcul de la puissance peut être simplifié comme suit :

$$P_g = \frac{3}{2} v_{dg} i_{dg} = \frac{3}{2} |\vec{v}_g^a| i_{dg} \quad (3.85)$$

$$Q_g = -\frac{3}{2} v_{dg} i_{qg} = -\frac{3}{2} |\vec{v}_g^a| i_{qg} \quad (3.86)$$

Notez que les termes de tension de ces deux dernières expressions sont constants dans des conditions idéales ; cela signifie qu'une relation découplée entre les composantes dq du courant et les puissances active et réactive a été obtenue. Ainsi, le courant i_{dg} est responsable de la valeur P_g , tandis que le courant i_{qg} est

responsable de la valeur Q_g . Ce fait est exploité dans le contrôle du système côté réseau, comme étudié ultérieurement. D'autre part, les puissances active et réactive calculées aux bornes du convertisseur ne sont pas les mêmes que les puissances aux bornes du réseau. La puissance à la sortie du convertisseur est calculée comme suit :

$$P_f = \frac{3}{2} \operatorname{Re}\{\vec{v}_f \cdot \vec{i}_g^*\} = \frac{3}{2} (v_{df} i_{dg} + v_{qf} i_{qg}) \quad (3.87)$$

$$Q_f = \frac{3}{2} \operatorname{Im}\{\vec{v}_f \cdot \vec{i}_g^*\} = \frac{3}{2} (v_{qf} i_{dg} - v_{df} i_{qg}) \quad (3.88)$$

En substituant l'expression de la tension (3.87) et (3.88) dans ces deux dernières équations, on trouve

$$P_f = \frac{3}{2} \left(R_f |\vec{i}_g|^2 + L_f \frac{di_{dg}}{dt} i_{dg} + L_f \frac{di_{qg}}{dt} i_{qg} + v_{dg} i_{dg} \right) \quad (3.89)$$

$$Q_f = \frac{3}{2} \left(L_f \omega_s |\vec{i}_g|^2 - L_f \frac{di_{dg}}{dt} i_{qg} + L_f \frac{di_{qg}}{dt} i_{dg} + v_{dg} i_{qg} \right) \quad (3.90)$$

En supposant qu'en régime permanent, les dérivées premières des composantes du courant dq sont nulles, on trouve :

$$P_f = \frac{3}{2} \left(R_f |\vec{i}_g|^2 + v_{dg} i_{dg} \right) \quad (3.91)$$

$$Q_f = \frac{3}{2} \left(L_f \omega_s |\vec{i}_g|^2 - v_{dg} i_{qg} \right) \quad (3.92)$$

Remarquez que le convertisseur fournit également la puissance active et réactive du filtre. Dans les expressions de puissance des convertisseurs, la partie de puissance assumée par le filtre apparaît également. Maintenant que les modèles statiques et dynamiques du système côté réseau ont été étudiés, nous passons à la commande.

3.2.2 Contrôle vectoriel du système côté réseau

Le contrôle est un élément nécessaire du système côté réseau. Il n'est pas possible de faire fonctionner le système correctement si l'on ne contrôle pas certaines des grandeurs de la partie côté réseau. Dans cette partie, un schéma basé sur le contrôle vectoriel est étudié. Cette technique de contrôle est largement répandue parmi les stratégies de contrôle pour les convertisseurs connectés au réseau. Elle offre de bonnes caractéristiques de performance avec des exigences de mise en œuvre raisonnablement simples. La technique de contrôle vectoriel suit la philosophie de la représentation du système qui va être contrôlé - dans notre cas, le système côté réseau - sous forme de vecteur spatial. Grâce à cette base, on obtient un contrôle découplé raisonnablement bon des courants et de la puissance.

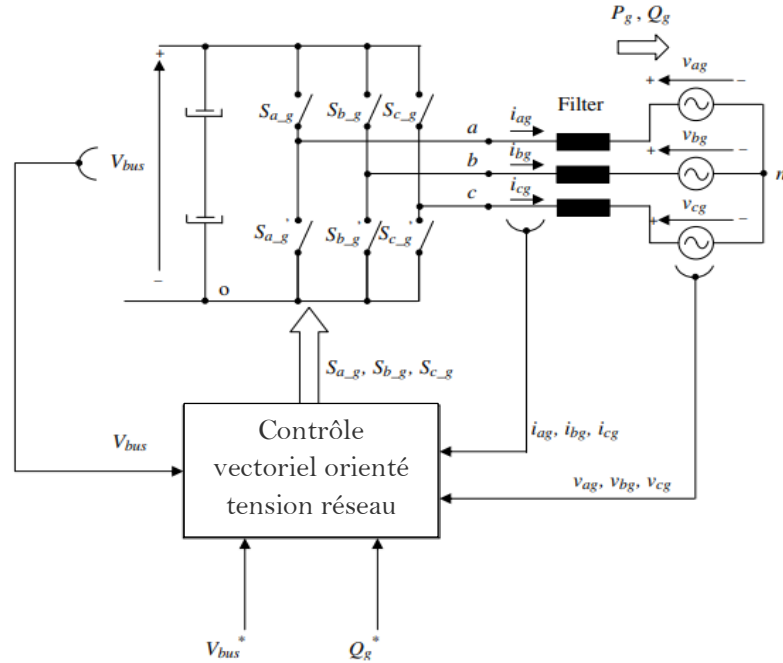


Figure 3. 69. Contrôle du système côté réseau.

Le convertisseur côté réseau est chargé de contrôler une partie du flux de puissance du MADA. La puissance générée par l'éolienne est partiellement délivrée par le rotor du MADA. Ce flux de puissance qui passe par le rotor passe également par la liaison de capacité est finalement transmis au réseau par le convertisseur côté réseau. Le schéma de principe simplifié du système côté réseau, ainsi que le schéma de son bloc de commande, sont présentés à la Figure 3.69.

De la même manière, une variable qui peut également être contrôlée avec ce schéma est l'échange de puissance réactive avec le réseau (Q_g). En général, elle peut prendre différentes valeurs en fonction du courant à minimiser : le courant à travers le convertisseur dos-à-dos ou le courant à travers le stator de la machine. Étant donné qu'en général, une stratégie sans capteur n'est pas adoptée, les grandeurs qui doivent être mesurées pour le contrôle sont le courant et la tension du côté du réseau, ainsi que la tension de la liaison de capacité. Par conséquent, le schéma fonctionnel de la commande vectorielle orientée vers la tension du réseau est illustré à la figure 3.70. À partir des références V_c et Q_g , il crée des impulsions pour les interrupteurs commandés $S_{a_g}, S_{b_g}, S_{c_g}$. Ainsi, le modulateur crée les impulsions $S_{a_g}, S_{b_g}, S_{c_g}$ à partir des références de tension abc pour le convertisseur côté réseau : V_{af}^*, V_{bf}^* , et V_{cf}^* . De cette manière, ces références de tension abc sont d'abord créées en coordonnées dq (V_{df}^*, V_{qf}^*), puis transformées en coordonnées $\alpha\beta$ ($V_{\alpha f}^*, V_{\beta f}^*$), et enfin génèrent les références de tension (abc). Ensuite, les références de tension dq (V_{df}^*, V_{qf}^*) sont créées indépendamment par les contrôleurs de courant dq (i_{df}^*, i_{qf}^*). Il convient de noter que cette loi de cause à effet découle des expressions (3.87) et (3.88).

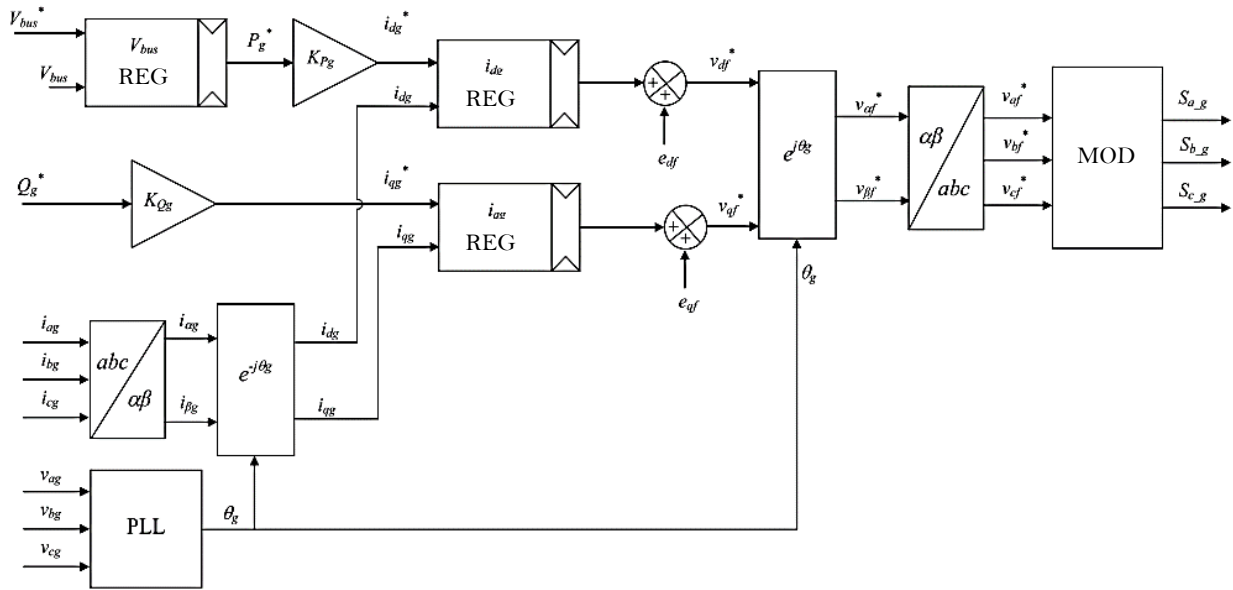


Figure 3. 70. Schéma fonctionnel de la commande vectorielle orientée vers la tension du réseau

Cela indique qu'en modifiant V_{df} , i_{dg} est principalement modifié ; tandis qu'en modifiant V_{qf} , i_{qg} est principalement modifié. Il existe également un terme de couplage dans chaque équation qu'il est préférable de considérer dans la commande comme un terme d'anticipation (à la sortie des contrôleurs actuels), pour de meilleures performances dans les réponses dynamiques.

$$e_{df} = -\omega_s L_f i_{qg} \quad (3.93)$$

$$e_{qf} = \omega_s L_f i_{dg} \quad (3.94)$$

Notez que, dans des conditions idéales, le terme V_{dg} est égal à l'amplitude de la tension du réseau et est constant comme mentionné précédemment.

Il faut souligner que les références de courant (i_{dg} , i_{qg}) sont totalement découplées des puissances active et réactive, grâce à l'alignement du vecteur de l'espace de tension du réseau et de l'axe d du cadre de référence rotatif. Ainsi, la commande i_{dg} implique une commande P_g , tandis que la commande i_{qg} implique une commande Q_g . Les termes constants nécessaires sont facilement déduits des équations suivantes :

$$K_{pg} = \frac{1}{\frac{3}{2}v_{dg}} \quad (3.95)$$

$$K_{Qg} = \frac{1}{-\frac{3}{2}v_{dg}} \quad (3.96)$$

Comme indiqué précédemment, la référence de puissance P_g est créée par le régulateur de tension de liaison V_c . Indirectement, par cette boucle, le flux de puissance active à travers le convertisseur dos-s-dos est assuré. Enfin, pour les transformations de coordonnées de tension et de courant, l'angle de la tension du réseau est nécessaire : θ_g . En général, cet angle est estimé par une boucle à verrouillage de phase (PLL). Sa nature de boucle fermée assure la stabilité et les rejets de perturbation de l'estimation de l'angle.

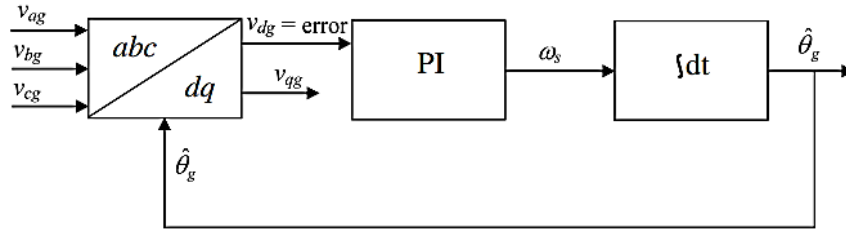


Figure 3. 71. Schéma fonctionnel de la structure PLL classique

Par conséquent, la stratégie de contrôle présentée est capable de contrôler les variables (V_c, Q_g) comme spécifié, offrant également une bonne réponse dynamique grâce à sa structure de contrôle vectoriel.

3.3 Modélisation de la turbine

Cette partie analyse les questions les plus importantes concernant les éoliennes à vitesse variable à régulation de pas basées sur le MADA. Dans ce type d'éolienne moderne, l'énergie du vent est captée mécaniquement par les pales, puis elle est convertie en énergie électrique par la machine électrique, et enfin, cette énergie est transférée au réseau électrique. La théorie de la quantité de mouvement est utilisée pour étudier le comportement de l'éolienne. Sous certaines hypothèses idéales, l'éolienne peut récupérer la puissance du vent donnée par l'expression :

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_v^3 C_p \quad (3.97)$$

Où, ρ est la densité de l'air, R est le rayon des pales de l'éolienne, V_v est la vitesse du vent et C_p est le coefficient de puissance, un paramètre sans dimension qui exprime l'efficacité de l'éolienne.

Dans la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Pour une éolienne donnée, ce coefficient est en fonction de la vitesse du vent V_v , de la vitesse de rotation de l'éolienne Ω_t et de l'angle de calage de l'éolienne (β). C_p est souvent donné en fonction du rapport de vitesse en bout de pale λ , qui est défini par :

$$C_p = f(\lambda, \beta) \quad \text{Avec} \quad \lambda = \frac{R\Omega_t}{V_v} \quad (3.98)$$

La valeur maximale théorique de C_p est donnée par la limite de Betz : $C_{p_theo_max} = 0,593$. La figure ci-dessus présente un exemple graphique de courbes C_p .

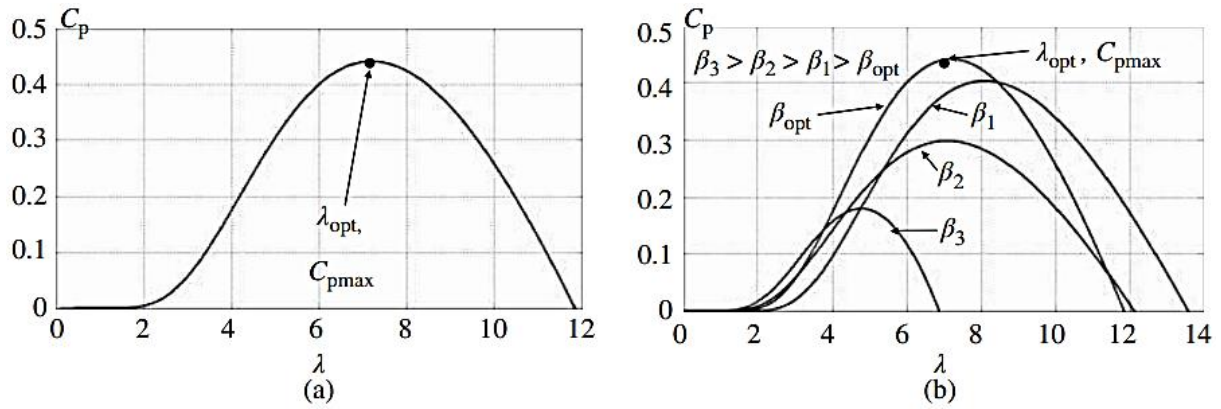


Figure 3. 72. Variation de coefficient de puissance en fonction de l'angle de calage

3.4 Analyse de la perte de contrôle lors des chutes de tension du réseau

Les chutes de tension sont connues sous le nom de baisses soudaines de tension du réseau, causées par des incidents ou des défauts survenant dans le réseau électrique. L'analyse exposée dans cette section se focalise exclusivement sur les chutes de tension symétriques. Lorsqu'une baisse de tension est directement observée par le stator du MADA (Machine Asynchrone à Double Alimentation), il est nécessaire d'analyser le comportement du flux du stator afin de comprendre les difficultés découlant de la perturbation causée par la baisse de tension. Ainsi, le phénomène de défluxage est décrit dans l'expression intéressante suivante [34] :

$$\frac{d\vec{\psi}_s^s}{dt} = \vec{v}_s^s - \frac{R_s}{L_s} \vec{\psi}_s^s + R_s \frac{L_m}{L_s} \vec{i}_r^s \tag{3.99}$$

On peut remarquer que lorsqu'une baisse soudaine de tension se produit, le flux du stator ne peut pas évoluer aussi rapidement que la tension du stator vers son état stable final. Chaque phase du flux du stator évolue comme la somme d'une sinusoïde (permanente et non éteinte) et d'une exponentielle (également appelée flux naturel) avec une constante de temps L_s/R_s (qui peut être de quelques secondes). Le terme du courant du rotor peut accélérer la décroissance du flux (avec des courants du rotor en contre-phase par rapport au flux du stator), comme illustré à la figure 3.73. Il convient de noter que le courant du rotor est contrôlé vectoriellement au moyen du convertisseur côté rotor si le contrôle n'a pas été perdu.

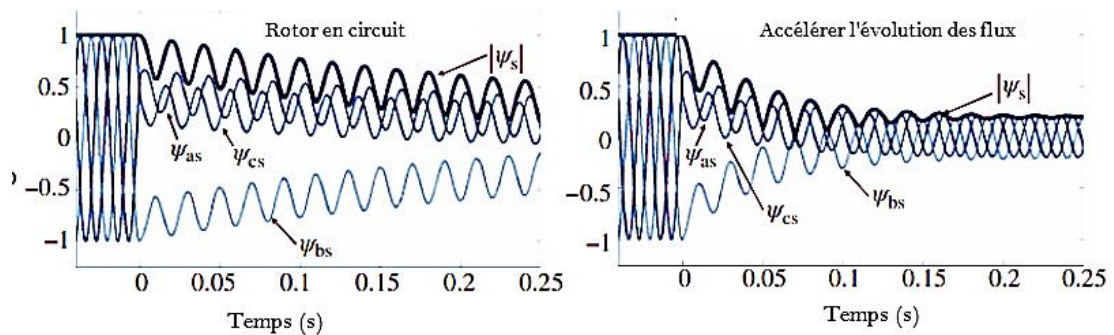


Figure 3. 73. Évolution du flux du stator en pu lors d'une baisse de tension de 80% [34]

D'autre part, il est utile de modifier le circuit électrique équivalent du MADA, vers un circuit équivalent plus compact. En fin d'obtenir l'équation suivante, qui conduit au circuit tel qu'illustré à la Figure 3.74a :

$$\vec{v}_r^r = \frac{L_m}{L_r} (\vec{v}_s^r - j\omega \vec{\psi}_s^r) + \left[R_r + \left(\frac{L_m}{L_s} \right)^2 R_s \right] \vec{i}_r^r + \sigma L_r \frac{d}{dt} \vec{i}_r^r \quad (3.100)$$

On peut constater que le courant du rotor s'établit en fonction des tensions du stator et du rotor, du flux du stator (qui dépend également du courant du rotor) et des résistances et inductances équivalentes. Par conséquent, le diagramme du vecteur d'espace à une vitesse sous-synchrone est représenté comme indiqué à la Figure 3.74b. La somme des termes dominants V_r^r et $j\omega_m \Psi_s^r$ doit correspondre approximativement à V_s^r [34].

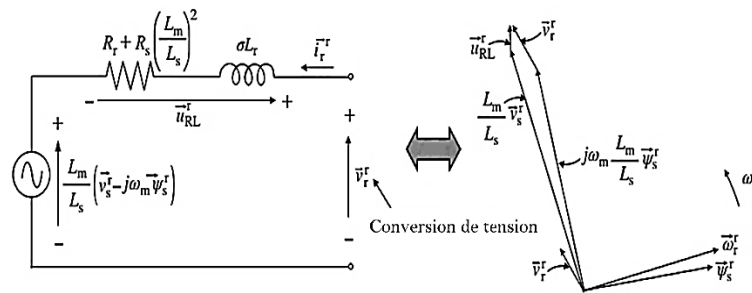


Figure 3. 74. Circuit équivalent du MADA pour l'analyse des creux de tension

On peut constater que le courant du rotor s'établit en fonction des tensions du stator et du rotor, du flux du stator (qui dépend également du courant du rotor) et des résistances et inductances équivalentes. Par conséquent, le diagramme du vecteur d'espace à une vitesse sous-synchrone est représenté comme indiqué à la Figure 3.74b. La somme des termes dominants V_r^r et $j\omega_m \Psi_s^r$ doit correspondre approximativement à V_s^r [34]. Ainsi, lorsque la machine fonctionne à un moment donné en régime permanent et qu'une chute soudaine de la tension statorique se produit, la variation soudaine de la tension statorique doit être accompagnée d'une variation soudaine de la tension rotorique afin d'éviter une forte augmentation du courant rotorique. Notez que, comme le flux statorique diminue lentement (plusieurs cycles selon la machine), comme le montre la figure 3.75, la tension rotorique requise sera plus élevée qu'en régime permanent, en raison de la perturbation causée par l'abaissement de la tension. Après quelques cycles, le nouvel état d'équilibre peut être similaire à celui du moment précédant le creux, mais avec des amplitudes plus faibles en raison de la diminution de la tension du stator, ce qui entraîne également une diminution de T_{em} et Q_s . Il convient de noter que pour ne pas perdre le contrôle et maintenir les courants du rotor dans des limites sûres (pas de forte augmentation), il est nécessaire d'avoir une amplitude de tension du rotor exceptionnellement élevée, en particulier au début de la baisse de tension. Le cas le plus défavorable serait celui où la chute de tension du stator est de 100%, ce qui nécessite que la tension du rotor remplace totalement la tension du stator qui a disparu [34][35].

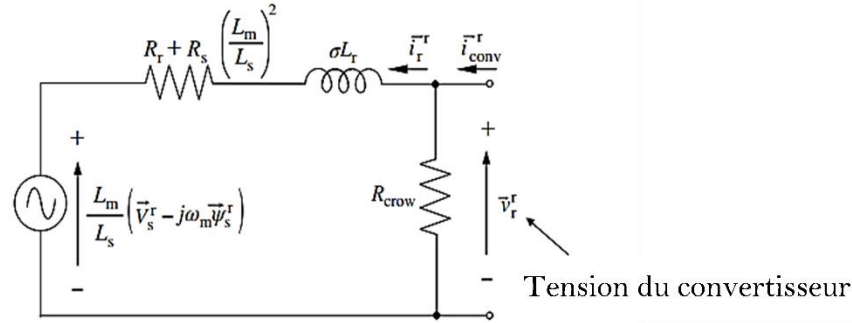


Figure 3. 76. Circuit équivalent monophasé du système lorsque le pied-de-biche est activé

Il est activé lorsqu'une situation anormale est détectée. Le courant du rotor est alors dévié vers le pied de biche et le convertisseur du rotor est mis hors tension. La figure 3.76 montre le circuit équivalent du système en utilisant le modèle de rotor déduit dans la section précédente. Comme on peut le voir, lorsque le pied-de-biche est activé, le circuit devient un diviseur d'impédance. Dans la figure 3.77, le pied de biche comprend un redresseur, un interrupteur commandé et une résistance.

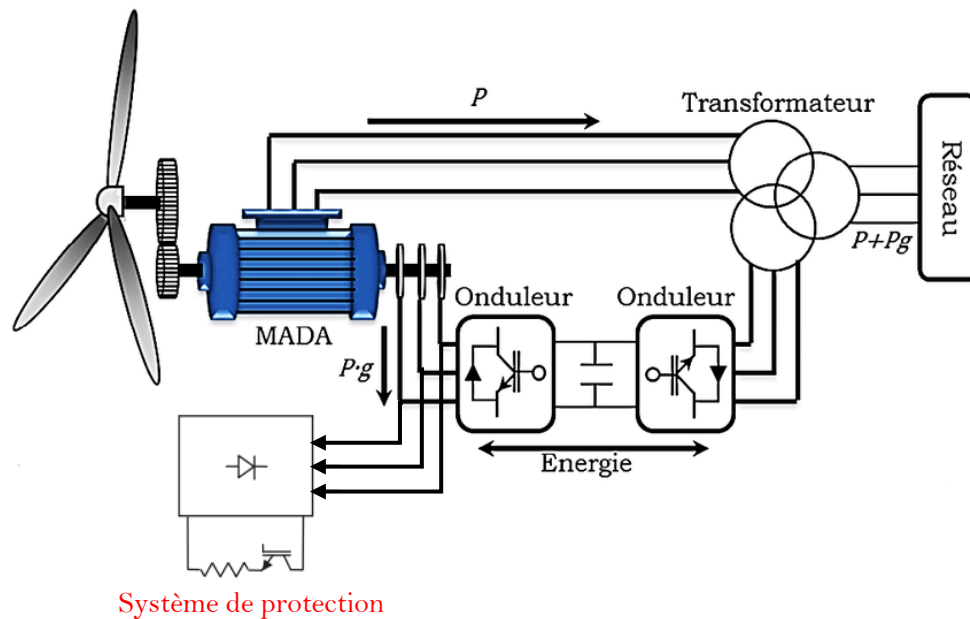


Figure 3. 77. Système équipé d'une protection triphasée « pied de biche »

La figure 3.76 montre le circuit équivalent du système. Comme on peut le voir, lorsque le system de protection est activé, le circuit devient un diviseur d'impédance. Dans la figure 3.77, le "Crowbar" comprend un redresseur, un interrupteur contrôlé et une résistance. Il existe plusieurs topologies alternatives de "Crowbar" autres que celle montrée dans cette figure.

Comme l'exigent les codes de réseau, afin de fournir une capacité de passage à basse tension (LVRT), l'éolienne doit rester connectée pendant la chute de tension ; par conséquent, le pied-de-biche doit être

activé et désactivé sans que le MADA soit déconnecté du réseau. Ainsi, la séquence de phénomène qui se produit généralement lors de chutes de tension importantes peut être résumée comme suit :

- La MADA produit de l'électricité en régime permanent à un point de fonctionnement spécifique.
- Lorsque la chute de tension se produit, il s'écoule quelques millisecondes (généralement de 0,5 à 5ms) jusqu'à ce que la commande de l'éolienne détecte la chute. Ainsi, pendant cette période, le système ne peut pas garantir le contrôle et, en général, il y a une forte augmentation des courants à travers le convertisseur du rotor, ce qui provoque également une augmentation de la tension à la borne de capacité.

Le creux est détecté en surveillant les anomalies suivantes :

- (a) surintensité dans le rotor.
- (b) surtension dans la liaison de capacité (V_c).
- (c) chute de tension du réseau, détectée par des PLL ou des méthodes de synchronisation.
 - Une fois le creux détecté, le pied de biche est activé rapidement, ce qui démagnétise la machine. Le convertisseur du rotor est désactivé, ce qui le met en sécurité et garantit que la totalité du courant du rotor circule à travers le pied-de-biche. Selon la conception de la machine, la durée pendant laquelle le pied-de-biche est actif peut s'étendre sur plusieurs cycles.
 - Une fois que le flux a diminué et que la tension disponible du convertisseur peut contrôler la machine, le pied de biche est déconnecté et le convertisseur de rotor est à nouveau activé. En général, comme à ce moment le flux n'a pas été totalement amorti, il est préférable de contribuer à la stabilisation totale du flux statorique en injectant des courants rotoriques démagnétisant par contrôle. En même temps, comme l'exigent les codes de réseau, il est possible de fournir progressivement de la puissance réactive à travers le stator en augmentant la composante d du courant de rotor correspondante. Cette situation durera jusqu'à ce que la tension du réseau soit progressivement rétablie, que le défaut soit éliminé et que le fonctionnement normal reprenne.

La résistance R_{crow} doit être choisie de manière appropriée. Une méthode basée sur la simulation a été maintenue pour déterminer : Un courant de court-circuit substantiel sera détecté si une faible valeur de résistance est employée, ce qui entraînera un surdimensionnement de l'interrupteur du pied-de-biche et un couple électromagnétique élevé [36].

Le système de protection ne pourra pas tirer la tension du rotor si la résistance est devenue trop élevée. Grâce aux diodes de roue libre.

La tension doit répondre aux critères suivants pour supporter les surtensions de rotor.

$$V_r < \frac{V_c}{\sqrt{3}} u \quad (3.101)$$

Où, V_r : Tension de crête du rotor, V_c : Tension de la liaison DC, et u : Taux de rotation.

La valeur de la résistance est déterminée à l'aide des formules suivantes :

$$R_{crow} = \frac{U_{dco}}{\sqrt{6}I_{max}} \quad (3.102)$$

Les chutes de tension empêchaient le flux du stator d'être directement transmis à la tension du stator, ce qui provoquait une harmonique de courant importante. L'IEEE fixe le maximum de résistance de circuit de protection à 70 fois la résistance du rotor. La capacité de défaut du MADA a été affectée par la résistance du system de protection.

3.6 Résultats & Discussions

Après l'étude approfondis de modèle analytique de commande. Nous entamer dans cette partie l'analyse de comportement de l'éolienne basée sur une MADA, diriger par la commande vectorielle avec une contrôle indirect de la vitesse de générateur. La technique MPPT est utiliser pour maximiser l'énergie produite. La stratégie a deux étages est utiliser pour la connexion de l'aérogénérateur avec le réseau électrique. Nous avons introduit des chutes de tension statorique symétriques (90%) vient de réseau électrique pour avoir l'influence de ce dernier sur le comportement de système et la commande, tous en respectant l'exigence de réseau électrique aux variations de l'énergie réactive. La boîte à outils Sim-Power-System dans Matlab/Simulink aide à modélise toutes les parties de l'aérogénérateur. Les paramètres de simulation de l'aérogénérateur et de contrôle sont d'écrire dans le tableau suivant :

Tab 3. 4. Les paramètres de simulation

Paramètres	Unités	Nom
Vs=690	V	Tension de stator
Is=1760	A	Courant de stator
Tem=12732;	Nm	Couple électromagnétique
f=50	Hz	Fréquence
Rs=2.6e-3	Ω	Resistance de stator
Lsi=0.087e-3	H	Inductance de stator
fsw=5e3	Hz	Fréquence d'echantionnage
Lm=2.5e-3	H	Inductance mutuelle
Rr=2.9e-3	Ω	Résistance rotorique
J=127	Kg/m ³	Inertie
D=1e-3		Coefficient de frottement
N=95		Multiplicateur
R=42	m	Diamètre
ro=1.225	Kg/s	Densité de l'aire
Cp_max = 0.44		Coefficient de puissance
lambda opt = 7.2	rad/s	Vitesse relative
Cbus = 80e-3	F	Capacite de liaison
Rg = 20e-6	Ω	Resistance de filtre cote réseau
Lg = 400e-6	H	Inductance de filtre cote réseau
Gains de régulation cote réseau	Kpg = 1/(1.5*Vs*sqrt(2/3))	
	Kqg = -Kpg	
	Kp_idg = (2*wnig*Lg)-Rg	
	Ki_iqg = Ki_idg	
	Kp_iqg = Kp_idg	
Ki_idg = (wnig^2)*Lg		

	$Kp_v = -1000$
	$Ki_v = -300000$
Gains de régulation cote rotor	$kp_id=(2*wni*\sigma*Lr)-Rr$
	$kp_iq=kp_id$
	$ki_id=(wni^2)*Lr*\sigma$
	$ki_iq=ki_id$
	$kp_n=(2*wnn*J)/p$
	$ki_n=((wnn^2)*J)/p$

3.6.1 Évaluation de la performance a cote de machine électrique (CM)

Dans le fonctionnement normale la tension statorique est eue une valeur de 600V sinusoïdale pendant une période de temps de [0-3s] comme présenter dans la figure 3.78. Le flux statorique présente dans la figure 3.79 il est proportionnelle avec la tension de stator ce qui induit une force électromotrice (FEM) dans le rotor. Ce dernier, est donne un régime transitoire naturelle amortis dépend le constant de temps (Rs/Ls) pendant un temps de 1.5s, puis stabilise avec une valeur de référence de 2 (Wb) jusqu'à 3s. La vitesse de générateur rentre dans un régime hypo-synchrone (100rad/s) après la stabilisation de (FEM) a t=1.5s à la borne de rotor. L'intégration de la technique MPPT (zone2) pour un bon contrôle de couple électromagnétique est extraire le maximum de puissance. Ce dernier donner un couple de démarrage importante de ($1*10^4$) Nm jusqu'à t=1.5, et rentre dans le régime permanent jusqu'à 3s avec un couple de $-0.5*10^4$ Nm.

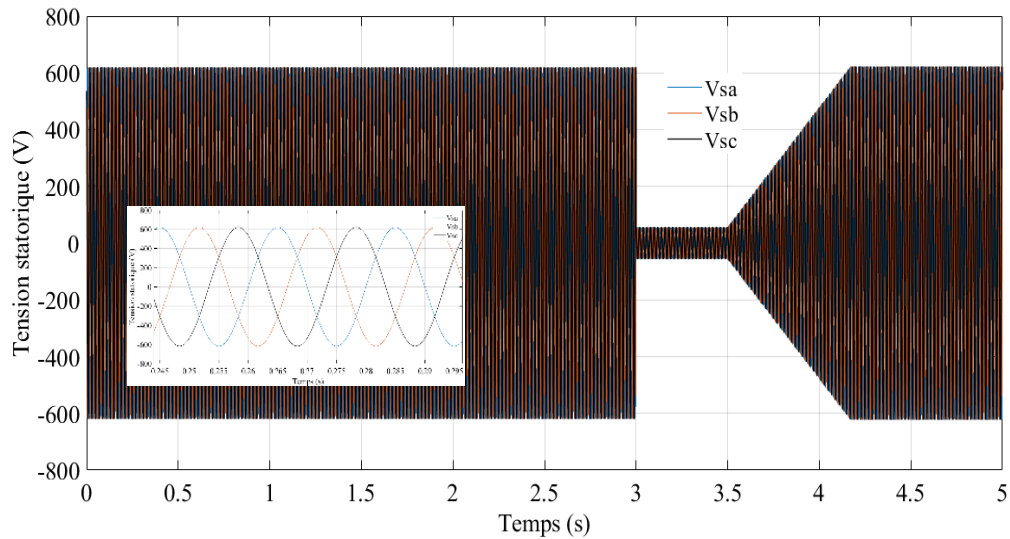


Figure 3. 78. Tension statorique

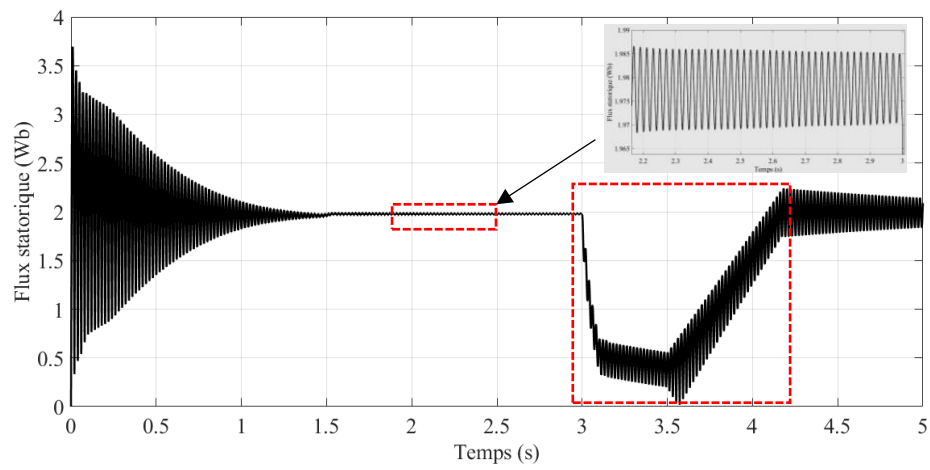


Figure 3. 79. Flux statorique

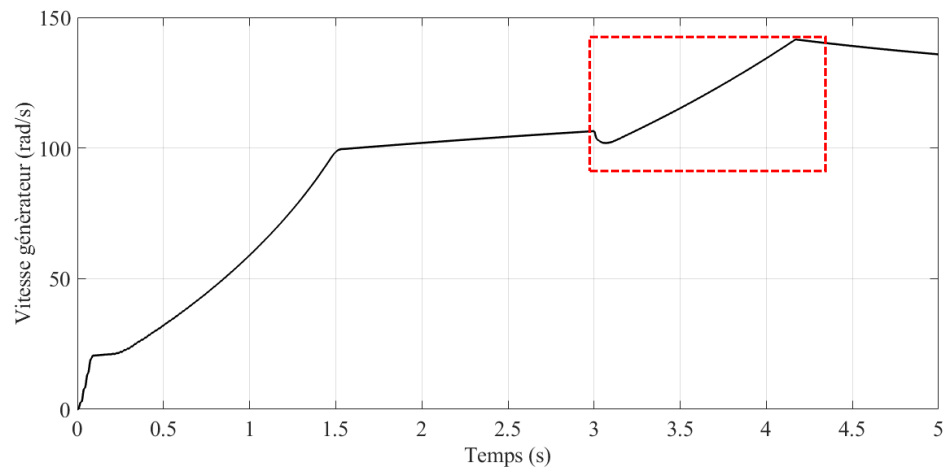


Figure 3. 80. La vitesse de générateur

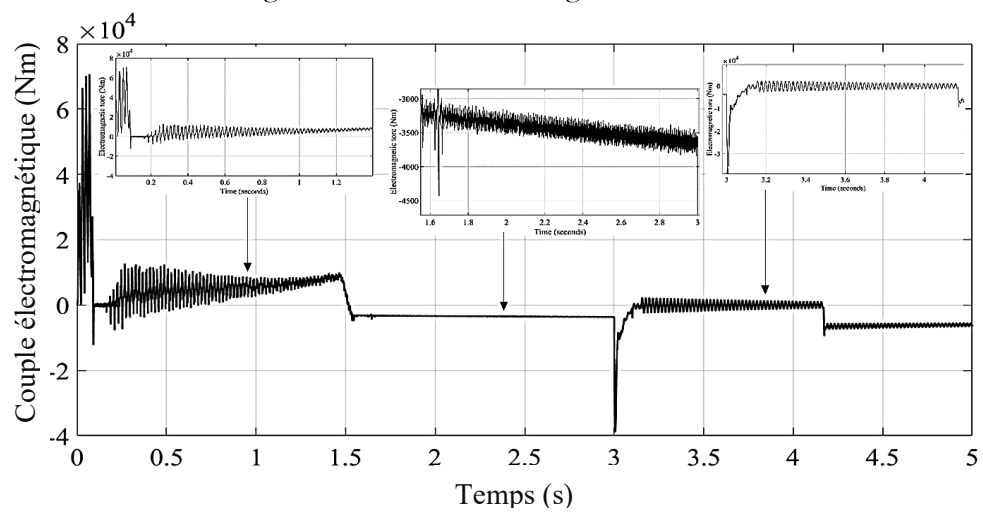


Figure 3. 81. Couple électromagnétique

Lorsque le creux se produit à $t=3s$ jusqu'à $4.17s$ (voir figure 3.82), le convertisseur côté rotor est empêché en raison de la surintensité rapide détectée dans le rotor (voir figure 3.83) avec un pic de $3600A$. Au même moment, le pied de biche est activé, connectant le chemin de résistance supplémentaire dans le rotor et amortissant la grande fluctuation d'énergie de la machine. Pendant les premiers instants du creux, un couple important ($-4 \cdot 10^4 Nm$) et des pics de courant au stator et au rotor se produisent de $1 \cdot 10^4 A$, $3600 A$ successivement. Après 100 millisecondes, le pied-de-biche est déconnecté et au même instant, le convertisseur de rotor est activé, ce qui injecte des courants de démagnétisation à travers le rotor. Il convient de noter qu'à l'instant $0,175 s$ environ, le courant du stator du rotor et le couple électromagnétique avec un régime amorti vient de défluxage naturelle de la machine.

D'autre part à l'instant de déconnexion de convertisseur cote rotor, la commande se perdu au bout de 100ms ce qui donne que la vitesse de générateur est grimpé ver l'infinité et le couple électromagnétique tombe vers une valeur nulle jusqu'à $t=4.17$ au la tension stabilise à leur référence.

Après la connexion de rotor et la stabilisation de tension de convertisseur la vitesse de générateur et vient a contrôlé et extraire le maximum de puissance, le couple électromagnétique aussi stabilisé. Tandis que le flux magnétique revenir à leur référence avec une importante oscillation naturelle qui prendre un certain temps pour stabiliser.

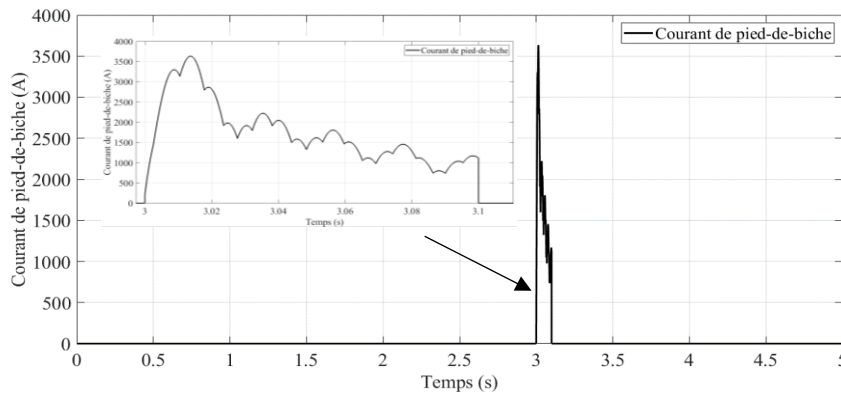


Figure 3. 82. Courant du pied de biche

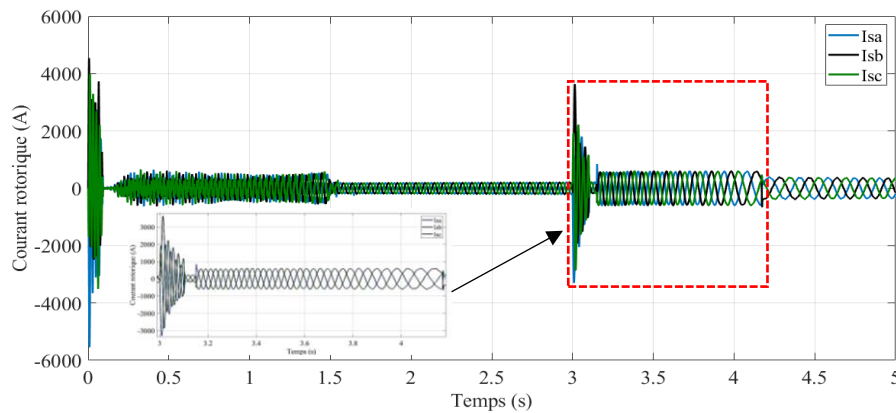


Figure 3. 83. Courant rotorique

3.6.2 Évaluation de la performance a cote de réseau électrique (CR)

Lorsque le creux se produit à pendant 1.17s, le convertisseur côté réseau est aussi empêché en raison de creux de tension symétrique dans le stator de (90%). Pendant les premiers instants du creux, le pic de courant de stator se produisent avec une valeur maximale de $1 \cdot 10^4$ A pendant 100ms, puis revenir à leur consigne, tous en suivant l'influence de phénomène de défluxage naturelle. Le courant de réseau présenté dans la figure 3.60 est aussi affecté ce qui augmente l'énergie réactive encadrée par le réseau électrique.

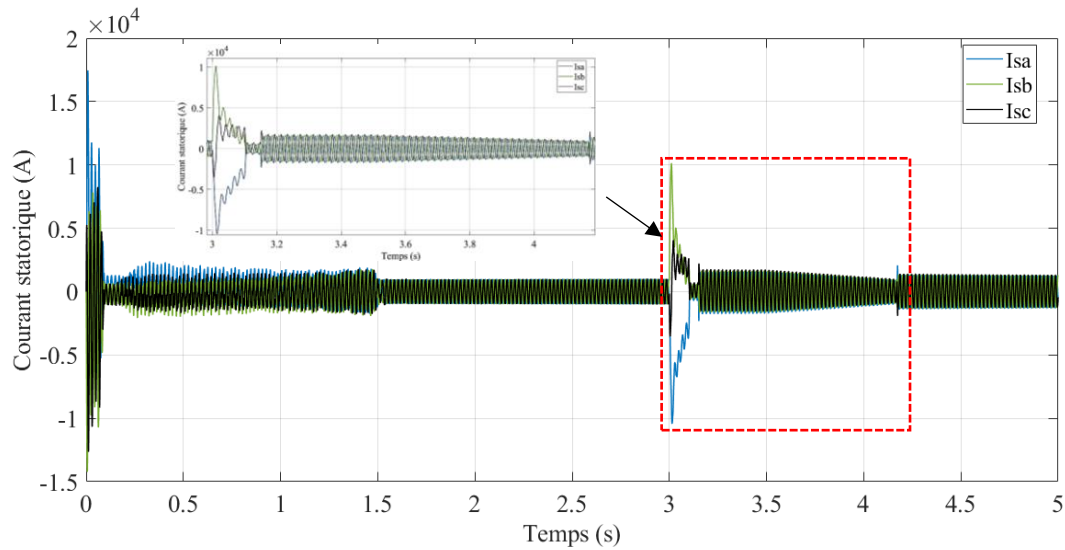


Figure 3. 84. Courant statorique

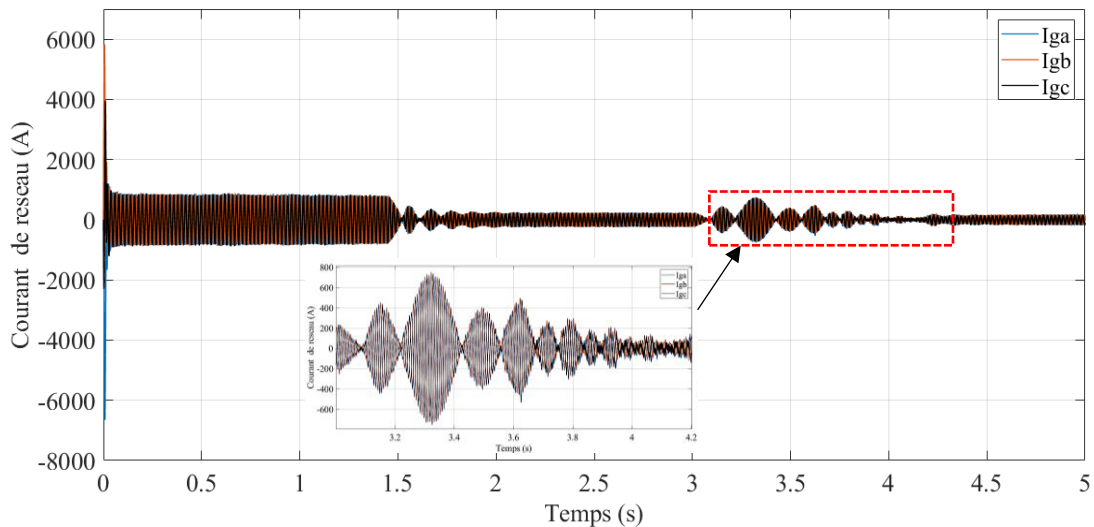


Figure 3. 85. Courant triphasé du réseau

Enfin, il convient de souligner que la tension de liaison présentée dans la figure 3.86 subit normalement un transitoire pendant 1.17s parce que le convertisseur côté réseau est également affecté par le creux. Si le temps de connexion du pied de biche est faible, ce phénomène transitoire pourrait être plus important.

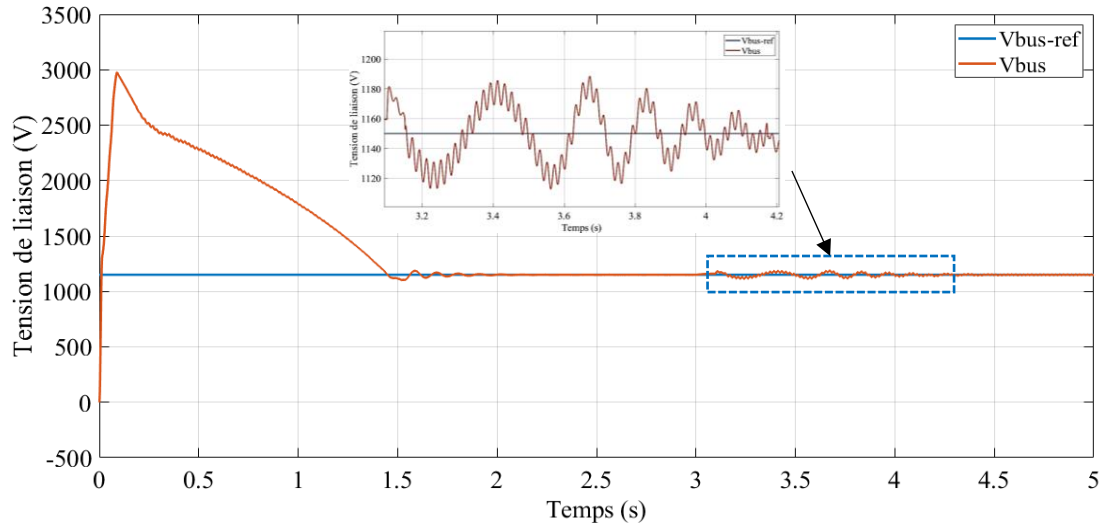


Figure 3. 86. Tension de capacite

Pour approfondir l'étude, nous analysons les variations de la tension à la borne de capacite de convertisseur cote réseau présenté dans le tableau ci-dessus.

Tab 3. 5. Variations significatives en régime permanent et en condition de défaillance

Variations	Régime transitoire (0s-1.5s)	Régime permanent (1.5s-3s)	Cas d'anomalie (3-4.2s)	
Fig. 4.66	ΔV_s (V)	ΔV_s (V)	ΔV_s (V)	τ_r (s)
	3000	600 ± 5	600 ± 30	1.17

τ_r : Temps de réponse, ΔV_s : Variation de la tension du stator

En outre, il peut arriver que la chute de tension ne soit pas suffisamment profonde pour activer le pied-de-biche. Dans ce cas, le convertisseur peut à lui seul contrôler le système sans qu'il soit nécessaire de recourir à la protection du pied-de-biche.

Il faut souligner que le temps d'activation du pied-de-biche est un autre paramètre critique de son fonctionnement. Bien que le pied-de-biche soit connecté, la machine n'est pas entièrement contrôlée et il est impossible de générer la puissance réactive que la plupart des codes de réseau exigent pendant les chutes de tension. D'autre part, une déconnexion prématurée, lorsque le flux naturel est encore trop élevé, peut entraîner la saturation du convertisseur ou l'impossibilité de contrôler la machine, ce qui provoque des surintensités dans le rotor et des surtensions dans la capacité de liaison. Le temps de connexion est donc un compromis entre la sécurité et le respect des codes du réseau.

4. Conclusion

La production d'énergie éolienne est influencée par les variations brusque du vent et les perturbations (surtension, surintensité). Malheureusement sont difficiles à contrôler, cela signifie que le contrôle d'une éolienne à vitesse variable est un défi. Par conséquent, en fonction des conditions d'exploitation, Il est

devenu impératif de formuler des approches de régulation performantes adaptées à chaque stade de transformation. D'une zone à l'autre, les régulateurs et les structures de contrôle diffèrent.

Première sous partie dans ce chapitre vise à mettre en place une régulation basée sur l'intelligence artificielle vers un mécanisme d'orientation des pales afin d'améliorer la stabilité de la conversion énergétique dans les éoliennes de grande puissance. D'autre part, une technique de maximisation de l'énergie appelée maximum power point tracking (MPPT) est intégrée dans le système de contrôle.

Les résultats de la simulation démontrent les avantages du contrôle de la vitesse mécanique dans la chaîne de l'éolienne lorsque l'intelligence artificielle est utilisée. En outre, il est clair que les différents modèles de régulateurs utilisés, en particulier le PI-NFLC, ont d'excellents suivit de consigne. Il est essentiel d'utiliser le neurone flou pour préserver l'infrastructure de l'aérogénérateur et extraire la puissance maximale.

La deuxième sous partie nous voulons mise en œuvre un system de protection contre la surtension et les surintensités crier par le réseau électrique nomme (LVRT). Nous avons simulé une éolienne de moyenne puissance (2MW), qui est affectée par une chute de tension symétrique de 80 %. La philosophie de commande appliquée à l'éolienne été la commande vectorielle. Aussi une technique qui utilisée donc les grandeurs électriques les plus représentatives du MADA pendant la chute de tension. Lorsque le creux se produit, le convertisseur côté rotor est désactive en raison de la surintensité rapide détectée dans le rotor. Au même moment, le system de protection (Crowbar) est activé, connectant le chemin de résistance supplémentaire dans le rotor et amortissant la grande fluctuation d'énergie de la machine. Si le temps de connexion du pied de biche est faible, ce phénomène transitoire pourrait être plus important. En outre, il peut arriver que la chute de tension ne soit pas suffisamment profonde pour activer le pied-de-biche. Dans cette situation, le convertisseur a la capacité de superviser indépendamment le système, éliminant ainsi le besoin d'utiliser la sauvegarde de type pied-de-biche.

Chapitre 4 : Etude et simulation des mini centrales photovoltaïque et éolienne

Ce chapitre se penche sur les systèmes solaires photovoltaïques. Il commence par des généralités, introduisant la conversion photovoltaïque et explorant l'évolution des systèmes photovoltaïques ainsi que l'effet photovoltaïque. Ensuite, il examine les types de systèmes photovoltaïques. Il se poursuit en se concentrant sur les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau, en détaillant les topologies de ces systèmes. Il explore également la chaîne de conditionnement d'énergie et aborde le contrôle des systèmes photovoltaïques connectés au réseau, en couvrant les méthodes de contrôle du suivi du point de puissance maximale. Ensuite, il se penche sur les exigences du raccordement au réseau électrique basse tension. Par la suite, nous étudions l'intégration de réseaux de neurones artificiels dans la chaîne de conversion. Il aborde également les algorithmes d'apprentissage, en se concentrant sur l'apprentissage par correction d'erreur et en introduisant le Perceptron Multicouches (MLP). Enfin, Il explore l'amélioration des performances des algorithmes IC et P&O basés sur les réseaux de neurones, en se penchant sur le choix et l'apprentissage des réseaux de neurones, la stratégie de contrôle "MPPT", et l'étude d'analyse fréquentielle "FFT".

Chapitre 4 : Etude et simulation des mini centrales photovoltaïque et éolienne

1. Etude de la chaine de mini centrale photovoltaïque

1.1 Généralité sur le system solaire photovoltaïque

1.1.1 Introduction

L'énergie solaire photovoltaïque implique la conversion du rayonnement solaire en électricité à l'aide de cellules photovoltaïques fabriquées à partir de matériaux semi-conducteurs tels que le silicium, le CdTe et le GaAs. Cette conversion peut être accomplie par le biais de deux méthodes distinctes. La première méthode est connue sous le nom d'énergie solaire concentrée, qui utilise des miroirs et des systèmes de suivi pour concentrer une grande quantité de rayonnement solaire en un faisceau étroit. Ce faisceau est ensuite utilisé pour chauffer un fluide caloporteur qui alimente des turbines à vapeur. La deuxième méthode repose sur la conversion directe du rayonnement solaire en courant électrique en exploitant l'effet photovoltaïque (PV) [1].

Les cellules solaires photovoltaïques convertissent la lumière en électricité sans nécessiter l'utilisation de mécanismes mécaniques ou de réactions chimiques. Cette innovation progresse continuellement, de la même manière que les autres éléments qui forment les systèmes de conversion solaire. L'énergie solaire photovoltaïque représente une ressource renouvelable, propre et inépuisable, caractérisée par un faible degré de risque. De surcroît, les panneaux solaires ont la possibilité d'être reliés au réseau et implantés dans des zones éloignées dépourvues de toute infrastructure de distribution électrique. En parallèle, elle constitue une option privilégiée afin d'assurer la génération d'énergie renouvelable à des échelles variées, que ce soit à petite, moyenne ou grande échelle. De plus, cette alternative devient encore plus économiquement avantageuse et suscite un intérêt croissant lorsqu'elle est produite à proximité du lieu de consommation, grâce à l'utilisation de systèmes distribués connectés au réseau [2].

Dans ce segment, nous explorerons dans la première section le concept de conversion photovoltaïque et sa modélisation, dans le but de définir les méthodes de fonctionnement et d'utilisation des générateurs photovoltaïques. Nous analyserons les éléments du système photovoltaïque connecté au réseau électrique basse tension (BT), en exposant différentes configurations de connexion et en décrivant la séquence de transformation de l'énergie. Dans la deuxième partie, nous aborderons l'intégration du réseau de neurones artificiels au sein de la chaîne de conversion photovoltaïque. Pour conclure, la troisième section sera dédiée aux diverses stratégies de régulation de la chaîne de conversion. De plus, nous examinerons des approches pour optimiser les performances des algorithmes tels que l'Incrémental à Conductance et le Perturbe & Observe, en utilisant comme base un réseau de neurones [2].

1.1.2 Conversion photovoltaïque

Evolution des systèmes photovoltaïques

Au cours des dernières décennies, les systèmes photovoltaïques ont connu une évolution remarquable, passant d'une découverte scientifique à une composante clé de la transition énergétique mondiale. Les années 1950 et 1960 ont marqué le début de leur voyage, avec les premières applications spatiales qui ont utilisé des cellules solaires pour alimenter des satellites et des engins spatiaux. À cette époque, le taux de conversion d'énergie était modeste, se situant autour de 6 à 10% [3].

Dans les années 1970, les systèmes photovoltaïques ont trouvé leur place sur Terre en alimentant des équipements isolés tels que les balises de navigation. Le taux de conversion d'énergie a progressé à environ 10 à 15%. La décennie suivante, les avancées technologiques ont permis une réduction significative des coûts de production, entraînant une adoption commerciale croissante. Les systèmes photovoltaïques ont commencé à alimenter des bâtiments et des infrastructures, et le taux de conversion d'énergie a atteint environ 15 à 20% [3]. L'évolution rapide s'est poursuivie dans les années 1990 et 2000, alimentée par une sensibilisation accrue aux questions environnementales. Les installations solaires ont trouvé leur place dans les applications résidentielles et commerciales, tandis que le taux de conversion d'énergie a augmenté à environ 20 à 25%. Les années 2010 ont été marquées par une baisse continue des coûts, ce qui a accéléré l'adoption à grande échelle et l'intégration croissante au réseau électrique. Le taux de conversion d'énergie s'est situé autour de 25 à 30% [3][4].

Plus récemment, les avancées technologiques ont propulsé le taux de conversion d'énergie à des niveaux encore plus élevés, atteignant jusqu'à 40% pour certaines technologies avancées. Les systèmes photovoltaïques sont devenus une source d'énergie renouvelable majeure, avec une capacité installée mondiale dépassant les 800 gigawatts en 2021 comme visualisé dans la Figure 4.1. Cette croissance spectaculaire témoigne de l'importance croissante de l'énergie solaire dans la réduction des émissions de carbone et la transition vers une économie plus durable. Regrettablement, même si la production d'énergie à partir du photovoltaïque a connu une expansion notable à l'échelle mondiale ces dernières années, en Algérie, plus de 99 % de l'approvisionnement énergétique provient toujours des sources d'énergie fossile. Alors que nous avançons vers l'avenir, la recherche et le développement continuent de repousser les limites de l'efficacité et de l'intégration, ouvrant la voie à de nouvelles applications passionnantes dans des domaines tels que l'urbanisme, le transport et l'industrie. L'histoire des systèmes photovoltaïques est une histoire d'innovation constante, façonnant un avenir plus propre et plus énergétiquement indépendant [4].

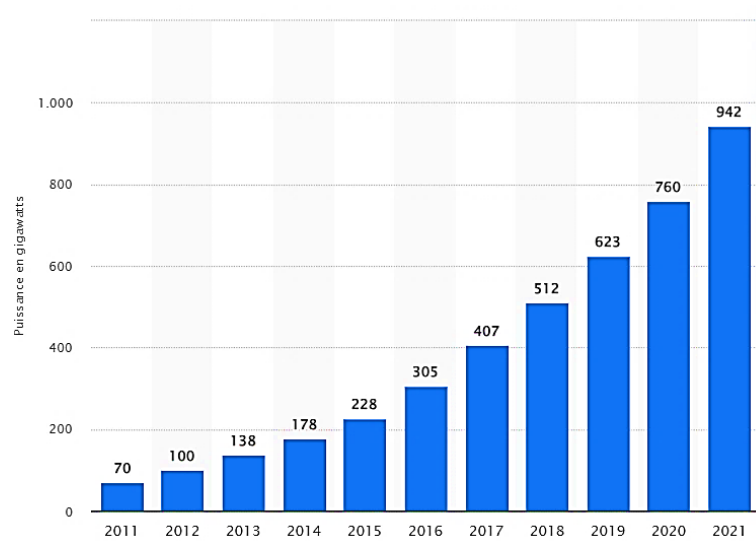


Figure 4. 1. L'évolution de la puissance installée dans l'énergie solaire photovoltaïque [5]

Effet photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque fonctionne en convertissant la lumière du soleil en électricité grâce à des matériaux semi-conducteurs comme le silicium. Ces matériaux sont généralement modifiés par un processus appelé dopage, où des impuretés sont intentionnellement ajoutées pour créer des régions chargées positivement (de type P) et négativement (de type N) à l'intérieur du matériau. Lorsque la lumière du soleil frappe la cellule, elle libère des électrons dans le matériau. Les électrons sont ensuite forcés de circuler du matériau de type N vers celui de type P, créant ainsi un courant électrique. Ce processus, basé sur l'effet photoélectrique et le dopage, permet aux cellules photovoltaïques de produire un flux continu d'électricité à partir de la lumière solaire [4].

Il existe plusieurs générations de cellules solaires, chacune avec des caractéristiques et des technologies différentes. Voici un aperçu des trois principales générations de cellules solaires :

Silicium monocristallin et polycristallin : Les cellules solaires de première génération sont les plus répandues et sont fabriquées à partir de silicium cristallin, soit sous forme monocristalline (mono-Si) avec une structure régulière et hautement purifiée, soit sous forme polycristalline (multi-Si) avec une structure moins ordonnée. Ces cellules sont connues pour leur efficacité et leur durabilité. Cependant, leur fabrication nécessite des processus énergivores et peut être coûteuse.

Couches minces : Les cellules de deuxième génération sont constituées de couches minces de matériaux semi-conducteurs déposés sur des substrats. Cela permet d'utiliser moins de matériau et de réduire les coûts de production. Les technologies de cette génération incluent le tellurure de cadmium (CdTe), le diséléniure de cuivre-indium-gallium (CIGS) et l'arséniure de gallium (GaAs). Les cellules à couches minces sont plus légères et flexibles, mais elles ont généralement une efficacité légèrement inférieure par rapport aux cellules cristallines.

Cellules solaires à concentration et à colorant : La troisième génération de cellules solaires explore des approches plus avancées, telles que les cellules solaires à concentration et les cellules solaires à colorant (DSSC). Les cellules à concentration utilisent des lentilles ou des miroirs pour concentrer la lumière solaire sur de petites cellules, augmentant ainsi l'efficacité. Les cellules à colorant utilisent des colorants organiques ou inorganiques pour absorber la lumière et générer de l'électricité. Bien que prometteuses, ces technologies sont encore en développement.

Chaque génération de cellules solaires présente des avantages et des inconvénients en termes d'efficacité, de coûts, de durabilité et d'applications possibles. L'évolution continue de la technologie solaire vise à améliorer l'efficacité tout en réduisant les coûts de fabrication, ce qui contribue à rendre l'énergie solaire plus compétitive par rapport aux sources d'énergie traditionnelles. Le rendement des différentes technologies est illustré dans le tableau 4.1 [4].

Tab 4. 1. Diverses technologies photovoltaïques à rendement maximal

Génération	Technologie	η cellule (%)	η module (%)
1 ^{ère} génération	Silicium monocristallin	25.6	22.9
	Silicium polycristallin	20.8	18.5
2 ^{ème} génération	GaAs (couche mince)	28.8	24.1
	CdTe (couche mince)	21	17.5
	Cellule cinq-jonctions	38.08	-
3 ^{ème} génération	InGaP/GaAs/InGaAs	37.9	-
	Cellule organique	11	8.7
	Concentration multi-jonctions	46	-

1.1.3 Types de systèmes photovoltaïques

En fonction de la production d'énergie électrique, les modules PV peuvent être disposés en réseaux pour augmenter la production électrique. Les systèmes solaires photovoltaïques sont couramment catégorisés selon leurs besoins en fonctionnement et en performance, ainsi que la disposition de leurs éléments constitutifs. Ils peuvent être classés en systèmes connectés au réseau et en systèmes autonomes. Nous concentrons dans cette étude sur les systèmes photovoltaïque connectés au réseau électrique, les autres types sont mentionnées dans Annex 4.1.

Système photovoltaïque raccordé au réseau

Depuis le début des années 2000, l'adoption des GPV-BT a enregistré une croissance significative. Un système PV liée au réseau électrique est principalement constitué de trois éléments fondamentaux présentés dans la figure 4.2 :

- Générateur photovoltaïque : regroupe une matrice des modules série/parallèle reliés ensemble en fonction de la quantité d'énergie à générer.
- Bloc de conditionnement d'énergie : unité de transformation le CC en CA adapte à l'exigence de réseau.

- Bloc d'interface : c'est une étape de gestion d'énergie produite/absorbé par le réseau électrique basse tension.

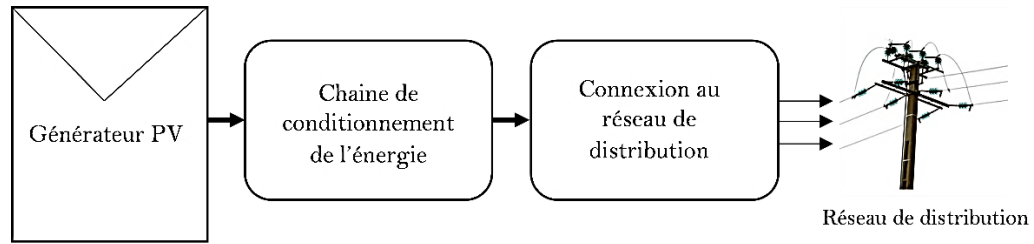


Figure 4. 2. Aperçu schématique du mode de fonctionnement d'un système PV [11]

Topologies des systèmes PV raccordés au réseau

Les convertisseurs sont employés pour transformer le courant en CA dans les systèmes solaires photovoltaïques. Les différents types d'onduleurs produisent une "qualité" d'électricité différente. L'utilisateur doit donc faire correspondre la qualité de l'électricité requise par ses charges à la qualité de l'électricité produite par l'onduleur. Il existe des écarts importants entre la production d'électricité avec des modules PV et les exigences du réseau public. Le rôle de l'onduleur est de connecter les systèmes entre eux et transmet le surplus énergétique solaire dans le réseau avec le meilleur rendement possible.

Une stratégie de contrôle simple pour obtenir la sortie de l'onduleur consiste à activer et désactiver les commutateurs à la fréquence requise pour obtenir une tension carrée, mais elle est constituée de courants et de tensions harmoniques élevés. Aujourd'hui, des schémas de contrôle avancés et des topologies créatives permettent de créer un courant alternatif avec une distorsion harmonique très faible ; des conceptions triphasées sont également possibles en incorporant des commutateurs supplémentaires. Le taux d'efficacité reflète la part de l'énergie solaire disponible qui est réellement convertie et intégrée dans le réseau électrique. Actuellement, les onduleurs modernes consomment entre 4 % et 8 % de l'énergie convertie lors du processus de conversion, entraînant ainsi un rendement global allant de 92 % à 94 %. Diminuer davantage cette consommation énergétique déjà minime représente un défi technique majeur, nécessitant des approches novatrices et inédites pour être relevé [11].

Les onduleurs solaires photovoltaïques peuvent être catégorisés en différentes topologies, notamment la topologie multi-chaîne, la topologie en chaîne, la topologie centralisée, la topologie modulaire (module PV à courant alternatif), et les diverses topologies d'onduleurs.

Onduleurs centralisés

Les onduleurs centralisés précédents sont la forme la plus courante d'électronique de puissance utilisée dans les systèmes PV. Dans ce modèle, un seul et grand onduleur est connecté à de nombreux modules PV câblés en série pour former des chaînes pouvant atteindre 600 V/1 000 V de tension en circuit ouvert [12]. Chaque module solaire photovoltaïque est connecté en série pour générer une tension adéquate et éviter l'amplification, tandis que ces chaînes sont ensuite branchées en parallèle pour garantir une sortie

de puissance élevée. Le rendement de conversion de nombreux onduleurs centraux est de 95 % ou plus, et leur coût unitaire par watt est relativement faible.

Cependant, les onduleurs centraux présentent de multiples inconvénients. Le principal inconvénient de cette topologie est l'implication d'un câble DC haute tension entre les chaînes et l'onduleur et les pertes dans les diodes des chaînes. Cette structure est également limitée par le suivi du point de puissance maximale (MPP) et le contrôle de l'inadéquation entre les chaînes et les PV individuels, ce qui entraîne un faible rendement et une faible fiabilité. Cette topologie n'est pas flexible, ce qui la rend moins séduisante pour la production de masse. Compte tenu de tous ces problèmes, cette technologie n'est pas utilisée dans les nouvelles installations de systèmes photovoltaïques.

Les onduleurs centraux (Figure 4.3) ne peuvent pas surveiller les performances des modules PV individuels, de sorte que les modules endommagés ou autrement compromis passent souvent inaperçus. Enfin, les onduleurs centraux limitent la conception et le choix du site des systèmes PV, en particulier dans les applications résidentielles. Ils exigent une disposition coplanaire des modules et l'absence d'ombre partielle due à des cheminées, des arbres, des tuyaux de ventilation, etc. Les installateurs de systèmes PV peuvent refuser la moitié ou plus des sites potentiels en raison de ces restrictions.

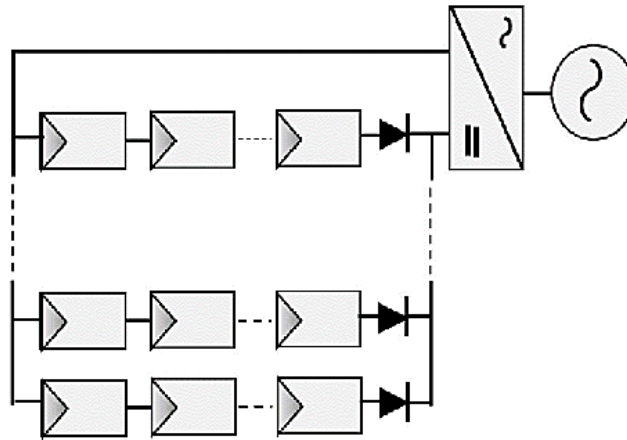


Figure 4. 3. Topologie centralisée [11][12]

En général, pour les systèmes PV haute tension, les onduleurs centraux sont préférés, principalement parce que pour les systèmes allant de 5kW à 1MW, des incitations sont fournies par les agences gouvernementales. Certains onduleurs centralisés utilisent la topologie commune MPPT et IGBT pour améliorer la qualité du courant. Dans certaines centrales électriques, les onduleurs centraux ont été disposés en configurations maître-esclave afin d'utiliser la combinaison la plus efficace d'onduleurs en fonction de la production totale du réseau PV. Actuellement, les onduleurs centraux peuvent être installés avec les optimiseurs DC-DC. Les optimiseurs DC-DC complètent un onduleur central avec des convertisseurs DC-DC individuels installés pour chaque module PV (Figure. 4.4).

Les optimiseurs DC-DC peuvent être câblés en série en chaînes ou en parallèle. L'onduleur central convertit toujours la sortie DC combinée de toute la matrice en courant alternatif compatible avec le réseau, mais les optimiseurs DC-DC effectuent le MPPT au niveau du module. Cela permet à chaque module de produire sa pleine puissance sans être freiné par les modules moins performants de la matrice. Les optimiseurs DC-DC permettent également les communications et la surveillance des performances au niveau du module. Cependant, les optimiseurs DC-DC conservent un inconvénient majeur des onduleurs centraux : une panne de l'onduleur central entraîne toujours une perte totale de la production du système.

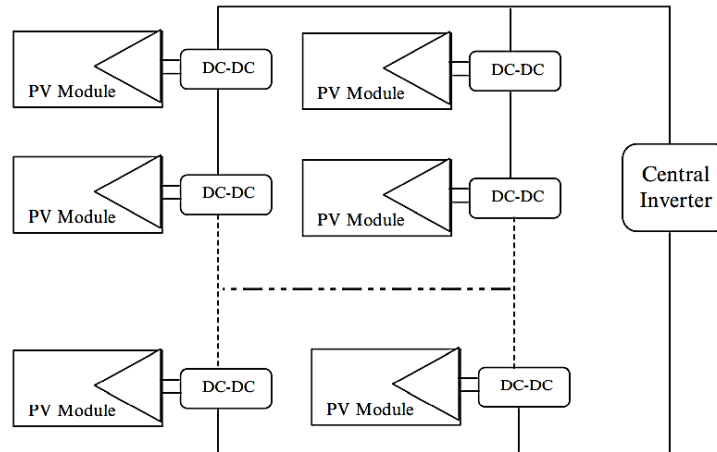


Figure 4. 4. Topologie centralisée menu une étage DC-DC par module [12]

En outre, certains systèmes d'optimisation DC-DC nécessitent également un dispositif de commande et de contrôle distinct pour fonctionner, ce qui crée un point de défaillance potentielle supplémentaire du système en plus de l'onduleur central. Avec un équipement supplémentaire à acheter et à installer, les optimiseurs DC-DC augmentent le coût initial d'un système PV. Le matériel supplémentaire au niveau du module impose également une pénalité sur l'efficacité globale du système en introduisant un étage supplémentaire de conversion de puissance de perte.

Onduleurs en chaîne

Cette topologie ayant été introduite sur le marché depuis environ 10 ans, cette structure reste une structure favorite dans les nouvelles installations. Cependant, dans un scénario courant d'ombrage partiel, le suivi MPP peut encore ne pas être suffisant pour atteindre une certaine exigence de rendement. Actuellement, la technologie la plus performante est l'onduleur à chaîne. La plupart de ces onduleurs utilisent des transistors à effet de champ à oxyde métallique (MOSFET) ou des transistors bipolaires à porte isolée (IGBT) à la place des thyristors pour effectuer des actions de commutation auto-commutées. Il est possible d'obtenir des tensions d'entrée élevées en évitant les étages d'amplification de tension, mais il est possible d'obtenir des tensions plus faibles (par exemple, un module DC-AC) en incorporant une conversion DC-DC supplémentaire ou des transformateurs de fréquence de ligne à la sortie. La figure 4.5

présente une chaîne d'onduleurs connectés en série avec un module DC-AC. Tout en évitant l'amplification de la haute tension, cette structure offre des performances améliorées grâce à l'absence de perte de diode en série, au suivi séparé du MPP pour chaque chaîne et à un coût réduit pour les productions de masse. Il est possible d'avoir moins de PV dans la chaîne avec une amplification de tension par un convertisseur DC-DC ou un transformateur de fréquence de ligne, ce qui augmente la surface totale [11][12].

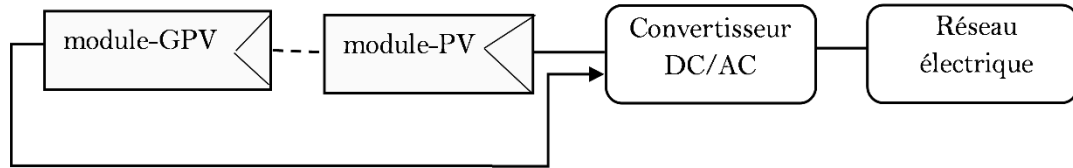


Figure 4. 5. Topologie en chaîne [12]

Onduleurs à chaînes multiples

Dans cette structure, comme la montre la figure 4.6, un convertisseur DC-DC est mis en œuvre pour chaque chaîne afin de suivre le MPP et de combiner la puissance des différentes chaînes à un bus DC. L'onduleur multi-string permet de suivre le MPP de manière optimale pour un seul string de PV. Un grand étage de puissance fonctionne comme un onduleur en demi-pont connecté au réseau sans transformateur. L'onduleur multi-chaîne est utile lorsque des chaîne PV de puissance nominale différente et d'orientation différente sont combinés. La partie DC-DC peut être mise en œuvre avec un convertisseur à modulation de largeur d'impulsion (MLI) à haute fréquence pour réduire la zone de mise en œuvre.

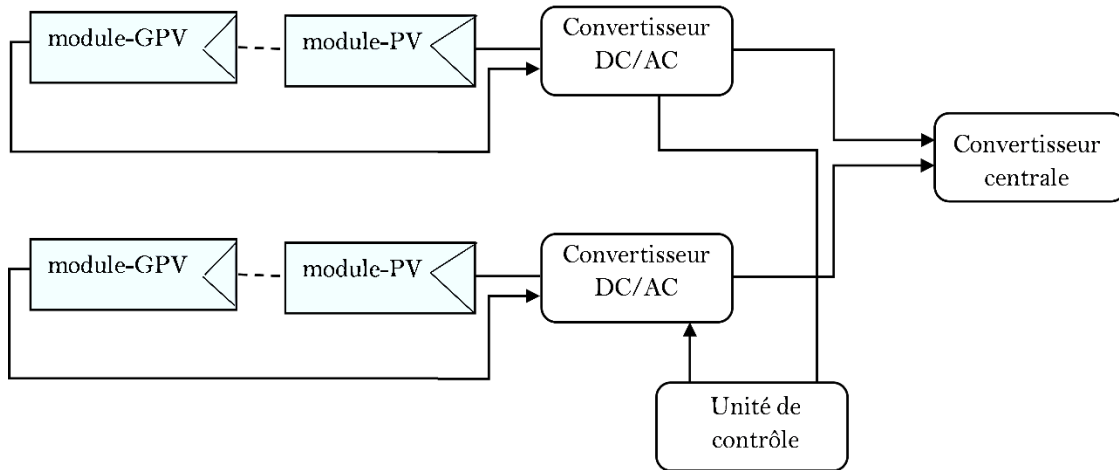


Figure 4. 6. Topologie multi-chaîne [13]

Onduleurs modulaire (module PV à courant alternatif)

Les micro-onduleurs (Figure. 4.7) sont une unité complète, protégée de l'environnement, composée de cellules solaires, d'optiques, d'un onduleur et d'autres composants, conçue pour générer du courant alternatif lorsqu'elle est exposée à la lumière du soleil. Les micro-onduleurs au niveau du module ont été

introduits sur le marché du photovoltaïque dans les années 1990, mais ils ont progressé au point de devenir la solution alternative aux onduleurs centraux les plus couramment utilisés aujourd'hui dans les systèmes PV. On prévoit que d'ici quelques années, la plupart des modules PV seront équipés d'une forme d'électronique de puissance au niveau du module. Le micro-onduleur, également appelé module AC, est l'intégration du PV et de l'onduleur en un seul appareil électrique. Dans un module AC, un micro-onduleur est directement intégré à un panneau PV, ce qui donne un module qui génère nativement du courant alternatif compatible avec le réseau. Les micro-onduleurs simplifient la conception du système, permettant à n'importe quel nombre et combinaison de modules de se connecter directement au réseau, et offrent une sécurité accrue en éliminant complètement tout câblage DC exposé du système.

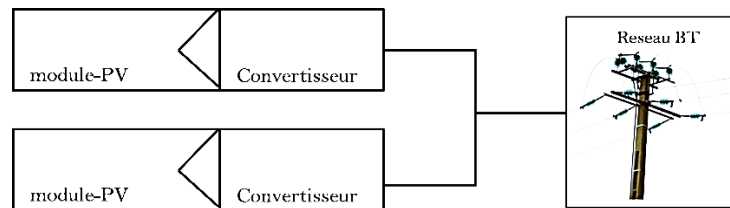


Figure 4. 7. Micro-onduleurs intégrés aux modules [13]

Également appelé module AC est l'intégration du PV et de l'onduleur dans un seul appareil électrique. Dans un module AC, un micro-onduleur est directement intégré à un panneau PV, ce qui donne un module qui génère nativement du courant AC compatible avec le réseau. Les micro-onduleurs simplifient la conception du système, permettant à n'importe quel nombre et combinaison de modules de se connecter directement au réseau, et offrent une sécurité accrue en éliminant complètement tout câblage DC exposé du système.

Topologie d'un onduleur

Les onduleurs peuvent être classés selon leur forme d'onde de sortie en quatre catégories : onde carrée, onde carrée modifiée, également appelée onde quasi-carrée, multiniveau et onde sinusoïdale (synthétisée à partir d'un PWM haute fréquence). Les onduleurs à onde carrée et quasi-carrée ne sont pas recommandés en raison de leur forme d'onde de mauvaise qualité. Les onduleurs multiniveaux et sinusoïdaux sont considérés comme l'état de l'art de la technologie. L'onduleur multiniveau est basé sur une basse fréquence et l'onduleur sinusoïdal est basé sur une haute fréquence de commutation. Les onduleurs multiniveaux sont la meilleure solution disponible pour les applications de haute puissance. Cependant, pour les applications de moyenne et faible puissance, il n'y a pas de compromis clair pour les rendre plus séduisants que les onduleurs sinusoïdaux, ou vice versa. Les onduleurs haute fréquence privilégient la compacité et la réduction des coûts, tandis que les onduleurs basse fréquence sont censés présenter le meilleur rendement et la meilleure robustesse. Le choix final d'un onduleur plutôt que l'autre dépend de l'application. Dans notre application de systèmes autonomes d'énergie renouvelable (SAER), les onduleurs

multiniveaux ont un grand potentiel grâce à leur fiabilité, leur capacité de surtension et leur efficacité [14].

Chaîne de conditionnement d'énergie

Le pivot central du système photovoltaïque intégré au réseau est la chaîne de conversion énergétique. La modification de la tension et du courant engendrés par le générateur photovoltaïque est impérative pour engendrer une puissance électrique adéquate, apte à être introduite dans le réseau. Diverses structures d'électronique de puissance sont spécifiquement élaborées pour le conditionnement de l'énergie photovoltaïque, et différents critères permettent de les classer en divers groupements en fonction de leurs caractéristiques inhérentes :

- La première particularité d'une chaîne de conditionnement réside dans la présence ou l'absence d'une isolation galvanique entre le GPV et le réseau électrique
- Un autre élément clé à considérer est les étages de conversion.
- Une autre facette cruciale implique le nombre de phases, qu'elles soient en configuration monophasée ou triphasée. Les structures isolées affichent une capacité accrue à générer des rapports de conversion supérieurs par rapport aux configurations non isolées.

Habituellement trouvés dans les chaînes de conversion nécessitant une élévation considérable de la tension, ces éléments offrent également des solutions à certains problèmes de sécurité grâce à l'isolement galvanique. Cependant, les architectures non isolées (sans recours à un transformateur) assurent une meilleure efficacité, tout en présentant des avantages en termes de poids, de taille et de coût.

Le choix de la topologie du système photovoltaïque détermine le type de chaîne de conditionnement d'énergie appropriée. Deux configurations principales sont à considérer : le conditionnement d'énergie à un seul étage et le conditionnement d'énergie à deux étages (voir Figure 4.8 et Figure 4.9) [15] :

- Le premier scénario, un onduleur DC-AC est directement relié aux panneaux photovoltaïques d'un côté, et au réseau électrique de l'autre côté.
- Le second scénario comprend deux étapes : d'abord une conversion DC-DC ajustant la tension issue des modules PV pour la rendre compatible avec le deuxième étage, qui convertit ensuite la tension continue en une tension alternative utilisable par le réseau électrique.

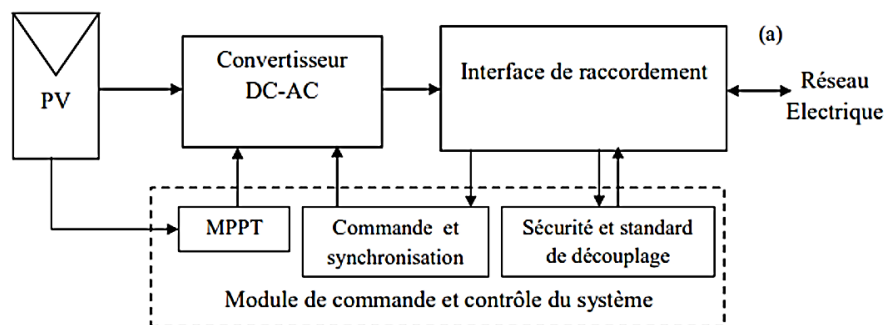


Figure 4. 8. Configuration en cascade pour la conversion d'énergie à un étage [15]

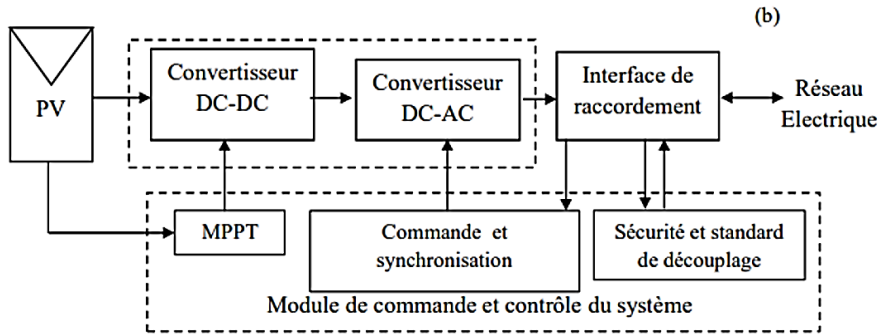


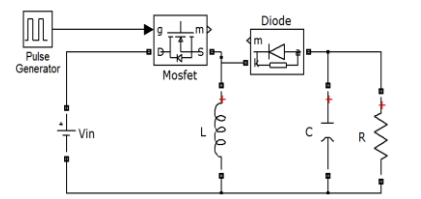
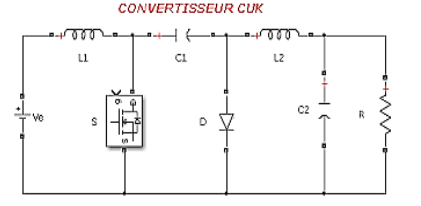
Figure 4. 9. Configuration en cascade pour la conversion d'énergie à deux étages [15]

Convertisseur DC-DC

Les convertisseurs de puissance DC-DC sont utilisés pour ajuster la tension de sortie des modules PV d'un niveau à un autre, que ce soit à un niveau supérieur ou inférieur. Cette adaptation est réalisée en garantissant simultanément le fonctionnement du système PV à son point de puissance maximale (MPP). Le choix de la structure du convertisseur DC-DC dépend des exigences de l'onduleur situé à l'interface du réseau [135]. Il dépend également de la nécessité d'une isolation galvanique, qui implique l'utilisation d'un transformateur HF. En ce qui concerne les convertisseurs non-isolés, les configurations les plus couramment rencontrées sont les abaisseurs (Buck), les élévateurs (boost) et les élévateurs-abaisseurs (Buck-boost). Lorsque l'isolement galvanique est requis, des schémas comme le push-pull, le flyback et le pont avec transformateur sont plus adaptés. Consultez le tableau 4.2 pour une liste des convertisseurs non-isolés les plus fréquemment utilisés dans les applications PV, ainsi que leurs caractéristiques fondamentales [16].

Tab 4. 2.Caractéristiques des convertisseurs DC-DC non isolés [16]

Structure DC/DC	A_v	A_i	R_L	L_{min}	C_{min}
<p>Abaisseur (Buck)</p>	D	$\frac{1}{D}$	$\frac{R_L}{D^2}$	$\frac{(1 - D)R_L}{2f}$	$\frac{(1 - D)V_{out}}{8(\Delta V_{out})Lf^2}$
<p>Elévateur (Boost)</p>	$\frac{1}{1 - D}$	$1 - D$	$(1 - D^2)R_L$	$\frac{(1 - D)^2DR_L}{2f}$	$\frac{DV_{out}}{\Delta V_{out}R_Lf}$

 <p>Elévateur-Abaisseur (Buck-Boost)</p>	$-\frac{D}{1-D}$	$-\frac{1-D}{D}$	$-\frac{(1-D)^2}{D^2}R_L$	$-\frac{(1-D)^2R_L}{2f}$	$\frac{DV_{out}}{\Delta V_{out}R_Lf}$
 <p>CONVERTISSEUR CUK</p> <p>Convertisseur (Cuk)</p>	$-\frac{D}{1-D}$	$-\frac{1-D}{D}$	$-\frac{(1-D)^2}{D^2}R_L$	$L_1 = \frac{L_2}{D}$ $= \frac{(1-D)R_L}{2Df}$	$C_1 = \frac{DV_{out}}{\Delta V_{out}R_Lf}$ $C_2 = \frac{(1-D)V_{out}}{8(\Delta V_{out})L_2f^2}$

Dans le tableau précédent, un résumé des propriétés des configurations des convertisseurs DC-DC non isolés est fourni. Cela englobe des aspects tels que la tension de sortie (V_{out}), le courant d'entrée (I_i), l'impédance d'entrée (R_i) ainsi que les valeurs minimales nécessaires pour l'inductance et le condensateur, afin de garantir une variation acceptable ΔV_{out} de la tension de sortie. L'ensemble de ces caractéristiques est étroitement lié à la commande des interrupteurs de puissance par le rapport cyclique D , la fréquence de commutation f et l'impédance de sortie R_L . Par ailleurs, chaque conception de convertisseur présente des caractéristiques spécifiques en termes d'efficacité, de capacité à suivre le point de fonctionnement optimal MPP et de coût.

Convertisseur DC-AC

Le rôle majeur du convertisseur DC-AC se manifeste au sein du GPV-BT par la transformation du courant continu (CC) fourni par les panneaux solaires ou par le convertisseur DC-DC en courant alternatif (CA). Ce flux électrique peut être acheminé dans le réseau électrique tout en répondant aux normes de raccordement, selon le degré d'isolation galvanique entre le système PV et le réseau basse tension, on peut classer les onduleurs liés au réseau en deux catégories distinctes : isolés et non isolés. L'assurance de l'isolement galvanique est réalisée soit par le biais d'un transformateur calé sur la fréquence du réseau (50Hz) au niveau de l'onduleur, soit par l'emploi d'un transformateur haute fréquence « HF » au niveau du convertisseur DC-DC. En raison de considérations relatives à la taille, au poids et au coût, les créateurs de systèmes PV ont la propension croissante à opter pour des onduleurs dénués de transformateurs. Les statistiques mondiales du marché se répartissent comme suit : 27% pour les onduleurs équipés de transformateurs de base fréquence « BF », 36% pour les onduleurs avec transformateurs HF et 37% pour les onduleurs sans transformateur [16].

Parmi les désavantages associés à l'usage d'onduleurs non isolés, figure la présence d'une composante continue résiduelle au sein du courant alternatif injecté dans le réseau. Cette situation peut engendrer des problèmes de surchauffe au niveau du transformateur de distribution, pouvant éventuellement conduire à

sa défaillance [14]. En parallèle à la préférence grandissante des concepteurs pour les onduleurs non isolés, une évolution significative a été observée en ce qui concerne la puissance des onduleurs connectés au réseau au cours de ces dernières années. Du fait de certaines limites inhérentes aux onduleurs centraux de grande envergure en matière de suivi du point de fonctionnement optimal (particulièrement en présence d'ombrages), les onduleurs d'une capacité inférieure à 10 kWc sont de plus en plus privilégiés dans les systèmes connectés au réseau basse tension. Typiquement, ces onduleurs de faible capacité se présentent sous la forme d'appareils monophasés, délivrant une fréquence de sortie de 50 Hz. Une investigation de catégorisation des onduleurs liés au réseau basse tension, menée par Salas et Olias [15][16], a mis en évidence que 93% de ces dispositifs sont effectivement de type monophasé.

Les onduleurs monophasés non-isolés sont confrontés au problème de l'apparition d'un courant de fuite et d'une capacité parasite entre les panneaux photovoltaïques et la mise à la terre, engendrés par les opérations de commutation. Ce courant a le potentiel d'impacter le rendement des modules PV et de réduire leur durée de vie. Afin de résoudre cette problématique, plusieurs schémas topologiques d'onduleurs ont été élaborés. Ces configurations topologiques peuvent être regroupées en trois catégories distinctes [16]:

- Onduleur à état zéro découplée
- Onduleurs à état zéro relié au point milieu
- Onduleurs à liaison robuste

Il convient de souligner que le choix de la chaîne de conditionnement dépend de plusieurs facteurs, tels que le coût, la taille, les normes de raccordement, les exigences spécifiques de chaque réseau électrique national, la puissance nominale, la plage de tension d'entrée, et en particulier, le rendement, qui est une caractéristique essentielle. Deux méthodes permettant de calculer le rendement global d'un onduleur ont été présentées, l'une par la Commission californienne (équation 4.1) et l'autre par la Commission européenne (équation 4.2).[14].

$$\eta_{CAN} = 0.04\eta_{10\%} + 0.05\eta_{20\%} + 0.12\eta_{30\%} + 0.21\eta_{50\%} + 0.53\eta_{75\%} + 0.05\eta_{100\%} \quad (4.1)$$

$$\eta_{EUR} = 0.03\eta_{5\%} + 0.06\eta_{10\%} + 0.13\eta_{20\%} + 0.1\eta_{30\%} + 0.48\eta_{50\%} + 0.2\eta_{100\%} \quad (4.2)$$

1.1.4 Contrôle des systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Conformément aux parties précédentes, les systèmes photovoltaïques rattachés au réseau peuvent être constitués d'une ou de deux phases de conversion de l'énergie (DC-DC et DC-AC) et adoptent diverses configurations de convertisseurs. En conséquence, le système de gestion et les schémas de modulation dépendent du schéma adopté et varient d'un schéma à un autre. Toutefois, les objectifs fondamentaux de gestion restent constants et englobent des aspects universels tels que l'optimisation du point de puissance maximale (MPPT) du système PV, l'alignement avec le réseau, le contrôle de la tension de capacité, la

régulation de la puissance active et réactive, ainsi que la supervision du réseau incluant la détection de phénomènes de non-déconnexion [16][17].

Méthodes de contrôle du suivi du point de puissance maximale

Suite à l'analyse des courbes de puissance des modules PV présentée ci-dessus, il est clair que pour maximiser la production d'énergie d'un système PV, celui-ci doit fonctionner autour du point optimal « MPP ». Le MPP est conditionné par l'intensité lumineuse solaire ainsi que par la température de la jonction, lesquelles présentent des variations temporelles. Le MPP est obtenu en contrôlant la courbe de charge du module ou de la chaîne photovoltaïque, de manière à ce qu'elle croise la courbe I-V où $I_{pv} \times V_{pv}$ est maximale. La tension à laquelle ce processus se concrétise est précisément identifiée comme la "tension de puissance maximale" (V_{mp}), et elle doit être rigoureusement considérée comme le point de référence de tension pour le système de contrôle, à savoir $V_{pv_ref} = V_{mp}$. Cette tension pourrait être obtenue par une mesure directe de l'intensité lumineuse solaire ainsi que par la température de la jonction, qui sont utilisées pour calculer V_{mp} à partir du modèle physique du module PV. Cependant, les capteurs d'irradiation solaire (pyranomètres), en particulier, sont très coûteux. Par conséquent, des méthodes numériques basées sur des mesures de variables électriques (déjà nécessaires pour le contrôle du convertisseur) sont utilisées pour rechercher le MPP. Comme cette tâche est effectuée en ligne et mise à jour périodiquement dans le temps, Ces approches sont désignées sous l'appellation de méthodes de suivi du point optimale (MPPT).

Il existe plusieurs méthodes MPPT trouvées dans la pratique et dans la littérature qui peuvent atteindre jusqu'à 99% de l'efficacité MPP [17]. La figure 4.10 présente une classification des méthodes MPPT les plus courantes. Les méthodes d'escalade et les méthodes fractionnaires sont largement adoptées dans les systèmes photovoltaïques commerciaux.

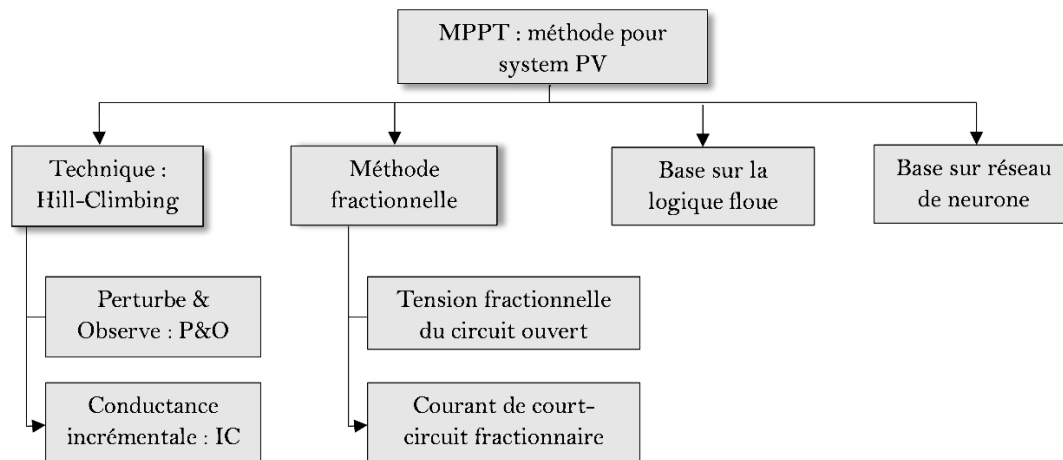


Figure 4. 10. Classification des algorithmes MPPT [17]

Algorithme de perturbe & Observe

Les algorithmes de type "Hill-climbing" sont les méthodes les plus utilisées dans la pratique. Leur notoriété découle de la facilité avec laquelle ils sont mis en action et de l'efficacité de leur surveillance du MPP. La technique de Perturbation et Observation (P&O) représente un genre de méthode ascendante. Elle englobe une démarche ininterrompue visant à repérer la tension de référence en vue d'atteindre le MPP [18]. La recherche est effectuée en perturbant la tension de référence, puis en mesurant la réponse du système (observation) pour déterminer la direction de la perturbation suivante. Les perturbations de la tension de référence sont effectuées dans la direction dans laquelle la puissance doit augmenter.

L'augmentation de la tension de référence V_{pv_ref} du système PV lorsqu'il fonctionne du côté gauche de la MPP augmenterait la puissance de sortie du système, alors qu'une telle perturbation diminuerait la puissance de sortie si le système fonctionnait du côté droit de la MPP de la courbe P-V pour une irradiation solaire et une température donnée. Les réactions opposées sont obtenues en diminuant la tension de référence des deux côtés du MPP. Par conséquent, le MPP peut être suivi en introduisant une perturbation dans la tension de référence (ΔV). La perturbation de la tension de référence est toujours de la même ampleur, tandis que le signe est déterminé par la variation de la puissance. Si la puissance a augmenté par rapport au dernier échantillon, le signe de la perturbation est maintenu. Si la puissance a diminué, le signe est inversé. Le schéma illustré dans la figure 4.11 expose la mise en pratique et le déroulement de l'algorithme. Ce processus est répété jusqu'à ce que le système atteigne le MPP et oscille autour de lui, bloqué dans trois références de tension en régime permanent. Lorsqu'un changement se produit dans l'irradiation solaire ou la température, le système passe à une courbe P-V différente, qui sera détectée par le calcul de la puissance et comparée à celle d'une valeur précédente et introduira la perturbation correspondante dans la référence de tension.

L'ampleur de l'oscillation autour du MPP dépend de l'ampleur de la perturbation $|\Delta v|$. L'ampleur de la perturbation est conçue pour être au moins aussi importante que l'ondulation de la tension dans le condensateur d'entrée du convertisseur (ou la sortie du GPV). Dans le cas contraire, l'ondulation de la tension conduira à de mauvais calculs de puissance, ce qui peut entraîner des directions inadéquates pour la perturbation et empêcher le système de se verrouiller sur les trois niveaux de tension, qui se situent autour du MPP en régime permanent.

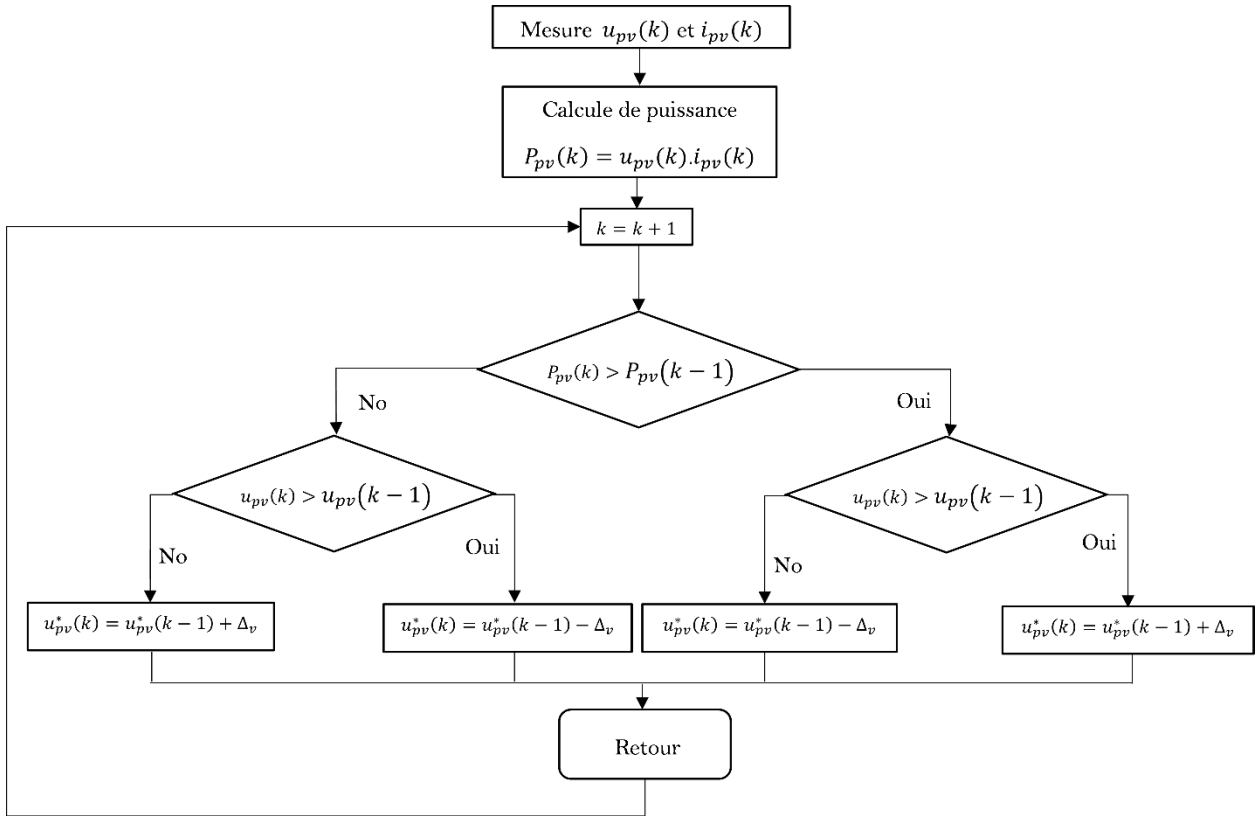


Figure 4. 11. Algorithme P&O [18]

Un autre élément à prendre en considération lors de la conception des algorithmes P&O est l'intervalle temporel au sein duquel la référence est actualisée, noté Δt . Ce laps de temps doit être adéquatement étendu pour offrir au régulateur du convertisseur de puissance le temps nécessaire pour parvenir à un état d'équilibre en relation avec la tension d'entrée de référence, avant qu'une nouvelle perturbation ne soit introduite.

L'un des inconvénients de cette méthode est qu'elle échoue en cas de variation rapide de l'irradiation solaire et d'autres conditions environnementales. Cela se produit lorsque le changement de puissance dû aux conditions de fonctionnement est plus important que les changements dus à la perturbation produite par l'algorithme. Cette situation peut entraîner un déplacement du point de fonctionnement dans la direction opposée. Ce problème peut être évité en estimant séparément la variation de puissance causée par le changement des conditions de fonctionnement, puis en perturbant le système pour décider de la direction de la prochaine perturbation. L'algorithme est également sensible au bruit de mesure et aux fortes ondulations de la tension de sortie PV. Cette dernière se produit pour de faibles capacités à la sortie du système photovoltaïque, ce qui provoque une forte oscillation autour du MPP. Étant donné que la courbe P-V tombe très abruptement sur le côté gauche du MPP, les grandes oscillations de la tension PV peuvent produire des baisses importantes de la puissance générée [18].

Algorithme de conductance incrémentale

Cette méthode est similaire à l'algorithme P&O et a été proposée pour les conditions atmosphériques changeant rapidement [25, 26]. Cette méthode trouve son origine dans l'analyse des courbes de puissance, où la pente de la courbe est ascendante à gauche, descendante à droite, et plate au sommet. La pente de la courbe de puissance peut être trouvée à partir des équations suivantes [18][19]:

$$\frac{dP_{pv}}{dv_{pv}} = \frac{d(i_{pv}v_{pv})}{dv_{pv}} = i_{pv} + v_{pv} \frac{di_{pv}}{dv_{pv}} \tag{4.3}$$

La puissance culminante se manifeste lorsqu'il y a une annulation de la dérivée de la puissance, d'où :

$$\frac{dP_{pv}}{dv_{pv}} = 0 \implies \frac{d(i_{pv})}{dv_{pv}} = -\frac{i_{pv}}{v_{pv}} \tag{4.4}$$

Où i_{pv}/v_{pv} représente la conductance, tandis que di_{pv}/dv_{pv} représente la conductance incrémentale. La dérivée du courant par rapport à la dérivée de la tension peut être considérée comme le contraste entre les valeurs actuelles et les valeurs instantanées précédentes au cours de cette itération procédurale. Par conséquent, en comparant la conductance i_{pv}/v_{pv} à la conductance incrémentielle di_{pv}/dv_{pv} , comme le montre la figure 4.12, l'algorithme peut suivre le MPP et y rester jusqu'à ce qu'un changement de di_{pv} ou dv_{pv} se produise à la suite d'un changement des conditions atmosphériques [20][21].

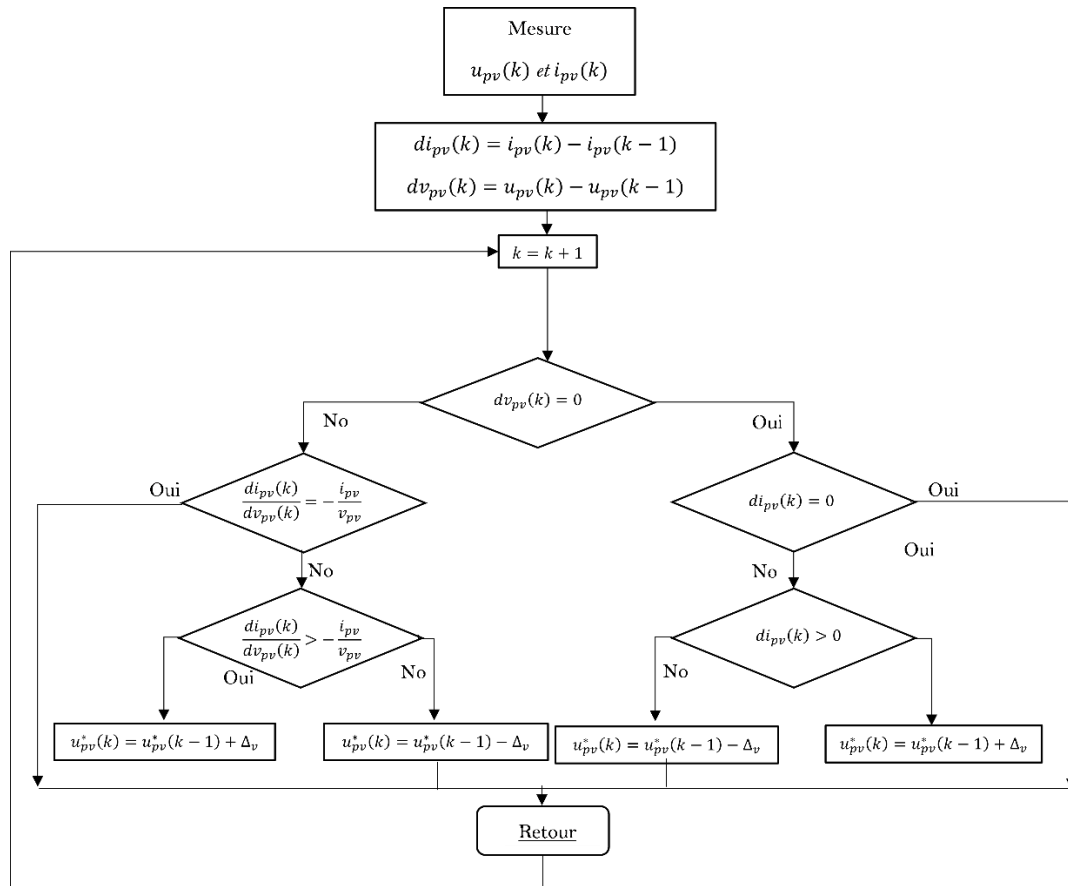


Figure 4. 12. Algorithme MPPT à conductance incrémentale [21]

1.1.5 Exigences du raccordement réseau électrique basse tension

Le raccordement du système solaire photovoltaïque au réseau basse tension nécessite une autorisation préalable du responsable du réseau électrique (Sonelgaz). Cette approbation octroie au gestionnaire du réseau le moyen de vérifier la conformité de l'installation photovoltaïque aux normes nationales et internationales d'une part, et d'assurer la maîtrise du niveau d'intégration des générateurs reposant sur des sources renouvelables intermittentes d'autre part. Un défi initial auquel un réseau de distribution peut faire face avec une part substantielle de générateurs photovoltaïques est l'assujettissement de la production électrique aux aléas climatiques. Pour pallier cette problématique, des solutions telles que le stockage d'énergie, l'utilisation de générateurs de secours et les prévisions météorologiques peuvent être mises en œuvre.

Toutefois, l'enjeu primordial réside dans les implications techniques que l'intégration des installations décentralisées, hors du contrôle du gestionnaire de réseau, peut avoir sur la qualité de l'énergie (QDE) fournie aux utilisateurs. Par conséquent, il est essentiel que le module d'interface et de contrôle du système photovoltaïque se conforme à des impératifs spécifiques pour ajuster sa connexion au réseau.

À l'heure actuelle, les directives établies par l'IEEE, l'CEI (Commission électrotechnique internationale) ainsi que le CEN (Comité européen de normalisation) [22] sont employées pour définir les impératifs du raccordement de tous les types d'installations photovoltaïques au réseau basse tension. Néanmoins, plusieurs nations adoptent des règlements spécifiques qui peuvent diverger de ces méthodes. En raison de la mise en œuvre précoce et de l'essor conséquent des systèmes photovoltaïques connectés au réseau en Allemagne, la plupart des pays européens s'alignent sur les normes allemandes édictées par le IAN (Institut allemand de normalisation).

En Algérie, bien que des décrets concernant le raccordement des installations électriques au réseau soient en place (décret du 21 février 2008), aucune version officielle des critères techniques pour le raccordement au réseau basse tension n'a encore été formulée par la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG). Par conséquent, il est implicite que les normes internationales telles que l'IEEE 1547, l'IEC 61727, l'IEC 62116, l'EN 50106, l'EN 61000 et le DIN-VDE 0126-1-1 [23] soient utilisées. Ces normes mettent l'accent sur trois domaines essentiels : le respect des prérequis du réseau, la production d'une énergie de qualité et la désolidarisation en cas de défaillance du réseau.

Les impératifs du réseau sont respectés en générant une tension de 230V/50Hz pour le mode monophasé et 400V/50Hz pour le mode triphasé. Les variations de tension ne doivent pas franchir un seuil préétabli. En cas de perturbation du réseau entraînant des fluctuations hors des limites autorisées, le système photovoltaïque doit s'isoler du réseau. Un délai avant déconnexion (DAD) est prévu pour éviter des interruptions inopportunes. Les précisions relatives aux exigences du réseau sont explicitées dans le Tableau 4.3.

Tab 4. 3. Conformité aux normes internationales pour le raccordement au réseau BT

	IEEE1547	DAD	IEC61727	DAD	DIN-VDE0126	DAD
Pn (kW)	30		10		N/A	
V normale	$0.88V_n < V < 1.1V_n$	-	$0.85V_n < V < 1.1V_n$	-	$0.8V_n < V < 1.15V_n$	-
	$1.1V_n < V < 1.2V_n$	1s	$1.1V_n < V < 1.35V_n$	1s	$V < 0.8V_n$	0.2s
V anormale	$0.5V_n < V < 0.88V_n$	2s	$0.5V_n < V < 0.85V_n$	2s	$V > 1.15V_n$	0.2s
	$V < 0.5V_n$	0.16s	$V < 0.5V_n$	0.1s		
	$V > 1.2V_n$	0.16s	$V > 1.35V_n$	0.05s		
f (Hz)	$59.3 < f < 60.5$	-		-	$47.5 < f < 50.2$	-
f (Hz)	Hors f_n	0.16s	Hors f_n	0.2s	Hors f_n	0.2s

La deuxième dimension des normes englobe la définition d'un niveau admissible de performance énergétique dans le but de restreindre les perturbations qui peuvent être engendrées par le système solaire photovoltaïque, et qui auront un impact direct sur la réaction du réseau. Le degré de qualité énergétique est surveillé à l'aide de seuils pour la distorsion harmonique tolérée (THD < 5% selon IEEE 1547) et des critères pour chaque valeur harmonique. De plus, il est aussi régulé en limitant l'injection maximale de courant continu dans le réseau à 1% selon IEC 61727 et 0,5% conformément à IEEE 1547 [23].

La présence d'un mécanisme automatisé de préservation contre les pannes du réseau électrique constitue la troisième exigence des directives relatives à la connexion au réseau. Ce dispositif de préservation est positionné en tant qu'interface de sécurité entre le générateur et le réseau basse tension accessible au public. Son rôle est d'empêcher toute injection accidentelle de l'énergie produite par le générateur photovoltaïque dans un sous-réseau indépendant du réseau basse tension (phénomène d'îlotage). De ce fait, il assure la protection suivante :

- Les employés et les membres du personnel chargés des opérations d'entretien après la déconnexion électrique du réseau et de la maintenance du générateur sont informés des risques liés aux chocs électriques.
- Les composants du système solaire photovoltaïque pourraient être exposés à des problèmes en cas de rétablissement inopiné du réseau électrique, provoquant un désalignement avec le courant généré par le système photovoltaïque (phénomène de couplage incorrect).

Diverses techniques permettent de repérer la formation d'îlots électriques [22][23]. On peut les classer en trois catégories distinctes :

- Les approches passives.
- Les méthodes actives.
- Les techniques exploitant les échanges de données entre le réseau central et l'onduleur photovoltaïque.

Une fois que la tension du réseau revient à ses valeurs nominales, la réintégration au réseau peut s'effectuer de manière automatique dès que le système est synchronisé.

1.2 Régulation neuronale de la chaîne de conversion photovoltaïque

1.2.1 Objectifs de la commande par les RNA

Grâce à leur aptitude à apprendre et à généraliser, les réseaux de neurones sont employés pour modéliser des fonctions comme des combinaisons pondérées de termes non linéaires. Leur puissance d'apprentissage notable leur permet de s'approcher de fonctions non linéaires extrêmement complexes, justifiant ainsi leur statut « d'approximateurs universels ». Il a été prouvé que, de manière générale, tout type de fonction peut être exprimé au moyen de réseaux de neurones à trois couches : la couche intermédiaire étant déterminante pour obtenir la précision requise dans une application particulière [24].

Les réseaux de neurones possèdent également une qualité intrinsèque d'adaptabilité, ce qui les rend extrêmement puissants dans les contextes où la dynamique du système évolue avec le temps ou lorsque le modèle du système est partiellement compris. De plus en plus, les réseaux de neurones sont mis en œuvre comme contrôleurs dans diverses applications industrielles, du fait de leur aptitude à dépasser les performances des contrôleurs classiques. Cependant, il convient de noter que leur maîtrise du modèle du processus nécessite de multiples itérations d'apprentissage.

L'efficacité des algorithmes d'apprentissage a un impact significatif sur la vitesse, la stabilité et la convergence des poids des réseaux de neurones. Ces questions sont actuellement au cœur des préoccupations majeures de la recherche dans ce domaine en constante évolution.

1.2.2 Définition des réseaux de neurones

Un réseau de neurones, en termes simples, est un modèle computationnel inspiré du fonctionnement du cerveau humain. C'est une structure composée de multiples unités interconnectées, appelées neurones artificiels, qui travaillent en collaboration pour résoudre des problèmes complexes. Chaque neurone prend des entrées, les traite à travers des opérations mathématiques et produit une sortie [24]. Les neurones sont organisés en couches, comprenant généralement une couche d'entrée, une ou plusieurs couches cachées et une couche de sortie.

L'apprentissage dans un réseau de neurones se produit en ajustant les poids associés aux connexions entre les neurones. Ces poids déterminent l'importance de l'information transitant entre les neurones. L'apprentissage peut être supervisé (avec des exemples étiquetés pour guider l'ajustement des poids) ou non supervisé (où le réseau trouve des modèles sans étiquettes prédéfinies). Les réseaux de neurones sont utilisés pour une variété de tâches, notamment la classification, la régression, la génération de texte, la reconnaissance d'images et bien plus encore. On a pris l'habitude de représenter graphiquement un neurone comme indiqué sur la figure 4.13.

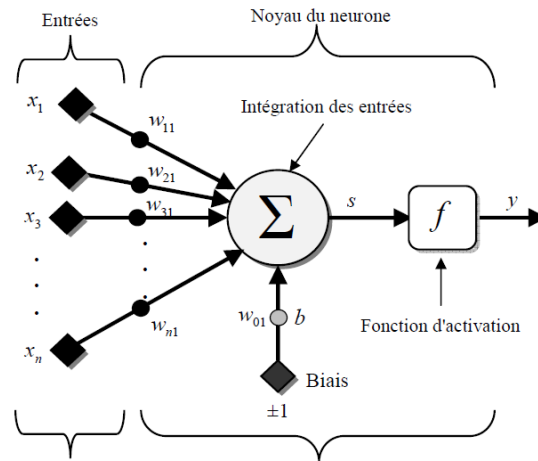


Figure 4. 13. Modèle d'un neurone artificiel [24]

Le modèle du neurone formel, élaboré en 1943 par « W. M. Culloch » et « W. Pitts », est directement dérivé des observations faites sur les neurones biologiques.

1.2.3 Modélisation d'un neurone formel

La Figure 5.17 met en évidence le schéma mathématique d'un neurone artificiel. Ce composant central du réseau est constitué principalement d'un intégrateur qui calcule la somme pondérée des signaux d'entrée. Le résultat de cette sommation, noté s , subit ensuite une transformation au moyen de la fonction de transfert f , générant ainsi la sortie y du neurone. En utilisant les conventions introduites dans la Figure 5.16, les n entrées du neurone sont représentés par le vecteur $x = [x_1, x_2, x_3, \dots, x_n]^T$, tandis que $w = [w_{11}, w_{21}, w_{31}, \dots, w_{n1}]^T$ désigne le vecteur des poids associés au neurone. L'expression mathématique de la sortie s de l'intégrateur est formulée par l'équation suivante :

$$s = \sum_{i=1}^n w_{i1} x_i \pm b = w_{11} x_1 + w_{21} x_2 + w_{31} x_3 + \dots + w_{n1} x_n \pm b \quad (4.5)$$

Cela peut également être formulé sous une forme matricielle :

$$s = w^T x \pm b \quad (4.6)$$

La sortie fait référence à un total pesé des coefficients et des inputs en plus de ce qu'on désigne sous le nom du facteur biais b du neurone. Le résultat de la somme pondérée est appelé le degré d'excitation du neurone. Le biais b est également désigné comme le seuil de déclenchement du neurone. Quand le niveau d'excitation égale ou dépasse le seuil b , alors l'argument de f devient positif (ou non négatif). Dans le cas contraire, il est négatif [25].

Une analogie peut être établie entre ce modèle mathématique et certaines informations que nous avons (ou croyons avoir) concernant le neurone biologique. Ce dernier est composé principalement de trois éléments (les dendrites, le corps cellulaire et l'axone). Les dendrites créent une structure de récepteurs nerveux qui transportent des signaux électriques des autres neurones vers le corps du neurone. Le corps cellulaire agit comme un intégrateur en accumulant des charges électriques. Quand le niveau d'excitation

du neurone atteint un seuil suffisant, il génère un potentiel électrique par un processus électrochimique, qui se propage ensuite le long de son axone pour potentiellement stimuler d'autres neurones. La jonction entre l'axone d'un neurone et la dendrite d'un autre est appelée synapse. Il semble que la disposition spatiale des neurones et de leurs axones, ainsi que la qualité des connexions synaptiques individuelles, déterminent la fonction spécifique d'un réseau de neurones biologiques. C'est en se basant sur ces connaissances que le modèle mathématique décrit précédemment a été formulé. Dans ce contexte, le poids d'un neurone artificiel représente l'efficacité d'une connexion synaptique.

Un poids négatif a pour effet d'inhiber une entrée, tandis qu'un poids positif tend à renforcer cette entrée. Cependant, il est essentiel de noter que cette description constitue une simplification considérable par rapport à une synapse biologique réelle, qui découle en réalité d'un processus chimique extrêmement complexe et dépendant de nombreux facteurs externes encore peu compris. Il est important de réaliser que notre neurone artificiel représente un modèle pragmatique qui, comme nous le découvrirons ultérieurement, nous permettra d'accomplir des tâches intéressantes. La fidélité biologique de ce modèle a une importance limitée pour nous. Ce qui importe, c'est le résultat que ce modèle nous autorisera à obtenir.

Une autre contrainte inhérente à notre modèle concerne sa nature discrète. En effet, afin de simuler un réseau de neurones, nous discrétisons le temps dans nos équations. En d'autres termes, nous supposons que tous les neurones fonctionnent de manière synchrone, c'est-à-dire qu'à chaque instant t , ils effectuent simultanément le calcul de leur somme pondérée et génèrent une sortie [26]:

$$y(t) = f(s(t)) \quad (4.7)$$

Dans les réseaux neuronaux biologiques, il est important de noter que tous les neurones fonctionnent de manière asynchrone, ce qui diffère de notre modèle artificiel. Pour revenir à ce dernier, conformément à l'équation (5.6), nous devons introduire la fonction d'activation f afin de calculer la sortie du neurone :

$$y = f(s) = f(w^T x \pm b) \quad (4.8)$$

En substituant w^T par une matrice W , qui est essentiellement la transposée de w , nous parvenons à une forme générale que nous utiliserons de manière récurrente dans cette étude :

$$y = f(Wx \pm b) \quad (4.9)$$

L'équation (4.9) nous conduit à adopter un schéma plus concis pour notre modèle, en comparaison de la figure 4.13. Ce schéma est illustré par la figure 4.14. Dans cette représentation, les n entrées sont symbolisés par un rectangle noir. À partir de ce rectangle, émerge le vecteur x , de dimension matricielle n . Ce vecteur est soumis à une multiplication avec une matrice W qui englobe les poids (synaptiques) du neurone. Dans le scénario d'un neurone simple, cette matrice possède une dimension de n . Le produit de cette multiplication donne lieu au niveau d'activation, lequel est ensuite comparé au seuil b (un scalaire) par le biais d'une opération de soustraction. Enfin, la sortie du neurone est générée en appliquant la

fonction d'activation f [26]. Il convient de noter que la sortie d'un neurone est systématiquement un scalaire.

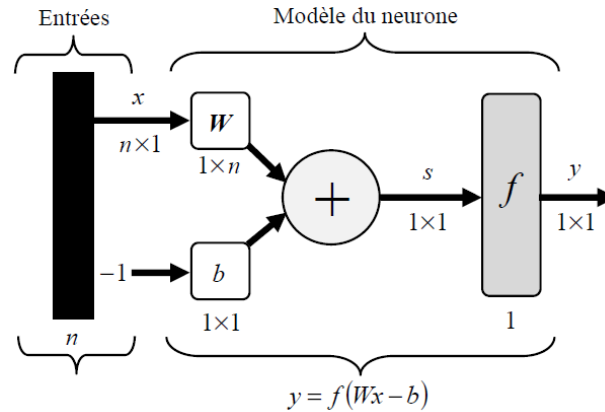


Figure 4. 14. Matrice de Connexion dans le modèle d'un neurone artificiel [26]

1.2.4 Architecture des réseaux de neurones

L'organisation d'un réseau de neurones correspond à la disposition des neurones au sein d'un réseau donné. Autrement exprimé, il s'agit de la manière dont ils sont arrangés et interconnectés. La plupart des architectures de réseaux de neurones emploient le même genre de neurones. Quelques structures architecturales plus inhabituelles reposent sur des neurones spécialisés. L'agencement d'un réseau de neurones dépend de la tâche qu'il vise à assimiler. De manière générale, un réseau de neurones se compose de multiples couches de neurones, allant des entrées aux sorties [27]. Deux catégories principales d'architectures de réseaux de neurones se démarquent, d'une part, les réseaux de neurones non récursifs :

- Réseaux de neurones monocouches
- Réseaux de neurones multicouches
- Réseaux de neurones à connexion locale

Réseaux de neurones bouclés

À l'opposé des réseaux de neurones non récursifs, qui présentent une absence totale de boucles dans leur structure de connexions, les réseaux de neurones cycliques se caractérisent par la possibilité d'adopter des configurations de connexions beaucoup plus complexes. Ces configurations peuvent inclure des boucles spécifiques, permettant ainsi le renvoi de valeurs depuis une ou plusieurs sorties vers les entrées du réseau. Pour garantir un fonctionnement causal dans un tel système, il est impératif d'introduire un délai associé à chaque boucle. Par conséquent, un réseau de neurones cyclique se comporte comme un système dynamique, dont les interactions sont régies par des équations différentielles. Étant donné que la grande majorité des applications sont exécutées au moyen de programmes informatiques, il est plus courant de travailler dans le cadre des systèmes à temps discret. Dans ce contexte, les équations

différentielles sont remplacées par des équations aux différences, aboutissant ainsi à ce que l'on appelle des réseaux de neurones récurrents ou à rétroaction, représentés dans la figure 4.15 [27].

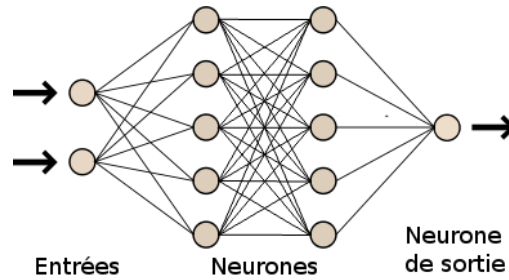


Figure 4. 15. Topologies de connexions récurrentes dans les réseaux de neurones [27]

Un agencement de cellules nerveuses en circuit avec un intervalle de temps défini est ainsi gouverné par une (ou plusieurs) formules aux écarts non linéaires, émanant de la fusion des opérations accomplies par chaque cellule nerveuse et des délais liés à chaque liaison. La configuration la plus vaste des formules qui dirigent un réseau de cellules nerveuses en circuit est désignée sous le terme de configuration canonique :

$$x(k + 1) = \varphi[x(k), u(k)] \tag{4.10}$$

$$y(k) = \psi[x(k), u(k)] \tag{4.11}$$

Là où φ et ψ correspondent à des fonctions non linéaires exécutées par un ensemble de cellules nerveuses non connectées entre elles (quoique ce ne soit pas une obligation, cela peut être un perceptron multicouche (MLP)), et où k représente l'instant (discret). L'illustration de la forme canonique est présentée dans la figure 4.16. Toute configuration de cellules nerveuses, peu importe sa complexité, peut être exprimée selon cette structure canonique, de façon totalement automatisée [28].

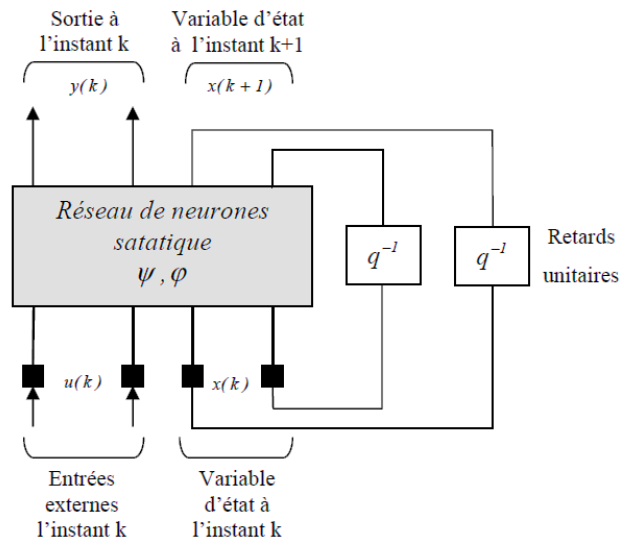


Figure 4. 16. Modèle canonique pour un système neuronal à rétroaction [28]

Les réseaux neuronaux récurrents (RNN) se révèlent essentiels dans la réalisation de diverses tâches liées à la modélisation de systèmes dynamiques, à la commande de processus ainsi qu'au filtrage.

1.2.5 Stratégies d'apprentissage

L'apprentissage au sein de différentes architectures dépend à la fois de la structure du réseau et de la nature propre de la problématique environnante. Les règles d'apprentissage traditionnelles, telles que la règle de Hebb et de Widrow, se concentrent sur la mise à jour des poids d'un seul neurone. Bien que ces règles puissent être utilisées pour ajuster les poids dans certains réseaux de neurones, elles ne peuvent pas être généralisées pour s'appliquer uniformément à toutes les architectures. Chaque architecture possède ses caractéristiques spécifiques et nécessite une règle d'ajustement des poids qui lui est adaptée [27][28]. Contrairement à la logique déductive qui part de connaissances établies pour en déduire de nouvelles, l'apprentissage repose sur une approche inverse : dériver des généralisations plausibles à partir d'observations limitées. La notion d'apprentissage englobe en réalité deux aspects distincts présenté dans la figure 4.17 :

- La mémorisation : implique l'absorption d'exemples, souvent nombreux, sous une forme condensée.
- La généralisation : englobe la capacité, grâce aux exemples appris, de traiter des situations distinctes qui n'ont pas encore été rencontrées, mais qui présentent des similitudes.

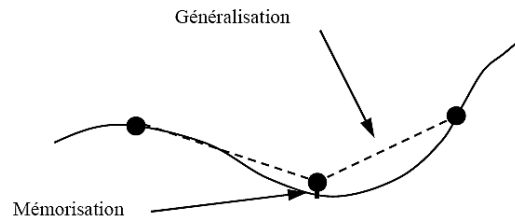


Figure 4. 17. Concepts clés de l'apprentissage [28]

Les concepts de mémorisation et de généralisation présentent une certaine opposition. En favorisant l'un des deux, il est possible de développer un système qui pourrait ne pas traiter l'autre aspect de manière optimale. Dans le contexte des systèmes d'apprentissage statistique, qui englobent les modèles statistiques traditionnels, les réseaux neuronaux et les automates markoviens, l'accent est généralement mis sur la généralisation. Cependant, il est essentiel de parvenir à un compromis en choisissant un coefficient d'apprentissage approprié, souvent par le biais de méthodes d'essai-erreur.

Apprentissage en ligne et l'apprentissage hors ligne

L'apprentissage se présente comme une méthode souple et efficace pour extraire une structure stochastique d'un environnement donné. Deux formes d'apprentissage distinctes sont employées : l'apprentissage en mode hors ligne ou en batch, et l'apprentissage en ligne [29].

- L'apprentissage en paquet implique l'utilisation répétée de l'ensemble des exemples d'entraînement, de manière à obtenir des performances comparables à celles d'une procédure d'estimation statistique.
- En revanche, l'apprentissage en ligne se caractérise par sa dynamique. Il met à jour l'estimation en cours au fur et à mesure de l'observation des nouvelles données, traitées une à une. Cette méthode est itérative par nature. Bien que l'apprentissage en ligne soit généralement plus lent, il est recommandé dans des environnements qui évoluent constamment.

Il est en effet envisageable de fusionner ces deux approches en suivant les étapes suivantes :

- Acquisition d'une série d'observations à partir du processus à modéliser, en veillant à ce que la quantité et la pertinence des données soient adéquates.
- Réalisation d'une phase de "préapprentissage" : les données collectées sont exploitées pour orienter les poids du réseau vers des valeurs proches de la solution finale.
- Mise en œuvre du réseau de neurones, tout en adoptant une stratégie d'apprentissage en ligne pour affiner continuellement les poids. Cette approche permet de prendre en compte toutes les variations potentielles, telles que les dérives, les perturbations et les changements de modes de fonctionnement.
- La combinaison de ces méthodes offre une solution complète et adaptable, en permettant d'équilibrer les avantages de la stabilité du préapprentissage avec la capacité d'adaptation de l'apprentissage en ligne pour faire face aux changements dans l'environnement ou au processus modélisé

Apprentissage global et apprentissage local

- L'apprentissage global se réfère au processus de mise à jour de tous les poids d'un réseau. Dans cette approche, tous les poids sont modifiés à chaque itération de l'apprentissage.
- L'apprentissage local, en revanche, cherche à mettre à jour uniquement certains poids à chaque itération. Diverses techniques sont utilisées pour cela, notamment en se basant sur le concept de voisinage ou en appliquant des règles d'apprentissage spécifiques.

1.2.6 Algorithmes d'apprentissages

Effectivement, dans la majorité des architectures que nous allons examiner, l'apprentissage se traduit par une altération de l'efficacité synaptique. Cela signifie qu'il y a un ajustement dans les valeurs des poids qui connectent les neurones d'une couche à une autre. Prenons le poids w_{ij} qui relie le neurone i à son entrée j . À l'instant t , un changement $\Delta w_{ij}(t)$ de poids peut être exprimé de manière simple de la manière suivante [29] :

$$\Delta w_{ij}(t) = w_{ij}(t + 1) - w_{ij}(t) \quad (4.12)$$

Un ensemble de règles bien définies permettant de réaliser un tel processus d'adaptation des poids constitue ce qu'on appelle l'algorithme d'apprentissage du réseau.

Effectivement, un ensemble de règles clairement définies qui permettent de mettre en œuvre ce processus d'ajustement des poids constitue ce que l'on appelle l'algorithme d'apprentissage du réseau. ci-dessus, nous allons explorer divers algorithmes d'apprentissage ainsi que différents principes qui peuvent orienter le processus d'apprentissage d'un réseau neuronal. Plusieurs algorithmes d'apprentissage sont disponibles, notamment [29] :

- Apprentissage par la règle de Hebb
- Apprentissage compétitif
- Problème de l'affectation du crédit
- Apprentissage supervisé
- Apprentissage par renforcement
- Apprentissage Par la règle de perceptron
- Apprentissage par L'ADALINE
- Apprentissage non-supervisé

Apprentissage par correction d'erreur

La première règle que l'on peut employer repose sur la correction de l'erreur constatée en sortie. Si l'on note $y_i(t)$ la sortie que l'on observe pour le neurone i à l'instant t , cette sortie étant générée par un stimulus $x(t)$ appliqué aux entrées du réseau, dont l'un des neurones correspond au neurone i , et $d_i(t)$ représente la sortie souhaitée pour le même neurone i au moment t . Il est donc fréquent que $y_i(t)$ et $d_i(t)$ diffèrent, et il est naturel de quantifier l'erreur $e_i(t)$ entre ce que l'on obtient et ce que l'on souhaite obtenir [29][30] :

$$e_i(t) = d_i(t) - y_i(t) \quad (4.13)$$

Et de chercher un moyen de réduire autant que possible cette erreur. Si l'on exprime cela sous forme vectorielle, on obtient :

$$e(t) = d(t) - y(t) \quad (4.14)$$

L'apprentissage par correction d'erreurs implique la minimisation d'un indice de performance F qui est construit à partir des signaux d'erreur $e_i(t)$. L'objectif est de conduire les sorties du réseau à converger vers les valeurs désirées. Un critère largement utilisé est la somme des erreurs quadratiques :

$$S(e(t)) = \sum_{i=1}^n e_i^2(t) = e(t)^T e(t) \quad (4.15)$$

Il est essentiel de noter que les paramètres ajustables d'un réseau sont ses poids. Regroupons l'ensemble de ces poids dans un vecteur $w(t)$ à l'instant t . Dans le but de minimiser $F(e(t)) = F(w(t)) = F(t)$, nous commencerons par sélectionner des poids initiaux (à $t = 0$) de manière aléatoire. Ensuite, nous ajusterons ces poids selon la procédure suivante :

$$w(t + 1) = w(t) + \eta \cdot X(t) \quad (4.16)$$

Où :

$X(t)$: La direction dans laquelle nous cherchons à atteindre le minimum,

η : Constante positive qui détermine la vitesse d'apprentissage.

L'objectif est d'assurer que $F(t + 1) < F(t)$ pour progressivement atteindre une valeur minimale de F . Cependant, comment pouvons-nous choisir la direction X de manière à respecter cette condition ? Pour cela, considérons la série de Taylor au premier ordre autour de $w(t)$ [30] :

$$F(t + 1) = F(t) + \nabla F(t)^T \Delta w(t) \quad (4.17)$$

Où :

$\nabla F(t)$: désigne le gradient de F par rapport à ses paramètres libres (les poids w) au temps t .

$\Delta w(t)$: calcule des nouveaux poids

Pour assurer que $F(t+1) < F(t)$, la condition suivante doit être satisfaite :

$$\nabla F(t)^T \Delta w(t) = \eta \nabla F(t)^T X(t) < 0 \quad (4.18)$$

Tout vecteur $X(t)$ qui obéit à l'inégalité de l'équation 5.18 indique une direction qui réduit la valeur de F . Cette situation est décrite comme une direction de "descente". Pour atteindre une descente maximale, étant donné que $\eta > 0$, il est nécessaire que le vecteur $X(t)$ pointe dans la direction opposée au gradient, car c'est ainsi que le produit scalaire sera minimisé :

$$X(t) = -\nabla S(t) \quad (4.19)$$

Ceci conduit à la formulation de la règle appelée "descente du gradient" :

$$\Delta w(t) = -\eta \nabla F(t) \quad (4.20)$$

Cette règle est illustrée dans la figure 4.18. Dans le contexte de l'espace des poids, la figure représente les lignes de niveau de F sous forme d'ellipses hypothétiques. La flèche en pointillés illustre la direction optimale pour atteindre le minimum de F . Par contraste, la flèche pleine dépeint la direction du gradient, qui est perpendiculaire à la courbe de niveau en $w(t)$.

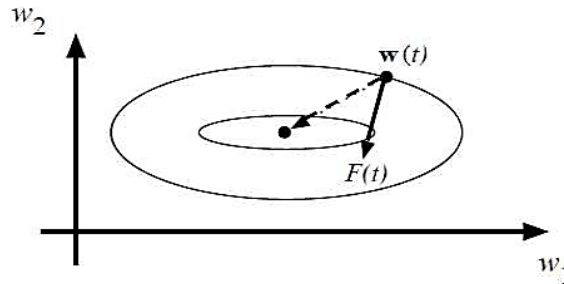


Figure 4. 18. Trajectoire optimale [30]

1.2.7 Perceptron Multicouches (MLP)

Une seule couche de neurones est en effet limitée à la réalisation de séparations linéaires dans l'espace des caractéristiques. Pour surmonter cette limitation, l'idée est d'introduire des couches supplémentaires, appelées couches cachées, pour créer un réseau de neurones multicouche. À l'intérieur de chaque couche, les neurones ne sont pas connectés les uns aux autres, mais ils sont interconnectés avec les neurones des couches adjacentes, ce qui permet au réseau d'apprendre des motifs et des relations plus complexes et non linéaires à partir des données d'entrée. Un réseau à couches intermédiaires, également appelé perceptron multicouche (PMC), est en effet une extension du perceptron classique avec une ou plusieurs couches cachées. Ces couches cachées ajoutent la capacité de capturer des modèles et des relations complexes dans les données.

Un perceptron est un type de réseau de neurones artificiel à propagation directe, également connu sous le nom de réseau à alimentation avant (feedforward). Dans ce type de réseau, l'information se propage de la couche d'entrée à travers les couches cachées jusqu'à la couche de sortie, sans boucle de rétroaction. La Fig. 5.22 illustre un réseau à quatre couches comportant trois entrées et deux sorties. La première couche est celle des entrées, qui, selon certains auteurs, n'est pas considérée comme une couche neuronale, car elle est linéaire et agit simplement comme un distributeur des variables d'entrée. Les couches intermédiaires, appelées couches cachées, forment le cœur du réseau de neurones et sont responsables de la capture des caractéristiques et des relations complexes dans les données. La troisième couche, ici composée de deux neurones, représente les couches de sortie. Les couches sont numérotées de l'entrée vers la sortie, de gauche à droite sur le schéma. Dans cet exemple, la couche cachée a trois neurones, d'où la notation "3-3-4-2", comme illustré dans la figure 4.19.

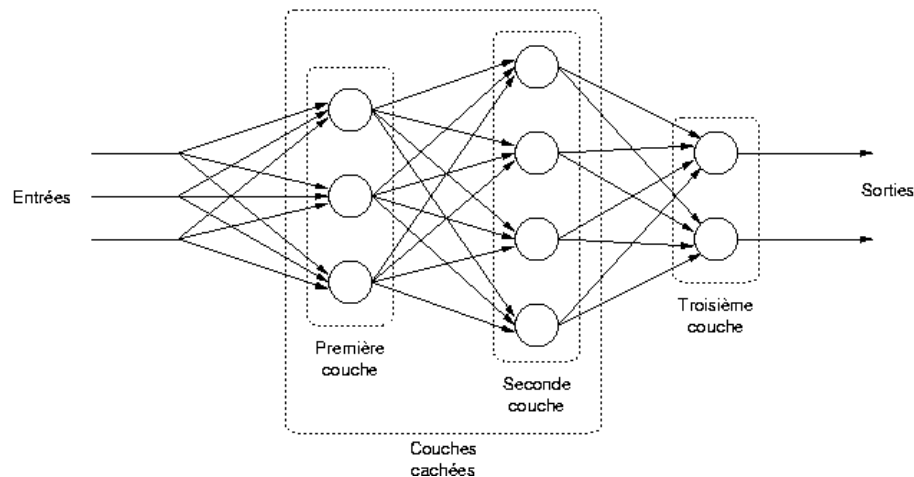


Figure 4. 19. Perceptron multicouche [30]

Chaque neurone, en plus de ses connexions avec les neurones précédents, est associé à une entrée supplémentaire appelée polarisation du neurone. Cette polarisation correspond à un biais qui agit comme un décalage ou une translation dans le domaine d'activité du neurone. Sa valeur est intimement liée à la

fonction d'activation du neurone, car elle influe sur le positionnement de cette fonction. Dans un souci de généralisation, nous pouvons représenter ces biais comme le produit d'une entrée X_o^m (généralement fixée à 1) par les poids associés. Ainsi, le poids W_{oj}^m retient l'information sur la polarisation du neurone et contribue au biais. En incluant ces biais dans le modèle, les neurones gagnent en flexibilité pour modéliser des données réelles plus complexes et variées, car ils peuvent ajuster leur domaine d'activation et prendre en compte des conditions initiales spécifiques [29][30].

L'un des défis majeurs lors de l'utilisation de réseaux perceptrons multicouches (PMC) réside dans la sélection de leur architecture. Le choix du nombre de couches et du nombre de neurones dans chaque couche est crucial, car cela peut avoir un impact significatif sur la performance, la vitesse de calcul et la capacité de généralisation du réseau. Une architecture excessive, avec trop de couches et de neurones, peut conduire à un surapprentissage, où le réseau mémorise les données d'entraînement mais ne généralise pas bien aux nouvelles données. D'autre part, une architecture trop simple peut ne pas avoir la capacité de capturer des modèles complexes dans les données. Trouver un équilibre entre ces deux extrêmes est un problème délicat, et il existe des techniques telles que la validation croisée et l'ajustement des hyperparamètres pour aider à déterminer la meilleure architecture pour un problème donné. Il est essentiel de considérer la nature des données, la taille de l'ensemble d'entraînement, ainsi que les ressources computationnelles disponibles lors du choix de l'architecture d'un réseau PMC.

En effet, le MLP est largement appliqué dans les domaines de l'identification et du contrôle en raison de sa capacité à modéliser des relations complexes entre des entrées et des sorties. Lorsqu'il comporte une couche cachée, il devient un "approximateur universel". Des recherches récentes ont montré que le MLP peut être entraîné de manière à approximer n'importe quelle fonction d'entrée/sortie, pourvu qu'une couche cachée suffisamment grande soit utilisée et que des fonctions d'activation telles que les sigmoïdes soient appliquées. Il est important de noter que les théorèmes mathématiques démontrent que même si un réseau à une seule couche cachée est capable d'approximer n'importe quelle fonction, cela ne signifie pas nécessairement que cette architecture soit optimale ou la plus efficace pour un problème spécifique. L'ajustement du nombre de neurones dans la couche cachée et d'autres hyperparamètres reste un aspect essentiel de l'obtention des meilleures performances du réseau sur une tâche particulière [29].

En effet, il n'existe pas de règle universelle pour déterminer le nombre optimal de neurones dans la couche cachée d'un réseau de neurones. Les décisions concernant l'architecture du réseau, y compris le nombre de neurones, dépendent souvent de l'expérience, de la nature de la tâche et des essais-erreurs. Le théorème de Hecht-Nielsen est significatif, car il énonce qu'une fonction continue peut-être représentée précisément par un réseau de neurones à trois couches ayant n cellules en entrée, $2n+1$ cellules en couche cachée et m cellules en sortie. Cependant, ce théorème ne fournit pas d'indications sur le nombre de connexions (le réseau n'est pas nécessairement complètement connecté) et ne garantit pas que ce nombre de neurones soit optimal, mais il est suffisant.

Enfin, les réseaux de neurones font partie des Réseaux Adaptatifs Non-linéaires (RANN), ce qui signifie que leurs éléments (neurones) s'organisent et ajustent leurs connexions pendant le processus fondamental qu'est l'apprentissage. Pour une tâche spécifique, l'apprentissage du réseau de neurones consiste à adapter les différents poids pour qu'il puisse effectuer la tâche souhaitée de manière efficace. L'algorithme de rétropropagation, sous sa forme de base, fait usage de la technique de descente du gradient pour ajuster les poids du réseau. Bien que simple, cette méthode peut ne pas être très efficace dans certains cas, car elle utilise une quantité limitée d'informations sur la topologie de l'erreur [30].

Cependant, la littérature regorge de techniques plus sophistiquées pour améliorer ce processus, notamment :

Gradient descendant avec taux d'apprentissage variable : Ajuster le taux d'apprentissage en fonction de l'évolution de l'erreur peut accélérer la convergence.

Rétropropagation résiliente : Cette méthode ajuste dynamiquement le taux d'apprentissage en fonction de la direction du gradient, ce qui améliore la robustesse de l'algorithme.

Algorithme du gradient conjugué : Il s'agit d'une méthode de descente du gradient améliorée qui exploite les informations antérieures sur les gradients pour déterminer la direction de mise à jour des poids.

Algorithme de Fletcher-Reeves : Une variante de l'algorithme du gradient conjugué, qui adapte les pas de mise à jour en fonction des gradients précédents.

Algorithme de Quasi-Newton : Cette technique modifie l'algorithme de rétropropagation en incorporant des approximations de la matrice hessienne, ce qui permet une convergence plus rapide.

Algorithme de Levenberg-Marquardt : Principalement utilisé dans les réseaux de neurones avec une seule couche cachée, il ajuste les poids en fonction de la courbure de l'erreur, améliorant ainsi la convergence.

Ces méthodes offrent des avantages spécifiques en termes de convergence plus rapide, de stabilité et de gestion des variations de taux d'apprentissage, mais leur choix dépend de la complexité du problème et de la performance souhaitée.

1.3 Etude et Analyse de performance des techniques proposées (ANN-IC) et (ANN-P&O)

De plus en plus, le monde montre un intérêt croissant pour les technologies vertes en raison de leurs avantages pour l'environnement. Parmi ces technologies, l'énergie solaire photovoltaïque offre de nombreux avantages, notamment une alimentation électrique directe, une maintenance simple et une grande précision [31]. Cependant, la maximisation de l'exploitation de l'énergie solaire représente un défi complexe, compte tenu de la demande croissante de systèmes photovoltaïques pour des applications aussi bien industrielles que domestiques. Ce défi réside dans la nécessité de répondre efficacement à la demande croissante tout en garantissant une utilisation efficace et durable de cette source d'énergie propre. Plusieurs méthodes de maximisation de la puissance par la technique MPPT sont disponibles, notamment

l'approche P&O [30], la méthode IC [31] et la méthode FLC [32]. Il est important de noter que la plupart des algorithmes MPPT ne mènent pas une analyse exhaustive de convergence et fournissent généralement une puissance proche de leur limite, en raison des fluctuations potentielles de la puissance générée par un générateur photovoltaïque (GPV), dépendant étroitement de la quantité de rayonnement solaire reçue et de la température des cellules solaires, malgré les recherches déjà menées. Certaines recherches proposent un contrôle non linéaire basé sur l'intelligence artificielle pour maximiser l'énergie produite par la technique MPPT, mais ces techniques nécessitent un modèle de convertisseur de puissance précis et connu, ainsi que l'utilisation des dérivés temporels de la tension et du courant photovoltaïques, ce qui peut poser des problèmes d'application.

Dans cette étude une approche de contrôle MPPT à deux boucles, basée sur la tension de puissance maximale (TPM), offre une solution plus simple et a démontré sa stabilité. D'autre part nous avons intégré un convertisseur DC/DC dans la chaîne de conversion équipé d'algorithmes tels que P&O et IC basés sur réseau de neurones nommé « ANN-P&O » et « ANN-IC » pour extraire le maximum d'énergie fourni par le GPV. L'intégrale proportionnelle (PI) est utilisée pour gérer les convertisseurs DC/AC placés entre le GPV et le réseau basse tension. Une technique d'échantillonnage par hystérésis MLIST est utilisée pour gérer la connexion du point neutre dans cet onduleur à source de tension à deux niveaux qui possède également un onduleur. Pour réduire les fréquences de commutation excessives, le courant de sortie du convertisseur DC/AC est filtré et synchronisé avec le réseau à l'aide d'une PLL intégrale généralisée du premier ordre. La stratégie de contrôle illustré à la Figure 4.20.

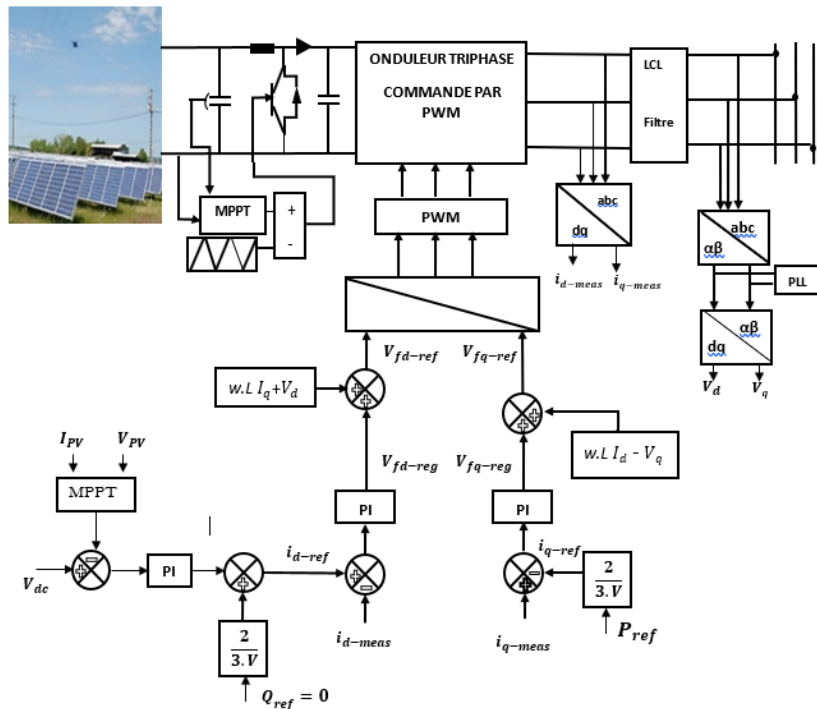


Figure 4. 20. Topologie d'un système photovoltaïque à deux étages [32]

1.3.1 Dimensionnement de différentes composantes de système photovoltaïque

Générateur photovoltaïque :

Dans cette étude, nous avons sélectionné un générateur photovoltaïque (GPV) d'une capacité de 4 kW, composé de 2 modules disposés en série et 8 module disposés parallèle. La chaîne de conversion à deux étages avec un onduleur sans isolement galvanique a été simulé sous l'environnement Matlab/Simulink. Les paramètres de système sont présentés ci-dessous :

Tab 4. 4. Paramètres de générateur photovoltaïque

Paramètres de module solaire	
Puissance de module	250 W
Modules séries	2
Module parallèle	8
Nombre de cellule par module	60
Tension de circuit ouverte (Voc)	32.3
Courant de court-circuit	7.84
Tension maximale (Vmp)	29
Courant maximale (Imp)	7.35

Le circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque basée sur une seule diode est représenté par le schéma de la figure 4.21 comme suit [6].

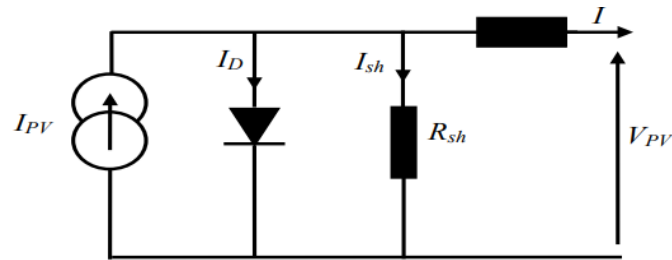


Figure 4. 21. Circuit équivalent d'une cellule PV

L'équation qui décrit le courant et la tension d'une cellule solaire est donnée par la formule suivante :

$$I = I_{PV} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V_{PV} + IR_s)}{n.K.T}\right) - 1 \right] - \frac{V_{PV} + R_s I}{R_{sh}} \quad (4.21)$$

Avec :

I_{PV} : Le photo-courant proportionnel à l'irradiation solaire cellule G, I_0 : Courant de saturation (A), q: Charge d'électrons ($1.6 \cdot 10^{-19}C$), K: Constant de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23}J/K$), n: Facteur d'idéalité de la cellule solaire entre 1 et 5 dans la pratique, T: Temperature de module (K), R_s : résistance série, R_{sh} : Shunt résistance parallèle.

Les figures (4.22) et (4.23) donnent respectivement les caractéristiques de I(V) et P(V) du module PV en fonction du rayonnement solaire incident et de la température ambiante. On constate que les variations du photo-courant sont proportionnelles à l'irradiation solaire incidente. Par conséquent, le courant de

sortie du générateur PV est fortement influencé par l'irradiation. Les figures montrent clairement que l'augmentation de l'irradiation implique une augmentation de la puissance de sortie des modules PV.

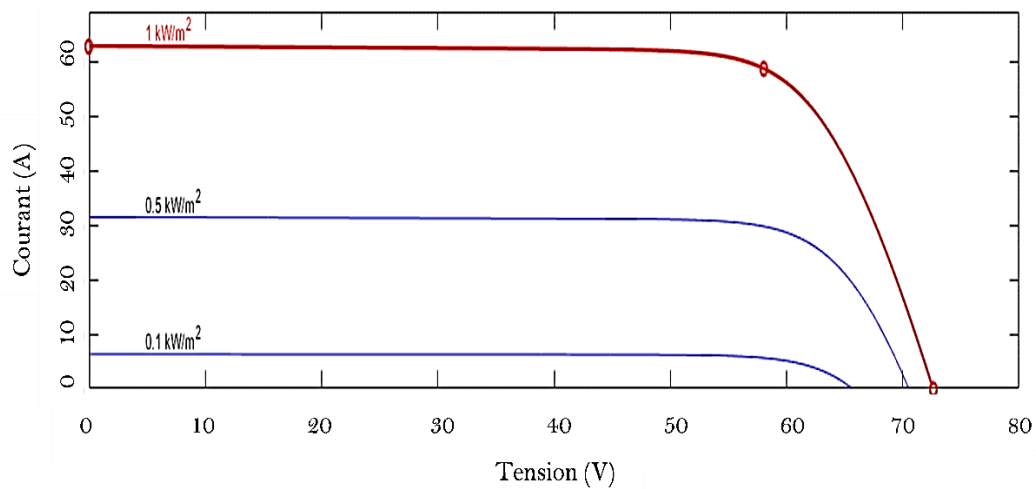


Figure 4. 22. Caractéristiques U/I en fonction de l'éclairement

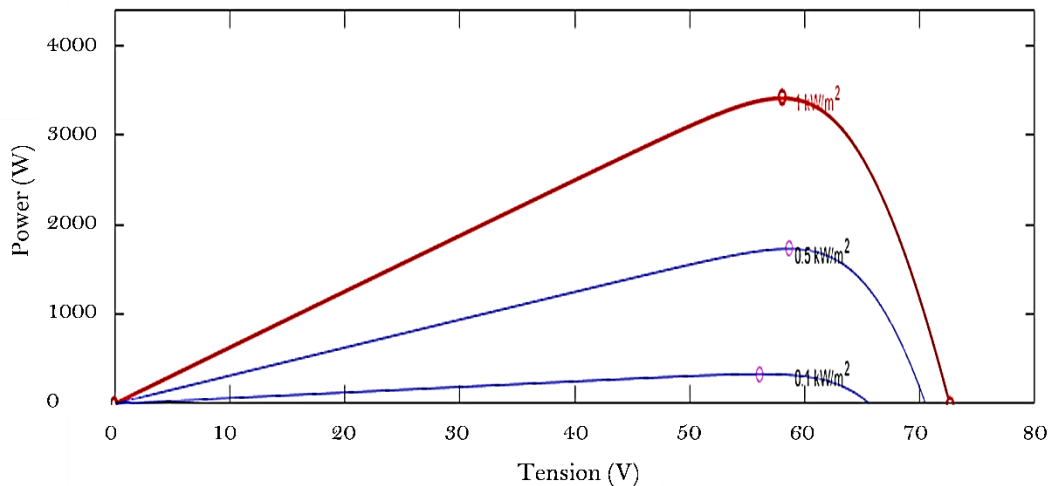


Figure 4. 23. Caractéristiques P/U en fonction de l'éclairement

Les graphiques ci-dessus montrent que les caractéristiques de sortie du module photovoltaïque ne sont pas linéaires et sont affectées par l'irradiation solaire. Afin de maximiser la puissance de sortie d'un module solaire, celui-ci doit fonctionner à un point unique. Pour que le générateur PV fonctionne au MPP, un contrôleur MPPT est utilisé pour contrôler un convertisseur DC-DC à découpage à des fins d'adaptation de la charge.

Convertisseur élévateur et leur contrôle

La tension produite par le générateur photovoltaïque, évaluée à 60V, est augmentée par un convertisseur élévateur pour atteindre une tension stable de 600V à la borne de l'onduleur. Les

fluctuations intermittentes de l'éclairage solaire exigent une boucle de régulation robuste afin de lisser ces variations. Ainsi, une solution a été mise en place, intégrant une boucle de régulation contrôlant la tension du générateur photovoltaïque par le biais d'un régulateur classique de type PI, tout en extrayant le maximum d'énergie grâce à une stratégie de suivi du point de puissance maximale (MPPT). La boucle de contrôle est présentée comme suite :

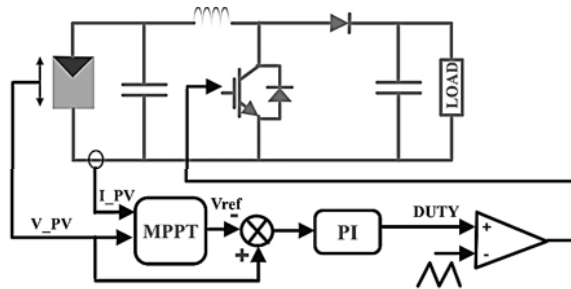


Figure 4. 24. Principe de contrôle et de maximisation d'énergie

Le dimensionnement des composants du convertisseur, notamment l'inductance, la capacité et le rapport d'élévation (alpha), est présenté comme suit :

$$V_{in} = \frac{V_s}{1-D} \tag{4.22}$$

$$I_{in} = (1 - D)I_s \tag{4.23}$$

Avec : V_{in} : Tension d'entrée, V_s : Tension de sortie, D : Angle d'amorçage, I_{in} : Courant d'entrée, I_s : Courant de sortie.

L'équation 4.22 et 4.23 permettent d'écrire les équations suivantes :

$$D = 1 - \frac{V_s}{V_{in}} \tag{4.24}$$

$$D = 1 - \frac{I_{in}}{I_s} \tag{4.25}$$

$$L_{min} = \frac{D(1-D)^2 R}{2 * f} \tag{4.26}$$

$$C = \frac{D}{D \left(\frac{\Delta V_s}{V_s} \right) * f} \tag{4.27}$$

Avec : R : la résistance de charge (Ω), f : Fréquence d'hachage (Hz), L_{min} : Inductance minimale (H), C : Capacité d'hachure (F).

Les paramètres de dimensionnement et de contrôle de système utiliser sont présentés comme suite :

Tab 4. 5. Paramètres de dimensionnement

Paramètres	Valeurs	Paramètres	Valeurs	Paramètres	Valeurs
F	5kHz	$\Delta V_s/V_s$	1%	Kp	0.02
D	0.9	L_{min}, C	20mH/3000µF	Ki	0.1

Les méthodes de maximisation d'énergie été utiliser sont perturbé et observé (P&O) et inductance incrémentale (IC) comme présenté dans la section précédente afin d'extraire le maximum d'énergie fournit par le GPV et améliore la performance. Nous regardons à travers ce principe de remplacer la régulation classique par un modèle non déterministe nomme réseau de neurone tous en espérons d'améliorer la performance de système comme présenté dans la section (2).

Onduleur et leur fonctionnement

Le convertisseur DC-AC est un onduleur triphasé à source de tension à deux niveaux, contrôlé par la stratégie PWM. Les tensions de sortie de l'onduleur (V_{fa} , V_{fb} , V_{fc}) en fonction des trois interrupteurs (f_1 , f_2 , f_3) et de la tension du circuit intermédiaire sont données par les équations suivantes [5].

$$\begin{bmatrix} V_{fa} \\ V_{fb} \\ V_{fc} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}V_c \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \end{bmatrix} \tag{4.28}$$

Le schéma de contrôle de l'onduleur de tension dans l'environnement Matlab/Simulink décrit ci-dessus utilise un interrupteur de type IGBT avec une fréquence de commutation de 10 kHz, commandé par une technique appelée Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI).

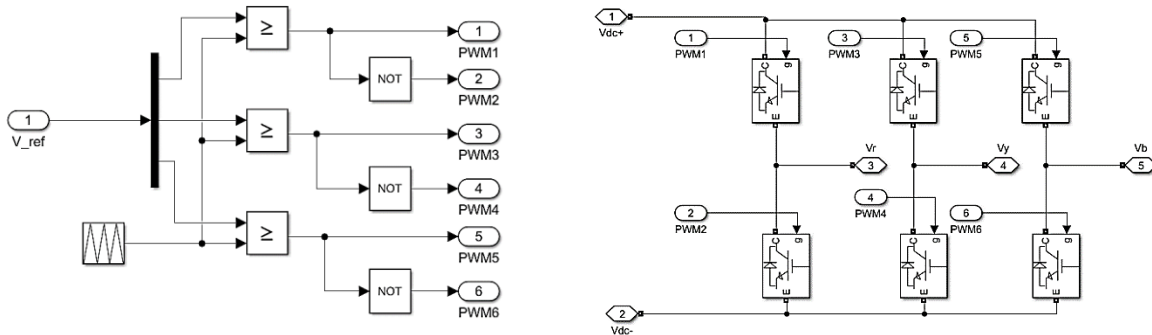


Figure 4. 25. Onduleur triphasé avec leur commande « MLI »

Filtrage passive type pi (π)

Nous avons choisi dans cette étude un filtrage passif de type pi (π) connecte avec l'onduleur triphasé pour atténuer les harmoniques et les interférences électromagnétiques sans utilisation d'électronique de commande. Ce dernier il est composé de deux inductances en série avec le courant principal, et un condensateur est connecté entre le point commun des inductances et la terre. Les inductances agissent comme des impédances élevées pour les harmoniques, tandis que le condensateur court-circuite les hautes fréquences à la terre, fournissant ainsi une voie de faible impédance pour les harmoniques.

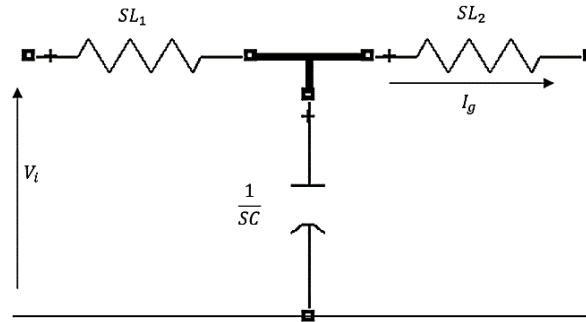


Figure 4. 26. Filtre passive type « pi

Ce dernier nécessite un dimensionnement de l'inductance et de capacité pour filtre le courant absorbé par le réseau électrique comme suite :

Nous appliquons la loi d'ohm ce qui permet de écrire :

$$\frac{V_i - V_x}{SL_1} = I_g + \frac{V_x}{1/SC} \quad (4.29)$$

$$V_x = I_g SL_2 \quad (4.30)$$

A partir de l'équation 4.29 et 4.30 je nous pouvons écrire :

$$\frac{I_g}{V_i} = \frac{1}{S^3 L_1 L_2 C + S(L_1 + L_2)} \quad (4.31)$$

Avec : $L_1 + L_2 = L$ et $L_p = \frac{L_1 L_2}{L_1 + L_2}$

$$\omega_{res} = \frac{1}{\sqrt{CL_p}} \quad (4.32)$$

$$\frac{I_g}{V_i} = \frac{1}{SL(1 + s^2 CL_p)} \quad (4.33)$$

La fréquence d'ondulation est choisie de 10kHz ce qui permet de calculer la fréquence de résonance comme suite :

$$f_{res} = \frac{f_{sw}}{10} = \frac{10e^3}{10} = 1000\text{Hz} \quad (4.34)$$

L'énergie réactive de système est doit être inférieure de 5% de la puissance apparente ce qui permet de écrire que :

$$Q = \frac{V^2}{1/2 * \pi * f * C} = 5\% \quad (4.35)$$

$$V^2 * 2 * \pi * f * C = 0.05 \quad (4.36)$$

En fin l'équation de capacité est donner comme suite :

$$C = \frac{0.05 * S}{(V)^2 * 2 * \pi * f} \quad (4.37)$$

La capacité nécessaire de filtrage pour le filtre proposer est présenté ci-dessus avec une fréquence de 50Hz, puissance apparente de 4 KVA et une tension simple de 230V :

$$C = \frac{0.05 * \left(\frac{4 * 10^3}{3}\right)}{(230)^2 * 2 * 3.14 * 50} = 6.23 \mu F \quad (4.38)$$

Nécessite un dimensionnement de l'inductance de ligne de filtrage ce qui permet de écrire :

$$\frac{I_g}{V_i} = \frac{1}{SL(1+S^2CL_p)} \quad (4.39)$$

$$\text{avec : } \omega_{res} = \frac{1}{\sqrt{CL_p}}$$

$$\frac{I_g}{V_i} = \frac{1}{SL\left(1 + \frac{S^2}{\omega_{res}^2}\right)} \quad (4.40)$$

$$\text{avec : } S = j\omega_{sw}$$

$$\left| \frac{I_g(s\omega)}{V_i(s\omega)} \right| = \left| \frac{1}{\omega_{res}L\left(1 - \frac{\omega_{sw}^2}{\omega_{res}^2}\right)} \right| \quad L = \left| \frac{1}{\omega_{sw} \frac{I_g(s\omega)}{V_i(s\omega)} \left(1 - \frac{\omega_{sw}^2}{\omega_{res}^2}\right)} \right| \quad (4.41)$$

Le courant de réseau est déterminé par l'équation ci-dessus avec une puissance apparente de 4 KVA, fréquence d'ondulation de 10KHz, fréquence de résonance de 1000Hz :

$$I_g(s\omega) = \frac{S/3}{V} = \frac{4 * 10^3 / 3}{230} = 5.8 \text{ A} \quad (4.42)$$

Avec : $I_g(s\omega) = 0.3\%$ de courant d'ondulation (i_g) et la tension d'ondulation $V_i(s\omega) = 0.9$ fois la tension de résonance qui permet de calculer le courant et la tension nécessaire comme suite :

$$I_g = 0.003 * 5.8 = 0.02 \text{ A}$$

$$V_i(s\omega) = 0.9 * 230 = 207 \text{ V}$$

$$L = \frac{1}{(2 * \pi * f) \left(\frac{0.02}{207}\right) \left(1 - \frac{(2 * \pi * 10000)^2}{(2 * \pi * 1000)^2}\right)} = 4.06 \text{ mH} \quad (4.43)$$

En fin l'inductance de ligne sont estimer comme suite :

$$L_1 = L_2 = L/2$$

$$L_1 = L_2 = 4.06/2 = 2.03 \text{ mH} \text{ c'été la valeur minimale requise}$$

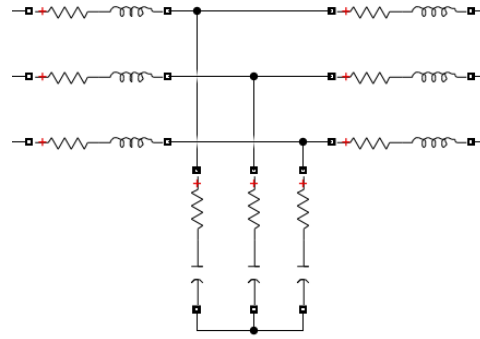
La tension à la borne de l'inductance soit 20% supérieur de tension de réseau.

$$L_{max} = \frac{0.2 * V_g}{2 * \pi * f * I_g} = \frac{0.2 * 230}{2 * 3.14 * 50 * 5.8} = 0.03 \text{ H} \quad (4.44)$$

Finalement l'inductances de filtrage maximal de filtre type « pi » sont présenté comme suite :

$$L_1 = L_2 = 0.03/2 = 0.015 \text{ F}$$

Le schéma sous l'environnement Matlab/Simulink est présenté comme suite :

Figure 4. 27. Filtre triphasé type π

Le modèle de réseau

La partie droite de la figure 1 (voir schémas de système) montre une représentation simplifiée du convertisseur côté alimentation qui comprend un condensateur côté courant continu, un onduleur PWM triphasé et des impédances en série qui relient la sortie de l'onduleur au réseau électrique [9].

Le modèle mathématique du réseau triphasé sera transformé en deux phases après application de la transformation de Park. L'équation différentielle qui donne le modèle mathématique décrit l'interface entre l'onduleur et le réseau peut être exprimée comme suit [10] :

$$\begin{cases} L_f \frac{di_d}{dt} = -R_f i_d - \omega L_f i_q + V_{fd} - V_d \\ L_f \frac{di_q}{dt} = -R_f i_q - \omega L_f i_d + V_{fq} - V_q \end{cases} \quad (4.45)$$

Avec :

V_d, V_q, V_{fd}, V_{fq} : sont respectivement les tensions du réseau et les tensions de sortie de l'onduleur sur les axes (d,q).

Technique de contrôle

Les courants de sortie, du côté de l'onduleur côté alimentation, sont contrôlés à l'aide d'une approche de contrôle vectoriel conduisant à un contrôle indépendant du flux de puissance active et réactive entre l'onduleur côté alimentation et le réseau. La tâche principale de la stratégie de contrôle du convertisseur est de maintenir la tension du capacite constante et proche de sa valeur souhaitée. La section suivante décrit la topologie de contrôle de la tension de liaison.

Contrôle de la tension de capacite

La régulation de la tension du circuit intermédiaire (V_{bus}) est conçue pour maintenir une valeur de référence constante entre le convertisseur DC/DC et l'onduleur en contrôlant le processus de charge et de décharge du condensateur du circuit intermédiaire [11].

Le courant dans la branche du condensateur est donné par :

$$i_{dc} = C_{bus} \frac{dV_{bus}}{dt} = i_L - i_{conver} \quad (4.46)$$

Dans le domaine de Laplace, l'équation ci-dessus peut être réécrite :

$$i_{dc} = \frac{i_{dc}}{C_{bus}S} \quad (4.47)$$

La boucle de régulation de tension de réseau est comme suite :

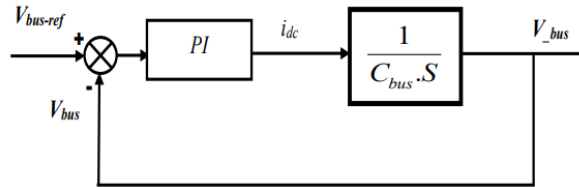


Figure 4. 28. Boucle de contrôle de la tension de capacité

Les paramètres du contrôleur PI sont déduits en comparant la fonction de transfert de la boucle fermée avec la fonction de transfert du système du second ordre comme suit :

$$\frac{V_{bus-ref}}{V_{bus}} = \frac{\frac{K_p S + K_i}{C}}{S^2 + \frac{K_p}{C}S + \frac{K_i}{C}} = \frac{\omega_n^2}{S^2 + 2\xi\omega_n S + \omega_n^2} \quad (4.48)$$

D'après l'équation (4.48), les paramètres du contrôleur sont les suivants :

$$\begin{cases} K_i = C\omega_n^2 \\ K_p = 2\xi\omega_n C \end{cases} \quad (4.49)$$

Contrôle de l'onduleur côté réseau

L'objectif de la commande de l'onduleur côté réseau est de réguler la puissance active, la puissance réactive et les courants qui le traversent comme présente dans la figure 4.29. Le facteur de puissance peut être fixé à 1 en imposant une puissance réactive nulle.

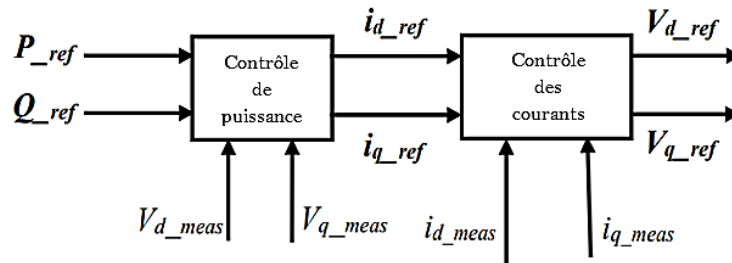


Figure 4. 29. Schéma de commande de l'onduleur côté réseau

La commande vectorielle orientée est appliquée dans le cadre de référence de Park, en fonction du vecteur de tension du réseau illustré à la figure 4.30, ce qui permet de découpler la commande de la puissance active et de la puissance réactive [12].

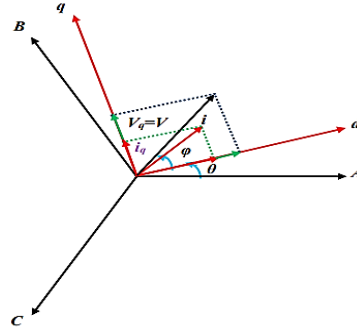


Figure 4. 30. Cadre de référence rotatif

L'orientation du cadre de référence rotatif se fait le long du vecteur de tension d'alimentation afin d'obtenir un contrôle découplé de la puissance active et réactive. Cela nous permet d'avoir : $V = V_q$ et $V_d = 0$.

Contrôle de la puissance active et réactive du côté du réseau :

Les puissances active et réactive traversant l'onduleur peuvent être exprimées à l'aide des composantes des tensions de Park apparaissant au niveau du filtre (V_{fd} , V_{fq}) et des courants traversant le filtre (i_d , i_q) :

$$P = \frac{3}{2}(V_{fd}i_d + V_{fq}i_q) \quad (4.50)$$

$$Q = \frac{3}{2}(V_{fq}i_d - V_{fd}i_q) \quad (4.51)$$

En négligeant les pertes dans le filtre de courant, les expressions suivantes peuvent être écrites comme suit : $V_{fq} = V_q = |V|$ et $V_{fd} = V_d = 0$.

Les expressions de la puissance active et de la puissance réactive peuvent être simplifiées comme suit :

$$P = \frac{3}{2}(Vi_q) \quad (4.52)$$

$$Q = \frac{3}{2}(Vi_d) \quad (4.53)$$

Ainsi, à partir de l'équations (4.52, 4.53), les courants de référence (i_{d-ref} , i_{q-ref}), imposant les puissances de référence (P_{ref} , Q_{ref}), sont alors donnés par :

$$i_{d-ref} = \frac{2}{3} * \frac{Q_{ref}}{V_{q-meas}} \quad (4.54)$$

$$i_{q-ref} = \frac{2}{3} * \frac{P_{ref}}{V_{d-meas}} \quad (4.55)$$

En supposant une transmission de puissance sans perte entre le champ solaire et la ligne de réseau, la relation suivante est obtenue à partir de l'équation (12) et pour garantir un facteur de puissance unitaire (la puissance réactive ($Q_{ref} = 0$)), il est nécessaire de régler $i_{d-ref} = 0$.

Où : P_{ref} est la puissance optimale donnée par le contrôleur MPPT $P_{ref} = P_{pv} = (3/2).V.i_q$

Contrôle des courants côté réseau

Le contrôle vectoriel des courants est effectué à l'aide du référentiel Park synchronisé avec les tensions du réseau. Les équations du filtre électrique (R_f , L_f) peuvent être simplifiées dans ce référentiel comme suit [15] :

$$\begin{cases} V_{fd} = L_f \frac{di_d}{dt} + R_f i_d - \omega L_f i_q \\ V_{fq} = L_f \frac{di_q}{dt} + R_f i_q - \omega L_f i_d + V_q \end{cases} \quad (4.56)$$

A partir de l'équation (4.56), en utilisant une action de découplage du courant, nous avons :

$$V_{fd-reg} = V_{d-ref} - e_d \quad (4.57)$$

$$V_{fq-reg} = V_{q-ref} - e_q + V_{q-meas} \quad (4.58)$$

Où : $e_d = \omega L_f i_d$, $e_q = -\omega L_f i_q$

Le contrôle des courants en boucle fermée est donné par :

$$V_{dq-reg} = C_{dq} (i_{dq-ref} - i_{dq-meas}) \quad (4.59)$$

Les composantes directes et en quadrature du filtre sont contrôlées par deux contrôleurs PI de courant, qui génèrent les tensions de référence à appliquer (V_{fd-ref} , V_{fq-ref}). La composante en quadrature est utilisée pour réguler la puissance active, tandis que la composante directe est utilisée pour contrôler la puissance réactive. La figure 4.30 montre le diagramme des courants de commande du convertisseur côté réseau dans le parc référentiel. Il se compose de trois étapes : la correction, la compensation et le découplage.

Le contrôleur est divisé en deux boucles de contrôle en cascade, l'une pour la puissance active et l'autre pour la puissance réactive. Lorsque les tensions du réseau dans le cadre de référence stationnaire sont transformées en cadre de référence rotatif d-q, V_q est fixé à une valeur constante et V_d est fixé à zéro. Par conséquent, la puissance active et réactive fournie au réseau peut être contrôlée séparément par le courant de l'axe q (I_q) et le courant de l'axe d (I_d), respectivement. Pour améliorer la capacité de suivi du système de contrôle, le couplage croisé doit être annulé en ajoutant $I_d \cdot \omega L_f$ et $I_q \cdot \omega L_f$ à la sortie des contrôleurs de courant. Le contrôleur conventionnelle (PI) est appliqué pour la régulation de la boucle de courant de l'axe d et de l'axe q.

1.3.2 Choix et apprentissage de réseau de neurone

Face à des variations non-prévisionnelle de l'ensoleillement, qui crier une non-linéarité dans les caractéristiques de (courant/tension) de GPV. La boucle de régulation consiste à introduire des techniques d'optimisation (P&O et CI) en série avec régulateur conventionnelle. Dans cette étude nous adaptons une architecture de réseau de neurones récurrente à deux couches cache, nomme perceptron multicouche (PMC), à la place de régulateur conventionnelle, pour prédire les variations brusque d'irradiation et aide à extraire le maximum d'énergie.

La convergence de ce dernier a été réalisée par une méthode d'essais erreur. Dans cette étude, nous avons utilisé plusieurs fonctions d'activation dans les couches cachées les plus couramment utilisées (logsig, tansig, etc.). La couche de sortie est fixée à une fonction d'activation linéaire nommée (pureline). De plus, pour la mise à jour des paramètres du réseau de neurones et pour aider à la convergence rapide, nous avons sélectionné plusieurs algorithmes. Parmi ces choix, les plus utilisés est l'algorithme de

rétropropagation du gradient de l'erreur et l'algorithme de Levenberg-Marquardt (LM). L'organigramme d'apprentissage de réseau de neurone (PMC) est présenté dans les sections précédentes [32][33] :

De plus, l'apprentissage utilise c'est un apprentissage supervisé avec une couche d'entrée comportant 3 neurones qui sont (e, de, du), connecte avec deux couches cachées comprenant respectivement 17 et 8 neurones, et enfin une seule couche de sortie linéaire pour la variation de commande (du). L'algorithme d'apprentissage c'est Levenberg-Marquardt (LM) avec 15000 échantillons (e, de et du).

Les résultats d'apprentissage de PMC dans ce cas d'étude sont présentés dans le facteur qui est l'erreur quadratique moyenne (R^2) et la régression linéaire comme suite :

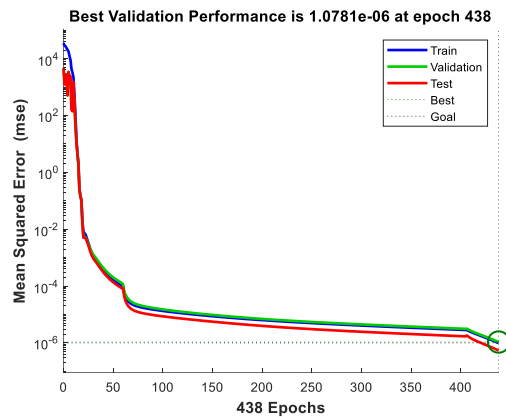


Figure 4. 31. Résultats de minimisation de l'erreur quadratique

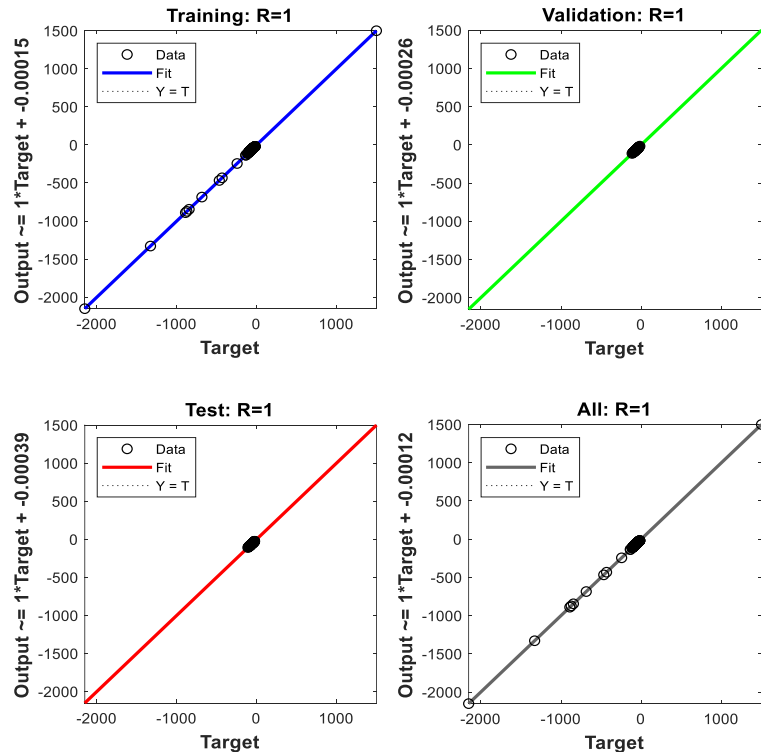


Figure 4. 32. Performance d'apprentissage sous coefficient de régression

Le modèle PMC proposé avec deux couches cachées donne une erreur de convergence de $1e^{-6}$, ce qui signifie que la différence entre les prédictions du modèle et les valeurs réelles est très faible. Cela suggère que le modèle a bien appris à représenter les relations entre les variables d'entrée et de sortie dans les données d'entraînement. D'autre part, le facteur de régularisation est donné une valeur unitaire, c'est-à-dire que R plus élevé indique une régularisation plus forte, limitant ainsi la magnitude des poids du réseau. La boucle de régulation de régulateur neuronal il est en série avec la technique de maximisation avec deux algorithmes P&O et CI est présenté comme suite :

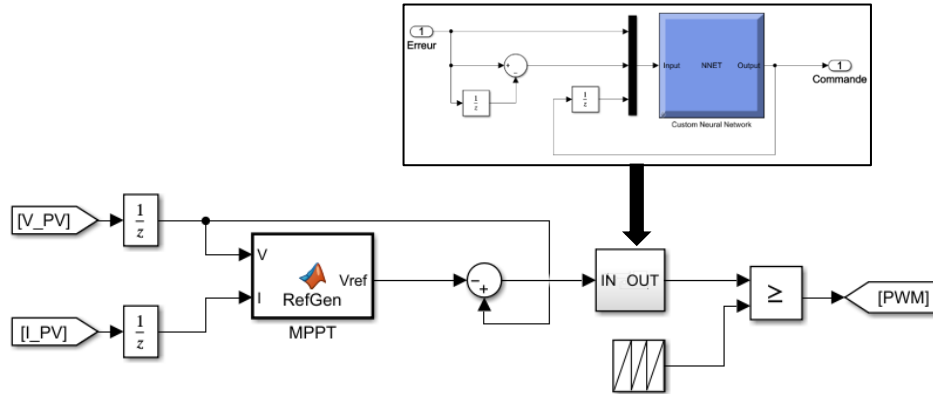


Figure 4. 33. La boucle de régulation neuronale

1.3.3 Résultats et Discussions

Après l'analyse et dimensionnement des paramètres de la chaîne de conversion à deux étages ci-dessous. Permettre de présenter les résultats de la simulation du système photovoltaïque, ayant été modifié grâce à la technique « MPPT » selon les approches ANN-IC et ANN-P&O, tous en prendre en compte la variation de l'éclairement (G), et en fixe la température à la jonction (T_j). En fin, La tension de capacité de liaison, la puissance active et réactive sont analyse. Les conditions de simulation de système photovoltaïque est représenté dans le tableau suivant :

Tab 4. 6. Paramètres de régulation de systèmes photovoltaïque

Paramètres	Unité	
Variations d'éclairement	[0-3s]	1000 W/m ²
	[3-6s]	300 W/m ²
	[6-9s]	1500 W/m ²
	[9-12s]	500 W/m ²
Température de jonction	25 C°	
Paramètre d'hacheur	L'inductance	20e-3 H
	Capacité	3000e-6 F
	Fréquence d'hachage	5 kHz
Paramètres d'onduleur	Fréquence d'ondulation	10 kHz
	Tension d'entrée	600V
Paramètres de filtrage	L'inductance de ligne L1, L2	2.03 mH
	Capacité de ligne	6.23 µF
Paramètre de réseau	Fréquence	50 Hz
	Tension de phase	400 V

Les gains de régulations	Contrôle d'hacheur	Kp	0.02
		Ki	0.1
	Contrôle de capacité	Kp	5
		Ki	100
	Contrôle de courant	Kp	10
		Ki	20

Nous avons mis en œuvre une variation de l'irradiation solaire (G), tous en maintenir une température constante comme illustrées à la figure 4.34.

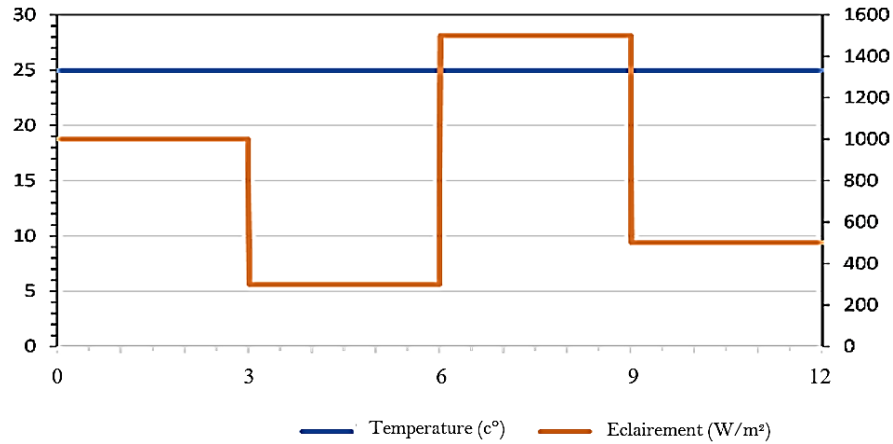


Figure 4. 34. Variations de l'éclairement et de la température de jonction

Cette étude est identifiée en deux points essentielle qui sont l'analyse de deux algorithmes « P&O » et « CI » contrôle par régulation conventionnelle et neuronale comme suite :

Régulation neuronale et conventionnelle par la technique d'optimisation « P&O »

La représentation la plus efficace de la mesure du contrôle de la tension continue se trouve dans les Figures 4.35 et 4.36, qui illustrent respectivement la puissance active et réactive. L'irradiation solaire a un impact direct et proportionnel sur la quantité d'électricité active produite dans différentes périodes de temps comme suite :

A $t \in [0-3s]$: l'éclairement solaire avoir une valeur de 1000 W/m^2 , la puissance active rentre dans le régime permanent aux baux de 0.1s, tandis que la puissance réactive rejoindre une valeur nulle dans un temps de 1s. la stabilité est assurée pour les deux régulateurs soit neuronale ou conventionnelle.

A $t \in [3-6s]$: une variation d'éclairement de $1000 \text{ (W/m}^2)$ a $300 \text{ (W/m}^2)$ se produite, les régulateurs présenté une robustesse avec une fiable dépassement, en spécifiant la régulation neuronale qui donner une production d'énergie m peut plus élevées. Tandis que l'énergie réactive est reste nulle pendant cette variation.

A $t \in [6-9s]$: une augmentation brusque de l'éclairement qui produite de $300 \text{ (W/m}^2)$ a $1500 \text{ (W/m}^2)$. Ce qui déséquilibre la régulation conventionnelle, tandis que la régulation neuronale présente une robustesse

aux variations d'éclairement. D'autre part la stabilité de l'énergie réactive est assuré par la régulation neuronale par contre la régulation neuronale donner un régime m peut dégrader que l'autre.

A $t=[9-12s]$: la consigne d'éclairement changé de $1500 (W/m^2)$ a $500 (W/m^2)$, la régulation rattrape leur robustesse est assuré une bonne stabilité. D'autre part l'énergie réactive est reste nulle, ce qui donne une bonne qualité d'énergie transmettre au réseau électrique.

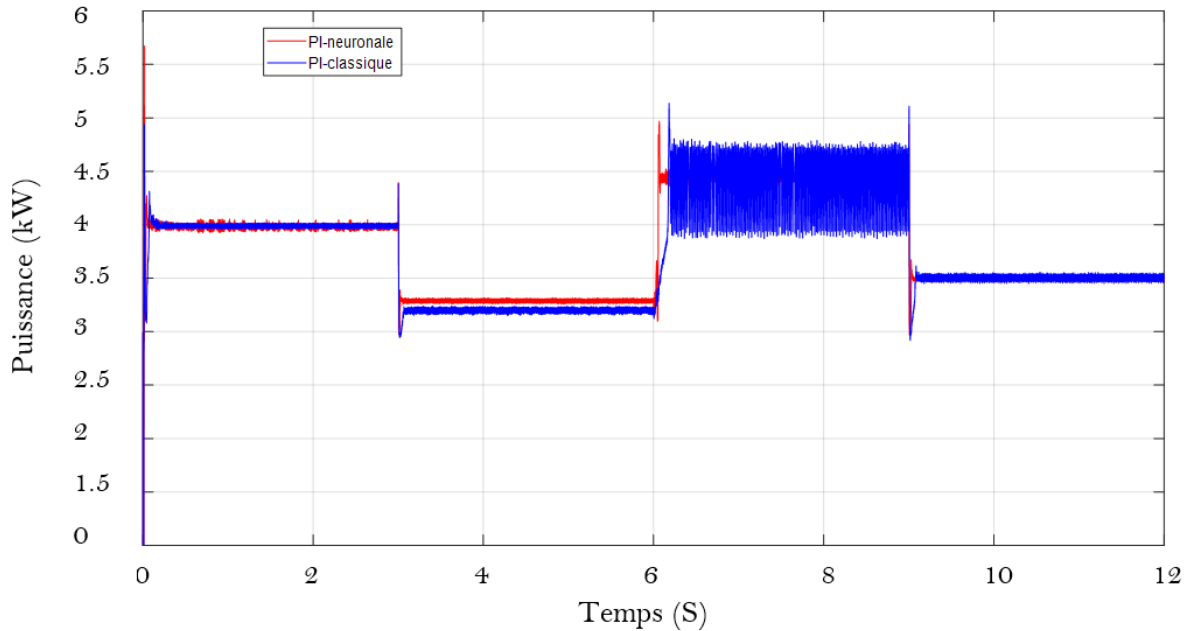


Figure 4. 35. Variations de la puissance active pour ANN-P&O/ PI-P&O

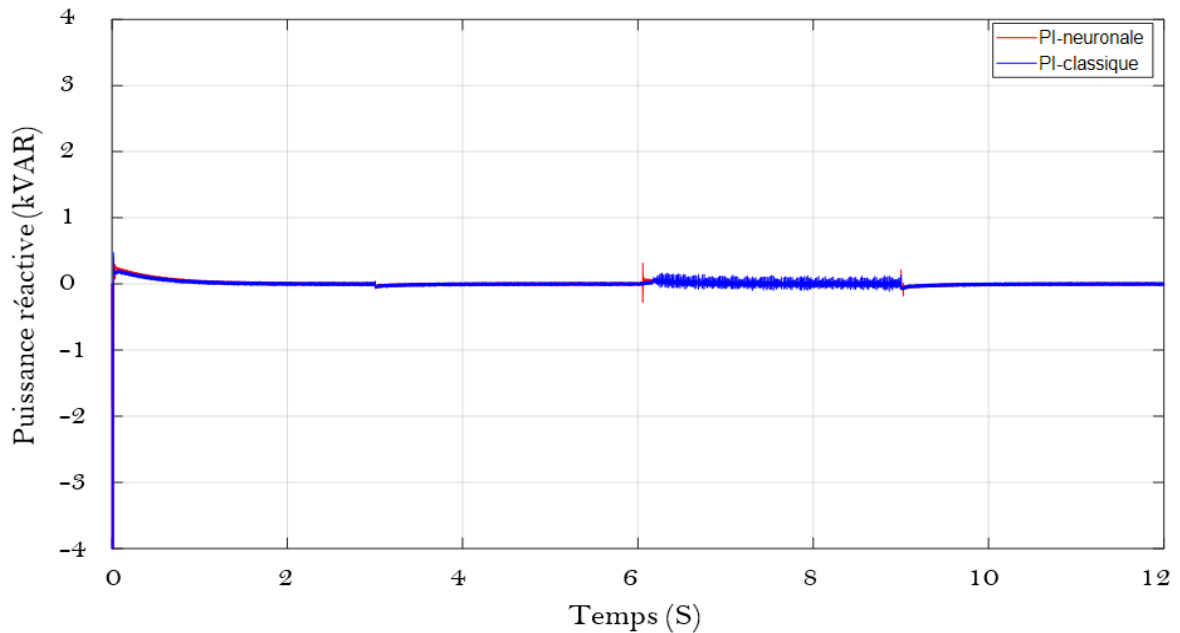


Figure 4. 36. Variations de la puissance réactive pour ANN-P&O/ PI-P&O

La bonne régulation de tension de liaison est importante dans le contrôle de l'énergie transférer vers le réseau électrique. La Figure 4.37 montre la tension de sortie de l'hacheur élévateur, qui a été produite

et assurée par l’algorithme de maximisation (P&O) base sur la régulation neuronale et Conventional, avec une tension de référence de 600 V. Il est clair que le système atteint leur référence dans un temps presque de 0.1s pour les deux régulations utiliser. La stabilité de tension autour de la référence est assuré avec une variation de $\pm 1V$, sauf à $t=3s, 6s$ et $9s$ ou le changement de l’éclairement produire des pics a une valeur maximale de 20V avec un temps très fiables (0.01s) pour rejoindraient la consigne. En spécifier la régulation neuronale qui prouve leur robustesse dans le régime permanent et contre les variations brusque d’éclairement en spécifiant a $t=[6-9s]$.

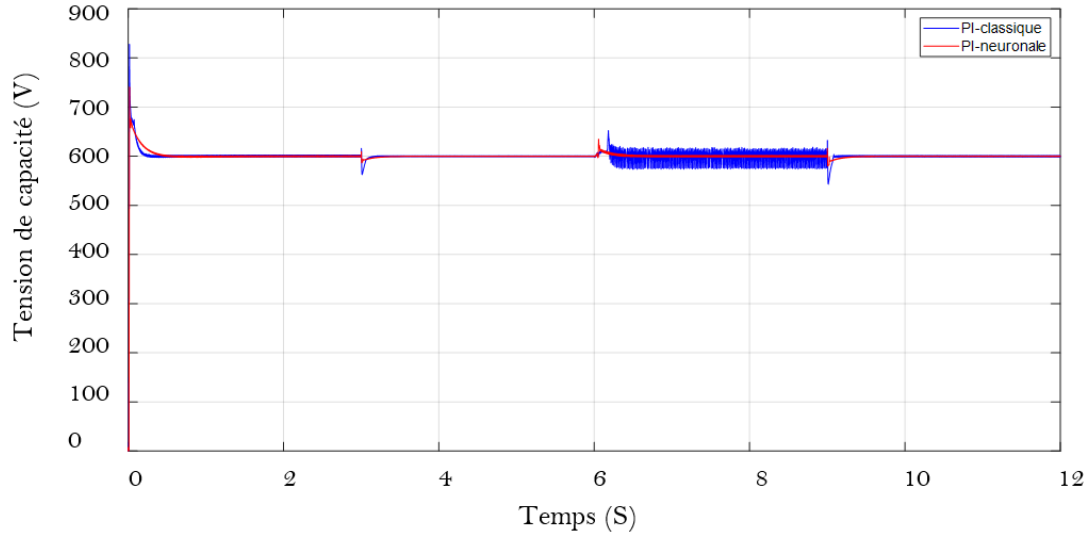


Figure 4. 37. Variations de la tension continue pour ANN-P&O / PI-P&O

Pour approfondir l’analyse, nous avons analysé la performance de régulation de la tension de liaison comme présenté ci-dessus.

Tab 4. 7. Variation de la tension de la liaison

ΔT (Second)	Analyses	
Algorithme	PI-P&O	ANN-P&O
Temps de réponse	0.1s	0.15s
Dépassement	18%	12%
At $t=[0-3s]$, $G=1000W/m^2$	± 1	± 1
A $t=3s$	$\Delta V=20V$	$\Delta V=11V$
At $t=[3-6s]$, $G=300W/m^2$	$\pm 0.5V$	$\pm 0.5V$
A $t=6s$	$\Delta V=10V$	$\Delta V=15V$
A $t=[6-9s]$, $G=1500W/m^2$	$\pm 20V$	± 1
A $t=9s$	$\Delta V=21V$	$\Delta V=12V$
A $t=[9-12s]$, $G=500W/m^2$	$\pm 0.5V$	$\pm 0.5V$

Le tableau 4.8 montre que la majorité des prédictions ANN se situent dans les limites d'erreur de 1%. Il a été déterminé que la variation de l'erreur absolue moyenne (EAM) et de l'erreur relative absolue moyenne (ERAM) pour les deux régulations soit conventionnelle ou neuronale (PI-P&O, ANN-P&O) sont de (4,41-2.56) V c.-à-d. (0.73-0.43) % successivement. En revanche, que la régulation propose cela indique qu'elle est robuste stable face à des variations d’éclairement, tous en maintenir une bonne

performance dans le suivi de point maximale de puissance active. Par conséquent la puissance réactive été mettre zéro.

Tab 4. 8. Indicateur d'erreur relative

ε		Algorithme « P&O »	
		PI-P&O	ANN-P&O
Fig 4.37	EAM	4.41V	2.56V
	ERAM	0.73%	0.43%

EAM : Erreur absolue moyenne, ERAM : Erreur relative absolue moyenne

Régulation neuronale et conventionnelle par la technique d'optimisation « CI »

Pour enrichir nos travaux nous avons proposé d'analyse d'autres algorithmes nomme conductance incrémentale (CI) base sur la régulation neuronale et conventionnel. Cette analyse est donne en trois paramètre clés qui sont : le contrôle de la puissance se trouve dans les figures 4.38 et 4.39, qui illustrent respectivement la puissance active et réactive, de plus la tension de capacité présenter dans la figure 4.40. Le profil d'éclairement proposé est présenté dans leur variations différentes périodes critiques dans l'axe de temps comme suite :

A $t=[0-3s]$: La régulation de la puissance active est présentée un temps de réponse instantanée avec un régime permanent stable prouve par la régulation proposée, tandis que la puissance réactive rejoindre une valeur nulle dans un temps très courtes (1s).

A $t=[3-6s]$: une variation d'éclairement s'effectuer, l'algorithme IC bas sur la régulation neuronale présenté une robustesse, tandis que la régulation conventionnelle présenté une dégradation de stabilité lors la consigne présente une diminution d'éclairement. En revanche que l'énergie réactive est reste nulle.

A $t=[6-9s]$: une augmentation brusque de l'éclairement, Ce qui donne un équilibre à la régulation conventionnelle, tandis que la régulation neuronale présente une robustesse face aux variations d'éclairement. D'autre part la stabilité de l'énergie réactive est toujours assuré pour les deux régulations.

A $t=[9-12s]$: l'éclairement reviendrez à diminuer de 1500 W/m² a 500 W/m², la régulation neuronale est prouvée leur robustesse est assuré une bonne stabilité, tandis que la régulation conventionnelle est dégradée leur performance quand la variation d'éclairement baissé. D'autre part l'énergie réactive est reste nulle, ce qui donne une bonne qualité d'énergie transmettre au réseau électrique.

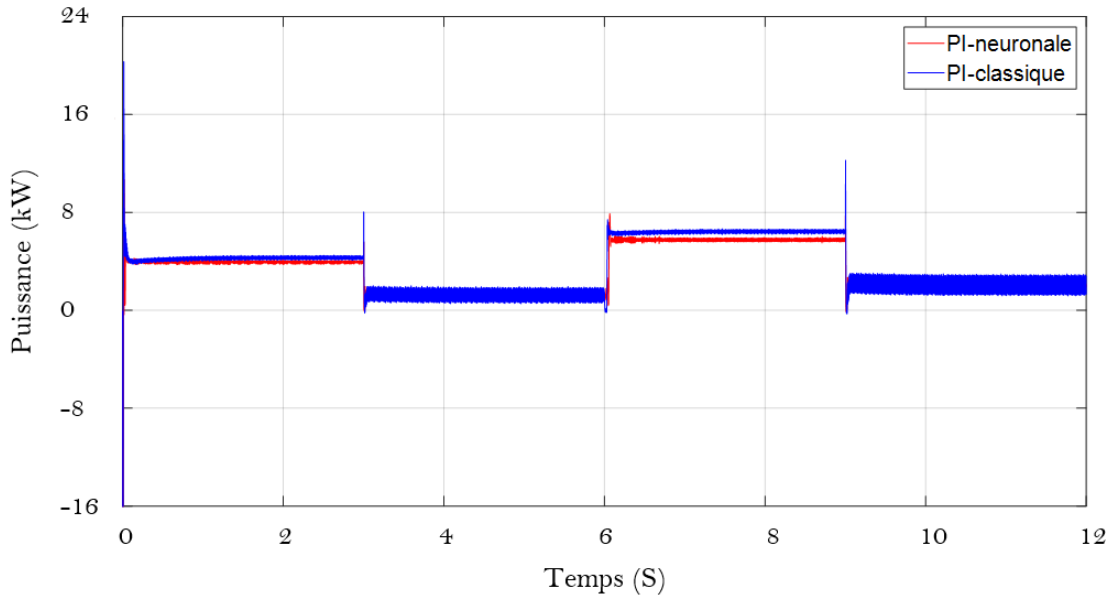


Figure 4. 38. Variations de la puissance active pour ANN-IC / PI-IC

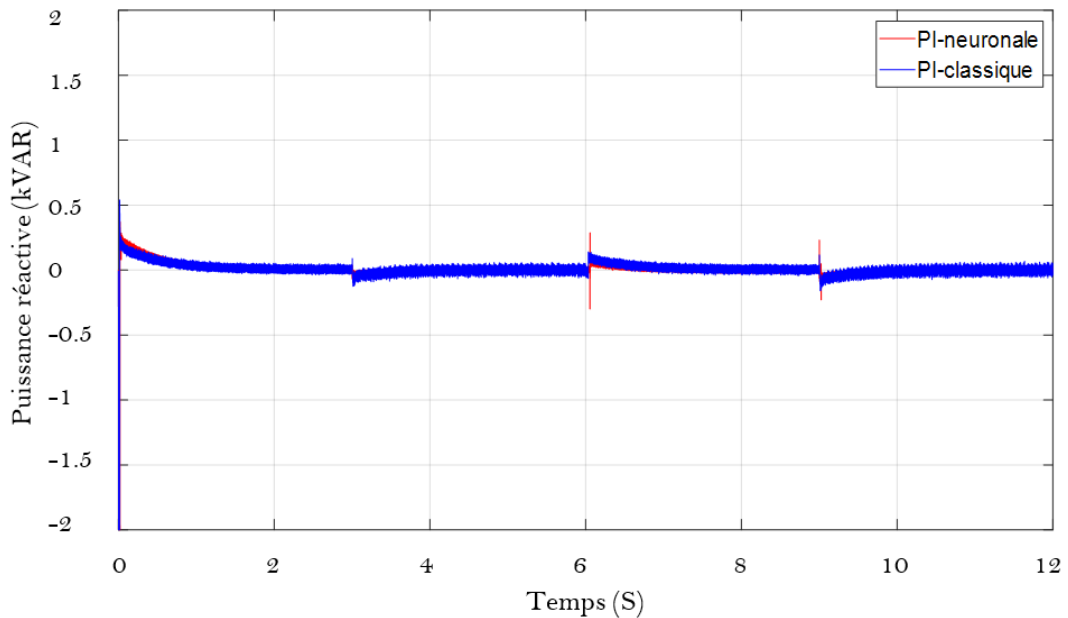


Figure 4. 39. Variations de la puissance réactive pour ANN-IC/ PI-IC

La tension de sortie de l'hacheur est présentée dans la figure 4.40, qui a été produite et assurée par les algorithmes de maximisation (IC) base sur la régulation neuronale et conventionnel, avec une tension de référence de 600 V. La performance de régulation est donner dans un temps de réponse autheur de 0.1s pour les deux régulations utiliser. La stabilité est donner dans une variation maximale de $\pm 1V$, sauf à $t=3s, 6s$ et $9s$ ou le changement de l'éclairement produire des pics a une valeur maximale de 20V au bau de 0.05s pour rejoindraient la référence. En spécifiant la régulation neuronale qui prouve leur robustesse dans le suivit de consigne et contre les variations brusque d'éclairement (les pics).

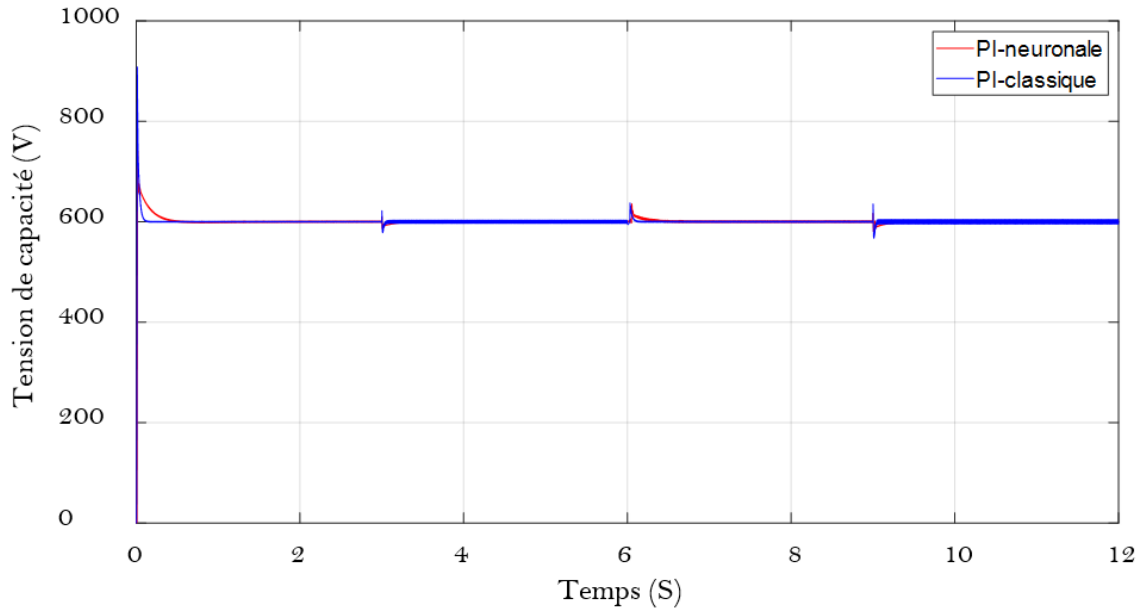


Figure 4. 40. Variations de la tension continue pour ANN-IC / PI-IC

Pour approfondir l'analyse, nous avons analysé la performance de régulation de la tension de liaison base sur l'algorithme « CI » comme présenté ci-dessus.

Tab 4. 9. Variation de la tension de la liaison

ΔT (Second)	Analyses	
	PI-IC	ANN-IC
Algorithme		
Temps de réponse	0.07s	0.1s
Dépassement	18%	12%
At $t=[0-3s]$, $G=1000W/m^2$	± 0.65	± 0.5
A $t=3s$	$\Delta V=15V$	$\Delta V=10V$
At $t=[3-6s]$, $G=300W/m^2$	$\pm 1V$	$\pm 0.5V$
A $t=6s$	$\Delta V=18V$	$\Delta V=18V$
A $t=[6-9s]$, $G=1500W/m^2$	$\pm 1V$	$\pm 1V$
A $t=9s$	$\Delta V=20V$	$\Delta V=12V$
A $t=[9-12s]$, $G=500W/m^2$	$\pm 1.5V$	$\pm 1.2V$

Le tableau 4.10 montre que la majorité des prédictions ANN base sur l'algorithme CI se situent dans les limites d'erreur de 0.5%. Il a été déterminé que la variation de l'erreur absolue moyenne (EAM) et de l'erreur relative absolue moyenne (ERAM) pour le conventionnelle et neuronale (PI-IC ANN-IC) sont de (3-2.44) V c.-à-d. (0.44-0.41) % successivement. En revanche, que la régulation propose cela indique qu'elle est robuste et stable face à des variations météorologiques, tous en maintenir un bon suivi de point maximale de puissance active produite avec un bon filtrage d'énergie transmettre au réseau électrique.

Tab 4. 10. Indicateur de stabilité de tension de liaison

ε	Algorithme « P&O »	
	PI-P&O	ANN-P&O
Fig 4.40	EAM	3V
	ERAM	0.44%
		2.44V
		0.41%

EAM : Erreur absolue moyenne, ERAM : Erreur relative absolue moyenne

Finalement, l'analyse des résultats des algorithmes utiliserez que ce soit CI ou P&O commander par un régulateur neuronal prouver leur efficacité dans la prédiction est le suivit de consigner. Malheureusement, en distinguant une diversification de performance pour la régulation conventionnelle pour les deux algorithmes. L'algorithme P&O est donner une fiable suivit de consigne quand l'éclairement est important et vice versa pour l'algorithme CI. En revanche que la régulation neuronale pour les deux algorithmes est prouvée avec une fiable différence face à des perturbations d'éclairement.

Etude de la qualité d'énergie transféré

L'utilisation de charges non linéaires, telles que des redresseurs à diodes ou thyristors, des alimentations à découpage, etc..., provoque l'injection d'une énorme quantité d'harmoniques de courant dans les réseaux de distribution. Ces harmoniques provoquent des distorsions de la forme de courant de la source ce qui conduit à des pertes additionnelles dans les transformateurs et dans les capacités des lignes, et des défauts de fonctionnement d'équipements électroniques sensibles.

Le fonctionnement normal de tous les producteurs et tous les consommateurs de l'énergie électrique réside dans la supposition que le courant et la tension du système triphasé soient sinusoïdaux et symétriques, par conséquent, il est nécessaire de réduire les harmoniques en dessous de 5% comme spécifié dans la norme harmonique IEEE519, CEI 1000-2-2, 61000-2-2, 61000-2-4 (Annexe 4.2).

Le respect des normes de la qualité de l'énergie électrique impose, si une charge non linéaire est connectée au réseau électrique, de concevoir un système qui restreint la dissipation des composantes harmoniques. Pour pallier aux problèmes de pollution harmonique dans les réseaux électriques de distribution plusieurs solutions sont existé pour limiter les harmoniques de courant injectés dans le réseau par des charges non linéaires. La chaine de conversion photovoltaïque menu un filtre passif de type (π), qui sont souvent appelés filtre piègeur d'harmoniques, ont été utilisés pour éliminer les harmoniques de courants et tension et améliorer le facteur de puissance [2].

La méthode d'identification des harmoniques utiliser dans cette étude est la transformation de fourrier rapide nomme (FFT). Cette méthode est bien adaptée aux charges dont le contenu harmonique varie lentement. Elle donne aussi l'avantage de sélectionner les harmoniques individuellement et de ne compenser que les plus prépondérants [51].

Analyse fréquentielle

Les lignes de transport à basse tension doivent toujours présenter une qualité d'énergie élevée suite au norme IEEE519. Ces normes obligé l'étude de la qualité de l'énergie produite par le générateur photovoltaïque (GPV). Les résultats de filtrage de courant et de tension produite par le GPV base sur différentes algorithmes (CI et P&O) commande par la régulation conventionnelle et neuronale sont analyse comme suite :

Analyse de filtrage basse sur l’algorithme P&O

Le Tableau ci-dessus présenté les donnes de filtrage de l’énergie générée par le GPV a l’instant $t=7s$ au la variation d’éclairement eu une valeur maximale de $1500 \text{ (W/m}^2\text{)}$. De plus l’analyse prient dix cycles avec une fréquence de 50Hz pendant une plage de fréquence de 1000Hz .

Tab 4. 11. Caractéristique des signales après filtrage

	Tension a $t= 7s, G=1500\text{W/m}^2$		Courant a $t= 7s, G=1500\text{W/m}^2$	
Régulation conventionnelle	La composante continue	$7.915e-7$	La composante continue	0.05981
	Fondamentale	326.6 crêts à crêts	Fondamentale	294.6 crêts à crêts
	THD	0.00 %	THD	1.58%
Régulation neuronale	La composante continue	$2.269e-6$	La composante continue	0.01758
	Fondamentale	326.6 crêts à crêts	Fondamentale	294.7 crêts à crêts
	THD	0.00%	THD	1.19%

Les résultats montrent une bonne performance de filtrage tant pour la tension que pour le courant, avec des composantes continues faibles, des fondamentales proches des valeurs nominales et des THD très faibles. Ces résultats indiquent que le système répond aux critères de qualité de l’énergie électrique définis par IEEE 519, notamment en ce qui concerne le THD. Il est à noter que le THD du courant est légèrement supérieur au minimum de 1 % recommandée par IEEE 519, mais reste néanmoins bien en deçà de la limite absolue de 5 %.

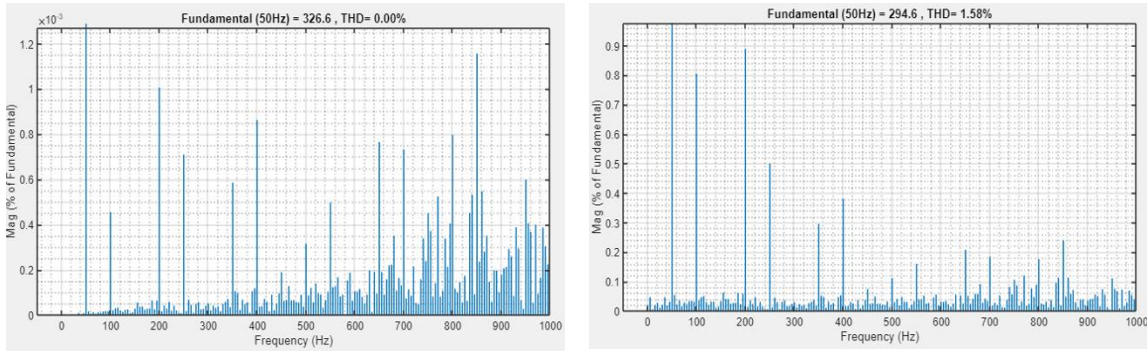


Figure 4. 41. THD de tension/courant avec régulation conventionnelle

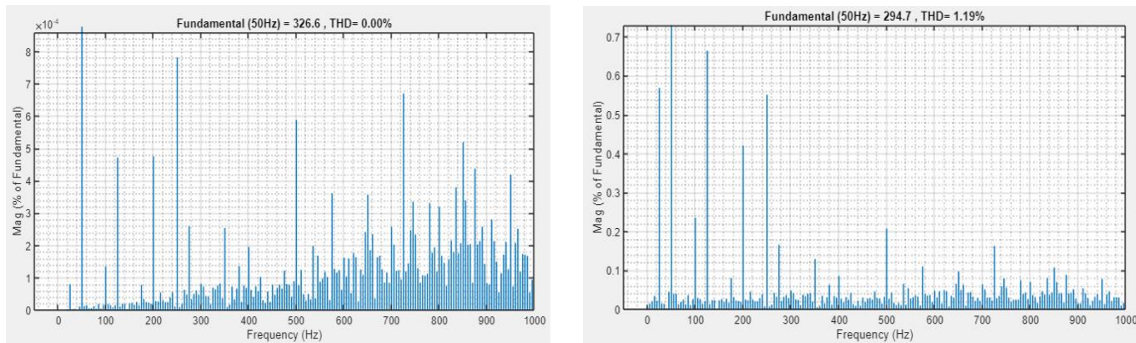


Figure 4. 42. THD de courant/tension avec régulation neuronale

En conclusion, les résultats de filtrage de tension et de courant obtenus à l'aide des algorithmes P&O montrent une conformité élevée aux normes IEEE 519 en termes de qualité de l'énergie électrique, ce qui est essentiel pour garantir un fonctionnement sûr et fiable du système.

Analyse de filtrage basse sur l'algorithme « CI »

Le tableau ci-dessus présenté aussi les mêmes conditions de filtrage au sien d'un GPV, la variation d'éclairement eu une valeur maximale de 1500W/m², le temps d'analyse est effectué à t=7s. De plus l'analyse prient dix cycles avec une fréquence de 50Hz pendant une plage de fréquence de 1000Hz.

Tab 4. 12. Caractéristique des signales après filtrage

	Tension (V) a t= 7s, G=1500W/m ²		Courant (A) a t=7s, G=1500W/m ²	
Régulation conventionnelle	La composante continue	0.001028	La composante continue	0.00101
	Fondamentale	326.6 crêts à crêts	Fondamentale	294.6 crêts à crêts
	THD	0.01 %	THD	1.58%
Régulation neuronale	La composante continue	5.851e-7	La composante continue	0.02587
	Fondamentale	326.6 crêts à crêts	Fondamentale	333.2 crêts à crêts
	THD	0.00%	THD	0.72

Les résultats de filtrage de tension sont excellents pour les deux algorithmes, avec des valeurs de THD bien en dessous de la limite de 5%. Pour le filtrage de courant, bien que l'algorithme conventionnel dépasse légèrement la limite de THD recommandée, l'algorithme neuronal parvient à maintenir le THD en dessous de cette limite. Il est important de noter que la composante continue est relativement faible pour les deux tensions et courants, ce qui contribue à la stabilité et à la fiabilité du système.

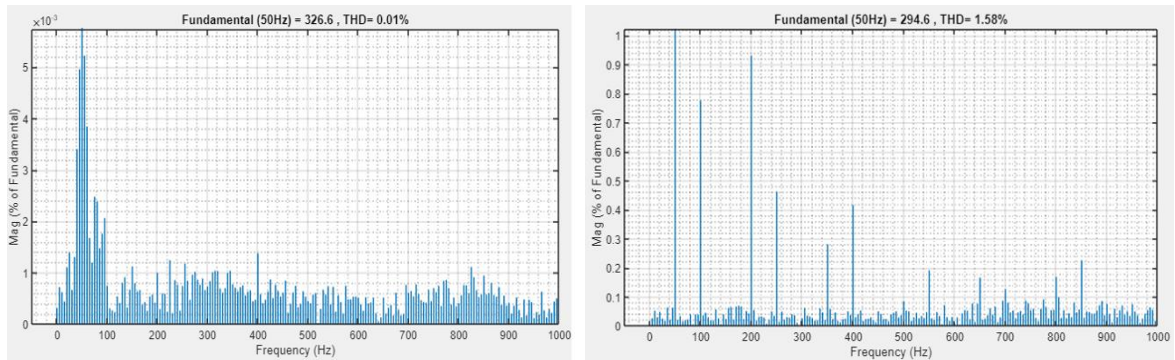


Figure 4. 43. THD de tension/courant avec régulation conventionnelle

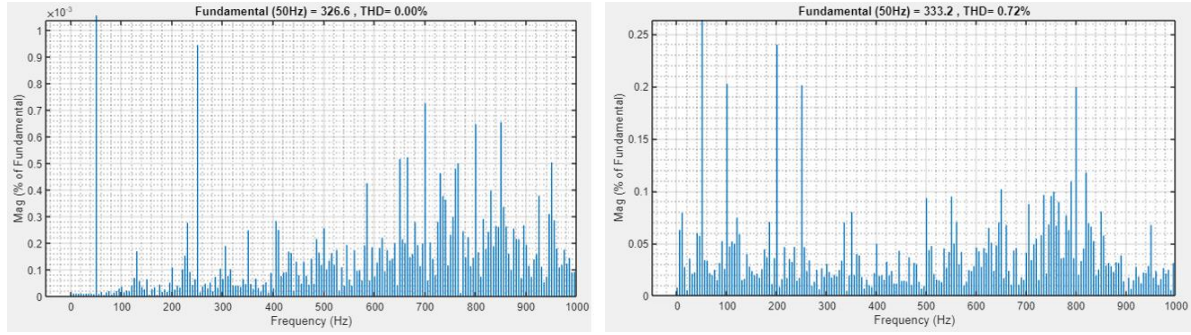


Figure 4. 44. THD de tension/courant avec régulation neuronale

En conclusion, les résultats de filtrage de tension respectent largement les normes IEEE 519, tandis que le filtrage de courant est globalement conforme malgré un léger dépassement avec l'algorithme conventionnel. Cependant, l'algorithme neuronal parvient à maintenir le THD du courant dans les limites spécifiées par la norme.

2. Etude d'un aérogénérateur d'une puissance de 4kW

L'augmentation des préoccupations environnementales et la nécessité de diversifier les sources d'énergie ont conduit à une croissance significative de l'intérêt pour les énergies renouvelables. Parmi celles-ci, l'énergie éolienne joue un rôle crucial en raison de son abondance et de son faible impact environnemental. Cependant, l'installation de grandes éoliennes n'est pas toujours pratique ou possible dans tous les contextes, notamment en milieu urbain ou dans les zones rurales éloignées. C'est dans ce cadre que les chaînes éoliennes de petite puissance prennent toute leur importance.

Les éoliennes de petite puissance sont particulièrement adaptées pour une utilisation domestique ou pour des petites entreprises. Elles peuvent être installées dans des zones où les grandes éoliennes ne seraient pas pratiques en raison des contraintes d'espace ou des règlements locaux. Ces systèmes permettent aux utilisateurs de produire leur propre électricité, réduisant ainsi leur dépendance aux réseaux électriques traditionnels et offrant une certaine autonomie énergétique. Cela est particulièrement bénéfique dans les régions isolées ou mal desservies par les infrastructures énergétiques.

Les éoliennes de petite puissance ont généralement un impact environnemental moindre comparé aux grandes installations. Elles génèrent moins de bruit et sont moins intrusives visuellement, ce qui les rend plus acceptables pour les communautés locales. En produisant de l'électricité sur site, les éoliennes de petite puissance permettent de réduire les pertes d'énergie liées au transport et à la distribution. De plus, elles peuvent contribuer à diminuer les factures d'énergie, offrant un retour sur investissement attractif à long terme.

L'étude des chaînes éoliennes de petite puissance permet également d'identifier et de surmonter divers défis. Ces défis incluent la variabilité du vent, l'optimisation de la conversion de l'énergie éolienne en électricité, et la maintenance des systèmes. En surmontant ces obstacles, il est possible d'améliorer

l'efficacité et la viabilité économique de ces systèmes, rendant l'énergie éolienne accessible à un plus grand nombre de personnes.

2.1 Etude analytique de la chaîne de conversion

2.1.1 Modélisation de la machine asynchrone à double alimentation (MADA)

Comme nous l'avons précédemment vu, la machine asynchrone à double alimentation est une machine asynchrone classique à rotor accessible et identique au stator. Donc, le modèle de la MADA est le même que celui de la MAS avec l'exception des tensions rotoriques non nulles.

Equations électriques

$$\begin{cases} [V_s] = [R_s] \cdot [I_s] + \frac{d}{dt} [\varphi_s] \\ [V_r] = [R_r] \cdot [I_r] + \frac{d}{dt} [\varphi_r] \end{cases} \quad (4.60)$$

Avec :

$$\begin{aligned} [V_s] &= \begin{bmatrix} V_{as} \\ V_{bs} \\ V_{cs} \end{bmatrix}; & [I_s] &= \begin{bmatrix} I_{as} \\ I_{bs} \\ I_{cs} \end{bmatrix}; & [R_s] &= \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix}; \\ [V_r] &= \begin{bmatrix} V_{ar} \\ V_{br} \\ V_{cr} \end{bmatrix}; & [I_r] &= \begin{bmatrix} I_{ar} \\ I_{br} \\ I_{cr} \end{bmatrix}; & [R_r] &= \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix}; \end{aligned}$$

Où : R_s et R_r sont respectivement la résistance des enroulements statoriques et rotoriques.

Et les équations des flux sont données par :

$$\begin{cases} [\varphi_s] = [L_{ss}] \cdot [I_s] + [M_{sr}] \cdot [I_r] \\ [\varphi_r] = [L_{rr}] \cdot [I_r] + [M_{rs}] \cdot [I_s] \end{cases} \quad (4.61)$$

Avec :

$$[L_{ss}] = \begin{bmatrix} l_s & M_s & M_s \\ M_s & l_s & M_s \\ M_s & M_s & l_s \end{bmatrix}; \quad [L_{rr}] = \begin{bmatrix} l_r & M_r & M_r \\ M_r & l_r & M_r \\ M_r & M_r & l_r \end{bmatrix};$$

Où :

L_{ss}, L_{rr} : Sont respectivement les inductances propres des phases statoriques et rotoriques.

M_s, M_r : Sont les inductances mutuelles entre phases statoriques et rotoriques.

$[M_{sr}]$: Est la matrice des inductances mutuelles ou matrice de couplage stator-rotor donnée par :

$$[M_{sr}] = [M_{rs}]^T = M_{max} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (4.62)$$

Avec $[M_{sr}] = [M_{rs}]^T$ et M_{sr} : est l'inductance mutuelle stator-rotor

M_{max} : Est Mutuelle max entre une phase statorique et une phase rotorique.

En remplaçant les flux par leurs expressions dans (4.60), on obtient :

$$\begin{cases} [V_s] = [R_s] \cdot [I_s] + \frac{d}{dt} [[L_{ss}] \cdot [I_s] + [M_{sr}] \cdot [I_r]] \\ [V_r] = [R_r] \cdot [I_r] + \frac{d}{dt} [[L_{rr}] \cdot [I_r] + [M_{rs}] \cdot [I_s]] \end{cases} \quad (4.63)$$

Equations mécanique

L'équation mécanique de la machine est donnée comme suit :

$$C_{em} = C_r + f_r \cdot \Omega + J \frac{d\Omega}{d\theta} \quad (4.64)$$

Avec respectivement :

C_{em} : Le couple électromagnétique de la machine ;

C_r : Le couple résistant ;

f_r : le coefficient de frottement visqueux de la MADA ;

Ω : la vitesse de rotation de l'axe de la MADA ;

J : l'inertie des parties tournantes.

L'expression du couple électromagnétique est donnée par la relation suivante :

$$C_{em} = p \cdot [I_s]^t \frac{d}{d\theta} [[M_{sr}] \cdot [I_r]] \quad (4.65)$$

Avec : p le nombre de paires de pôles de la MADA

2.1.2 Modèle de la MADA dans le plan (d q)

La Transformation de Park

La transformation de Park est un outil mathématique qui permet de transformer les grandeurs statoriques et rotoriques triphasées en grandeurs équivalentes représentées dans un repère orthogonal.

Elle est constituée d'une transformation triphasée- biphasée « du repère (a, b, c) au repère (α, β) », suivie d'une rotation « du repère (α, β) au repère (d, q) ». La matrice de transformation de Park est définie comme suit :

$$[P(\theta)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (4.66)$$

Et on a $[x_{dq0}] = [P(\theta)][x_{abc}]$

Application de la transformation de Park

En appliquant cette transformation sur chacun des vecteurs tensions, courants et flux statoriques et rotoriques, on obtient les équations des flux (4.67) et des tensions (4.68) et (4.69).

$$\begin{cases} \varphi_{sd} = L_s I_{sd} + M I_{rd} \\ \varphi_{sq} = L_s I_{sq} + M I_{rq} \end{cases} \quad \begin{cases} \varphi_{rd} = L_r I_{rd} + M I_{sd} \\ \varphi_{rq} = L_r I_{rq} + M I_{sq} \end{cases} \quad (4.67)$$

Avec :

L_s, L_r : Sont les inductances cycliques statoriques et rotoriques de la machine

M : Inductance mutuelle

$\varphi_{sd}, \varphi_{sq}, \varphi_{rd}, \varphi_{rq}$: Sont les flux statoriques et rotoriques directs et en quadrature du système

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s I_{sd} + \frac{d\varphi_{sd}}{dt} - \omega_e \varphi_{sq} \\ V_{sq} = R_s I_{sq} + \frac{d\varphi_{sq}}{dt} + \omega_e \varphi_{sd} \end{cases} \quad (4.68)$$

$$\begin{cases} V_{rd} = R_r I_{rd} + \frac{d\varphi_{rd}}{dt} - (\omega_e - \omega) \varphi_{rq} \\ V_{rq} = R_r I_{rq} + \frac{d\varphi_{rq}}{dt} + (\omega_e - \omega) \varphi_{rd} \end{cases} \quad (4.69)$$

Où :

$\omega_e = \frac{d\theta_e}{dt}$ et $\omega = \frac{d\theta}{dt}$: sont respectivement les pulsations électriques et mécanique

Tel que : $\theta_e = \theta + \theta_r$

En choisissant le repère lié au champ tournant ($\omega_e = \omega_s$), car c'est le mieux adapté lors d'une étude de la commande des machines, on obtient les équations générales de la MADA :

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s I_{sd} + \frac{d\varphi_{sd}}{dt} - \omega_s \varphi_{sq} \\ V_{sq} = R_s I_{sq} + \frac{d\varphi_{sq}}{dt} + \omega_s \varphi_{sd} \\ V_{rd} = R_r I_{rd} + \frac{d\varphi_{rd}}{dt} - \omega_r \varphi_{rq} \\ V_{rq} = R_r I_{rq} + \frac{d\varphi_{rq}}{dt} + \omega_r \varphi_{rd} \end{cases} \quad (4.70)$$

Avec respectivement :

V_{sd}, V_{sq}, V_{rd} et V_{rq} : Sont les tensions statoriques et rotoriques directes et en quadrature du système diphasé.

ω_s, ω_r : Sont les pulsations des grandeurs électriques statoriques et rotoriques.

L'expression du couple électromagnétique est donnée par la relation suivante :

$$C_{em} = p \frac{M}{L_s} (I_{rd} \varphi_{sq} - I_{rq} \varphi_{sd}) \quad (4.71)$$

Avec p le nombre de paires de pôles de la MADA.

Les puissances actives et réactives statoriques s'écrivent :

$$\begin{cases} P = V_{sd} I_{sd} + V_{sq} I_{sq} \\ Q = V_{sq} I_{sd} - V_{sd} I_{sq} \end{cases} \quad (4.72)$$

2.1.3 Mise sous forme d'équation d'état

Notre but est de représenter les équations établis ci-dessus sous la forme suivante :

$$[\dot{X}] = [A].[X] + [B].[U] \quad (4.73)$$

$$\text{Avec : } [X] = [\varphi_{sd} \ \varphi_{sq} \ i_{rd} \ i_{rq}]^t; \quad [U] = [v_{sd} \ v_{sq} \ v_{rd} \ v_{rq}]^t;$$

$$[A] = \begin{bmatrix} \frac{-1}{T_s} & & \omega_s & \frac{M}{T_s} & 0 \\ & -\omega_s & & \frac{M}{T_s} & \\ \alpha & & -\beta(\omega_s - \omega_r) & -\delta & \omega_r \\ \beta(\omega_s - \omega_r) & & \alpha & & -\omega_r & -\delta \end{bmatrix}; [B] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ \frac{-M}{\sigma L_r L_s} & 0 & \frac{1}{\sigma L_r} & 0 \\ 0 & \frac{-M}{\sigma L_r L_s} & 0 & \frac{1}{\sigma L_r} \end{bmatrix}$$

A , β et δ : sont des constantes définies comme suit

$$\alpha = \frac{M}{\sigma T_s L_s L_r}; \quad \beta = \frac{M}{\sigma L_s L_r}; \quad \delta = \frac{1}{\sigma} \left(\frac{1}{T_r} + \frac{M^2}{T_s L_r L_s} \right)$$

Pour faciliter la simulation, nous avons écrit la matrice $[A]$ comme suit :

$$[A] = [A_1] + \omega_s \cdot [A_2] + \omega_r \cdot [A_3] \quad (4.74)$$

Telle que :

$$[A_1] = \begin{bmatrix} \frac{-1}{T_s} & 0 & \frac{M}{T_s} & 0 \\ 0 & \frac{-1}{T_s} & 0 & \frac{M}{T_s} \\ \alpha & 0 & -\delta & 0 \\ 0 & \alpha & 0 & -\delta \end{bmatrix}, [A_2] = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 \\ \alpha & -\beta & 0 & 0 \\ \beta & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, [A_3] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \beta & 0 & 1 \\ -\beta & 0 & -1 & 0 \end{bmatrix}$$

2.1.4 Commande vectorielle des puissances active et réactive

La commande vectorielle par orientation du flux présente une solution attractive pour réaliser de meilleures performances dans les applications à vitesse variable pour le cas de la machine asynchrone double alimentée aussi bien en fonctionnement générateur que moteur [34].

Dans cette optique, nous avons proposé une loi de commande pour la MADA basée sur l'orientation du flux statorique, utilisée pour la faire fonctionner en génératrice. Cette dernière met en évidence les relations entre les grandeurs statoriques et rotoriques. Ces relations vont permettre d'agir sur les signaux

rotoriques en vue de contrôler l'échange de puissance active et réactive entre le stator de la machine et le réseau [35].

Principe de la commande vectorielle de la MADA

L'objectif principal de la commande vectorielle des machines à courant alternatif est d'améliorer leur comportement statique et dynamique, grâce à une structure de contrôle similaire à celle d'une machine à courant continu. Il s'agira donc de retrouver la quadrature entre le courant et le flux, naturellement découplés pour une machine à courant continu (courant producteur de flux et le courant producteur de couple). Dans notre cas le découplage se fait entre la puissance active et réactive du stator.

La méthode du flux orienté consiste à choisir un système d'axes (d, q) où l'un de ces axes coïncide avec la direction désirée du flux qui peut être rotorique, statorique ou d'entrefer. Ce repère nous permet d'avoir deux composantes directes et en quadrature, l'une de flux statorique et l'autre de courant rotorique.

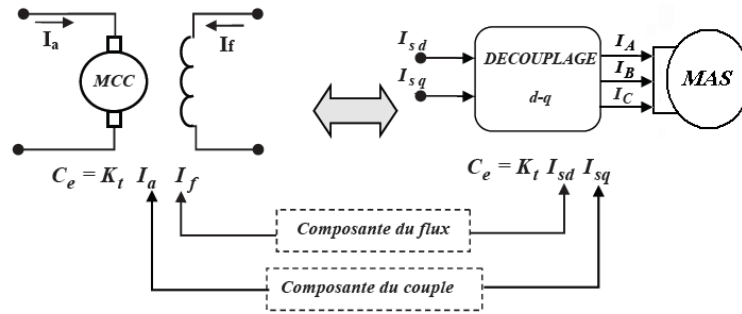


Figure 4. 45. Principe de la commande vectorielle [35]

Modèle de la MADA a flux statorique orienté

Dans ce qui suit nous allons supposer que l'axe du repère de Park est orienté suivant le flux statorique. Ce choix n'est pas au hasard mais il se justifie par le fait que la machine est souvent couplée à un réseau puissant de tension et de fréquence constante, ce qui entraîne un flux constat au stator de la machine [36].

Rappelant le système d'équations différentielles (4.70), décrivant la machine asynchrone dans un repère lié au champ tournant qui est donné par :

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s I_{sd} + \frac{d\varphi_{sd}}{dt} - \omega_s \varphi_{sq} \\ V_{sq} = R_s I_{sq} + \frac{d\varphi_{sq}}{dt} + \omega_s \varphi_{sd} \\ V_{rd} = R_r I_{rd} + \frac{d\varphi_{rd}}{dt} - \omega_r \varphi_{rq} \\ V_{rq} = R_r I_{rq} + \frac{d\varphi_{rq}}{dt} + \omega_r \varphi_{rd} \end{cases} \quad (4.75)$$

2.1.4.1.1 Choix du référentiel pour le modèle diphasé

Avec un flux statorique constant et orienté, $\varphi_{sd} = \varphi_s$ et $\varphi_{sq} = 0$ ces équations peuvent se simplifier sous la forme suivante [37] :

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s I_{sd} \\ V_{sq} = R_s I_{sq} + \omega_s \varphi_s \\ V_{rd} = R_r I_{rd} + \frac{d\varphi_{rd}}{dt} - \omega_r \varphi_{rq} \\ V_{rq} = R_r I_{rq} + \frac{d\varphi_{rq}}{dt} + \omega_r \varphi_{rd} \end{cases} \quad (4.76)$$

Si on néglige la résistance des enroulements statoriques, hypothèse souvent acceptée pour les machines de grande puissance utilisée pour la production d'énergie éolienne les équations des tensions de la machine se réduisent à la forme suivante [37] :

$$\begin{cases} V_{sd} = 0 \\ V_{sq} = V_s = \omega_s \cdot \varphi_s \\ V_{rd} = R_r \cdot I_{rd} + \frac{d\varphi_{rd}}{dt} - \omega_r \varphi_{rq} \\ V_{rq} = R_r \cdot I_{rq} + \frac{d\varphi_{rq}}{dt} + \omega_r \varphi_{rd} \end{cases} \quad (4.77)$$

De la même manière que pour les tensions, les équations des flux deviennent :

$$\begin{cases} \varphi_{sd} = \varphi_s = L_s I_{sd} + M I_{rd} \\ 0 = L_s I_{sq} + M I_{rq} \\ \varphi_{rd} = L_r \cdot I_{rd} + M I_{sd} \\ \varphi_{rq} = L_r \cdot I_{rq} + M I_{sq} \end{cases} \quad (4.78)$$

2.1.4.1.2 Relation entre le courant statorique et le courant rotorique

A partir des équations des composantes directes et quadrature du flux statoriques (équation (4.78)), Nous pouvons écrire les équations liant les courants statoriques aux courants rotoriques :

$$\begin{cases} I_{sd} = \frac{\varphi_s}{L_s} - \frac{M}{L_s} I_{rd} \\ I_{sq} = -\frac{M}{L_s} I_{rq} \end{cases} \quad (4.79)$$

2.1.4.1.3 Relations entre puissances statoriques et courants rotoriques

Dans un repère diphasé, les puissances active et réactive statoriques d'une machine asynchrone s'écrivent

$$\begin{cases} P_s = V_{sd} I_{sd} + V_{sq} I_{sq} \\ Q_s = V_{sq} I_{sd} - V_{sd} I_{sq} \end{cases} \quad (4.80)$$

Sous l'hypothèse d'un flux statorique orienté, ce système d'équations peut se simplifier sous la forme :

$$\begin{cases} P_s = V_s I_{sq} \\ Q_s = V_s I_{sd} \end{cases} \quad (4.81)$$

En remplaçant les courants statoriques direct et quadrature par leurs expressions dans les équations des puissances active et réactive, on trouve.

$$\begin{cases} P_s = -\frac{M V_s}{L_s} \cdot I_{rq} \\ Q_s = \frac{V_s^2}{\omega_s L_s} I_{rq} - \frac{V_s M}{L_s} \cdot I_{rd} \end{cases} \quad (4.82)$$

Il ressort de l'expression (4.82) que le contrôle des puissances active et réactive au stator est découplé. En effet, avec une inductance magnétisante constante et un réseau électrique puissant, la puissance active sera directement proportionnelle au courant rotorique D'axe q, et la puissance réactive proportionnelle au courant rotorique d'axe d a une constante près $\frac{V_s^2}{\omega_s L_s}$ imposée par le réseau [38].

2.1.4.1.4 Relations entre tensions rotoriques et courants rotoriques

A partir du système d'équation (4.79), les expressions des flux rotoriques peuvent être écrites sous la forme suivante :

$$\begin{cases} \varphi_{rd} = \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) \cdot I_{rd} + \frac{V_s \cdot M}{\omega_s \cdot L_s} \\ \varphi_{rq} = \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) \cdot I_{rd} \end{cases} \quad (4.83)$$

$$\begin{cases} V_{rd} = R_r \cdot I_{rd} + \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) \frac{dI_{rd}}{dt} - g \cdot \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) \cdot I_{rq} \\ V_{rq} = R_r \cdot I_{rq} + \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) \frac{dI_{rq}}{dt} + g \cdot \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) \cdot I_{rd} + g \cdot \frac{V_s \cdot M}{L_s} \end{cases} \quad (4.84)$$

En régime permanent, les termes faisant intervenir les dérivées des courants rotoriques diphasés disparaissent, nous pouvons donc écrire :

$$\begin{cases} V_{rd} = R_r \cdot I_{rd} - g \cdot \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) \cdot I_{rq} \\ V_{rq} = R_r \cdot I_{rq} + g \cdot \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) \cdot I_{rd} + g \cdot \frac{V_s \cdot M}{L_s} \end{cases} \quad (4.85)$$

En appliquant la transformation de Laplace à ces deux équations, on obtient :

$$\begin{cases} V_{rd} = \left[R_r + \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) S\right] I_{rd} - g \cdot \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) \cdot I_{rq} \\ V_{rq} = \left[R_r + \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) S\right] I_{rq} + g \cdot \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) \cdot I_{rd} + g \cdot \frac{V_s \cdot M}{L_s} \end{cases} \quad (4.86)$$

V_{rd} , V_{rq} : sont les composantes déphasées des tensions rotoriques à imposer à la machine pour obtenir les courants rotoriques voulus ;

$-\left(\frac{V_s \cdot M}{L_s}\right)$: est le terme de couplage entre les deux axes ;

$-g \cdot \left(\frac{M^2}{L_s}\right)$: représente une force électromotrice dépendante de la vitesse de rotation.

Les équations (4.82), (4.86) permettent d'établir un schéma bloc du système électrique à réguler figure ci-dessus.

représentés, et que nous supposons parfaits, peuvent être des transistors (Bipolaires, MOSFET, IGBT) associés à des diodes en tête bêche, ou encore des thyristors équipés de circuit d'extinction en plus du dispositif d'amorçage. On peut remplacer chaque groupe transistor-diode de la figure (4. 47. A) par des Interrupteur K_j avec ($j = 1, 2, 3, 4, 5, 6$), on obtient le schéma simplifié pour chaque onduleur comme l'indique la figure (4. 47.B).

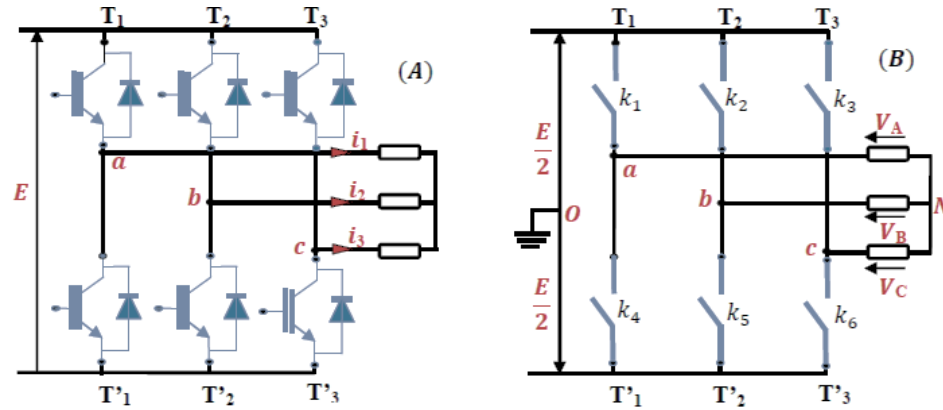


Figure 4. 47. Onduleur triphasé à deux niveaux

Afin d'éviter de court circuiter la source de tension continue, les commandes des interrupteurs d'un même bras doivent être complémentaires. Pour simplifier l'étude nous supposons que le couplage est du type étoile sans neutre (bien que le branchement d'une charge en triangle soit envisageable). Ainsi les harmoniques de rang trois et multiples de trois sont éliminées, et le système triphasé obtenu à la sortie de l'onduleur est un système triphasé équilibré en tension ne contenant que les harmoniques impairs différents de trois.

Pour obtenir une tension alternative à partir d'une tension continue, il faut découper la tension d'entrée et l'appliquer à la charge tantôt dans un sens, tantôt dans l'autre sens. L'onduleur alimenté par une source de tension parfaite impose à sa sortie, grâce au jeu d'ouverture et de fermeture des interrupteurs, une tension alternative formée d'une succession de créneaux rectangulaires, la période de fonctionnement étant fixée par la commande des interrupteurs.

Les équations de tension simples appliquées aux trois phases sont :

$$\begin{cases} V_A = V_{AO} + V_{ON} \\ V_B = V_{BO} + V_{ON} \\ V_C = V_{CO} + V_{ON} \end{cases} \quad (4.87)$$

Par addition on a :

$$V_A + V_B + V_C = V_{AO} + V_{BO} + V_{CO} + 3 \cdot V_{ON} \quad (4.88)$$

Sachant que le système des tensions triphasées statoriques est symétrique.

Donc :

$$V_{AO} + V_{BO} + V_{CO} + 3.V_{ON} = 0 \quad (4.89)$$

D'où :

$$V_{ON} = -\frac{1}{3}(V_{AO} + V_{BO} + V_{CO}) \quad (4.90)$$

On remplace (4.90) dans (4.87), on aura le système suivant :

$$\begin{cases} V_A = \frac{2}{3}V_{AO} - \frac{1}{3}V_{BO} - \frac{1}{3}V_{CO} \\ V_B = -\frac{1}{3}V_{AO} + \frac{2}{3}V_{BO} - \frac{1}{3}V_{CO} \\ V_C = -\frac{1}{3}V_{AO} - \frac{1}{3}V_{BO} + \frac{2}{3}V_{CO} \end{cases} \quad (4.91)$$

On peut écrire le système (4.91) sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{AO} \\ V_{BO} \\ V_{CO} \end{bmatrix} \quad (4.92)$$

Avec :

$$\begin{cases} V_{AO} = \frac{E}{2}S_1 \\ V_{BO} = \frac{E}{2}S_2 \\ V_{CO} = \frac{E}{2}S_3 \end{cases} \quad (4.93)$$

Tel que :

$$\begin{aligned} S_1 &= 1 & \text{si} & & k_1 \text{ fermé} & \text{si non} & S_1 &= -1 \\ S_2 &= 1 & \text{si} & & k_2 \text{ fermé} & \text{si non} & S_2 &= -1 \\ S_3 &= 1 & \text{si} & & k_3 \text{ fermé} & \text{si non} & S_3 &= -1 \end{aligned}$$

On remplace (4.93) dans (4.92) on aura le système suivant :

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \frac{E}{6} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{bmatrix} \quad (4.94)$$

Le système (4.94) représente le modèle mathématique de l'onduleur triphasé à MLI.

2.1.4.1.7 Commande par modulation de largeur d'impulsion (MLI)

Les onduleurs de tension sont le plus souvent commandés par la technique de Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI) c'est-à-dire, qu'au lieu de former chaque alternance des tensions de sortie d'un seul créneau rectangulaire, on la forme d'une succession de créneau de largeurs convenables. Cela permet d'obtenir des tensions ne contenant pas d'harmoniques à basses fréquences.

La technique de modulation de largeur d'impulsion retenue dans cette étude est la méthode à MLI triango-sinusoidale présentée en [38]. Les commandes des interrupteurs du convertisseur sont définies à

l'aide d'un algorithme comportant uniquement des expressions algébriques, directement adaptables à un système numérique de contrôle.

L'objectif principal de la commande consiste à comparer chacune des trois tensions sinusoïdales de référence que nous souhaitons imposer (ondes modulantes ondulantes $V_{ri}(t)$, ($i = 1, 2, 3$) par un signal triangulaire de haute fréquence (porteuse). Les intersections des ondes modulantes avec l'onde triangulaire, déterminent les impulsions de commande S1, S2, S3 de l'onduleur.

Commande vectorielle de la GADA avec un convertisseur a deux niveaux

2.1.4.1.8 Principe de fonctionnement d'un redresseur à MLI

Le redresseur à MLI au même principe de fonctionnement qu'un hacheur élévateur. La tension de sortie d'un redresseur à MLI est toujours supérieure à sa tension d'entrée, pour cela il faut régler cette tension de sortie suite à la nécessité de la charge utilisée. Pour accomplir cette tâche, la tension de sortie du redresseur est mesurée et comparée à une référence. Ce type de convertisseur peut opérer en redresseur ou en onduleur. Quand le courant I_{ch} est positif (Opération redresseur), le condensateur C est déchargé, et le signal d'erreur demande au bloc de commande plus d'énergie à partir du réseau, le bloc de commande prend l'énergie d'alimentation en produisant des signaux appropriés à l'amorçage des transistors. De cette façon l'écoulement de courant du côté alternatif vers le côté continu, et la tension de condensateur est récupérée. Inversement, quand I_{ch} devient négatif (Opération Onduleur), le condensateur C est surchargé, et le signal d'erreur demande à la commande la décharge du condensateur et renvoyé l'énergie vers le réseau [38].

L'avantage de la commande MLI ne s'arrête pas au contrôle de la puissance active, mais la puissance réactive également, permettant à ce type de convertisseur de corriger le facteur de puissance du réseau. Ainsi, la commande MLI nous permet d'avoir une bonne qualité de signal (formes sinusoïdales), ramenant le contenu harmonique vers des fréquences élevées et par la suite la facilité de filtrage.

2.1.4.1.9 Modélisation du redresseur à MLI

La structure du convertisseur est constituée de deux interrupteurs par bras. Ces derniers ont la particularité d'être bidirectionnels et entièrement commandables à l'ouverture et à la fermeture. Ils peuvent être soit des MOSFET pour les faibles puissances et fréquences très élevées, des IGBT pour les grandes puissances et fréquences élevées, ou des GTO pour les très grandes puissances et fréquences faibles [39]. Pour assurer la circulation du courant dans les deux sens, l'interrupteur doit être placé en antiparallèle avec diode.

L'inductance (L) et la résistance (R) représentent l'impédance de ligne, V est la tension de ligne et U_c la tension d'entrée du redresseur. La figure (4.48), présente la structure d'un redresseur à MLI triphasé, qui peut être décomposé en trois étages : La source, le convertisseur et la charge.

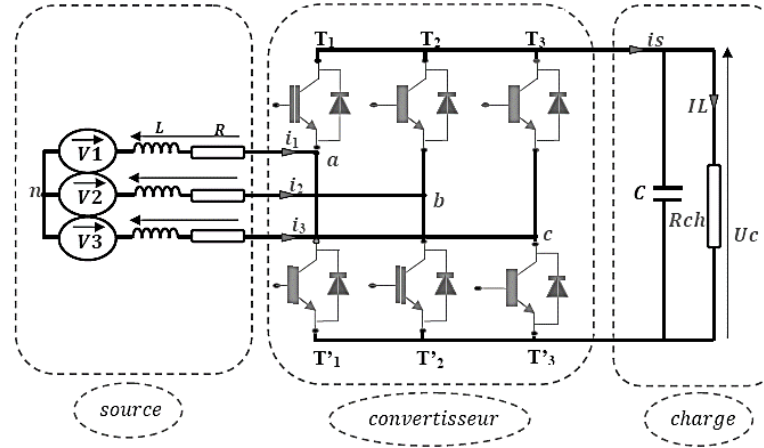


Figure 4. 48. Structure du redresseur à MLI

2.1.4.1.10 La source d'alimentation

C'est une *f.e.m* triphasée supposée parfaitement sinusoïdale et équilibrée en série avec une résistance R et une inductance (L) représentant respectivement la résistance et l'inductance totales de la ligne.

Les tensions de la ligne sont données par :

$$\begin{cases} V_1 = R \cdot i_1 + L \frac{di_1}{dt} + V_{an} \\ V_2 = R \cdot i_2 + L \frac{di_2}{dt} + V_{bn} \\ V_3 = R \cdot i_3 + L \frac{di_3}{dt} + V_{cn} \end{cases} \quad (4.95)$$

Où V_{an} , V_{bn} , V_{cn} sont les tensions simples par rapport au neutre de la source à l'entrée du convertisseur.

Et les courants de chaque phase sont alors donnés par le système d'équations différentielles suivant :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R}{L} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} V_1 - V_{an} \\ V_2 - V_{bn} \\ V_3 - V_{cn} \end{bmatrix} \quad (4.96)$$

2.1.4.1.11 L'étage Convertisseur

Sachant que la structure du redresseur est identique à celle de l'onduleur déjà modélisé dans la section précédente, la matrice de connexion du pont est similaire à l'équation (4.94)

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \frac{U_c}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{bmatrix} \quad (4.97)$$

En plus le courant redressé est donné par :

$$i_s = [S_1 \quad S_2 \quad S_3] \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{bmatrix} \quad (4.98)$$

2.1.4.1.12 La charge

Cet étage est constitué d'une capacité C en parallèle avec une résistance R modélisant la charge continue. Et il est régi par les deux équations électriques :

$$\begin{cases} \frac{dU_c}{dt} = \frac{1}{C} (i_s - i_L) \\ U_c = R_{ch} \cdot i_L \end{cases} \quad (4.99)$$

Ce qui permet d'obtenir la fonction de transfert entre tension et courant redressés :

$$\frac{U_c}{i_s} = \frac{R_{ch}}{1 + R_{ch} \cdot C \cdot p} \quad (4.100)$$

A partir des relations (4.96), (4.97), (4.98) et (4.100), on peut établir le schéma fonctionnel global du redresseur à MLI ayant comme entrées la commande des gâchettes des interrupteurs du haut (S1, S2, S3) et comme sortie la tension redressée U_c .

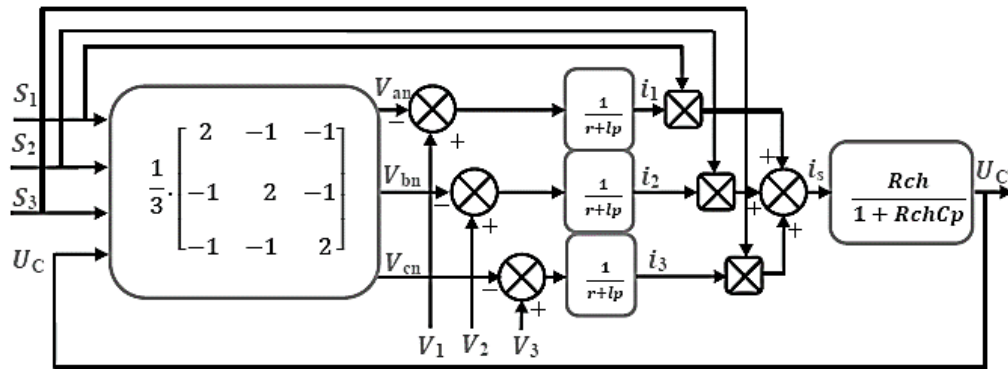


Figure 4. 49. Schéma fonctionnel du redresseur à MLI

Régulation en cascade du redresseur à MLI dans le repère (d, q)

Il existe plusieurs techniques de commande des redresseurs à MLI, qui varient de la simplicité et la médiocrité de performances à la complexité et la robustesse (contrôle de l'angle de puissance du redresseur, commande à hystérésis de courant, commande par comparaison de rampe...) [39].

Grâce à ses trois régulateurs (Deux pour les composantes du courant et un pour la tension continue), la régulation en cascade dans le repère (d, q), est une technique suffisamment performante pour notre application.

2.1.4.1.13 Modélisation dans le repère (d, q)

Les équations régissant le système sont [40] :

$$\begin{cases} V_{pd} = V_d - Ri_d - L \frac{di_d}{dt} + L\omega i_q \\ V_{pq} = V_q - Ri_q - L \frac{di_q}{dt} + L\omega i_d \end{cases} \quad (4.101)$$

V_{pd} et V_{pq} : sont les composantes de Park des tensions à l'entrée du convertisseur.

V_d et V_q : Les composantes de Park des tensions du réseau.

I_d et i_q : Les composantes de Park des courants du réseau.

ω : La pulsation du réseau. Et les expressions des puissances active et réactive sont données par :

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2} \cdot [V_d I_d + V_q I_q] \\ Q = \frac{3}{2} \cdot [V_q I_d - V_d I_q] \end{cases} \quad (4.102)$$

Et on pose $P = U_c I_s$ et $Q = 0$

Le schéma bloc de la régulation est alors représenté dans la figure suivante.

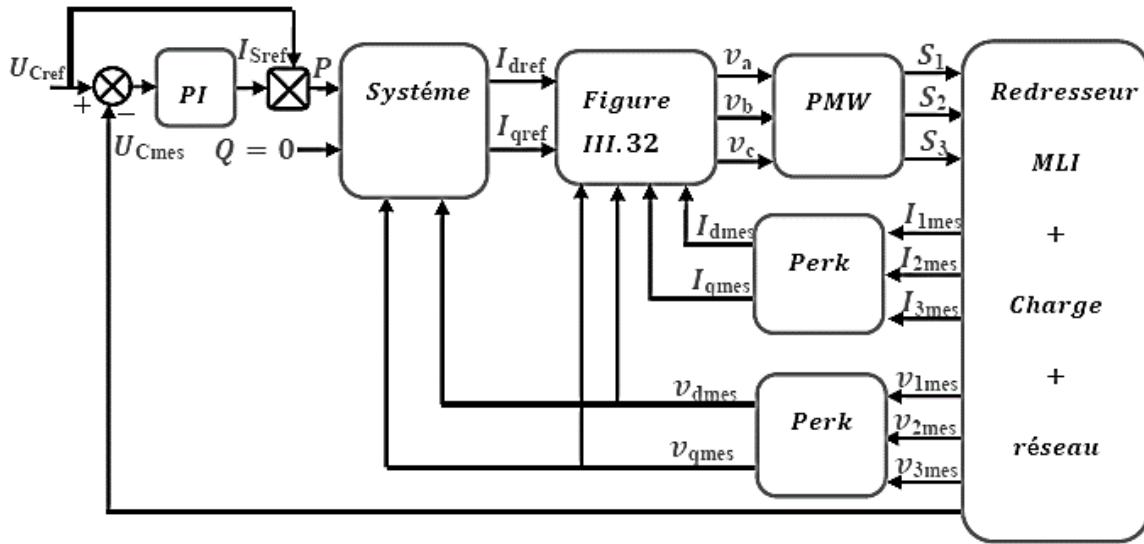


Figure 4. 50. Schéma bloc de la commande en cascade du redresseur à MLI

Avec le sous bloc de la figure (4.51), qui permet la régulation des courants et l'obtention de courants découplés selon les axes q et q, avec compensation de la tension réseau. « Selon la formule (4.101) »

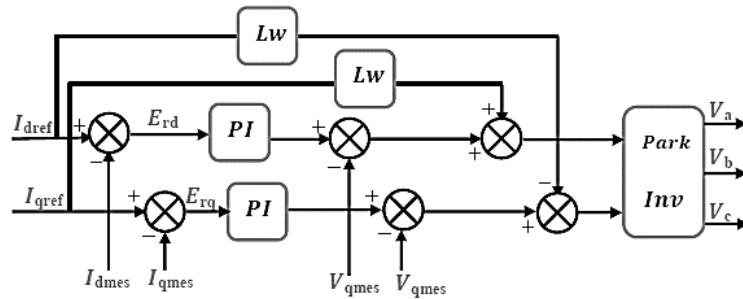


Figure 4. 51. Bloc de régulation des courants avec compensation de la tension réseau

Le calcul des régulateurs s'est fait avec la méthode classique détaillée dans l'annexe, sur les deux boucles internes équivalentes de courant et la boucle externe de tension représentées dans la figure 4.52.

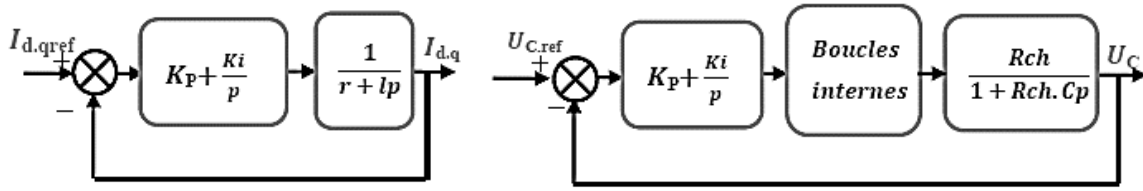


Figure 4. 52. Boucles de régulation équivalentes des courants et de la tension

2.2 Résultats et discussion

Après l'étude approfondis de modèle analytique de commande. Nous entamer dans cette partie l'analyse de comportement de l'éolienne basée sur une MADA, diriger par la commande vectorielle avec une contrôle indirect de la vitesse de générateur. La stratégie de conversion énergétique été deux étages est utiliser pour la connexion de l'aérogénérateur avec le réseau électrique. Nous avons introduit un modèle du vent de 8 m/s. La GADA été fonctionner en mode hypo synchrone. L'aérogénérateur exploiter est présenter dans la figure ci-dessus.

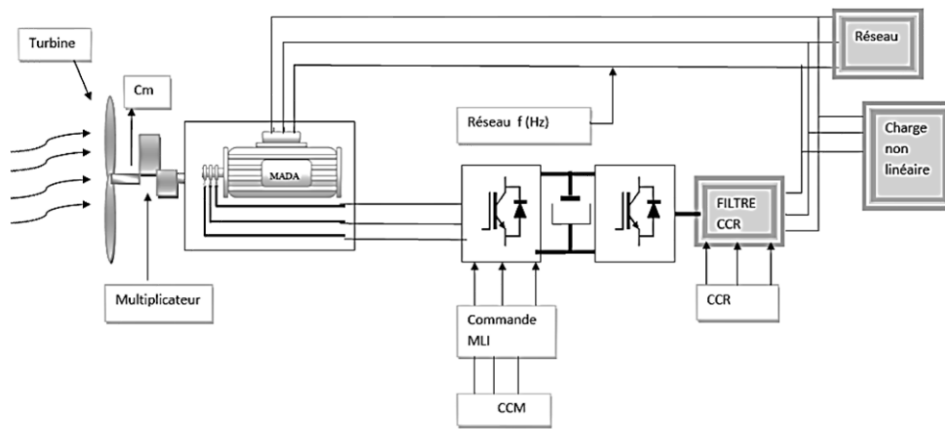


Figure 4. 53. L'aérogénérateur et leur commande vectorielle

La boîte à outils Sim-Power-System dans Matlab/Simulink aide à modélise toutes les parties de l'aérogénérateur. Les paramètres de simulation de l'aérogénérateur et de contrôle sont d'écrire dans le tableau suivant :

Tab 4. 13. Paramètres de simulation de l'aérogénérateur

Paramètres nominaux de la machine	
Puissance nominale (P_n)	4kW
Tension nominale (V_n)	220V/380V
Fréquence (F)	50Hz
Courant nominale (I_n)	15A/8.6A
Vitesse nominale (V_{nom})	1440 tr/min
Nombre de paire de pôles	2
Résistance du stator (R_s)	1.2Ω
Résistance de rotor (R_r)	1.8Ω
Inductance du stator (L_s)	0.1554H
Inductance de rotor (L_r)	0.1568H

Inductance mutuelle (M)	0.15H
Paramètres mécaniques	
Moment d'inertie (J)	0.2 kg.m ²
Coefficient de frottement (f)	0.001 N.m.s/rad
Paramètres de la turbine	
Nombre de pale (N _p)	3
Diamètre d'une pale (R)	3m
Gain de multiplicateurs (G)	5.4
Inertie (J)	315 kg.m ²
Coefficient (f)	0.0024 N.m.s/rad
Paramètre de filtre	
Résistance de filtre (R _f)	0.25Ω
Inductance de filtre (L _f)	0.005H
Capacite de filtrage (C)	4400F
Paramètres de redresseur	
Résistance de ligne (R)	0.3Ω
Inductance de ligne (L)	0.012H
Condensateur (C)	5mF
Résistance de charge (R _{ch})	100Ω
Fréquence de la porteuse (f _c)	5kHz

Le teste de performance de la chaine éolienne a deux étages est fait en considérant un vent de vitesse variable. La machine étant raccordée à un réseau basse tension d'une tension 220V et d'une fréquence de 50Hz.

Pendant 50 secondes de temps de simulation, la performance de régulation a été évaluées en termes de suivit de consigne, stabilité et de précision, en intégrant un modèle de vitesse du vent qui varie et présente des turbulences. La vitesse du vent sélectionnée en utilisant le modèle de Nichita (voir Annex 3.6), comme indiqué dans la figure ci-dessus, a une valeur moyenne de 8 m/s, avec des valeurs minimale et maximale de 6.5 et 10 m/s respectivement. Cette approche a été adoptée afin de garantir que la vitesse du vent sélectionnée demeure constamment autour de la vitesse nominale durant toute la période de simulation.

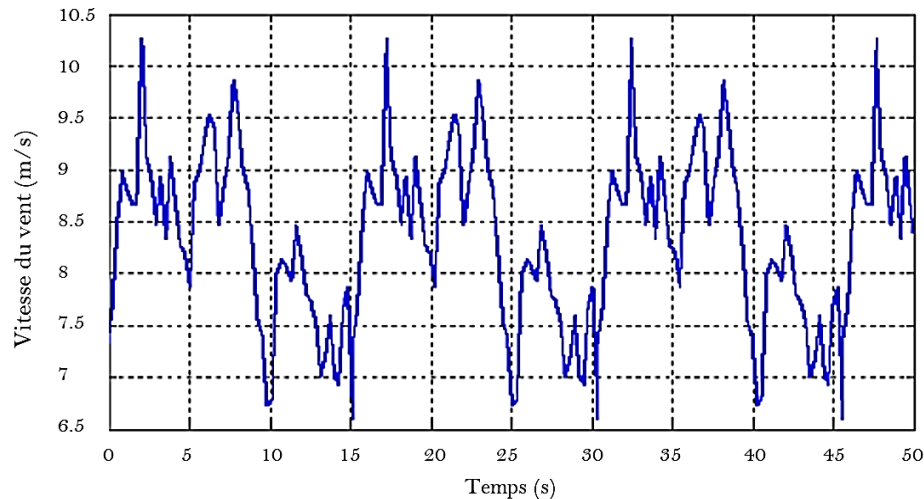


Figure 4. 54. Vitesse du vent

Pour prouver l'efficacité de la commande vectorielle basé sur la régulation conventionnelle, nous avons extrait l'essentiel des paramètres de simulation comme, la vitesse de la génératrice, la puissance active et réactive et la tension de liaison comme suite :

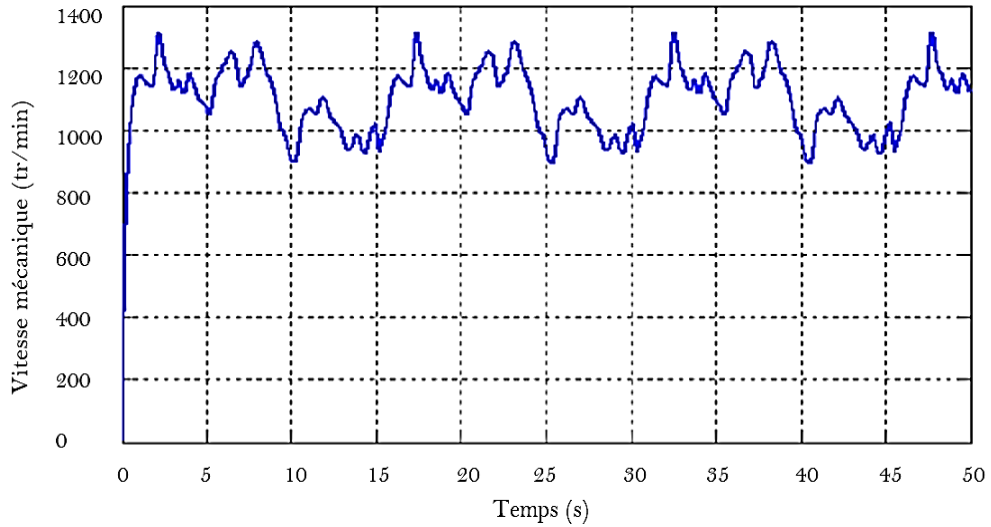


Figure 4. 55. Vitesse de génératrice

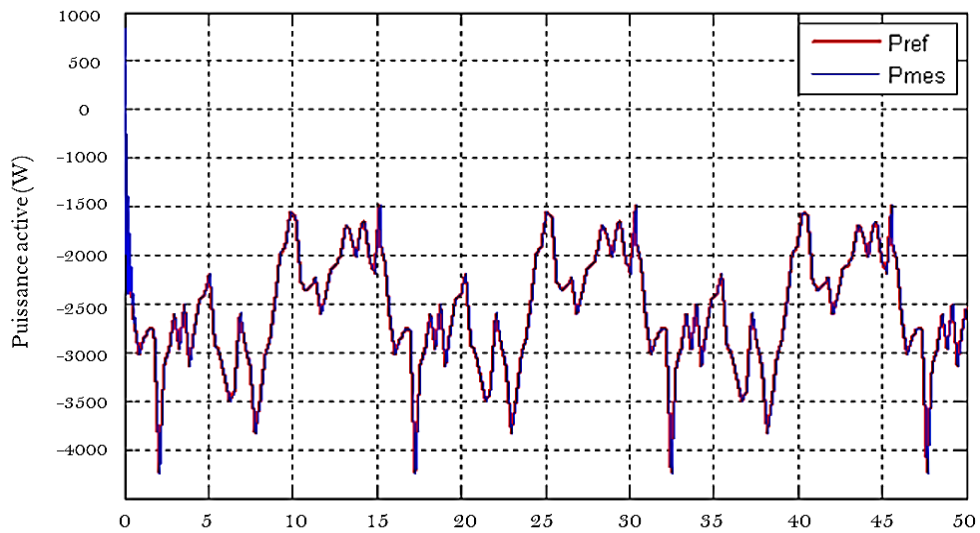


Figure 4. 56. Puissance active

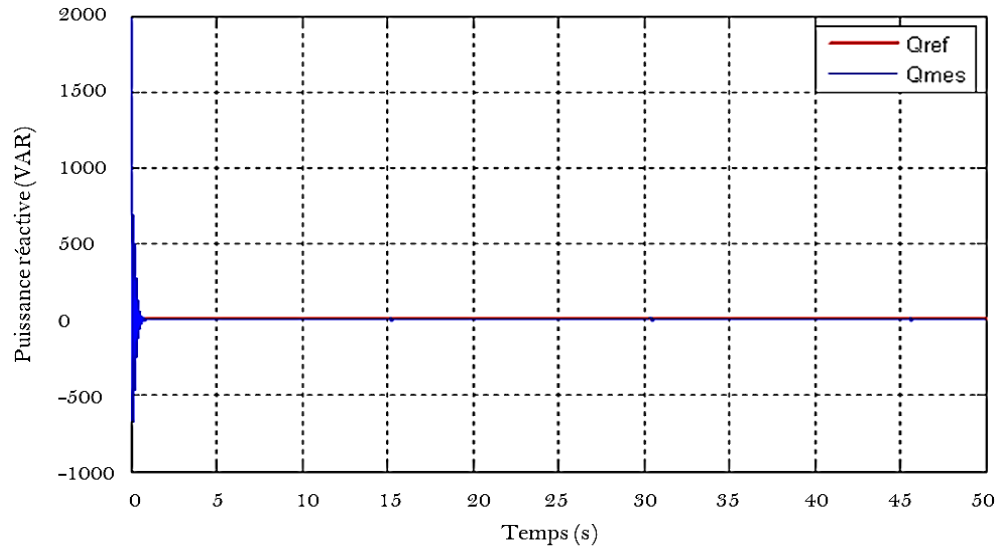


Figure 4. 57. Puissance réactive

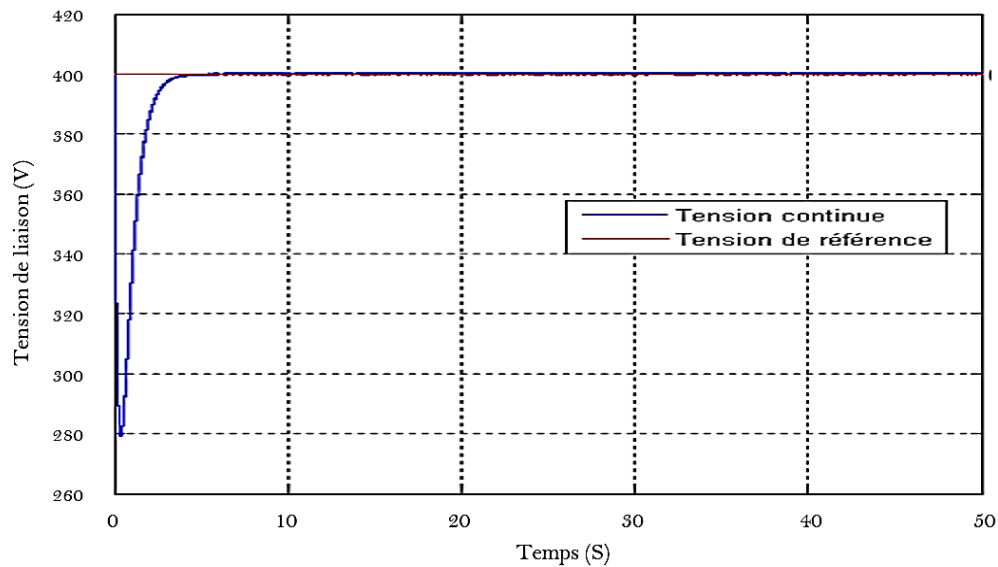


Figure 4. 58. Tension de capacité de liaison

Interprétation des résultats

La performance de la vitesse de la génératrice présenté dans la figure ci-dessus il est en relation proportionnelle avec la variation de la vitesse du vent. La puissance active générée elle été suivit le profil du vent ce qui donne un certaine stabilité auteur de la consigne et prouve l'efficacité de l'exploitation optimale de l'énergie du vent confronte avec les pales de la turbine. D'autre part la puissance réactive est nul pour minimiser les harmoniques transfère au réseau électrique.

La tension redressée est asservie à sa référence (400V) entre le redresseur (AC-DC) et le convertisseur (DC-AC) il est bien contrôler ce qui assure un bon contrôle de l'énergie transmettre au réseau quand la machine fonctionne en mode génératrice.

3. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié deux chaînes de conversion des mini centrales photovoltaïque et une petite éolienne. D'une puissance de 4kW. Au départ, nous avons identifié une topologie de deux étages (DC/DC et DC/AC) sans isolation galvanique comme le choix privilégié pour les GPV-BT, en raison de leur supériorité pour les applications photovoltaïques distribuées de faible puissance, généralement de l'ordre de quelques dizaines de kilowatts). La gestion de la chaîne de conditionnement et de la connexion a été enfin abordée, étant effectuée par des contrôleurs accomplissant trois fonctions clés que nous avons exposées en détail : la surveillance du point de puissance maximale (MPPT), la régulation de l'hacheur et la gestion de l'onduleur DC-AC. Nous avons conclu que parmi les algorithmes dédiés à la régulation de la chaîne de conditionnement de l'énergie photovoltaïque, ceux basés sur les méthodes d'intelligence artificielle se révèlent les plus performants.

D'autre part, nous avons étudié chaîne éolienne de petite puissance réside dans leur potentiel à offrir des solutions énergétiques durables et accessibles. En permettant une production d'énergie décentralisée, ces systèmes contribuent à la transition vers un avenir énergétique plus propre et plus résilient. Leur développement et leur optimisation sont donc essentiels pour répondre aux défis énergétiques contemporains tout en minimisant l'impact environnemental.



*Conclusion Générale &
Perspectives*

CONCLUSION GÉNÉRALE

Algérie, comme de nombreux autres pays, a pris conscience de l'importance cruciale de la production électrique à partir de sources d'énergie renouvelable au cours des dernières décennies. L'épuisement des réserves de gaz et de pétrole, qui ont longtemps été les principales sources d'énergie en Algérie, a mis en évidence la nécessité de diversifier le mix énergétique du pays. L'Algérie a ainsi entrepris des mesures pour développer des capacités de production d'électricité à partir de sources renouvelables, telles que l'énergie éolienne et solaire. Cette transition énergétique revêt une importance majeure. D'une part, elle permet de réduire la dépendance du pays vis-à-vis des importations de combustibles fossiles, améliorant ainsi la sécurité énergétique nationale. D'autre part, elle contribue à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, aidant ainsi à atténuer les impacts du changement climatique. La nécessité d'adopter une transition énergétique Parfaitement pensé en Algérie incite à explorer de manière approfondie les énergies propres.

Les objectifs atteints par cette thèse se déclinent en deux aspects distincts, notamment :

L'analyse de l'influence de l'intégration des systèmes hybrides « PV/éolien » connectés au réseau sur le bilan énergétique des exploitations laitières urbaines en Algérie. Son avancement représente une contribution aux aspects technico-socio-économiques et environnementaux du programme national de développement des énergies renouvelables. La modélisation analytique de la chaîne de conversion énergétique sous l'environnement Matlab/Simulink que ce soit l'aérogénérateur ou photovoltaïques, pour d'intègre quelque technique de contrôle pour améliore l'efficacité énergétiques.

Pour atteindre ces objectifs, le deuxième chapitre est évalué les performances techniques et économiques de systèmes hybride pour les exploitations laitières typique (Sarl. Vida Lait) du Nord-Ouest de l'Algérie. Les résultats ont montré que le générateur photovoltaïque connectés au réseau, le système éolien connectés au réseau sont les configurations faussable dans le nord Algérien. Ce qui concerne notre étude la configuration la plus optimale a la région de Tlemcen et le système hybride (PV/Eolien) pour évite la non présence de l'énergie primaire qui affecte les facteurs économiques de projet. L'utilisation de sources d'énergie renouvelable dans l'agriculture laitière est techniquement et économiquement réalisable, et l'intégration d'énergie propre dans l'équilibre énergétique de l'exploitation peut contribuer à une production d'électricité plus écologique et à la réduction de la surcharge électrique dans les heures de pic. Les résultats de l'étude ont des implications significatives pour la politique énergétique de l'Algérie, et les approches proposées ont le potentiel d'être plus rentables en augmentant le nombre de bovins laitiers et l'approvisionnement en lait. Cette étude contribue de manière significative à la littérature sur les systèmes d'énergie renouvelable pour les exploitations laitières du nord-ouest de l'Algérie en comblant une lacune dans les recherches existantes et en présentant une méthode précise pour prévoir la demande d'énergie et sélectionner le système d'énergie renouvelable le plus approprié. Dans leur ensemble, les conclusions de

cette étude mettent en évidence les bénéfices envisageables de l'intégration de sources d'énergie renouvelable dans le contexte de l'agriculture laitière en Algérie. Ces avantages englobent la diminution de la dépendance aux énergies fossiles, la contribution à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'injection le surplus de l'énergie dans le réseau dans les heures de pic nationales, ainsi que l'amélioration de la viabilité économique à long terme.

Concernant le chapitre trois, l'étude de la production d'énergie éolienne est influencée par les variations brusques du vent et les perturbations (surtension, surintensité). Malheureusement sont difficiles à contrôler. Cela signifie que le contrôle d'une éolienne à vitesse variable est un défi. Par conséquent, en fonction des conditions d'exploitation, Il est devenu impératif de formuler des approches de régulation performantes adaptées à chaque stade de transformation. D'une zone à l'autre, les régulateurs et les structures de contrôle diffèrent.

Première sous partie dans ce chapitre vise à mettre en place une régulation basée sur l'intelligence artificielle vers un mécanisme d'orientation des pales afin d'améliorer la stabilité de la conversion énergétique dans les éoliennes de grande puissance. Les résultats de la simulation démontrent les avantages du contrôle de la vitesse mécanique dans la chaîne de l'éolienne lorsque l'intelligence artificielle est utilisée. En outre, il est clair que les différents modèles de régulateurs utilisés, en particulier le correcteur neuro-floue (PI-NFLC), ont d'excellents temps de réponse lorsque ces résultats sont projetés par différents indices de performance, à savoir l'erreur relative absolue (ERA), l'erreur relative absolue moyenne temporelle intégrale (ERAM).

La deuxième sous partie nous voulons mise en œuvre un system de protection contre la surtension et les surintensités crier par le réseau électrique nomme (LVRT). Nous avons modélisé une éolienne de plusieurs mégawatts, qui est affectée par une chute de tension symétrique de 80 %. La philosophie de commande appliquée à l'éolienne été la commande vectorielle. Lorsque le creux se produit, le convertisseur côté rotor (CCR) est désactive en raison de la surintensité rapide détectée dans le rotor. Au même moment, le system de protection (Crowbar) est activé, connectant le chemin de résistance supplémentaire dans le rotor et amortissant la grande fluctuation d'énergie de la machine.

En fin dans ce dernier chapitre, nous avons identifié une topologie de deux étages. Le premier étage constitue un hacheur pour conversion « continue/continue » menu de technique de maximisation d'énergie nommée (MPPT). Deuxième étage c'est un onduleur de tension pour conversion « continue/alternatif » sans isolation galvanique comme le choix privilégié pour les GPV-BT, en raison de leur supériorité pour les applications photovoltaïques distribuées de faible puissance, généralement de l'ordre de quelques dizaines de kilowatts). La gestion de la chaîne de conditionnement et de la connexion a été enfin abordée, étant effectuée par des contrôleurs accomplissant trois fonctions clés : la régulation de l'hacheur et la gestion de l'onduleur DC-AC, la surveillance du point de puissance maximale (MPPT). L'importance de ce dernier nous permettons d'intégrer le réseau de neurone pour améliorer la performance

dans deux techniques nomme (perturbe & Observe) et (inductance incrémentale). Nous avons démontré la fiabilité d'intégration de régulation neuronale dans la chaine photovoltaïque pour améliorer l'extraction d'énergie. La qualité d'énergie transmettre au réseau et aussi amélioré selon les normes IEEEEXX.

Nous avons étudié les chaînes éoliennes de petite puissance pour leur potentiel à fournir des solutions énergétiques durables et accessibles. En favorisant une production d'énergie décentralisée, ces systèmes jouent un rôle crucial dans la transition vers un avenir énergétique plus propre et plus résilient. Leur développement et leur optimisation sont donc essentiels pour relever les défis énergétiques actuels tout en réduisant l'impact environnemental.

En considération des résultats obtenus dans différentes études, il pourrait être envisagé d'adopter les propositions suivantes :

Chapitre 2 :

- Encourager l'adoption de systèmes d'énergie renouvelable dans le secteur agricole, en particulier pour les exploitations laitières au niveau de territoire Algérienne.
- Fournir des incitations aux agriculteurs pour investir dans des systèmes d'énergie renouvelable, telles que des tarifs d'achat ou des crédits d'impôt.
- Renforcer les financements destinés à la recherche et au développement de technologies énergétiques renouvelables.
- Formuler une stratégie nationale pour la transition vers des sources énergétiques écologiques, tout en établissant des objectifs audacieux pour la diminution des émissions de gaz à effet de serre.
- Établir des partenariats avec des entités internationales et des nations voisines en vue de partager les connaissances et les ressources nécessaires à l'avancement et à la réalisation de projets énergétiques renouvelables.
- Accroître la sensibilisation parmi les agriculteurs et les communautés locales quant aux bénéfices des systèmes énergétiques renouvelables, tout en offrant une formation relative à l'installation, à la maintenance et à la gestion de ces infrastructures.

Chapitre 3 :

- L'intégration de l'intelligence artificielle pour améliorer la technique MPPT dans les systèmes de contrôle des éoliennes tous pour : Maximisation de la production d'énergie en ajustant en permanence le point de puissance maximale de l'éolienne, Optimisation de l'utilisation des ressources éoliennes disponibles, ce qui se traduit par une production d'énergie accrue.
- La validation expérimentale des résultats analytique aide les autorités concernées à l'utilisation de ces techniques.
- La mise en œuvre et le perfectionnement du système de protection contre les chutes de tensions non-symétrique et symétrique (LVRT) dans les éoliennes de grande puissance par des modèles artificielles.

Chapitre 4 :

- L'utilisation d'autre loi de commande (backstepping, H_{∞} , etc.) pour améliorer la performance des algorithmes utilise pour maximise l'énergie exploite par les systèmes renouvelables.
- Tenu en compte de l'absence d'une version officielle des exigences techniques de raccordement au réseau basse tension en Algérie, nous avons suggéré qu'il était judicieux de se référer à celles établies par les organismes de normalisation électrique tels que l'IEEE, l'IEC, le CEN et le DIN.
- Il est nécessaire de souligner que la chaîne de conversion triphasée non-isolée exposée dans ce chapitre, sur laquelle nous allons concentrer nos efforts, autorise le déplacement de l'énergie exclusivement du générateur vers le réseau basse tension. Il va de soi que l'analyse spécifique n'est pas requise de notre côté pour le transfert inverse, c'est-à-dire du réseau vers la charge.



***Références
Bibliographiques***

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Chapitre 01

- [1] U. D. L. D. E. Sidi-bel-abbes, “Doctorat en Sciences Filière Electrotechnique Spécialité : Réseaux Electriques etude, simulation et realisation” 2019.
- [2] N. Boutasseta, “Modélisation et Optimisation d ’ un Système Photovoltaïque,” pp. 41–49, 2012.
- [3] Z. Li, H. Ye, N. Liao, R. Wang, Y. Qiu, and Y. Wang, “Impact of Covid-19 on electricity energy consumption: A quantitative analysis on electricity,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 140, no. August 2021, p. 108084, 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2022.108084.
- [4] H. Güler, Ö. Haykur, and S. Öz, “Does the electricity consumption and economic growth nexus alter during COVID-19 pandemic Evidence from European countries,” *Electr. J.*, vol. 35, no. 6, 2022, doi: 10.1016/j.tej.2022.107144.
- [5] S. Peng, X. Yang, H. Lu, and K. Guo, “COVID-19 Impact on Global Electricity Generation Structure-Based on Sustainable Development Perspective,” *Procedia Comput. Sci.*, vol. 214, no. C, pp. 1206–1213, 2022, doi: 10.1016/j.procs.2022.11.297.
- [6] “L’électricité dans le monde en 2021, année de records. Connaissances des énergies.”
- [7] BP Energy outlook, “Statistical Review of World Energy globally consistent data on world energy markets and authoritative publications in the field of energy,” *BP Energy Outlook 2021*, vol. 70, pp. 8–20, 2021.
- [8] “Actualité Développement durable.” <https://www.batiactu.com/accueil/envir.php> (accessed Sep. 03, 2023).
- [9] BP, “BP Statistical Review of World Energy 2022, (71st edition),” *Economics/Statistical-Review/Bp-Stats-Review-2022-Full-Report.Pdf*, pp. 1–60, 2022.
- [10] E. Buechler et al., “Global changes in electricity consumption during COVID-19,” *Science*, vol. 25, no. 1, p. 103568, 2022, doi: 10.1016/j.isci.2021.103568.
- [11] H. Ritchie, M. Roser, and P. Rosado, “Energy,” *Our World Data*, Oct. 2022, Accessed: Sep. 03, 2023.
- [12] “Graphe 1 : Evolution mensuelle du prix du Panier de pétrole brut OPEP Graphe2 : Evolution journalière du prix du Panier de pétrole brut OPEP : Période Mars 2016 – Mars 2017,” pp. 1–2, 2017.
- [13] M. Zieliński et al., “Analysis contributors,” no. March, 2022.
- [14] S. Cherifi, “Etude de l’influence de la température du fluide sur la performance d’un échangeur de chaleur de la raffinerie d’Alger,” pp. 27–49, 2010.
- [15] G. Sonelgaz, “North african petroleum exhibition & conferences 5,” 2016.
- [16] Ministry of Energy, “Bilan Énergétique 2019,” pp. 1–44, 2019.
- [17] Sonelgaz, “Programme de développement des énergies renouvelables et de l’efficacité en Algérie,” 2016.
- [18] “Algérie - Consommation d’électricité (kwh par personne) | Statistiques.”
- [19] A. Bouraïou et al., “Status of renewable energy potential and utilization in Algeria,” *J. Clean. Prod.*, vol. 246, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.119011.
- [20] A. M. Hamiche, A. B. Stambouli, and S. Flazi, “A review on the water and energy sectors in Algeria: Current forecasts, scenario and sustainability issues,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 261–276, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.08.024.
- [21] “Algorithmes prédictifs : Un outil pour optimiser la consommation d’énergie.”
- [22] Ministry of Energy, “Bilan Énergétique National 2019,” p. 44, 2020.
- [23] Ministry of Energy and Mines, “Bilan Énergétique National 2021,” pp. 1–48, 2022.
- [24] D. Électricité and L. A. P. D. Électricité, “La production d’électricité.”
- [25] C. Camporeale et al., “Country Report on energy efficiency and renewable energy investment climate Algeria,” 2020.
- [26] A. Basta, “Ecole Nationale Polytechnique Sujet : Les prévisions énergétiques de l’ Algérie à l’ horizon 2030.,” 2007.
- [27] T. Hasni, R. Malek, and N. Zouiouche, “L’Algérie 100 % Énergies Renouvelables,” *Friedrich Ebert Stift.*, p. 33, 2021.

- [28] “Électricité | Chiffres clés de l'énergie - Édition 2021.” <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energie-2021/15-electricite> (accessed Sep. 03, 2023).
- [29] M. Bouznit, M. del P. Pablo-Romero, and A. Sánchez-Braza, “Measures to promote renewable energy for electricity generation in Algeria,” *Sustain.*, vol. 12, no. 4, pp. 1–17, 2020, doi : 10.3390/su12041468.
- [30] H. Abdelkader, A. Meriem, C. Ilhami, and K. Korhan, “Smart grid and renewable energy in Algeria,” 2017 6th Int. Conf. Renew. Energy Res. Appl. ICRERA 2017, vol. 2017-Janua, pp. 1166–1171, 2017, doi : 10.1109/DISTRA.2017.8191237.
- [31] “Consommation d'électricité (KWh par habitant) | Data.”
- [32] R. Algerienne et al., “Production D'Énergie,” *Cambridge Univ. Press*, vol. 53, no. 2, pp. 1–16, 2015.
- [33] H. Benamirouche, S. Bouchareb, A. Megherbi, and R. Bouferkas, “La demande d' électricité résidentielle en Algérie à l' horizon 2030 Résumé,” 2015.
- [34] “Ministère de l'Énergie | Algérie.” <https://www.energy.gov.dz/article=recueil-des-textes-relatifs-aux-hydrocarbures> (accessed Sep. 03, 2023).
- [35] “Ministère de l'Énergie | Algérie.” <https://www.energy.gov.dz/article=recueil-des-textes-relatifs-a-lrelectricite> (accessed Sep. 03, 2023).
- [36] “Ministère de l'Énergie | Algérie.” <https://www.energy.gov.dz/rubrique=energies-renouvelables-et-efficacite-energetique> (accessed Sep. 03, 2023).
- [37] “Fonds national pour le renouvelable : Nouvel arrêté interministériel sur les recettes et les dépenses – reporteres Ajerie.
- [38] M. A. Hanane, “L'investissement dans les énergies renouvelables en Algérie ; un pas vers la transition énergétique (Cas de l' énergie solaire) Investment in renewable energies in Algeria ; a step towards energy transition (case of solar energy),” vol. 12, no. 2018, pp. 151–167, 2019.

Chapitre 02

- [1] A. Benmihoub, S. Akli, and S. Bedrani, “Dynamique de recomposition sociale dans l'agriculture irriguée en Algérie: Cas d'un perimetre public d'irrigation dans la plaine de Mitidja. (Social Recomposition Dynamics in Irrigated Agriculture in Algeria: The Case of a Public Irrigation Scheme in the ,” *New Medit Mediterr. J. Econ. Agric. Environ.*, vol. 15, no. 4, pp. 21–32, 2016.
- [2] U. M. De Constantine, S. Foncieres, and E. T. Dynamiques, “L' Agriculture Familiale,” pp. 0–387, 2006.
- [3] O. Bessaoud and C.-I. Montpellier, “L'agriculture et la paysannerie en Algérie, les grands handicaps,” *L'Algérie*, vol. 50, pp. 1954–2004, 2008.
- [4] IMACHE, “Construction de la demande en eau agricole au niveau régional en intégrant le comportement des agriculteurs.Thèse de doctorat de l'Université Agro Paris Tech.,” p. 276, 2008.
- [5] M. L. Denna and S. E. Derghal, “Caractéristiques de l' élevage bovin laitier en Algérie,” pp. 1–59, 2021.
- [6] S. Kali, M. Benidir, B. Belkheir, S. Kali, K. A. Kaci, and M. T. Benyoucef, “Situation of the dairy sector in Algeria: Analytical approach from the upstream to the downstream Filières lait et viandes : Analyses des contraintes sur la production et des perspectives d'intégration industrielle View project Projet Saadaoui View project Situation de la filière lait en Algérie: Approche analytique d'amont en aval,” no. September 2017, 2011,
- [7] A. Bouraiou et al., “Status of renewable energy potential and utilization in Algeria,” *J. Clean. Prod.*, vol. 246, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.119011.
- [8] “Indicateur de la technicité des éleveurs la région contre (Algérie).pdf.”
- [9] N. Moula, M. Iguer-Ouada, L. Touazi, A. A. Kaki, and F. Farnir, “Ressources génétiques animales en Kabylie (Algérie),” p. 5, 2012.
- [10] L. D. Yassamine, “L'Elevage Bovin Laitier en Algérie Contraintes et Perspectives de Développement,” 2017,
- [11] T. Nacer, A. Hamidat, and O. Nadjemi, “Techno-economic Impacts Analysis of a Hybrid Grid Connected Energy System Applied for a Cattle Farm,” *Energy Procedia*, vol. 75, pp. 963–968, 2015, doi: 10.1016/j.egypro.2015.07.292.
- [12] R. Yozmane and K. C. S. Abdelmadjid, “Souk-Ahras (Algérie),” vol. 630, no. August, pp. 620–630, 2019.

- [13] a Boubekeur and M. T. Benyoucef, "Typologie d'exploitations d'élevages laitiers dans les périmètres de mise en valeur de la région d'Adrar (Algérie) Typology of dairy farms in the development areas of the Adrar region, Algeria," vol. 26, no. April, p. 2011, 2011.
- [14] J. Carroquino, R. Dufo-López, and J. L. Bernal-Agustín, "Sizing of off-grid renewable energy systems for drip irrigation in Mediterranean crops," *Renew. Energy*, vol. 76, pp. 566–574, 2015, doi: 10.1016/j.renene.2014.11.069.
- [15] U. Al-Mulali, H. G. Fereidouni, and J. Y. M. Lee, "Electricity consumption from renewable and non-renewable sources and economic growth: Evidence from Latin American countries," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 290–298, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.10.006.
- [16] H. Belmili, M. Haddadi, S. Bacha, M. F. Almi, and B. Bendib, "Sizing stand-alone photovoltaic-wind hybrid system: Techno-economic analysis and optimization," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 821–832, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.11.011.
- [17] A. Mostafaiepour, M. Jadidi, K. Mohammadi, and A. Sedaghat, "An analysis of wind energy potential and economic evaluation in Zahedan, Iran," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 641–650, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.11.016.
- [18] A. Azadeh, A. Rahimi-Golkhandan, and M. Moghaddam, "Location optimization of wind power generation-transmission systems under uncertainty using hierarchical fuzzy DEA: A case study," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 877–885, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.10.020.
- [19] A. Boudghene Stambouli et al., "Trends and challenges of sustainable energy and water research in North Africa: Sahara solar breeder concerns at the intersection of energy/water," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 912–922, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.11.042.
- [20] M. M. Rahman, M. M. U. H. Khan, M. A. Ullah, X. Zhang, and A. Kumar, "A hybrid renewable energy system for a North American off-grid community," *Energy*, vol. 97, pp. 151–160, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2015.12.105.
- [21] T. T. Soe, M. Zheng, and Z. N. Aung, "Assessment of Economic Feasibility on Promising Wind Energy Sites in Myanmar," vol. 5, no. 2, 2015.
- [22] T. Huraux, N. Sabouret, and Y. Haradji, "Combiner les expertises au sein d'une simulation."
- [23] "La production globale d'électricité de l'Algérie dépasse actuellement 24.000 mégawatts." <https://www.aps.dz/economie/142824-la-production-globale-d-electricite-de-l-algerie-depasse-actuellement-24-000-megawatts> (accessed Sep. 03, 2023).
- [24] T. Nacer, O. Nadjemi, and A. Hamidat, "energy system under Algerian climate," *IREC2015 Sixth Int. Renew. Energy Congr.*, pp. 1–5, 2015.
- [25] T. Nacer, A. Hamidat, and O. Nadjemi, "A comprehensive method to assess the feasibility of renewable energy on Algerian dairy farms," *J. Clean. Prod.*, vol. 112, pp. 3631–3642, 2016, doi: 10.1016/j.jclepro.2015.06.101.
- [26] A. D. Morrissey, A. W. N. Cameron, and A. J. Tilbrook, "Artificial lighting during winter increases milk yield in dairy ewes," *J. Dairy Sci.*, vol. 91, no. 11, pp. 4238–4243, 2008, doi: 10.3168/jds.2007-0918.
- [27] A. Akbi, N. Yassaa, R. Boudjema, and B. Aliouat, "A new method for cost of renewable energy production in Algeria: Integrate all benefits drawn from fossil fuel savings," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, pp. 1150–1157, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.044.
- [28] "Pertes d'électricité lors de la transmission et de la distribution (% de la production) - Middle East & North Africa (excluding high income).
- [29] N. Gay, "Homme, animal, environnement : quel est le principal réservoir d'Entérobactéries productrices de bêta-lactamases à spectre étendu dans le Sud-Ouest de l'océan Indien" 2019.
- [30] "Machine frigorifique à compression [Climatisation] - Energie Plus Le Site." <https://energieplus-lesite.be/techniques/climatisation8/production-de-froid/machine-frigorifique-a-compression/> (accessed Sep. 03, 2023).
- [31] "Echangeur thermique : définition, fonctionnement et financement | Calcul CEE." <https://www.calculcee.fr/article/echangeur-thermique/> (accessed Sep. 03, 2023).
- [32] "Sonelgaz." <https://www.sonelgaz.dz/fr/3566/demande-en-electricite> (accessed Sep. 03, 2023).

- [33] “CA8331 - Analyseur de puissance et de qualité d'énergie Qualistar-Chauvin arnoux-P01160511 - Distrimesure.”
- [34] P. Minist et al., “Etude ethnobotanique et détermination du pouvoir inhibiteur des huiles essentielles de deux plantes médicinales de la région de Biskra sur des bactéries productrices de β -lactamases à spectre étendu isolées à partir du lait cru et du babeurre,” 2021.
- [35] M. Fadaenejad, M. A. M. Radzi, M. Z. A. Abkadir, and H. Hizam, “Assessment of hybrid renewable power sources for rural electrification in Malaysia,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 299–305, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.10.003.
- [36] “Sunhome Technology | SMA60-Air 270-300W | Fiche Technique Panneau Solaire | Annuaire Panneau ENF.” <https://fr.ensolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/37821> (accessed Sep. 03, 2023).
- [37] S. D. E. L. a Post-graduation, “Doctorat – Doctorat LMD,” 2014.
- [38] A. Mirecki, “Thèse, Docteur De L'Institut National Polytechnique De Toulouse,” *Etude Comp. chaînes Convers. d'énergie dédiées à une éolienne petite puissance*, no. 2213, p. 252, 2005.
- [39] “Tarifs d'électricité et de gaz | infoElec
- [40] I. Technique, “Fiche technique,” pp. 1–11, 2015.

Chapitre 03

- [1] D. Rekioua, *Wind Power Electric Systems*. London, Heidelberg, New York, Dordrecht: Springer, 2014. doi: 10.1007/978-1-4471-6425-8.
- [2] A. Gaillard, “Système éolien basé sur une MADA : contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service Arnaud Gaillard To cite this version : HAL Id : tel-01748204 soutenance et mis à disposition de l'ensemble de la Contact ;,” 2018.
- [3] G. Asynchrone and D. Une, : “2015 ”.
- [4] C. Karima and O. AZIZ Enseignant chercheur, “Energies renouvelables et Efficacité énergétique pour un développement énergétique durable au Maroc Renewable energies and Energy efficiency for sustainable energy development in Morocco,” vol. 21, pp. 374–375, 2021,
- [6] B. Abderraouf, “Modelisation Et Simulation D'Une Chaîne De Conversion Eolienne,” 2016.
- [7] A. Abdelbaset, Y. S. Mohamed, A.-H. M. El-Sayed, and A. A. E. H. Abozeid, *Wind turbine driven doubly-fed induction generator*. 2014.
- [8] *Handbook of Asynchronous Machine with Variable Speed Hubert Razik*.
- [9] E. Intitul, “Doctorat en sciences en Electrotechnique Intitulé Modélisation et commande d'un système de conversion d'énergie éolienne à base d'une MADA.”
- [10] A. Davigny, “Participation aux services système de fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie,” *Thèse Dr. Ec. Dr. Sci. Pour L'ingénieur, Univ. des Sci. Technol. Lille*, 2007.
- [11] A. E. L. Mouden, A. Aarib, A. Wahabi, and F. E. Bounifli, “Command of the Active and Reactive Stator Powers of the Doubly-Fed Induction Generator Used in Wind Energy,” vol. 4, no. 10, pp. 79–87, 2014.
- [12] A. Abdelli, “Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive,” *System*, 2007.
- [13] M. Ahmed, M. EL-Shimy, and M. A. Badr, “Improved Modeling and Analysis of DFIG Loading Capability Limits,” *MEPCON'14 - Accept.*, pp. 1–8, 2014.
- [14] A. Chemidi, “Diplôme De Doctorat Analyse , modélisation et commande avancée d'une éolienne utilisée dans une ferme,” pp. 1–184, 2015.
- [15] “Thèse de doctorat de l'Université Henri Poincaré , Nancy 1 Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne.”
- [16] H. Armghan, M. Yang, A. Armghan, and N. Ali, “Double integral action based sliding mode controller design for the back-to-back converters in grid-connected hybrid wind-PV system,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 127, no. July 2020, p. 106655, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106655.
- [17] K. Nebti, H. Benalla, F. Kendouli, K. Nabti, and K. Abed, “Modélisation, simulation et contrôle d'une turbine éolienne à vitesse variable basée sur la génératrice asynchrone à double alimentation MAS sensorless control View project active power filtering View project Modélisation, simulation et contrôle d'une tur,” *Rev. des Energies Renouvelables*, vol. 14, no. January, pp. 109–120, 2011.

- [18] Youcef DJERIRI, "Commande directe du couple et des puissances d'une MADA associée a un système éolien par les techniques de l'intelligence artificielle," *Doctorat*, no. November 2015, pp. 1–285, 2015, doi: 10.13140/RG.2.1.3750.1209.
- [19] A. Zemmit, 2017. *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 43, no. 4, pp. 1108–1116, 2007, doi: 10.1109/TIA.2007.900472
- [20] B. Beltran, "Contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation : Du mode glissant classique au mode glissant d'ordre supérieur," 2010.
- [21] K. Ma, topics in wind *Power Electronics for the Next Generation Wind*. 2013.
- [22] M. N. Uddin and H. Wen, "Development of a self-tuned neuro-fuzzy controller for induction motor drives," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 43, no. 4, pp. 1108–1116, 2007, doi: 10.1109/TIA.2007.900472.
- [23] A. Boumassata and D. Kerdoun, "Modeling, simulation and control of wind energy conversion system based on doubly fed induction generator and cycloconverter," *Adv. Electr. Comput. Eng.*, vol. 14, no. 2, pp. 43–48, 2014, doi: 10.4316/AECE.2014.02007.
- [24] D. Lopez, J. Kuo, and N. Li, "A novel wake model for yawed wind turbines," *Energy*, vol. 178, pp. 158–167, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.04.120.
- [25] B. Wang, "Thèse présentée pour l' obtention du grade de Docteur de l' UTC par," 2013.
- [26] A. Dahbi, N. Nait-Said, and M. S. Nait-Said, "A novel combined MPPT-pitch angle control for wide range variable speed wind turbine based on neural network," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 22, pp. 9427–9442, 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.03.105.
- [27] R. Saravanakumar and D. Jena, "Electrical Power and Energy Systems Validation of an integral sliding mode control for optimal control of a three blade variable speed variable pitch wind turbine," *Int. J. Electr. POWER ENERGY Syst.*, vol. 69, pp. 421–429, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.01.031.
- [28] T. Senjyu, R. Sakamoto, N. Urasaki, H. Higa, K. Uezato, and T. Funabashi, "Output power control of wind turbine generator by pitch angle control using minimum variance control," *Electr. Eng. Japan (English Transl. Denki Gakkai Ronbunshi)*, vol. 154, no. 2, pp. 10–18, 2006, doi: 10.1002/eej.20247.
- [29] F. Bounifli, A. E. L. Moudden, A. Wahabi, and A. Hmidat, "Vector Control of a Doubly-Fed Induction Generator by Using a Classical PI and a fuzzy PI Controllers," no. 2, pp. 18–24, 2016.
- [30] M. Mossa, *Modeling, Analysis and Enhancement of the performance of a Wind Driven DFIG During steady state and transient conditions Anchor*. 2014.
- [31] C. H. Chen, C. M. Hong, and T. C. Ou, "Hybrid fuzzy control of wind turbine generator by pitch control using RNN," *Int. J. Ambient Energy*, vol. 33, no. 2, pp. 56–64, 2012, doi: 10.1080/01430750.2011.630754.
- [32] A. Borni, T. Abdelkrim, L. Zaghba, A. Bouchakour, A. Lakhdari, and L. Zarour, "Fuzzy logic, PSO based fuzzy logic algorithm and current controls comparative for grid-connected hybrid system," *AIP Conf. Proc.*, vol. 1814, 2017, doi: 10.1063/1.4976225.
- [33] A. BOUKHRISS, "Commande Robuste Par Adrc De L'Eolienne a Base De La Machine Asynchrone Double Alimentation," 2015.
- [34] G. Energy, *Wind Power Electric Systems: Modeling, Simulation and Control*. 2014.
- [35] M. Boucherit, M. Tadjine, M. Bettayeb, F. Boudjamaa, and A. Makouf, "Contribution à la Modélisation et à la Commande Robuste d' une Machine à Induction Double Alimentée à Flux Orienté avec Optimisation de la Structure d' Alimentation :," no. November 2005, 2005.
- [36] G. Noureddine, "République Algérienne Démocratique et populaire Université Larbi Ben M' hidi-Oum El Bouaghi Département de génie électrique Doctorat en sciences Option : génie électrique Contribution à l' optimisation de la commande prédictive des convertisseurs statiq," no. July, 2017, doi: 10.13140/RG.2.2.14512.25600.
- [37] A. Khaireddine, "Modélisation et analyse de l'intégration d'un jumelage Éolien-Diesel dans un réseau électrique autonome," 2015.
- [38] S. Nadia, "Ministry of higher education and scientific esearch departement of mechanical engineering Presented to obtain the degree of Doctor 3 rd cycle Modelling and Development of an Optimal Methodology for Design A Multi-Sources System in Plus Energy Buildings," 2020.

Chapitre 04

- [1] B. Robert and E. B. Brown, *Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques*, No. 1. 2004.
- [2] M. Paulescu, E. Paulescu, P. Gravila, and V. Badescu, *Weather Modeling and Forecasting of PV Systems Operation*, vol. 103. 2013.
- [3] M. Benne, “Les reseaux de neurones pour la modelisation et le controle du procédé d’évaporation : experimentations et applications industrielles en sucrerie de canne,” p. 193, 2010.
- [4] O. E. N. Energetique and E. D. E. S. Procèdes, “Approches Neuronales Adaptatives Pour Le Contrôle Le Tolérant Aux Défauts De Systèmes Piles à Combustible,” 2020.
- [5] “Énergie solaire photovoltaïque : capacité mondiale nouvellement installée par pays 2018 | Statista.” <https://fr.statista.com/statistiques/753498/capacite-puissance-solaire-photovoltaique-nouvellement-installee-selon-le-pays-monde/> (accessed Sep. 04, 2023).
- [6] É. C. D. O. N and A. Caubrière, “thèse,” 2021.
- [7] IEC 61730:2016, “Photovoltaic module safety qualification,” vol. 3, 2016.
- [8] N. Aouchiche, “Défauts liés aux systèmes photovoltaïques autonomes et techniques de diagnostic-Etat de l’art,” *Rev. des Energies Renouvelables*, vol. 21, pp. 247–265, 2018.
- [9] C. C. Maurer, A. Hobbs, and S. Kalland, “Guide to Interconnecting Small PV Systems for Participation in NC Green Power,” no. November, 2004.
- [10] R. Algerienne and D. Et, “Loucif_2016 (1),” 2016.
- [11] N. A. Lee, G. E. Gilligan, and J. Rochford, “Solar Energy Conversion,” *Green Chem. An Incl. Approach*, pp. 881–918, 2018, doi: 10.1016/B978-0-12-809270-5.00030-3.
- [12] IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells Photovoltaics Dispersed Generation and Energy Storage, “IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems,” vol. 2000, p. 32, 2000.
- [13] *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems*. 2017.
- [14] N. Boutasseta, “Modélisation et Optimisation d’un Système Photovoltaïque,” pp. 41–49, 2012.
- [15] S. Edition, “Handbook_of_Photovoltaic_Science_and_Technology.pdf,” 2011.
- [16] A. Djerdir, S. Profile, A. Miraoui, and K. Elkadri, “Alimentation par biberonnage solaire photovoltaïque d’une chaîne de motorisation électrique,” *Rev. des Energies Renouvelables*, vol. 9, no. January, pp. 63–74, 2006.
- [17] A. Wicaksana and T. Rachman, *No Title No Title No Title*, vol. 3, no. 1. 2018.
- [18] M. Loucif, A. Boumediene, and A. Mechernene, “Maximum power point tracking based on backstepping control of wind turbine,” *EEA - Electroteh. Electron. Autom.*, vol. 62, no. 3, pp. 103–109, 2014.
- [19] R. S and D. V. S, “Gwo Based Controlling of Sepic Converter in Pv Fed Grid Connected Single Phase System,” *Microprocess. Microsyst.*, p. 103312, 2020, doi: 10.1016/j.micpro.2020.103312.
- [20] D. Pilakkat and S. Kanthalakshmi, “Single phase PV system operating under Partially Shaded Conditions with ABC-PO as MPPT algorithm for grid connected applications,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 1910–1921, 2020, doi: 10.1016/j.egy.2020.07.019.
- [21] M. Lakshmi and S. Hemamalini, “Coordinated control of MPPT and voltage regulation using single-stage high gain DC–DC converter in a grid-connected PV system,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 169, no. April 2018, pp. 65–73, 2019, doi: 10.1016/j.epsr.2018.12.011.
- [22] E. S. Pr, S. Le, R. Au, and I. T. Photovolta, “Raccordement Au Réseau Electrique D’installations Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension Cadre réglementaire, impacts et préconisations Raccordement des installations photovoltaïques,” *Esprit*.
- [23] A. Benali Centre universitaire Nour Bachir El Bayadh, E. Bayadh, and A. Tadjeddine, “Nouvelles Exigences Techniques pour l’Intégration des Energies Renouvelables au Réseau Electrique,” no. February, 2022.
- [24] C. Touzet, “HAL Id : hal-01338010 INTRODUCTION AU Claude TOUZET Juillet 1992,” *Les Reseaux Neurones Artif. Introd. Au Connexionnisme*, p. 130, 2016.
- [25] Marc Parizeau, “RÉSEAUX DE NEURONES GIF-21140 et GIF-64326,” 2004.
- [26] C. Voyant, “Prédiction de séries temporelles de rayonnement solaire global et de production d’énergie photovoltaïque à partir de réseaux de neurones artificiels,” vol. 6134, p. 257, 2011.
- [27] H. Moumouh, “Synthèse d’un contrôleur prédictif auto-adaptatif réglé par réseau de neurones artificiels,”

- 2021.
- [28] A. Stockert and D. Saur, "Aphasia: a neuronal network disorder," *Nervenarzt*, vol. 88, no. 8, pp. 866–873, 2017, doi: 10.1007/s00115-017-0356-5.
 - [29] C. Lehalle, "Le contrôle non linéaire par réseaux de neurones formels : les perceptrons affines par morceaux," 2005.
 - [30] Y. TIGHILT, "Identification Des Antennes Micorubans Multicouches Par La Methode Spectrale Et Les Reseaux De Neurones," pp. 6–14, 2011.
 - [31] M. Academique, "Remerciements." *Nervenarzt*, vol. 88, no. 8, pp. 866–873, 2017, doi: 10.1007/s00115-017-0356-5.
 - [32] M. Et, S. D. E. La, and R. D. E. N. Artificiels, "Spécialité : électronique industriel," 2018.
 - [33] B. G. Chortane, "Amélioration de l'algorithme MPPT pour un système PV par l'intégration des nouvelles techniques basées sur l'intelligence artificielle," *École Technol. Supérieure Univ. Du Québec*, 2022.

ANNEXES

Chapitre 02

Annex 2.1 :

1- Electricité : 09-06-2018 (il faut compte 3 mois)

	La consommation en Kw	Prix unitaire	Montant HT	TVA		Montant TTC
Tranche 01	250	4.1789	1044.73	09%	94.03	1138.76
Tranche 02	750	4.8120	23658.86	19%	4495.18	28154.04
Tranche 03	3659	5.4796			23.60	

Remarque : L'électricité consommé dans trois mois est : 4659 KW

2- Electricité : 06-12-2018 (il faut compte 3 mois)

	La consommation en Kw	Prix unitaire	Montant HT	TVA		Montant TTC
Tranche 01	250	4.1789	1044.73	09%	94.03	1138.76
Tranche 02	750	4.8120	22743.76	19%	4321.31	27065.07
Tranche 03	3492	5.4796			23.60	

Remarque : L'électricité consommé dans trois mois est : 4492.00 KW

3- Electricité : 12-01-2019 (il faut compte 3 mois)

	La consommation en Kw	Prix unitaire	Montant HT	TVA		Montant TTC
Tranche 01	250	4.1789	1044.73	09%	94.03	1138.76
Tranche 02	750	4.8120	16875.11	19%	3206.27	20081.30
Tranche 03	2421	5.4796			23.60	

Remarque : L'électricité consommé dans trois mois est : 3421.00 KW

4- Electricité : 12-06-2019 (il faut compte 3 mois)

	La consommation en Kw	Prix unitaire	Montant HT	TVA		Montant TTC
Tranche 01	250	4.1789	1044.73	09%	94.03	1138.76
Tranche 02	750	4.8120	31774.14	19%	6037.09	37811.23
Tranche 03	5140	5.4796			23.60	

Remarque : L'électricité consommé dans trois mois est : 6140.00 KW

Annex 2.2 :

Dimensionnement de GPV raccorde au réseau électrique :

Calcul de la puissance crête :

$$P_c = \frac{1000 * E_T}{G * F_{CG}}$$

F_{CG} : Facteur de correction globale (variant entre 0.65 et 0.9)

E_T : Energie totale consommée (Wh/j)

G : Irradiation globale sur plan incliné (Wh/m²/j)

$$ET = 18\text{kWh/j} \quad FCG = 0.9 \quad G = 5\text{kWh/j/m}^2$$

$$P_c = \frac{1000 \cdot 18000}{5000 \cdot 0.9} = \frac{18000}{5 \cdot 0.9} = 4000 \text{ Wc}$$

Calcule nombre de module :

$$N_m = \frac{P_c}{P_{pv}} = \frac{4000}{250} = 16 \text{ module}$$

P_{pv} : la puissance de module choisi (voir dossier de simulation)

Calcule nombre de module en série :

$$N_s = \frac{V_{sys}}{V_m} = \frac{48}{30} = 2$$

Calcule nombre de module n parallèle :

$$N_p = \frac{N_m}{N_s} = \frac{16}{2} = 8$$

Donc ça sera deux branche chaque branche contenue 8 module photovoltaïque

Annex 2.3 :

Programme de calcul de la puissance de système hybride

```
filename = ('Input_data');
R=xlsread(filename,1);
month=R(:,1);
day=R(:,2);
time=R(:,3);
Global_solar=R(:,4);
WS=R(:,5);           %wind speed data
Ta=R(:,6);           %colone 8 reserve a la temperature de jonction calcule
Load_farm=R(:,7);    %Pcons la puissance consomme par la charge c'est une donne de
la ferme etudier
-----
%lecture sous form .txt
filename1 = 'programme_variable_Condor_Mono_60-cellule_250Wc.txt';
delimiterIn = ';';
A = importdata(filename1,delimiterIn);

Tnoct=A(1);          % temperature nominale de fonctionnement (45°C)
Tref=A(2);           % temperature references 25°C
Ct=A(3);             % coefficeient de temperature
rnd_ref=A(4);        % rendement de module PV
Amod=A(5);           % surface d'une module PV (m)
Et=A(6);             % Energie globale consommer par la charge (rapport d'intervention)
G=A(7);              % eclairement estimee pour l'arlgérie par PVGIS 5kWh/m2/j
Fcg=A(8);            % facteur de correctio globale [0.65-0.9]
P_pv=A(9);           % puissance d'une module choisit 250Wc
ro=A(11);            % air density (kg.m3)
r=A(12);             % rayon de pale (m)
pi=A(15);            % pi=3.14
Cp=A(16);
-----
Pc = (1000*Et)/(G*Fcg);
```

```

Nm = (Pc/P_pv);
N=length( Global_solar);
tic
for j=1:N
    Tj=Ta+(((Tnoct-20)* Global_solar)/800);
    rnd_pv=rnd_ref*(1-Ct*(Tj-Tref));
    P_GPV=(Amod*Nm*rnd_pv).*Global_solar;
end
toc
-----
Z=length(WS);
tic
for i=1:Z
    lambda = (r*Omega_t./WS);
    D = 1/(lambda+0.08*beta)-0.035/(beta^3)+1;
    Cp =0.5*(116./D - 0.4*beta - 5).*exp(-21./D);
    P_aer = 0.5*(ro)*pi*(r^2)*(Cp).*(WS.^3);
end
toc
-----
P_global = P_GPV + P_aer;
delta = P_global - Load_farm;
    logic=delta >= 0;
    P_injecte=delta.*logic;
    logic1=delta < 0;
    P_achete=delta.*logic1;

```

Chapitre 03

Annex 3.1 :

Éolienne à axe vertical « VAWT »

De nos jours, les éoliennes à axe vertical (VAWT) sont peu utilisées, principalement en raison de leurs performances inférieures aux éoliennes à axe horizontal. En moyenne, les VAWT tournent de 2 à 8 fois moins vite qu'une éolienne à trois pales classiques de même envergure. Cette limitation représente un désavantage notable, notamment sur des sites comme ceux agricoles. Parmi les principaux modèles de capteurs à axe vertical, on trouve le rotor de Savonius ainsi que les rotors de Darrieus, qu'ils soient de type classique ou en forme de H :

Le rotor de Savonius

Mis au point par le Finlandais Siguard Savonius en 1924, ce rotor repose sur le concept de "traînée différentielle", principe également appliqué dans les anémomètres. Le vent exerce des forces d'intensité variable sur les différentes surfaces d'un corps creux, induisant un couple moteur et ainsi provoquant la rotation de la structure. Dans ce contexte, cet effet est amplifié par la circulation d'air entre deux demi-cylindres, ce qui décuple le couple moteur généré (figure 3.5).

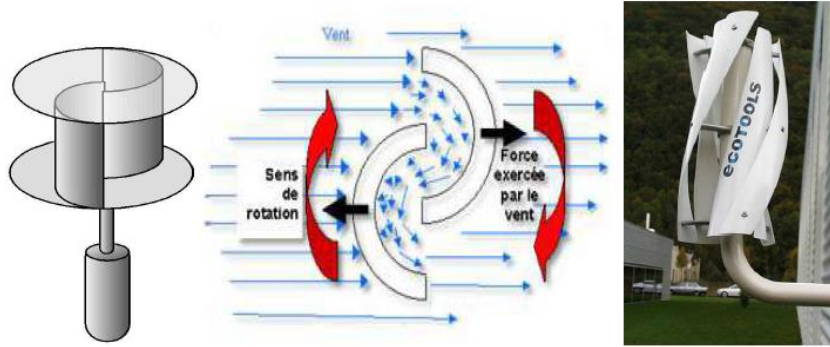


Fig 3. 1. Éolienne de Savonius [7]

Ainsi, l'éolienne équipée du rotor de Savonius demeure totalement indifférente à l'orientation du vent dans un plan horizontal. Cet avantage s'accompagne d'une capacité de démarrage à basse vitesse du vent, ce qui constitue un autre point fort. Par conséquent, bien que son coefficient de puissance puisse présenter une certaine faiblesse (0.15 à 0.2), ces atouts, ajoutés à un aspect esthétique "particulier", en font une option adaptée aux environnements urbains.

Le rotor de Darrieus

Imaginée par l'ingénieur français George Darrieus en 1931, l'éolienne de Darrieus se distingue par la forme en "C" de ses pales de rotor, qui lui confère une ressemblance quelque peu évoquée à un "bateur d'œufs" (voir Figure 3.6). Le principe de fonctionnement du rotor de Darrieus s'appuie sur la portance, exploitant le fait qu'un profil exposé à un flux d'air sous divers angles subit des forces de direction et d'intensité variables. L'addition de ces forces engendre un couple moteur induisant la rotation du dispositif. Ce mécanisme résulte de la conjonction entre la vitesse propre de déplacement du profil et la vitesse du vent. En conséquence, la rotation du dispositif ne peut démarrer d'elle-même. Lorsqu'elle est en arrêt, l'éolienne doit ainsi être lancée au moyen d'un mécanisme auxiliaire (par exemple, en couplant une petite éolienne Savonius sur le même rotor). Cependant, cela ne présente qu'un inconvénient mineur dans le cas d'une éolienne connectée au réseau, puisqu'il devient possible d'utiliser le générateur comme moteur consommant du courant réseau pour enclencher le démarrage de l'éolienne.

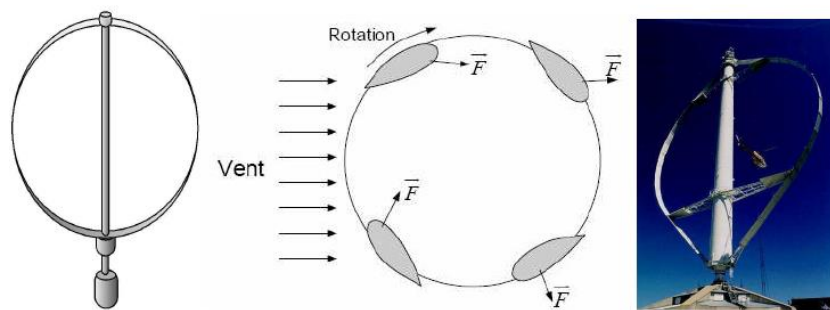


Fig 3. 2. Éolienne de Darrieus [7]

Le rotor type H

Un autre modèle de rotor vertical est identifié sous l'appellation de rotor en forme "H", également appelé rotor de Musgrove, du fait que ses pales adoptent une configuration en "H" (voir Figure 3.7). Cette variante de rotor est en mesure de démarrer de manière autonome, générant de l'énergie dès les vents les plus faibles (à partir de 1 m/s). Il se caractérise par son indépendance vis-à-vis de la régulation mécanique et sa résistance face à des vents de grande intensité.

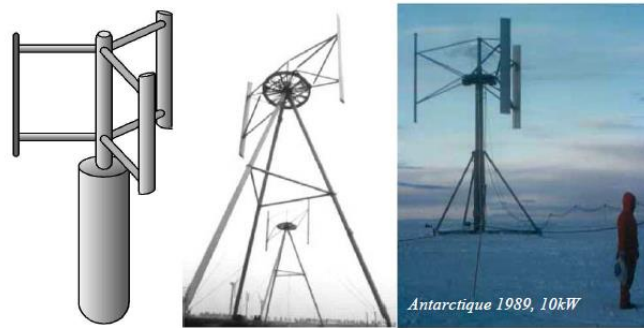


Fig 3. 3. Eolienne de Darrieus de type H [7]

De nos jours, on peut apercevoir des éoliennes à axe vertical conçues pour produire de l'électricité dans des zones éloignées. Malgré la concrétisation de quelques projets industriels d'envergure, les éoliennes à axe vertical demeurent en marge, étant peu utilisées voire même abandonnées à l'heure actuelle. La plupart des éoliennes à axe vertical fonctionnent à basse vitesse, une caractéristique qui s'avère peu propice dans les applications visant à générer de l'électricité et à se connecter au réseau public (opérant à 50 ou 60 Hz).

Annex 3.2 :

Les éoliennes a vitesse fixe « FSWT »

Les débuts de l'énergie éolienne ont vu l'adoption des premières éoliennes qui reposaient sur l'utilisation de GAS ou générateurs à induction (GI). Une méthode élémentaire et fréquemment employée impliquait de relier mécaniquement le rotor de la machine asynchrone à l'arbre de transmission de l'aérogénérateur par le biais d'un multiplicateur de vitesse. En parallèle, le stator de la machine était directement connecté au réseau électrique (voir la figure 3.16).

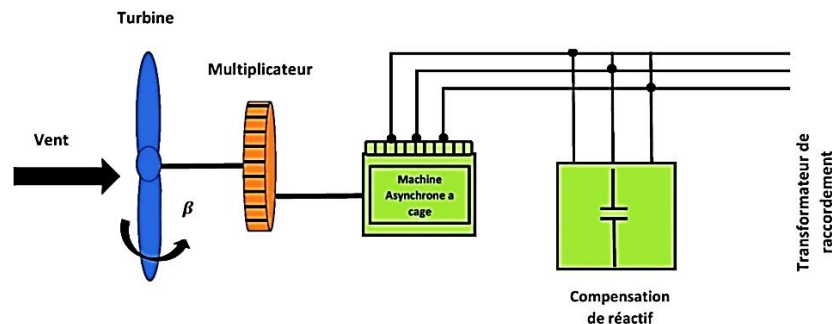


Fig 3. 4. La technologie de GAS à cage d'écureuil [10]

Cette configuration simple présentait l'avantage de réduire la maintenance, de minimiser les coûts d'entretien et d'améliorer la robustesse du système. Elle s'avérait particulièrement adaptée pour faire face aux conditions parfois extrêmes associées à l'énergie éolienne.

Les éoliennes à vitesse fixe sont principalement mises en œuvre pour des puissances modestes, généralement en deçà de 1 MW. Leur attrait réside dans leur solidité et leur simplicité mécanique, qui facilite la maintenance. Toutefois, leur efficacité en termes de puissance extraite est limitée en raison de leur vitesse fixe. Les coûts de maintenance, principalement liés au multiplicateur, sont considérables, et la gestion de la puissance réactive se limite à une simple compensation. De plus, la connexion directe de la génératrice au réseau engendre une sensibilité exacerbée en cas de défaut dans ce dernier [10]. Par ailleurs, les fluctuations du couple mécanique sont fréquentes, puisque le système d'orientation des pales est fréquemment sollicité pour répondre aux variations de la vitesse du vent. Ces fluctuations de couple se traduisent par des variations abruptes du courant injecté dans le réseau, engendrant ainsi des perturbations.

Annex 3.3

Eolienne isolée (autonome)

Les éoliennes autonomes se déploient sur une échelle de puissance allant de quelques dizaines de watts à plusieurs dizaines de kilowatts, fournissant de l'électricité pour des dispositifs tels que l'instrumentation ou l'éclairage. Les modèles les plus compacts sont choisis pour les embarcations, le camping ou les postes météorologiques. En revanche, les éoliennes à puissance plus élevée sont adoptées pour générer de l'électricité destinée à alimenter en énergie électrique des communautés isolées [14]. Parmi les caractéristiques partagées par ces divers types d'éoliennes, on retrouve leur capacité en puissance modeste et leur association avec une unité de stockage d'énergie, généralement sous forme de batteries d'accumulateurs.

Systemes hybride

Les configurations hybrides se caractérisent par l'intégration de multiples sources d'énergie, telles que les éoliennes, les génératrices diesel et les panneaux solaires. L'association de ces diverses formes de génération électrique accroît la sophistication du système, nécessitant une optimisation minutieuse de l'exploitation de chaque source. Au sein de ces systèmes, la coordination de toutes les sources est primordiale afin d'assurer une distribution optimale de l'énergie à l'utilisateur final [16].

Annex 3.4 :

Les différents mécanismes de contrôle utilisés dans l'éolienne à vitesse variable :

Le mécanisme de contrôle de pas variable, appelé "pitch control": ajuste la portance des pales en fonction de la vitesse du vent, assurant ainsi le maintien d'une puissance relativement stable dans la plage

de vitesse III. Cette approche est principalement employée pour les éoliennes à puissances moyennes et élevées, dotées d'une régulation de vitesse variable.

Le mécanisme passif de décrochage aérodynamique également appelé "passive stall control": se distingue par sa robustesse. Dans ce cas, c'est la forme des pales qui provoque une réduction de la portance au-delà d'une vitesse de vent spécifique, bien que la courbe de puissance diminue plus rapidement. Il s'agit donc d'une solution de contrôle passive. Ce type de système est principalement adapté aux éoliennes à régime fixe.

Ce mode de régulation en boucle ouverte repose sur une conception adéquate du profil de la pale. Lorsque la vélocité du vent dépasse la valeur nominale, le flux d'air au-dessus de la pale commence à ralentir, provoquant la formation de tourbillons. Ces perturbations entraînent une diminution de la portance aérodynamique de la pale, ce qui permet de dissiper l'excès de puissance (voir figure 3.30). Cette approche de commande intervient uniquement pour contrôler la puissance en cas de vents forts, ajustant la puissance à sa valeur nominale ou plus basse.

Dans des conditions de vent faible, le fonctionnement n'est pas contrôlé, ce qui signifie que la puissance obtenue dépend à la fois des propriétés mécaniques de la turbine et des caractéristiques électriques de la machine.

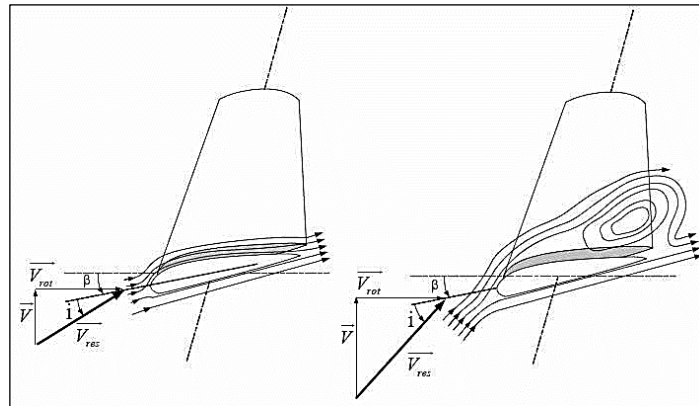


Fig 3. 5. Compréhension des écoulements d'air sur un pale en "Stall" [18][20]

Le mécanisme actif de décrochage aérodynamique, ou "active stall control": est en réalité une combinaison des deux approches mentionnées précédemment. Les éoliennes les plus modernes et à haute capacité intègrent déjà cette méthode, soutenue par divers fabricants danois. Pour des vitesses de vent faibles à modérées, la régulation est réalisée par ajustement de l'angle des pales, une méthode appelée "pitch". En ce qui concerne la plage de fonctionnement à puissance nominale, les pales sont orientées de manière à provoquer délibérément une diminution de la portance, ce qui équivaut à l'approche du "passive stall".

L'inclinaison angulaire α a la possibilité d'être légèrement accrue (ou réduite) par une légère diminution (ou augmentation) de l'angle de pas β , généralement dans la plage de 3° à 5° . Le point de décrochage peut

être légèrement anticipé (ou retardé). Le couple reste presque constant jusqu'à l'occurrence complète du décrochage, moment où il diminue rapidement. Cela permet ainsi de limiter la puissance à sa valeur nominale [18].

Le système de contrôle d'orientation « Yaw Control » : lorsque les vents dépassent la vitesse V_m (vent élevé), un mécanisme automatique oriente la nacelle pour qu'elle fasse face au vent, basé sur les indications fournies par la girouette située à l'arrière de la nacelle. Cette action neutralise toute conversion d'énergie. Néanmoins, cette méthode de contrôle est limitée aux petites éoliennes en raison des contraintes mécaniques significatives qu'elle impose au niveau du mât et des pales. Les éoliennes de plus grande envergure ne peuvent pas adopter cette stratégie de régulation de puissance sans risquer de causer des contraintes mécaniques pouvant endommager la structure. Les trois premières stratégies de contrôle aérodynamique s'avèrent pertinentes pour la gestion des éoliennes de haute puissance. La section suivante offre une brève explication de ces trois approches :

Annex 3.5 :

La modélisation des aérogénérateurs nécessite une connaissance de la variation de la vitesse du vent au cours du temps. Cependant, cette source reste imprédictible et difficilement reproductible sur un site.

Une modélisation proposée parmi de nombreuses autres a été présentée par C. Nichita dans [23]. Cette approche est basée sur la génération de l'allure temporelle du vent à partir d'un bruit blanc sur lequel on applique une fonction de transfert du filtre non rationnel de Von Karman dont les paramètres dépendent des caractéristiques du site et de la nature du vent [24].

Cette fonction de transfert est approximée par :

$$\hat{H}_F(s) = K_F \frac{(m_1 T_F s + 1)}{(T_F s + 1)(m_2 T_F s + 1)}$$

m_1 Et m_2 étant les paramètres de Nichita, $m_1 = 0,4$ et $m_2 = 0,25$

Les paramètres mathématiques T_F et K_F sont calculés selon les expressions suivantes :

$$T_F = \frac{L_F}{V}$$

Où :

L_F : est l'échelle de longueur de la turbulence du vent $V_t(t)$. Cette valeur dépend des caractéristiques du site, et varie de 100 en mer à 500 dans les zones turbulences.

V : est la valeur moyenne de la vitesse du vent qui dépend de la nature du vent (faible, moyen ou fort)

$$K_F = \sqrt{\frac{\pi}{T_s \Delta \omega S_F}}$$

Avec :

T_s : la période d'échantillonnage, $\Delta \omega$: 0.002 rad/s

$$S_F = \sum_{k=0}^{\pi} \frac{(m_1 T_F k \Delta w)^2 + 1}{[(T_F k \Delta w)^2 + 1][(m_2 T_F k \Delta w)^2 + 1]}$$

L'expression $V_0(t)$ de la vitesse du vent en un point fixe peut être représentée par l'équation suivante :

$$v_0(t) = V + v_t(t)$$

La composante représentant la turbulence $V_t(t)$ est caractérisée par la longueur d'échelle L_F et aussi par l'écart type σ_v de cette turbulence qui dépend de la valeur moyenne de la vitesse du vent V par la relation :

$$\sigma_v = k_\sigma V$$

Où K_σ représente l'intensité de la turbulence. La valeur de ce coefficient varie de 0,1 en mer à 0,25 dans une zone turbulente.

Annex 3.6 :

Conditions de simulations :

Les différentes simulations réalisées lors de ce travail ont été faites à l'aide du logiciel MATLAB et son outil de simulation SIMULINK.

Les conditions adoptées lors des simulations sont les suivantes :

Type : Variable-step/ fixed step	
Ode45 / Ode 4 / Ode 3	
Taille à pas variable	1e-6
Le temps d'échantillonnage périodique	Auto

Modèle a une masse :

Paramètres	Signification
$\rho = 1.22 \text{ Kg/m}^3$	Masse volumique d'air
$R = 42 \text{ m}$	Rayon de rotor
$J_t = 4.9 * 10^6 \text{ N.m. S}^2$	Inertie de la turbine
$P_t = 2.5 \text{ MW}$	Puissance de la turbine
$G = 95$	Le multiplicateur

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1(c_2 \frac{1}{R} - c_3 \beta - c_4 \beta^x - c_5) e^{-c_6 \frac{1}{R}}$$

$$\text{Avec: } \frac{1}{R} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}; C_1 = 0.5, C_2 = 116, C_3 = 0.4, C_4 = 0, C_5 = 5, C_6 = 21, \text{ and } x = 0$$

Annex 3.7

Tableau 3. 2. Paramètres de simulation

Paramètre de turbine		Notations
Puissance nominale de la turbine	(MW)	2.5
Vitesse de décrochage	(m/s)	03
Vitesse nominale du vent	(m/s)	11
Vitesse de coupure	(m/s)	20
Le rayon des pales	(m)	40
Multiplicateur		95
Inertie de la turbine	(kg.m ²)	4.9 10 ⁶
Coefficient d'amortissement		0.707
Densité de l'air	(kg/m ³)	1.225
Coefficient de frottement		10 ⁻³

Annex 3.8

Pour développer le modèle dynamique $\alpha\beta$ du MADA, la théorie du vecteur spatial est appliquée aux équations électriques de base de la machine. La machine est supposée à la fois idéale et linéaire. La figure 10.9 montre les trois différents cadres de référence rotatifs généralement utilisés pour développer des modèles de MADA basés sur le vecteur spatial.

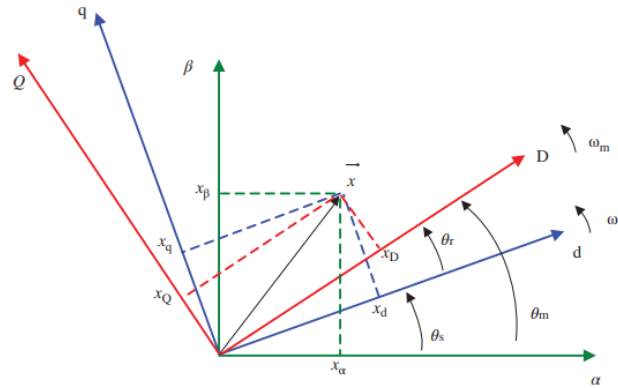


Fig 1. Différents cadres de référence pour représenter les vecteurs spatiaux du MADA

Le cadre de référence du stator (α - β) est un cadre de référence stationnaire, le cadre de référence du rotor (DQ) tourne à ω_m et le cadre de référence synchrone (dq) tourne à ω_s . Les indices "s", "r" et "a" sont utilisés pour indiquer qu'un vecteur spatial fait référence aux cadres de référence du stator, du rotor et du synchrone, respectivement. En utilisant la transformation rotationnelle directe et inverse, un vecteur spatial peut être représenté dans n'importe lequel de ces cadres [1].

Par conséquent, les trois bobines du stator et du rotor séparément, en utilisant la théorie du vecteur spatial, peuvent être représentées par deux bobines $\alpha\beta$ stationnaires pour le stator et deux bobines tournantes DQ pour le rotor, fournissant les équations de tension suivantes :

$$\vec{v}_s^s = R_s \vec{i}_s^s + \frac{d\vec{\psi}_s^s}{dt} \quad \text{et} \quad \vec{v}_r^r = R_r \vec{i}_r^r + \frac{d\vec{\psi}_r^r}{dt} \quad (1)$$

Si les deux équations de tension sont représentées dans le cadre de référence stationnaire $\alpha\beta$, l'équation du rotor doit être multipliée par $e^{j\theta_m}$, ce qui donne la série d'équations suivante :

$$\vec{v}_s^s = R_s \vec{i}_s^s + \frac{d\vec{\psi}_s^s}{dt} \Rightarrow \begin{cases} v_{\alpha s} = R_s i_{\alpha s} + \frac{d\psi_{\alpha s}}{dt} \\ v_{\beta s} = R_s i_{\beta s} + \frac{d\psi_{\beta s}}{dt} \end{cases} \quad (2)$$

$$\vec{v}_r^s = R_r \vec{i}_r^s + \frac{d\vec{\psi}_r^s}{dt} - j\omega_m \vec{\psi}_r^s \Rightarrow \begin{cases} v_{\alpha r} = R_r i_{\alpha r} + \frac{d\psi_{\alpha r}}{dt} + \omega_m \psi_{\beta r} \\ v_{\beta r} = R_r i_{\beta r} + \frac{d\psi_{\beta r}}{dt} - \omega_m \psi_{\alpha r} \end{cases} \quad (3)$$

De la même manière, il est possible de dériver les expressions des flux du stator et du rotor sous forme de vecteur spatial dans un cadre de référence stationnaire :

$$\begin{aligned} \vec{\psi}_s^s &= L_s \vec{i}_s^s + L_m \vec{i}_r^s \Rightarrow \begin{cases} \psi_{\alpha s} = L_s i_{\alpha s} + L_m i_{\alpha r} \\ \psi_{\beta s} = L_s i_{\beta s} + L_m i_{\beta r} \end{cases} \\ \vec{\psi}_r^s &= L_m \vec{i}_s^s + L_r \vec{i}_r^s \Rightarrow \begin{cases} \psi_{\alpha r} = L_m i_{\alpha s} + L_r i_{\alpha r} \\ \psi_{\beta r} = L_m i_{\beta s} + L_r i_{\beta r} \end{cases} \end{aligned} \quad (4)$$

Ainsi, à partir de l'ensemble des équations dérivées, le circuit équivalent $\alpha\beta$ est développé comme représenté à la figure 10.10. Il existe un circuit équivalent pour chaque coordonnée $\alpha\beta$, dans lequel toutes les grandeurs de tension, de courant et de flux sont sinusoïdales avec une fréquence de ω_s .

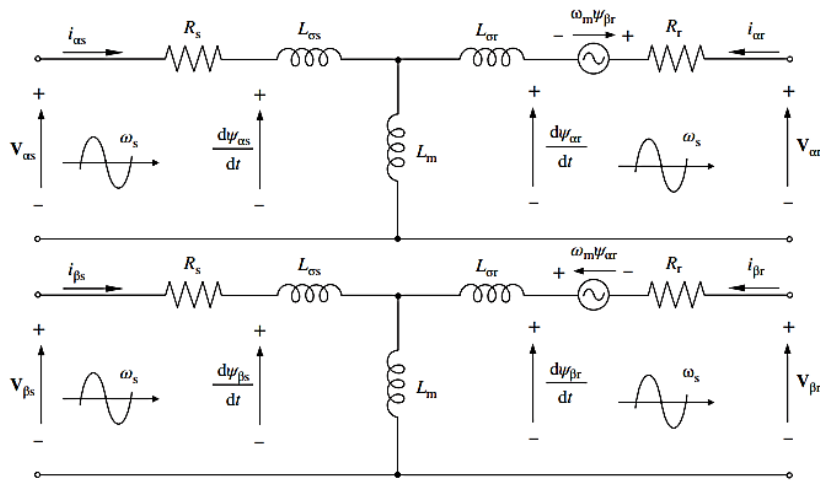


Figure 10.10. Modèle du MADA dans le cadre de référence $\alpha\beta$

D'autre part, les puissances active et réactive des côtés stator et rotor peuvent être calculées selon les équations suivantes :

$$\begin{aligned}
 P_s &= \frac{3}{2}(v_{\alpha s} i_{\alpha s} + v_{\beta s} i_{\beta s}) & P_r &= \frac{3}{2}(v_{\alpha r} i_{\alpha r} + v_{\beta r} i_{\beta r}) \\
 Q_s &= \frac{3}{2}(v_{\beta s} i_{\alpha s} - v_{\alpha s} i_{\beta s}) & Q_r &= \frac{3}{2}(v_{\beta r} i_{\alpha r} - v_{\alpha r} i_{\beta r})
 \end{aligned} \tag{5}$$

Le couple électromagnétique créé par le DFIM peut être calculé à l'aide des expressions équivalentes suivantes :

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \operatorname{Im}\{\vec{\psi}_r \vec{i}_r^*\} = \frac{3}{2} p (\psi_{\beta r} i_{\alpha r} - \psi_{\alpha r} i_{\beta r}) \tag{6}$$

$$\begin{aligned}
 T_{em} &= \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} \operatorname{Im}\{\vec{\psi}_s \vec{i}_r^*\} = \frac{3}{2} p \operatorname{Im}\{\vec{\psi}_s^* \vec{i}_s\} \\
 &= \frac{3}{2} \frac{L_m}{L_r} p \operatorname{Im}\{\vec{\psi}_r^* \vec{i}_s\} = \frac{3}{2} \frac{L_m}{\sigma L_r L_s} p \operatorname{Im}\{\vec{\psi}_r^* \vec{\psi}_s\} = \frac{3}{2} L_m p \operatorname{Im}\{\vec{i}_s \vec{i}_r^*\}
 \end{aligned} \tag{7}$$

Où :

$$\sigma = 1 - L_m^2 / L_s \cdot L_r.$$

Ainsi, en réarrangeant les expressions (2-3-4), nous pouvons développer plusieurs représentations de l'espace d'état de la MADA, qui sont utiles, par exemple, à des fins de simulation ou d'analyse. L'expression suivante illustre l'une d'entre elles dans laquelle le vecteur de l'espace d'état est composé des flux du stator et du rotor :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \vec{\psi}_s^s \\ \vec{\psi}_r^s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{\sigma L_s} & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & \frac{-R_r}{\sigma L_r} + j\omega_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{\psi}_s^s \\ \vec{\psi}_r^s \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \vec{v}_s^s \\ \vec{v}_r^s \end{bmatrix} \tag{8}$$

Par conséquent, en ajoutant l'équation du mouvement mécanique qui décrit le comportement de la vitesse du rotor :

$$T_{em} - T_{load} = J \frac{d\Omega_m}{dt} \tag{9}$$

Avec J , l'inertie du rotor et T_{load} , le couple de charge appliqué à l'arbre, nous avons constitué un modèle du MADA qui peut également être utilisé pour des simulations sur ordinateur.

Annex 3.9 :

Modèle $\alpha\beta$:

Le système est configuré par le convertisseur côté réseau, le filtre et la tension du réseau peut idéalement être représenté comme indiqué dans la Figure 1.

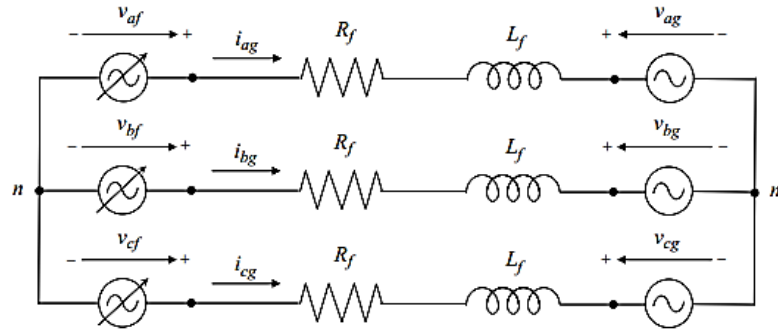


Figure 1. Représentation simplifiée du réseau triphasé

En appliquant la notation du vecteur spatial aux équations de modélisation abc (1-2-3) ci-dessus, il est possible de représenter les équations électriques en composantes abc.

$$v_{af} = R_f i_{ag} + L_f \frac{di_{ag}}{dt} + v_{ag}$$

$$v_{bf} = R_f i_{bg} + L_f \frac{di_{bg}}{dt} + v_{bg}$$

$$v_{cf} = R_f i_{cg} + L_f \frac{di_{cg}}{dt} + v_{cg}$$

En multipliant simplement l'expression (v_{af}) par $(2/3)$, puis l'équation (v_{bf}) par $(2/3) a$, et enfin l'équation (v_{cf}) par $(2/3) a^2$, l'addition des équations résultantes donne :

$$v_{\alpha f} = R_f i_{\alpha g} + L_f \frac{di_{\alpha g}}{dt} + v_{\alpha g}$$

$$v_{\beta f} = R_f i_{\beta g} + L_f \frac{di_{\beta g}}{dt} + v_{\beta g}$$

Où, dans une version compacte, par rapport à un cadre de référence stationnaire.

$$\vec{v}_f^s = R_f \vec{i}_g^s + L_f \frac{d\vec{i}_g^s}{dt} + \vec{v}_g^s$$

Où :

$$\vec{v}_f^s = v_{\alpha f} + jv_{\beta f}$$

$$\vec{v}_g^s = v_{\alpha g} + jv_{\beta g}$$

$$\vec{i}_g^s = i_{\alpha g} + ji_{\beta g}$$

La représentation schématique du circuit électrique résultant est illustrée à la figure ci-dessus.

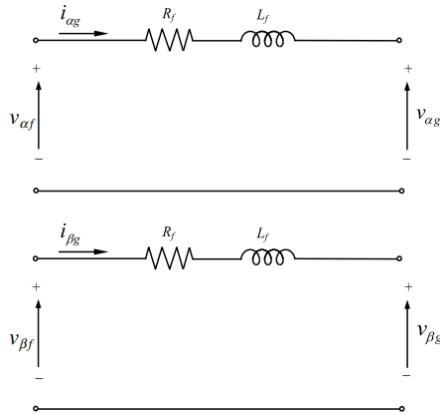


Figure 2. Modèle du système côté réseau en coordonnées stationnaires

Chapitre 04

Annex 4.1

Systèmes solaire photovoltaïque raccorde au réseau électrique

L'élément central des systèmes photovoltaïques reliés au réseau est représenté par l'unité de conversion d'énergie (UCE). Cette dernière transforme le courant continu généré par le panneau photovoltaïque en courant alternatif, en accord avec les critères de tension et de normes de qualité du réseau électrique. Une connexion à double sens est établie entre les circuits de sortie en courant continu-alternatif (CC-CA) du système photovoltaïque et le réseau électrique, généralement au niveau d'un panneau de distribution sur site ou d'une entrée de service. Cela permet à l'énergie CA produite par le système PV d'alimenter les charges électriques sur place ou d'être réinjectée dans le réseau.

Dans tous les générateurs photovoltaïques liée au réseau électrique basse tension (GPV-BT), il est impératif d'avoir en place ce mécanisme de sécurité. Celui-ci assure que le fonctionnement du système PV ainsi que son apport au réseau électrique seront interrompus dès lors que surviennent une panne planifiée du réseau pour raisons de maintenance, ou encore en cas de défaillance du réseau électrique. La Fig 5.2 présente le schéma fonctionnel général d'un GPV-BT.

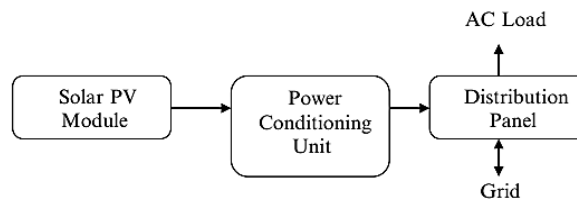


Fig 4. 1. Configuration d'un GPV-BT [6]

Dans ces systèmes GPV-BT, la commutation de l'alimentation CA du générateur de secours et de l'onduleur vers le bus de service ou la charge connectée est réalisée par des commutateurs de transfert

automatique internes ou externes. L'un des éléments importants d'un GPV-BT est le comptage net. Les compteurs de service standard sont des roues de comptage de type odomètre qui enregistrent la consommation d'énergie à un point de service au moyen d'un disque rotatif, qui est relié au mécanisme de comptage. Les disques rotatifs fonctionnent selon un principe électro physique appelé courant de Foucault. Les compteurs électriques numériques utilisent une technologie électronique numérique qui enregistre la mesure de la puissance par des dispositifs de détection de courant et de tension à l'état solide qui convertissent les valeurs mesurées analogiques en valeurs binaires qui sont affichées sur le compteur à l'aide d'écrans à cristaux liquides (LCD).

Les onduleurs constituent la principale différence entre un système connecté au réseau et un système autonome. Les onduleurs doivent être dotés d'une capacité de synchronisation de la fréquence de ligne pour fournir l'énergie excédentaire au réseau. Les compteurs nets ont la capacité d'enregistrer la puissance consommée ou générée dans un format de sommation exclusif. L'enregistrement de la puissance enregistrée est la quantité nette de puissance consommée : la puissance totale utilisée moins la quantité de puissance produite par le système de cogénération d'énergie solaire. Les compteurs nets sont fournis et installés par les sociétés de services publics qui fournissent des systèmes de service de connexion au réseau. Les centrales solaires photovoltaïques à compteur net font l'objet d'accords contractuels spécifiques et sont subventionnées par des agences gouvernementales étatiques et municipales [7].

Systèmes solaire photovoltaïque

Les systèmes solaires autonomes ou les systèmes de liaison directe photovoltaïques sont élaborés et ajustés pour approvisionner en courant continu (CC) et/ou alternatif diverses charges électriques. Ces systèmes sont qualifiés de "liaison directe" car la sortie en courant continu d'un module ou d'une matrice photovoltaïque est reliée en direct à une charge en courant continu. Dans le cadre des systèmes de liaison directe, aucun stockage d'énergie électrique (telles que des batteries) n'est inclus, ce qui entraîne le fonctionnement de la charge uniquement durant les heures d'ensoleillement. L'appareil de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) est employé entre le générateur et la charge afin d'optimiser l'utilisation de la puissance maximale générée par le générateur. De même, le schéma fonctionnel global d'un système photovoltaïque indépendant est exposé dans la Figure 4.3.

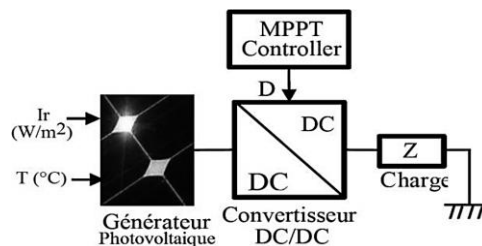


Fig 4. 2. Système solaire PV à couplage direct [8]

Un exemple de système solaire PV à couplage direct est celui des applications agricoles, où le pompage d'eau. Le module peut être connecté en série/parallèle. Dans ce contexte d'application spécifique, il devient impératif de mettre en place un dispositif de protection contre les surtensions en reliant le pôle positif et négatif de l'alimentation. Ceci vise à garantir une défense efficace contre les surtensions résultant de phénomènes tels que la foudre. Les batteries sont utilisées pour le stockage de l'énergie dans de nombreux systèmes PV autonomes. La Fig 4.4 montre le schéma fonctionnel d'un système PV autonome typique alimentant des charges en CC et en courant alternatif (CA) avec choix de stockage par batterie.

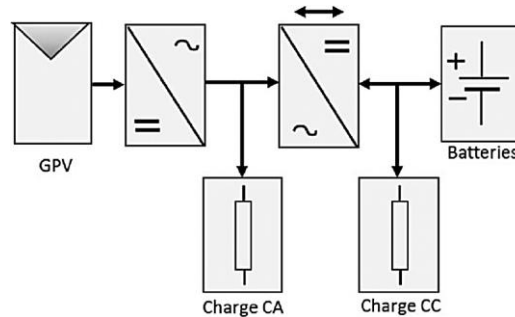


Fig 4. 3. Schéma fonctionnel d'un système PV autonome avec stockage par batterie [8]

La configuration du réseau solaire PV, une charge à courant continu (CC) avec batterie de secours, est essentiellement la même que celle sans batterie, sauf qu'il y a quelques composants supplémentaires qui sont nécessaires pour assurer la stabilité de la charge de la batterie. Les panneaux PV sont connectés en série pour obtenir l'augmentation souhaitée de la tension CC, par exemple 12, 24 ou 48 V. Le régulateur de charge régule le courant de sortie et empêche le niveau de tension de dépasser la valeur maximale pour charger les batteries. La sortie du contrôleur de charge est connectée au banc de batteries au moyen d'un double interrupteur de coupure du courant continu. En outre, il est possible de prévoir un interrupteur de coupure qui, lorsqu'il est désactivé par mesure de sécurité, déconnecte simultanément la charge et les panneaux photovoltaïques.

Pendant les heures d'ensoleillement, la charge est alimentée en courant continu tout en chargeant simultanément la batterie. Le contrôleur s'assurera que la sortie de puissance CC des panneaux PV est suffisante pour alimenter la charge connectée tout en dimensionnant les batteries. La détermination de la taille adéquate du groupe de batteries est conditionnée par divers éléments, dont la période durant laquelle la charge doit être maintenue sans interruption, en particulier lorsque l'intensité lumineuse solaire est faible voire inexistante. Le banc de batteries produit une perte de puissance de 20 à 30 % due à la chaleur lorsqu'il fonctionne, cela nécessite également une prise en considération. Dans le processus de conception d'un système photovoltaïque avec une batterie de secours, le concepteur doit déterminer l'emplacement approprié pour les supports de batterie et la ventilation de la pièce.

Systèmes photovoltaïque hybride

Les systèmes hybrides font généralement référence à la combinaison de deux sources d'entrée, ici le solaire PV peut être intégré avec un générateur diesel, des éoliennes, de la biomasse ou toute autre source d'énergie renouvelable ou non habituellement, les systèmes photovoltaïques solaires intègrent une batterie pour emmagasiner l'énergie générée par les panneaux, en vue de couvrir des moments préétablis de faible ensoleillement. Il peut toujours y avoir des périodes exceptionnelles de mauvais temps où une source alternative est nécessaire pour garantir la production d'énergie. Les systèmes PV-hybrides combinent un module PV avec une autre source d'énergie - généralement un générateur diesel, mais parfois une autre source d'énergie renouvelable telle qu'une éolienne. Le générateur PV est calibré pour satisfaire les besoins de la charge nominale, l'autre source d'énergie n'étant activée qu'en cas d'urgence. Cet arrangement offre tous les avantages du photovoltaïque en ce qui concerne les faibles coûts d'exploitation et de maintenance, mais garantit en outre un approvisionnement sûr.

Les systèmes hybrides peuvent également constituer une approche judicieuse dans les situations où les pics de demande occasionnels sont nettement plus élevés que la demande de base. Il est peu judicieux de dimensionner un système pour qu'il puisse répondre entièrement à la demande avec le photovoltaïque si, par exemple, la charge normale ne représente que 10 % de la demande de pointe [9]. De même, un groupe électrogène diesel dimensionné pour répondre à la demande de pointe fonctionnerait à charge partielle inefficace la plupart du temps. Dans une telle situation, un hybride PV-diesel serait un bon compromis. La Fig 4.5 présente le schéma fonctionnel d'un système hybride PV-solaire.

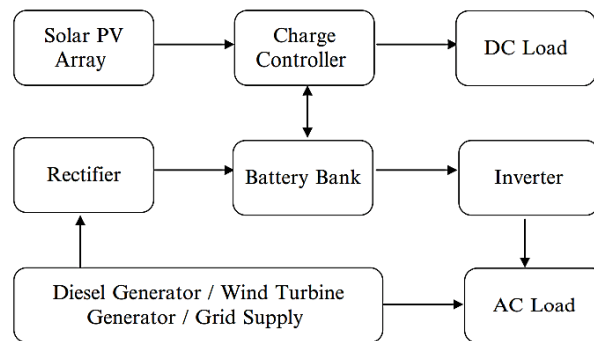


Fig 4. 4. Schéma de principe du système hybride photovoltaïque [9]

Système solaire hybride autonome avec générateur et batterie

Une configuration solaire PV hybride autonome est essentiellement identique au système d'alimentation solaire DC. Dans ce système, des onduleurs à courant alternatif sont utilisés pour convertir le CC en CA. La sortie de l'onduleur est constituée d'ondes carrées, qui sont filtrées et transformées en formes d'onde sinusoïdales en courant alternatif. Toute forme d'onde, lorsqu'elle est analysée, consiste essentiellement en la superposition de plusieurs formes d'onde sinusoïdales appelées harmoniques [9][10].

La première harmonique représente une forme d'onde sinusoïdale pure. Les formes d'onde supplémentaires avec des fréquences plus élevées, quand elles se superposent à la forme d'onde fondamentale, elles peuvent augmenter ou réduire l'amplitude de la sinusoïde de base. La conjonction de la forme d'onde fondamentale et des harmoniques supérieures produit une forme d'onde déformée qui ressemble à une onde sinusoïdale déformée. La sortie CC convertie, dérivée de l'énergie solaire, est considérée comme une multitude de superpositions de nombres pairs et impairs d'harmoniques. Pour obtenir une sortie sinusoïdale relativement propre, la plupart des onduleurs utilisent des circuits électroniques pour filtrer un grand nombre d'harmoniques. Les circuits de filtrage se composent de circuits inductifs et de condensateurs spécialement conçus pour bloquer certaines harmoniques indésirables. En général, les onduleurs CC-CA sont des équipements électroniques complexes de conversion de puissance conçus pour convertir le courant continu en un courant monophasé ou triphasé qui reproduit les services électriques réguliers fournis par les services publics.

La plupart des onduleurs, en plus de la puissance d'entrée des modules PV, acceptent une puissance d'entrée auxiliaire pour former un générateur de secours, utilisé pour fournir de l'énergie lorsque la tension de la batterie tombe à un seuil minimum. Un type particulier d'onduleur, appelé type connecté au réseau, intègre un circuit de synchronisation qui permet de produire des formes d'onde sinusoïdales en harmonie avec le réseau électrique. Lorsque l'onduleur est connecté au réseau électrique, il peut effectivement agir comme une source de production de courant alternatif.

Les onduleurs de type réseau utilisés dans les systèmes d'énergie solaire connectés au réseau sont strictement réglementés par les agences de services publics qui fournissent un comptage net. Certains onduleurs intègrent un commutateur de transfert CA interne capable d'accepter la sortie d'un générateur de secours de type CA. Dans ces conceptions, les onduleurs comprennent des composants électroniques spéciaux qui transfèrent la puissance du générateur à la charge.

Annex 4.2 :

Lien : <https://www.mtecorp.com/fr/ieee-519-2014-revision-summary-key-changes-harmonic-mitigation/>

Table 10-2—Low-Voltage System Classification and Distortion Limits

	Special Applications [*]	General System	Dedicated System [†]
Notch Depth	10%	20%	50%
THD (Voltage)	3%	5%	10%
Notch Area (A_N) [‡]	16 400	22 800	36 500

NOTE — The value A_N for other than 480 V systems should be multiplied by $V/480$

^{*}Special applications include hospitals and airports.

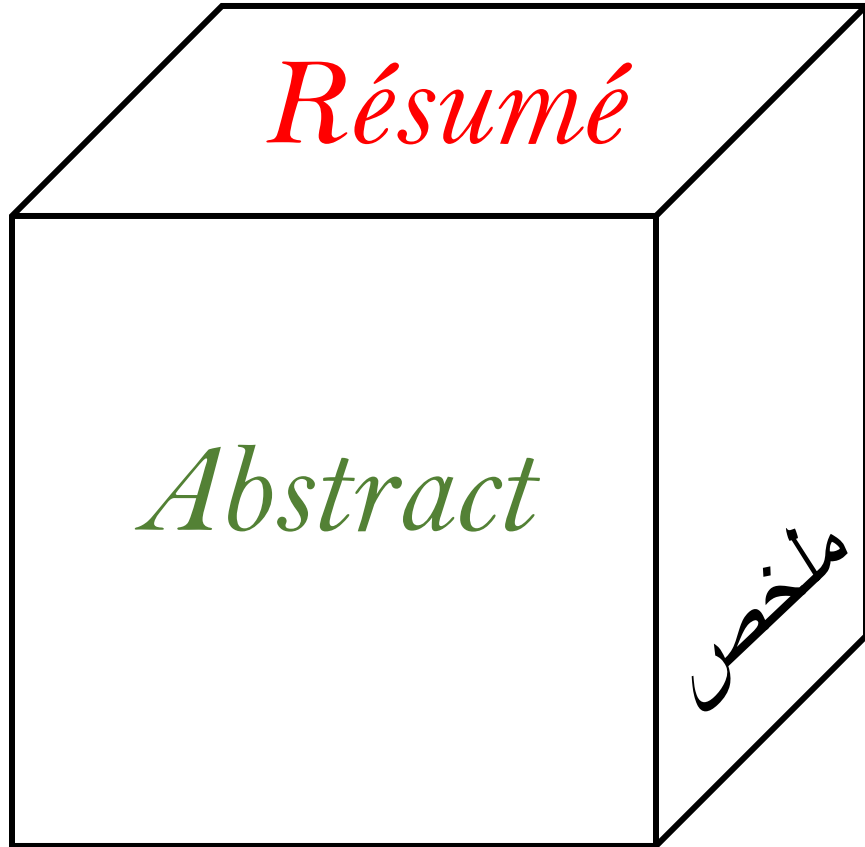
[†]A dedicated system is exclusively dedicated to the converter load.

[‡]In volt-microseconds at rated voltage and current.

Table 1—Voltage distortion limits

Bus voltage V at PCC	Individual harmonic (%)	Total harmonic distortion THD (%)
$V \leq 1.0$ kV	5.0	8.0
$1 \text{ kV} < V \leq 69$ kV	3.0	5.0
$69 \text{ kV} < V \leq 161$ kV	1.5	2.5
$161 \text{ kV} < V$	1.0	1.5 ^a

^aHigh-voltage systems can have up to 2.0% THD where the cause is an HVDC terminal whose effects will have attenuated at points in the network where future users may be connected.



Résumé

En raison des aspects environnementaux et de sécurité souhaitable, on estime généralement que les énergies renouvelables comme (soleil, vent, biomasse, l'hydrogène, l'hydraulique, etc.) devrait être utilisée plutôt que d'autres formes d'énergie alternative, car elle peut être fournie de manière durable sans nuire à l'environnement. Par le biais de ce plan, l'Algérie ambitionne de jouer un rôle prépondérant dans la production d'électricité en tirant parti des secteurs du photovoltaïque et de l'éolien. Les objectifs de ce travail sont multiples. Il s'agit d'intégrer les énergies propres et durables pour moderniser le secteur agricole, de soutenir le réseau électrique en injectant l'excédent d'énergie, en particulier lors des pics de demande, tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre. De plus, ce travail vise à rendre les fermes agricoles plus autonomes en réduisant leur dépendance au réseau électrique traditionnel, ce qui contribue à maintenir la stabilité de l'approvisionnement énergétique et à éviter les perturbations dans la distribution électrique. L'étude de cas repose sur un accord signé entre le laboratoire "LEMI" et la ferme urbaine typique "Vida Lait" de la région de Tlemcen, située dans le nord-ouest de l'Algérie. Cette collaboration vise à étudier la consommation quotidienne, mensuelle et saisonnière de la ferme laitière. Pour répondre à cette demande énergétique, nous avons choisi d'intégrer un système hybride (PV/Éolien) connecté au réseau basse tension, sans stockage d'énergie. Ce système alimente en électricité la ferme laitière de manière autonome, tout en injectant l'excédent de production dans le réseau BT. Une analyse technico-économique approfondie a été réalisée à l'aide du logiciel "Homer" pour évaluer la faisabilité de l'intégration du système hybride dans la région d'étude. Les résultats de cette analyse ont montré que le système optimal pour la ferme d'étude est un système PV/Éolien, avec la possibilité d'intégrer chaque composant de manière équivalente. Il est important de noter que 98 % de la consommation totale de la ferme provient de sources d'énergie renouvelable, démontrant l'existence de l'énergie primaire. En outre, une analyse de sensibilité a confirmé que le système n'est pas affecté par les fluctuations économiques sur le marché algérien pendant la durée de vie du projet. Cela renforce la viabilité économique de cette solution énergétique durable. En investissant dans des solutions hybrides telles que les systèmes PV/Éolien, les fermes laitières peuvent non seulement réduire leur dépendance aux énergies fossiles, mais aussi contribuer de manière significative à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Le vent et le soleil sont des facteurs essentiels pour la production d'électricité à partir de l'aérogénérateur et du générateur PV, respectivement. C'est pourquoi nous avons modélisé la chaîne de conversion énergétique sous l'environnement Matlab pour analyser et améliorer les éléments clés de ces systèmes. La chaîne photovoltaïque comprend une topologie de conversion à deux étages. Au premier étage, nous utilisons une technique de maximisation de la puissance appelée « MPPT », contrôlée par un réseau de neurones, afin d'améliorer le rendement énergétique. Le deuxième étage comprend un onduleur pour assurer la connexion au réseau basse tension et garantir la qualité de l'énergie transférée. En ce qui concerne l'aérogénérateur, il repose sur une chaîne de conversion appelée « back to back », contrôlée par la technique vectorielle. De plus, nous avons intégré une technique appelée « pitch control » pour orienter efficacement les pales. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de protection contre les surtensions et les surintensités appelé « LVRT ».

Mots clés : Homer, Etude de faisabilité, fraction renouvelable, system hybride, Energie éolienne, GPV-BT, GADA, MPPT, Commande vectorielle, LVRT.

Abstract

Because of the desirable environmental and safety aspects, it is generally felt that renewable energies such as (solar, wind, biomass, hydrogen, hydraulic, etc.) should be used rather than other forms of alternative energy, as they can be supplied sustainably without harming the environment. Through this plan, Algeria aims to play a leading role in electricity generation by taking advantage of the photovoltaic and wind power sectors. The objectives of this work are manifold. They include integrating clean, sustainable energies to modernize the agricultural sector, supporting the power grid by injecting surplus energy, particularly during peak demand periods, while reducing greenhouse gas emissions. In addition, this work aims to make agricultural farms more self-sufficient by reducing their dependence on the traditional power grid, thereby helping to maintain a stable energy supply and avoid disruptions to power distribution. The case study is based on an agreement signed between the "LEMI" laboratory and the typical "Vida-Lait" urban farm in the Tlemcen region of north-west Algeria. The aim of this collaboration is to study the daily, monthly and seasonal energy consumption of the dairy farm. To meet this energy demand, we have chosen to integrate a hybrid system (PV/wind) connected to the low-voltage grid, without energy storage. This system supplies the dairy farm with electricity autonomously, while injecting surplus production into the LV grid. An in-depth Techno-economic analysis was carried out using "Homer" software to assess the feasibility of integrating the hybrid system in the study region. The results of this analysis showed that the optimal system for the study farm is a PV/Wind system, with the possibility of integrating each component equally. It is important to note that 98% of the farm's total consumption comes from renewable energy sources, demonstrating the existence of primary energy.

In addition, a sensitivity analysis confirmed that the system is unaffected by economic fluctuations on the Algerian market over the lifetime of the project. This reinforces the economic viability of this sustainable energy solution. By investing in hybrid solutions such as PV/wind systems, dairy farms can not only reduce their dependence on fossil fuels, but also make a significant contribution to reducing greenhouse gas emissions. Wind and sun are key factors in the production of electricity from the wind turbine and PV generator, respectively. This is why we have modeled the energy conversion chain under the Matlab environment to analyze and improve the key elements of these systems. The photovoltaic chain comprises a two-stage conversion topology. In the first stage, we use a power maximization technique called "MPPT", controlled by a neural network, to improve energy efficiency. The second stage includes an inverter to ensure connection to the low-voltage grid and guarantee the quality of the energy transferred. The wind generator is based on a "back-to-back" conversion chain, controlled by vector technology. What's more, we've integrated a pitch control technique to efficiently steer the blades. In addition, we have implemented an overvoltage and overcurrent protection system called "LVRT".

Key words: Homer, Fusibility study, Renewable factor, Hybrid system, Wind energy, GPV-BT, GADA, MPPT, Vector control, LVRT

ملخص

ونظراً للجوانب البيئية والسلامة المرغوبة، يُعتقد بشكل عام أن الطاقات المتجددة مثل (الشمس، الرياح، الكتلة الحيوية، الهيدروجين، الطاقة المائية، إلخ) يجب استخدامها بدلاً من الأشكال الأخرى من الطاقة الغير نظيفة، لأنه يمكن توفيرها بشكل مستدام دون الحاجة إلى الإضرار بالبيئة. وتهدف الجزائر من خلال هذه الخطة إلى لعب دور فعال في إنتاج الكهرباء من خلال الاستفادة من الطاقة الكهروضوئية وطاقة الرياح. أهداف هذا العمل متعددة. بحيث يندرج ذلك في دمج الطاقات النظيفة والمستدامة لتحديث القطاع الزراعي، ودعم شبكة الكهرباء عن طريق وضع الطاقة الزائدة، خاصة خلال فترات ذروة الطلب، مما ينتج عن ذلك انبعاثات الغازات الدفيئة. ومنه، يهدف هذا العمل إلى جعل المزارع الزراعية الحضارية وخاصة مزارع الألبان أكثر اكتفاءً ذاتياً من خلال تقليل اعتمادها على شبكة الكهرباء التقليدية، مما يساعد في الحفاظ على استقرار إمدادات الطاقة وتجنب انقطاع توزيع الكهرباء. وترتكز دراسة الحالة على اتفاقية موقعة بين مختبرنا والمزرعة الحضارية النموذجية بمنطقة تلمسان الواقعة شمال غرب الجزائر. ويهدف هذا التعاون لدراسة الاستهلاك اليومي والشهري والموسمي لمزرعة الألبان. ولتلبية هذا الطلب على الطاقة، اخترنا دمج نظام هجين (كهروضوئي/رياح) متصل بشبكة التقليدية، دون تخزين الطاقة. يقوم هذا النظام بتزويد مزرعة الألبان بالكهرباء بشكل مستقل، مع رفع الإنتاج الزائد في شبكة التقليدية. لأجل ذلك تم إجراء تحليل تقني واقتصادي متعمق باستخدام برنامج "هومر" لتقييم مدى جدوى دمج النظام الهجين في المزرعة النموذجية. أظهرت نتائج هذا التحليل أن النظام الأمثل لمزرعة الدراسة هو (النظام الكهروضوئي/الرياح)، مع إمكانية دمج كل مكون بطريقة متكافئة. ومن المهم الإشارة إلى أن 98% من إجمالي استهلاك المزرعة يأتي من مصادر الطاقة المتجددة، مما يدل على وجود الطاقة الرياح والأشعة الضوئية بوفرة. علاوة على ذلك، أكد تحليل الحساسية أن النظام لا يتأثر بالتقلبات الاقتصادية في السوق الجزائرية خلال عمر المشروع. وهذا يعزز الجدوى الاقتصادية لحل الطاقة المستدامة هذا. ومن خلال الاستثمار في الحلول الهجينة مثل الأنظمة (الكهروضوئية/طاقة الرياح)، لا تستطيع مزارع الألبان تقليل اعتمادها على الوقود الأحفوري فحسب، بل تساهم أيضاً بشكل كبير في الحد من انبعاثات الغازات الدفيئة. تعد الرياح والشمس من العوامل الأساسية لإنتاج الكهرباء من توربينات الرياح والمولدات الكهروضوئية، على التوالي ولهذا السبب قمنا بتصميم سلسلة تحويل الطاقة ضمن بيئة الماتلاب لتحليل العناصر الأساسية لهذه الأنظمة وتحسينها. تتضمن السلسلة الكهروضوئية طوبولوجيا تحويل على مرحلتين. في المرحلة الأولى، نستخدم تقنية تعظيم الطاقة والتي يتم التحكم فيها بواسطة شبكة عصبية لتحسين كفاءة الطاقة. وتشمل المرحلة الثانية منظماً للطاقة لضمان الاتصال بشبكة التقليدية وضمان جودة الطاقة المنقولة. وفيما يتعلق الأمر بمولد الهواء، فهو يعتمد على سلسلة تحويل تسمى "باك تو باك"، ويتم التحكم فيها بواسطة تقنية التحكم الشعاعي. وإضافة إلى ذلك، قمنا بدمج تقنية تسمى "التحكم في درجة الزاوية" لتوجيه الشفرات بشكل فعال. بالإضافة إلى ذلك، قمنا بتنفيذ نظام حماية ضد الجهد الزائد والتيار الزائد يسمى "تفريغ التوتتر عبر الجزء الدوار".

كلمات مفتاحية

هومر، دراسة إمكانية الدمج، معامل إنتاج الطاقة النظيفة، النظام الهجين، طاقة الرياح، نظام الكهروضوئي المتصل بالشبكة التقليدية، مولدة لا تزامنية مزدوجة التغذية، نظام تعقب النقطة العظمى، تحكم شعاعي، تفريغ التوتتر عبر الجزء الدوار.