

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Sciences Appliquées
Département de Génie Electrique



Thèse présentée en vue de l'obtention du diplôme de

Doctorat LMD

Domaine : Sciences et technologies

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Electrotechnique

Présenté par :

BOUTELLI HALIMA

Thème :

**Etude d'un système hybride à sources d'énergie
renouvelables dans la région de Ouargla :
Application au pompage de l'eau**

Thèse soutenu publiquement le :22/01/2023

Devant le jury :

M ^{me} Bouali Khadidja	MCA	Président	UKM Ouargla
M ^f Djafour Ahmed	Pr	Directeur de Thèse	UKM Ouargla
M ^f Louazene Mohamed lakhdar	MCA	Co-encadreur	UKM Ouargla
M ^f Benyoussef Lakhdar	MCA	Examineur	UKM Ouargla
M ^{me} Benbouza Naima	MCA	Examineur	UKM Ouargla
M ^f Amieur Toufik	MCA	Examineur	UNIV Tebessa

Année universitaire 2022/2023

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

DEDICAES

C'est avec une immense joie que je dédie ce modeste travail aux êtres les plus chers au monde, mes très chers parents pour tout leur soutien moral durant ces années d'études et l'amour qu'ils m'ont toujours témoigné.

Je dédie ce travail à mon cher mari pour le soutien moral et ses efforts pour m'aider à terminer mon thèse.

Je dédie ce travail à chacun les a tous mes frères et sœurs et leur maris et leur enfants petits et grands

À mes chers amis à mon cœur et exceptionnellement ma sœur
Khaoula

A tous ceux qui nos sont cher.



Halima .Boutelli

Remerciements

Avant tout, je remercie ALLAH, le tout puissant, de m'avoir donné le courage et la volonté pour accomplir ce travail de recherche.

Je tiens à remercier, en tout premier, mon directeur de mémoire Monsieur **DJAFOUR AHMED**, Professeur à l'Université d'Ouargla, pour son encadrement, son suivi permanent et ses précieux conseils. Le présent travail a été effectué au laboratoire de génie électrique (LAGE) au centre de recherche scientifique de l'Université d'Ouargla, sous la direction du professeur **DJAFOUR AHMED**. Qu'il trouve ici mes sincères remerciements pour avoir initié et soutenu mon travail et d'avoir fait preuve d'une patience, et pour la confiance qu'il m'a accordée tout au long de cette thèse. Quelques lignes ne suffiront évidemment pas à exprimer l'étendue de ma gratitude à son égard.

Je voudrais remercier spécialement Mr **LOUAZENE MOHAMED LAKHDAR**, *maître de conférences à l'université d'Ouargla*, co-directeur de cette thèse, pour avoir assuré de manière agréable le suivi de mon travail et pour m'avoir fait profiter de son expérience. Ses compétences scientifiques, ses conseils, sa disponibilité et sa qualité humaine ont largement contribué à l'aboutissement de ce travail.

J'exprime mes sincères remerciements à Mme **BOUALI KHADIDJA**, *maître de conférences à l'Université KASDI MERBAH-OUARGLA*, pour avoir accepté de juger ce travail et pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury.

J'exprime mes sincères remerciements à Mr **BENYOUSSEF LAKHDAR**, *maître de conférences à l'Université KASDI MERBAH-OUARGLA*, pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail et pour ses conseils avisés et la motivation qu'il a su m'insuffler tout au long de ce travail. Pour avoir accepté de le juger.

J'exprime mes vifs remerciements à Mr **AMIEUR TOUFIK**, *maître de conférences à l'Université LARBI TEBESSI*, pour avoir accepté de juger ce travail.

Je tiens également à exprimer tout ma gratitude à Mme **BENBOUZA NAIMA**, maître de conférences à l'Université KASDI MERBAH-OUARGLA, qui a accepté de juger ce travail et pour m'avoir fait l'honneur d'être parmi les examinateurs.

Je remercie toutes les personnes que je n'ai pas pu citées ici et qui ont participé, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

Enfin, je ne pourrais terminer sans remercier mes parents, mon mari, et tous les membres de ma famille de m'avoir soutenu et encouragé pour terminer le présent travail.

Sommaire

Table des matières

Introduction générale.....	01
<u>Chapitre 01 : Rayonnement solaire et énergie photovoltaïque</u>	
1.1 Introduction.....	06
1.2 Energie solaire	06
1.2.1 Soleil.....	06
1.2.2 Spectre du rayonnement	06
1.3 Irradiation solaire mondiale.....	08
1.4 Irradiation solaire en Algérie.....	09
1.5 Gisement solaire.....	11
1.5.1 Position du soleil et le temps.....	11
1.5.1.1 Coordonnées géographiques.....	11
1.5.1.2 Coordonnées du soleil.....	12
1.5.1.3 Coordonnées horaire.....	13
1.5.1.4 Temps.....	14
1.6 Rayonnement solaire hors atmosphère	15
1.6.1 Eclairage	15
1.6.2 L'irradiation journalière.....	16
1.6.3 L'irradiation horaire.....	16
1.6.4 L'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère.....	16
1.7 Rayonnement solaire en présence de l'atmosphère	17
1.8 L'indice de clarté.....	18
1.9 Modèles du calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface inclinée.....	19
1.9.1 Modèle Perrin& Brichambaut.....	19
1.9.2 Modèle de Capderou	19
1.10 Vérification expérimentale des modèles.....	21
1.10.1 Procédure des mesures au niveau de laboratoire LAGE.....	21
1.10.2 Validation de modèle.....	22
1.10.3 Analyse statistiques	24
1.11 Energie solaire photovoltaïque.....	27
1.11.1 Historique et définition.....	27
1.11.2 Développement et Installations du photovoltaïques dans le monde	27
1.12 Développement des énergies renouvelables en Algérie.....	30
1.13 Cellules photovoltaïques.....	31
1.13.1 Principe de fonctionnement les cellules photovoltaïques.....	32
1.13.2 Types de cellules photovoltaïques.....	33
A. Cellules monocristallines.....	33
B. Cellules poly cristallines.....	33
C. Cellules amorphes.....	34
1.13.3 Regroupement des cellules photovoltaïques.....	35
1.13.3.1 Association en série.....	35
1.13.3.2 Association en parallèle	36

1.13.4	Constitution du module photovoltaïque.....	37
1.13.5	Panneaux photovoltaïques.....	38
1.14	Générateur PV.....	39
1.14.1	Modèle d'une cellule solaire PV.....	40
1.14.2	Paramètres des cellules photovoltaïques.....	41
A.	Courant de court-circuit(I_{cc}).....	41
B.	Tension en circuit ouvert (V_{co}).....	41
C.	Point du fonctionnement P_m (V_m, I_m).....	41
D.	Facteur de forme FF.....	40
E.	Rendement η	42
F.	Résistance série (R_s).....	43
G.	Résistance shunt (R_{sh}).....	43
1.15	Caractéristiques courant - tension d'un panneau photovoltaïque.....	44
1.16	Modélisation d'un module photovoltaïque.....	44
1.17	Effet de l'éclairement et de la température sur la caractéristique I-V.....	47
1.17.1	Influence de la température.....	49
1.17.2	Influence de l'éclairement.....	50
1.18	Conclusion.....	51
	Références du premier chapitre.....	52

Chapitre 02 : Généralités sur l'énergie éolienne

2.1	Introduction.....	54
2.2	Energie éolienne.....	54
2.3	Potentiel éolien en Algérie.....	56
2.4	Utilisation et développement d'énergie éolienne en Algérie.....	58
2.5	Composition du vent.....	58
2.6	Classification du vent.....	58
2.7	Caractéristique de la vitesse du vent.....	59
2.8	Définition d'énergie éolienne.....	60
2.8.1	Taille des éoliennes.....	60
2.8.2	Architecture d'une éolienne.....	61
A.	Fondation.....	62
B.	La tour.....	62
C.	Le rotor.....	62
D.	La nacelle.....	62
2.8.3	Fonctionnement d'une éolienne.....	63
2.8.4	Différent types d'éolienne.....	63
2.8.4.1	Eolienne à axe vertical.....	64
2.8.4.2	Eoliennes à axes horizontales.....	65
2.8.5	Zones de fonctionnement de l'éolienne.....	66
2.9	Notions théoriques sur l'éolien.....	67
2.10	Facteur de puissance.....	68
2.11	Modélisation mathématique de la distribution du vent.....	68
2.11.1	Distributions de Weibull.....	69
2.11.2	Distributions de Rayleigh.....	69

2.11.3 Distributions de Gamma	69
2.11.4 Distribution de Lognormal.....	70
2.11.5 Détermination des paramètres de Weibull.....	70
A. Méthode Moment	70
B. Méthode empirique de lysen.....	71
C. Méthode de facteur de modèle énergétique	71
D. Méthode de la densité de puissance	71
E. Méthode alternative maximum likelihood.....	71
F. Méthode de variabilité du vent	72
G. Méthode d'Optimisation Swarm de Particules (PSO).....	72
2.12 Extrapolation de la vitesse du vent et les paramètres du Weibull.....	73
2.13 Distribution mensuelle de Weibull (calculé par le programme).....	73
2.14 Générateur éolienne.....	77
2.15 Modèles de courbe de puissance.....	78
2.15.1 Modèle linéaire	78
2.15.2 Modèle de chaing.....	78
2.15.3 Modèle de Pallabazzer	78
2.16 Types d'aérogénérateur dans le système éolien	79
2.16.1 Génératrice synchrone	80
2.16.2 Génératrice asynchrone.....	80
2.16.3 Génératrice asynchrone à double alimentation	81
2.17 Différentes classes d'un système éolien.....	82
2.17.1 Système éolien à vitesse variable.....	82
2.17.2 Système éolien à vitesse fixe	82
2.18 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne.....	82
2.19 Conclusion	83
Références de la deuxième chapitre.....	84

Chapitre 03 : Systèmes hybrides

3.1 Introduction	86
3.2 Définition du système hybride	86
3.3 Classification des systèmes hybrides	87
3.3.1 Régime de fonctionnement.....	88
3.3.2 Contenu du système hybride.....	88
3.3.2.1 Hybridation des sources renouvelables avec des systèmes de secours	88
A. Systèmes éolien/source conventionnelle.....	89
B. Systèmes photovoltaïque/source conventionnelle.....	89
C. Systèmes photovoltaïque/éolien/diesel.....	92
3.3.2.2 Hybridation des sources purement renouvelables	93
A. Systèmes hybrides sans source conventionnelle.....	93
B. Systèmes éoliens / stockage.....	94
C. Système hybride photovoltaïque/éolien/stockage.....	94
3.3.2.3 Hybridation des sources renouvelables avec unité de stockage à court –terme ...	95
3.3.2.4 Hybridation des sources purement renouvelables avec unité de stockage à court et long –terme.....	95

3.4 Configuration de couplage du système hybride autonome	96
3.4.1 Architecteur série	96
3.4.1.1 Configuration à bus DC.....	96
3.4.1.2 Configuration à bus AC.....	97
3.4.2 Architecteur parallèle.....	98
3.5 Critères d'optimisation du système hybride	100
3.5.1 Le coût d'énergie produit	100
3.5.2 La probabilité de perte de la charge (LPSP).....	100
3.6 Stratégies de supervision du système hybride.....	101
3.6.1 Stratégies de supervision dans un système hybride autonome	102
3.6.1.1 Les stratégies de supervision basée sur la Programmation Linéaire 'Application autonome'	102
3.6.1.2 Les stratégies de supervision basées sur des techniques intelligentes–Application autonome	102
3.6.2 Les stratégies de supervision dans les systèmes hybrides connectés au réseau électrique.....	102
3.6.2.1 Les stratégies de supervision basées sur la programmation linéaire Application connecté au réseau	103
3.6.2.2 Les stratégies de supervision basées sur des techniques intelligent Application connecté au réseau	103
3.7 Conclusion.....	103
Références du troisième chapitre.....	104

Chapitre 04 : Logiciel et méthodes de dimensionnement du système hybride (PV/Eolien)

4.1 Introduction	106
4.2 Notions importants sur l'irrigation	106
4.2.1 Eaux en Algérie.....	106
4.3 Ressources d'eau en Algérie.....	107
A. Eaux de pluie.....	107
B. Eaux de surface.....	107
C. Les eaux souterraines	108
D. Les ressources en eaux du Sahara Algérienne.....	109
4.4 Carte des profondeurs.....	110
4.5 Transmission des eaux des nappes profondes du Sahara.....	112
4.6 Qualité de l'eau	112
4.7 Activité agricoles	112
4.8 Définition d'irrigation	113
4.8.1 Méthodes d'irrigation	113
4.8.1.1 L'irrigation par aspersion.....	113
4.8.2.2 L'irrigation goutte à goutte.....	114
4.9 Estimation des besoins en eau d'irrigation.....	114
4.9.1 Evapotranspiration potentielle(E.T.P).....	115
4.9.2 Evapotranspiration maximale(E.T.M).....	116
4.9.3 Calcul des besoins brut en eau BB (mm).....	117
4.9.4 Calcul des volumes mensuels (Vm) et journalier (Vj).....	117
4.9.5 Évaluation des besoins en eau.....	118

4.10 Principaux composantes du Système d'énergie hybride (photovoltaïque-éolien), Application pompage d'eau.....	119
4.10.1 Générateur PV.....	119
4.10.2 Les turbines éoliennes.....	120
4.10.3 Pompes	120
4.10.4 Types d'ensemble électropompe	120
4.10.4.1 Pompes de surface	123
4.10.4.2 Pompe immergée	121
4.11 L'unité de stockage	122
4.12 Techniques de pompage	122
4.12.1 Pompage « au fil du soleil ».....	122
4.12.2 Pompage d'eau avec batteries	123
4.13 Notion hydraulique	124
4.13.1 Débit (Q).....	124
4.13.2 Hauteur manométrique totale	125
4.13.3 Détermination du diamètre optimal de la conduite.....	126
4.13.4 Les pertes de charge dans un conduit.....	126
4.14 Calcul l'énergie hydraulique E_h	128
4.15 Calcul de l'énergie électrique nécessaire	129
4.16 Dimensionnement du générateur PV.....	129
4.16.1 Méthode analytique	130
4.17 Méthodes et logiciels de dimensionnement le système hybride	131
4.17.1 Méthodes de dimensionnement du système	131
4.17.1.1 Méthode des moyennes mensuelles annuelle.....	132
4.17.1.2 Méthode du mois le plus défavorable	132
4.17.2 Logiciels de dimensionnement du système.....	132
4.18 Définition logiciel HOMER	133
4.18.1 Principales caractéristiques	133
4.18.2 Interface de logiciel	136
4.18.3 Exécuter la simulation dans HOMER	137
4.18.4 Résultats pouvant être obtenus	138
4.18.5 Modélisation économique dans logiciel HOMER	138
4.19 Conclusion	141
Références du quatrième chapitre.....	142

Chapitre 05 : Application et Résultats de simulation

5.1 Introduction	143
5.2 Méthodologie adoptée.....	143
5.3 Paramètres à déterminer lors de la conception.....	143
5.4 Spécification de la région.....	144
5.5 Caractéristiques climatiques	144
5.5.1 Température.....	145
5.5.2 Humidité relative.....	145
5.5.3 Vent	146
5.5.4 Insolation	146
5.6 Analyse du potentiel énergétique solaire et éolien disponible dans la région d'Ouargla	146
5.6.1 Estimation du potentiel solaire dans la région d'Ouargla.....	146

5.6.1.1	Variation mensuelle de l'indice Kt et l'irradiation hors atmosphère et terrestre (sur surface horizontale et inclinée).....	146
5.6.2	Estimation du potentiel du vent dans la région d'Ouargla	148
5.6.2.1	Evaluation de la densité de puissance moyenne.....	149
5.6.2.2	Densité de puissance éolienne saisonnière	150
5.6.3	Exigence de pompage d'eau	150
5.6.3.1	Source d'eau	150
5.6.4	Sélection de la pompe	151
5.6.4.1	Le débit horaire	151
5.6.4.2	Hauteur manométrique totale (Hmt).....	152
A.	Rabattement du puits	152
B.	Diamètre de colonne de refoulement	152
C.	Calculer les pertes de charge linéaires.....	152
D.	Calculer les pertes de charge singulières	153
5.7	Les caractéristiques de la charge électrique	153
5.8	Configuration du système hybride	155
5.8.1	Choix de l'éolienne	156
5.8.2	Système PV	157
5.8.2.1	Puissance crête de générateur PV	158
5.9	Dimensionnement du système hybride (PV/Eolien) : Application au pompage d'eau d'irrigation.....	159
5.9.1	. Application de la 1 ^{er} méthode, moyennes mensuelles annuelles.....	160
5.9.1.1	Bilan énergétique	162
5.9.2	Application de la 2 ^{ème} méthode du mois le plus défavorable.....	163
5.9.2.1	Bilan énergétique	163
5.10	Evaluation du coût et comparaison entre les deux méthodes.....	164
5.10.1	Calcul de l'investissement initial total	165
5.10.2	Calcul des coûts sur la durée de vie	165
5.10.3	Calcul de l'amortissement total	165
5.10.4	Calcul de l'entretien et de la maintenance annuel total	167
5.11	Application pour les deux méthodes et comparaison entre eux	168
5.12	Dimensionnement et optimisation du système hybride moyennant le logiciel HOMER	170
5.12.1	Description du système hybride et de son fonctionnement	170
5.12.2	Interprétation des résultats de simulation	171
5.12.3	Analyse de la production énergétique du système hybride (PV/Eolien)	172
5.12.5	La puissance générée par le système hybride.....	174
5.12.6	Gestion de l'énergie dans HOMER	175
5.13	Compression entre la première méthode/HOMER	178
5.14	Comparaison avec d'autres sources d'énergie (réseau classique).....	178
5.14.1	Définition du réseau électrique	179
5.14.2	Les différents composants du notre installation.....	179
A.	Première ligne existante (MT).....	179
B.	IACM	179
A.	Supports d'alignement.....	179
D.	Poste.....	179
E.	Comptage.....	180
5.14.3	Caractéristique de conducteurs	181
5.14.4	Facturation MT	182

5.14.5 Evaluation du coût de raccordement MT.....	183
5.14.6 Evaluation du coût de facture	183
5.15 Calcul du coût du m ³ d'eau pompée par (Réseau/système hybride)	184
5.16 Résultats et discussion	185
5.17 Conclusion	190
Références du cinquième chapitre.....	191
Conclusion générale.....	192
Annexes.....	195

Liste des figures

Figure (1.1) : Spectre du rayonnement solaire.....	07
Figure (1.2) : Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM.....	08
Figure (1.3) : Le rayonnement solaire dans le monde(kWh/m ² /an).....	08
Figure (1.4) :Irradiation solaire globale reçue sur plan incliné à la latitude du lieu(moyenne annuelle).....	09
Figure (1.5) :Energie solaire reçue.....	10
Figure(1.6) :Coordonnées géographiques.....	11
Figure (1.7) :Repère du soleil.....	11
Figure (1.8) : Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour de l'année	13
Figure (1.9) : Angle horaire ω du soleil.....	14
Figure(1.10) : Le prototype expérimentale.....	22
Figure (1.11) :L'irradiation solaire globale en fonction du temps, le 15 Avril 2017...	22
Figure(1.12) : L'irradiation solaire globale en fonction du temps, le 15 Mai 2017.....	23
Figure (1.13) : L'irradiation solaire globale en fonction du temps, le 15 Octobre 2017.	23
Figure(1.14) : L'irradiation solaire globale en fonction du temps, le 15 Décembre 2017.....	24
Figure (1.15) : Le taux de croissance le solaire photovoltaïque entre (2000-2019).....	28
Figure (1.16) : La production d'électricité à sources renouvelables en 2019.....	29
Figure (1.17) : La croissance moyenne annuelle de la production d'électricité entre 1990 et 2019 dans les pays de l'OECD.....	30
Figure (1.18) : Objectifs du programme algérien des énergies renouvelables.....	31
Figure (1.19) : Coupe transversale d'une cellule PV typique.....	32
Figure (1.20) : Cellules monocristallines.....	33
Figure (1.21) : Cellules poly cristallines.....	34
Figure (1.22) : Cellules amorphes.....	34
Figure (1.23) : Caractéristiques résultantes d'un groupement de N_s cellules en série..	35
Figure (1.24) : Cellules Photovoltaïque connecté en série.....	35
Figure (1.25) :Module PV constitué d'un groupe des cellules connectés en série.....	36
Figure(1.26) : Caractéristiques résultantes d'un groupement de N_p cellules en parallèle.....	37
Figure(1.27) : Bande métallique d'une cellule.....	38
Figure (1.28) :Champ photovoltaïque composé de N_{st} strings en parallèle.....	39
Figure(1.29) : Schéma équivalent de cellule PV.....	40
Figure(1.30) :Le point du fonctionnement P_m , La tension en circuit ouvert, Courant de court-circuit(I_{CC}).....	41
Figure(1.31) : Caractéristiques I-V du GPV pour différentes valeurs de R_s	42
Figure (1.32) : Caractéristique I-V et P-V d'une cellule photovoltaïque.....	47
Figure (1.33) :Caractéristiques I-V du module PV pour différentes valeurs de température et l'éclairement	48
Figure(1.34) : Caractéristique I-V(a) et P-V(b) pour diffèrent valeurs de température et éclairement constant($E=1000$ W/m ²).....	49
Figure(1.35) : Caractéristique I-V et P-V pour différent niveaux de l'éclairement, à une température constante ($T=25^\circ C$).....	51
Figure (2.1) : L'évolution de l'énergie éolienne dans le monde entre 1990 et2018.....	55
Figure (2.2) : Classification de potentiel éolien enAlgérie.....	57
Figure (2.3) : Croissement la taille des éoliennes entre 1980-2020.....	61

Figure(2.4) : Composants d'une éolienne.....	61
Figure(2.5) : Différents composants de la nacelle.....	63
Figure (2.6) : Eolienne à axe verticale.....	64
Figure (2.7) : Eolienne à axe horizontale.....	65
Figure(2.8) : Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent.....	66
Figure(2.9) : Théorie de Betz : schéma de principe.....	67
Figure (2.10) : Distribution Saisonnier de Weibull - saison d'hiver -.....	75
Figure (2.11) : Distribution de Weibull –saison de printemps.	76
Figure (2.12) : Distribution mensuelle de Weibull - saison été -.....	76
Figure (3.13) : Distribution mensuelle de Weibull - saison l'automne –.....	77
Figure (2.14) : Variation mensuelle des paramètres de Weibull.....	77
Figure(2.15) : La courbe de puissance de l'aérogénérateur type(ALLRUN).....	79
Figure (2.16) : Système éolien basé sur la génératrice synchrone.....	80
Figure (2.17) : Système éolien basé sur la génératrice asynchrone à cage à vitesse constante.....	81
Figure (2.18) : Système éolien basé sur la génératrice asynchrone GADA à vitesse variable.	81
Figure (3.1) : Schéma général du système énergétique hybride, charges et stockage.....	87
Figure (3.2) : Système hybride avec connexion série	90
Figure (3.3) : Système hybride avec connexion parallèle.....	91
Figure (3.4) : Configuration d'un système hybride à bus DC.....	97
Figure (3.5) : Configuration d'un système hybride à bus AC.....	98
Figure (3.6) : Configuration d'un système hybride à l'architecteur parallèle.....	99
Figure (3.7) : Stratégies de supervision des systèmes hybrides.....	101
Figure (4.1) : Carte géographique des eaux souterraines au Sahara.....	109
Figure (4.2) : les quatre unités hydrologiques du Sahara Algérienne.....	109
Figure (4.3) : Carte montrant les nappes aquifères du Sahara algérien Complexe terminal - continental intercalaire.....	110
Figure (4.4) : carte des profondeurs de la nappe albienne.....	111
Figure (4.5) : Transfert des eaux des nappes profondes du Sahara.....	112
Figure (4.6) : Irrigation par aspersion.....	114
Figure (4.7) : Irrigation par goutte à goutte.....	114
Figure (4.8) : Les valeurs calculées de l'ETP et ETM (mm).....	116
Figure (4.9) : Besoin en eau d'irrigation par deux hectares de palmier dattier.....	118
Figure (4.10) : Pompes de surface avec axe horizontal (a) et axe vertical.....	120
Figure (4.11) : Pompes immergée en fosse sèche(c) et pompes immergée en forage... ..	121
Figure (4.12) : Pompage au fil du soleil.....	123
Figure (4.13) : Pompage d'eau avec batteries.....	124
Figure (4.14) : Données de base d'une pompe.....	125
Figure (4.15) : Les pertes de charge dans un conduit.....	126
Figure (4.16) : Le processus de simulation dans le logiciel HOMER.....	134
Figure (4.17) : Architecture du package HOMER.....	136
Figure (4.18) : Interface du logiciel HOMER.....	136
Figure (4.19) : Démarrage de la simulation dans HOMER.....	137
Figure (4.20) : Résultats de simulation.....	138
Figure (5.1) : Localisation géographique de la région d'Ouargla.....	144
Figure (5.2) : Variation mensuelle de l'irradiation globale sur un plan horizontale et sur un plan incliné.....	148
Figure (5.3) : Variation de la vitesse du vent mensuelle[SOURCE : ONM (2017).....	150
Figure (5.4) : La variation de densité de puissance saisonnière à Ouargla.....	150

Figure (5. 5): L'évolution du débit d'eau pour chaque mois.	151
Figure (5.6): Évolution de la charge annuelle.	154
Figure (5.7): Système d'énergie hybride (solaire-éolien) pour système d'irrigation agricole.	155
Figure (5. 8): Variations mensuelles de la puissance fournie par différents modèles de l'aérogénérateur.	156
Figure (5.9): :L'évolution des valeurs de puissance crête.....	158
Figure (5.10): Schéma de l'algorithme de dimensionnement.....	159
Figure (5. 11): Variation les nombres des turbines éoliennes.	160
Figure (5.12): Variation mensuelle de fraction de la charge	161
Figure (5.13) : La production énergétique mensuelle du système (PV/E) selon le méthode moyennes mensuelles annuelles	162
Figure.(5.14) : La production énergétique mensuelle du système (PV/E) selon méthode du mois le plus défavorable	164
Figure (5.15) : Evaluation la durée de vie de chaque composant du système hybride (PV/E).	166
Figure (5.16) : Organigramme de calcul l'amortissement total.....	167
Figure (5.17) : Composantes du système hybride	171
Figure (5.18) : Résultats de l'optimisation du système	172
Figure (5.19) : Production moyenne mensuelle d'électricité par le système hybride.....	173
Figure (5.20) : La distribution d'énergie photovoltaïque pendant l'année.....	174
Figure(5.21) : Production éolienne durant l'année	174
Figure (5.22) : Variation de l'éclairement et vitesse du vent pendant un jour dans le mois Mai.....	175
Figure (5.23) : Variation horaire de la charge	176
Figure (5.24) : Variation horaire de la puissance de sortie du système (PV/E).....	176
Figure (5.25) : Gestion de l'énergie du système PV/éolien pour un mois (février) à fort rayonnement	177
Figure(5.26) : Gestion de l'énergie du système PV/éolien pour un mois(Juin) à faible rayonnement	177
Figure (5.27) : Schéma explicatif de notre installation.....	181
Figure (5.28) : Comparaison d'un système hybride avec une extension du réseau.....	186
Figure (5.29) : Le prix unitaire d'énergie active selon tarif 41.....	187
Figure (5.30) : Le prix unitaire d'énergie active selon tarif 42	187
Figure (5.31) : Le prix unitaire d'énergie active selon tarif 43.....	188
Figure (5.32) : Le coût de production d'électricité à partir de l'énergie (PV/E).....	189
Figure (5.33) : Évolution du coût du kW des énergies solaire et éolienne entre (2012-2020).....	189

Liste des tableaux

Tableau (1.1) : Potentiel solaire en Algérie.....	10
Tableau (1.2) : Jour type du mois standard.....	16
Tableau (1.3) : Valeurs de l'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère.....	17
Tableau (1.4) : Les valeurs d'albédo pour différents types de sol.....	18
Tableau (1.5) : Les différentes valeurs de l'indice de clarté.....	18
Tableau(1.6) : La valeur empirique du rayonnement solaire direct I (W/m ²) et diffus D(W/m ²) pour le modèle Perrin de Brichambaut.....	19
Tableau(1.7) : Caractéristiques techniques du Pyranomètre type3.3	21
Tableau (1.8) : Valeurs des tests statistiques au 15 Avril, Mai, Octobre et Décembre 2017 pour les deux modèles.....	26
Tableau (1.9) : Caractéristique de module solaire (type polycrystalline NeMo 54P).....	48
Tableau (2.1) : Classification du vent d'après l'échèle de Beaufort.....	59
Tableau(2.2): La description de chaque zone.....	66
Tableau (2.3) : Estimer les paramètres de Weibull par cinq méthodes dans la région d'Ouargla.....	74
Tableau (4.1) : Profondeurs et épaisseur de la nappe Albienne dans quelques villes du Sud algérien.....	111
Tableau (4.2) : les valeurs de P(%) pour Ouargla.....	119
Tableau (4.3) : Rendement de chaque type de système d'irrigation.....	117
Tableau (4.4) : Evaluations des besoins en eau.....	118
Tableau (4.5) : coefficient ki pour différents types d'accessoires dans installation hydraulique.....	128
Tableau (5.1): Les données climatiques de la station d'Ouargla sur la période 2004-2017	145
Tableau (5.2) : Estimation mensuelle de l'indice KT, l'irradiation.....	147
Tableau (5.3) : Densité de puissance mensuelle (W/m ²) et l'énergie délivrée (kWh/m ²) à 10 m.....	149
Tableau (5.4) : Les caractéristiques du puit, selon la direction de l'hydraulique d'Ouargla	151
Tableau (5.5) : Calcul la hauteur manométrique totale.....	153
Tableau (5.6) : Les caractéristiques techniques de la pompe immergée type JETLY – DAB (S4F-10 T)	153
Tableau (5.7) : Évaluation de la charge totale	154
Tableau (5.8) : Caractéristiques des différents modèles de l'aérogénérateur	156
Tableau (5.9) : Caractéristique de l'onduleur type SolarXhybrid-5	158
Tableau (5.10) : Nombre des turbines éoliennes et fraction de charge.	160
Tableau (5.11) : Bilan énergétique du système (PV/Eolien)	163
Tableau (5.12) : Dimensionnement du système par la méthode du mois le plus défavorable	163
Tableau (5.13) : Bilan énergétique du système (PV/E) selon la deuxième méthode.....	164
Tableau (5.14) : Evaluation le coût de chaque composant.	168
Tableau (5.15) : Comparaisons des résultats des deux méthodes de calcul.	169
Tableau(5.16) : Paramètres techniques pour les composants du système hybride	171
Tableau (5.17) : Architecture du système	172
Tableau (5.18) : La fraction d'énergie photovoltaïque/éolienne.....	173
Tableau (5.19) : La consommation d'énergie par la charge et l'excès de l'électricité .	173
Tableau (5.20) : Le dimensionnement de système hybride selon (première méthode)	178

Tableau (5.21) : Caractéristique de conducteurs	182
Tableau (5.22) : Evaluation le coût de raccordement MT.	183
Tableau (5.23) : Tarifs applicables aux clients moyenne tension classe A	183
Tableau (5.24) : Le facteur d'énergie selon les différents Tarifs.....	184
Tableau (5.25) : Le coût du m3 d'eau pompée par Réseau/Système hybride	185

Liste des abréviations et nomenclatures

Symbole	Signification
NPC	Coût actuel net (\$)
O&M	Coût d'exploitation et d'entretien (\$/an)
NOCT	Température de fonctionnement nominale de la cellule
RES	Système d'énergie renouvelable
ETP	Évapotranspiration potentielle
OMS	Organisation mondiale de la santé
ETM	Évapotranspiration maximale
HOMER	Hybrid Optimization of Energy Resources
Sonelgaz	Société nationale d'électricité et de gaz
PSO	Particle Swarm Optimization
LPSP	Loss of power supply probability
PV	Photovoltaïque
GPV	Générateur photovoltaïque
E	Éolienne
TU	Le temps Universel
GMT	Greenwich Mean Time
ET	Équation de temps
TSM	temps solaire moyen au méridien
TSV	le temps solaire réel
FAO	Food and Agriculture Organization
PPM	Présentation point de puissance maximale
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development
RMSE	La racine carrée de l'erreur quadratique moyenne
CC	Coefficient de corrélation
MAPE	Erreur absolue moyenne en pourcentage
AC	Courant alternatif
DC	Courant continu
SHR	Système hybride d'énergie renouvelable
LPSP	Loss of Power Supply Probability
RN	Réseau de neurones
SH	Système hybride
GA	Algorithme génétique
V	Tension (V)
e	Rendement de la méthode d'irrigation (%)
β_p	Coefficient de température des cellules (°C)
T_c	Température des cellules(°C)
T_r	La température de référence (°C)
N_d	Nombre de jours du mois
E	Rayonnement solaire (W/m ²)
RFU	Dose pratique en (mm)
Ac	La surface active du générateur PV(m ²)
η	Rendement (%)
Ee	L'énergie électrique nécessaire (kWh)
v	Vitesse du vent (m/s)
R_p	Résistance shunt (k Ω)
R_s	Résistance série (Ω)
A	Surface traversée par le vent (m ²)

C	Le paramètre d'échelle de la distribution de Weibull (m/s)
k	Le paramètre de forme de la distribution de Weibull
vm	Volume mensuel d'eau d'irrigation (m ³ /j)
vj	Volume journalier d'eau d'irrigation (m ³ /j)
h	Le maximum d'heures d'ensoleillement à (1000W/m ²)
MT	Moyenne Tension (kVA)
G	Le rayonnement solaire quotidien moyen (Wh/m ²)
F	Force de Blaney-Criddle
kc	Coefficient culturel
n	Facteur d'idéalité
V _{th}	Tension thermique(V)
q	Charge sur l'électron (C)
P	Puissance (W)
I _{ph}	Courant photonique (A)
F _m	Facteur de correspondance
K	Constante de Boltzmann
ρ	La densité de l'air (kg/m ³)
K _t	Indice de clarté
C _p	facteur de puissance (%)
Pd _c	Pertes de charge(m)
Pu	Pluie utile en (mm)
I	Courant (A)
Q	Le débit (m ³ /h)
H	La hauteur manométrique totale (m)
Ta	Température de l'air (°C)
β _{op}	Angle d'inclinaison optimale
θ	Latitude de lieu (°)
δ	Angle de déclinaison (°)
ω	(°) Angle horaire (°)
C _p	Coefficient de puissance de la turbine éolien
G _{sc}	Constante solaire (W/m ²)
I	le courant fourni par cellule
I _p	Le courant dérivé par la résistance parallèle
I _d	Le courant traversant la diode
D _m	Diamètre optimal de la conduite
Re	Nombre de Reynolds
γ	Viscosité cinématique
E _h	Energie hydraulique(W)
s	la surface balayée par les pales de l'éolienne (m ²)
f	La fraction de charge
R _{proj}	La durée de vie du projet
Cann,tot	Le cout total annualisé
CRF	Facteur de récupération du capital
V _D	Vitesse de démarrage de la turbine (m/s)
V _n	Vitesse nominale de la turbine (m/s)
V _M	La vitesse d'arrêt (m/s)

Introduction générale

INTRODUCTION GENERALE

Ces dernières années, le monde a connu une augmentation rapide de la demande d'énergie, en plus de la croissance démographique et de l'amélioration du niveau de vie. Cette demande croissante a conduit à l'incapacité de répondre aux besoins énergétiques. Comme nous le savons tous, la production d'énergie à partir de combustibles fossiles tels que le pétrole, le gaz naturel, le charbon et le nucléaire, est devenue une préoccupation internationale en raison des polluants toxiques et le changement climatique résultant de l'émission de gaz à effet de serre que est un effet secondaire indésirable, bien qu'il soit un phénomène naturel qui permet de maintenir une température relativement constante à la surface de la Terre (environ 15°C). Grâce à la présence de vapeur d'eau et de certains gaz dans l'atmosphère (dioxyde de carbone, méthane, oxyde d'azote). Sans effet de serre, la température moyenne de la planète serait d'environ -18°C, interdisant toute vie sur Terre [1-2].

Parmi les moyens potentiels que de nombreux pays développés ont envisagés figure la production d'énergie à partir de sources renouvelables, où l'énergie solaire et l'énergie éolienne représentent la plus grande partie de la capacité de produire de l'énergie propre dans le monde en raison de sa disponibilité, de sa facilité d'application et de la réduction significative des coûts sur la durée dernière décennie. Pour utiliser ces sources pour mener des études approfondies et précises avant d'entreprendre toute action, la première et la plus importante étape pour la construction d'un site d'énergie renouvelable est de trouver le bon endroit qui répond à tous les critères de décision.

Des opérations et des études de recherche en cours ont montré que ce type d'énergie renouvelable présente des avantages majeurs pour augmenter le taux de participation de ces énergies spécifiques à la production d'électricité, tout en limitant l'impact négatif sur la consommation d'énergie et l'environnement. Aujourd'hui, les sources d'énergie renouvelables, en particulier l'énergie solaire et éolienne, sont les sources d'énergie qui connaissent la croissance la plus rapide. Leur développement, notamment l'énergie solaire, au niveau résidentiel et industriel est considérable.

Cependant, les technologies renouvelables présentent certains inconvénients, notamment parce qu'elles sont intermittentes et dépendantes de certaines conditions climatiques. Cela peut affecter la fiabilité de l'alimentation électrique continue. Cela signifie qu'un système autonome utilisant une seule source d'énergie renouvelable nécessite une grande capacité de stockage pour répondre aux besoins énergétiques de la charge et pour assurer une meilleure fiabilité de la production d'énergie [3]. Par exemple, les installations solaires photovoltaïques doivent être influencées par leur nature autonome pour fournir de l'énergie en continu tout au long de l'année. Cela nécessite de déterminer le nombre d'unités nécessaires pour le pire mois de l'année. En conséquence, il y a un surplus d'énergie pour le reste des mois et une augmentation significative du coût du projet.

La recherche d'un système d'énergie renouvelable plus fiable et moins coûteux a conduit à l'utilisation de systèmes hybrides tels que les petites éoliennes, les systèmes photovoltaïques, micro-hydrauliques et de biomasse, qui varient considérablement dans le temps et l'emplacement exact. Les problèmes causés par la nature changeante de ces ressources peuvent être partiellement surmontés en intégrant deux sources dans un mélange idéal [4]. La force d'une source peut surmonter la faiblesse de l'autre pendant une certaine période de temps, et de nombreuses études de recherche dans différentes parties du monde ont montré que la combinaison de l'énergie photovoltaïque et des éoliennes a donné des résultats satisfaisants sur le terrain, et c'est la disponibilité de ressources et de flexibilité dans la mise à l'échelle du système avec l'application d'une alternative économiquement faisable, fiable et sans risque environnemental par rapport aux systèmes de production d'énergie fossile. Malgré ces avantages du système hybride, cependant, il existe des problèmes résultant de la complexité accrue du système par rapport aux systèmes à alimentation unique. Cette complexité, causée par l'utilisation simultanée de deux sources différentes, rend les systèmes hybrides plus difficiles à analyser. Étant donné que le rayonnement solaire et la vitesse du vent dépendent fortement du site, le dimensionnement ces systèmes hybrides nécessite une analyse complète de ces variables pour un site donné en ce qui concerne le coût du système pour différentes combinaisons de générateurs.

A l'échelle de notre pays, l'Algérie dispose d'une diversité d'énergies renouvelables, sans aucun doute, l'énergie solaire est un grand atout pour notre pays. En effet, l'Algérie possède l'un des plus grands gisements solaires du bassin méditerranéen. Avec plus de deux millions de kilomètres carrés, l'Algérie reçoit quotidiennement un ensoleillement important pour produire un maximum d'énergie. Ce qu'il faut savoir que sur une surface horizontale de 1m^2 , on peut avoir une énergie de l'ordre de $5\text{kWh}/\text{m}^2$. De plus, sur la quasi-totalité du territoire national, la durée d'insolation dépasse les 2000 heures annuelles et peut atteindre 3900 heures sur les hauts plateaux et au Sahara [5].

Quant à l'énergie éolienne, en Algérie cette énergie change selon les régions, compte tenu des multiples natures topographiques et climatiques. L'Algérie a un bilan modéré de cette énergie, estimé à : 2 à 6 m/s. Les régions du sud du pays se caractérisent par une vitesse de vent plus importante que celles du nord, notamment dans le sud-ouest où la vitesse moyenne du vent est estimée à : 4 m/s, et elle atteint 6 m/s dans la région de l'Adrar. Les trois régions situées au sud-ouest du Sahara (Tindouf, Ain Salah et Adrar) semblent les plus propices à l'implantation de parcs éoliens car elles disposent à elles seules d'une réserve économiquement exploitable d'environ 24 TWh/an (car la réserve technique d'énergie éolienne dans l'ensemble de l'Algérie est estimée à 172 TWh heure/an, dont 37 TWh/an sont économiquement exploitables) [5].

Les objectifs de cette thèse sont :

- La présentation des différents systèmes d'alimentation électriques hybride ;
- L'optimisation de captation des ressources solaires et éoliennes ;
- L'étude et le dimensionnement de la configuration de système hybride choisi.
- Evaluation du coût de l'installation, suivi par une comparaison avec une autre source d'énergie classique.

Dans le premier et le deuxième chapitres, on a abordé les issues conceptuelles des énergies renouvelables : le solaire et l'éolien et différentes technologies d'exploitation de ces énergies. Au début, on introduit une description générale de ces systèmes (PV/Eolien) et leurs configurations. Suivi, par un état d'art des systèmes PV et éolien du point de vue technique et également la protection de ces systèmes.

Le troisième chapitre est consacré à une revue du système hybride d'énergie renouvelable (HRES) pour la production d'électricité. Il présente le mode de fonctionnement, les différentes structures du SHR, la configuration du système hybride. On terminera ce chapitre par l'état de l'Art de la supervision du système hybride.

Le quatrième chapitre est dédié à l'étude des différents conceptions et notions pour les stations de pompage, suivi par les éléments théoriques qui permettent de déterminer le dimensionnement des stations de pompage par un système hybride (PV/Eolien).

Dans le cinquième chapitre, on a présenté les modèles d'analyse de la source du rayonnement de solaire et du vent appliqués précisément dans le site choisie 'Ouargla'. Selon les étapes de dimensionnement, on a déterminé la quantité d'eau nécessaire à l'irrigation et évalué l'énergie électrique nécessaire. Après, nous avons dimensionné un système hybride constitué de systèmes de conversion d'énergie renouvelable, PV, éolien pour alimenter une station de pompage avec un réservoir comme système de stockage où l'eau est pompée dans le réservoir à une hauteur au-dessus du sol pour être distribuée par gravité. Il s'agit d'assurer le réapprovisionnement en eau à l'intérieur du réservoir, de stocker l'énergie excédentaire sous forme d'eau et d'éviter de surcharger la pompe, l'évaluation du coût de l'installation, suivi par une comparaison avec une autre source d'énergie classique sont effectuées.

En fin une conclusion générale sur le travail effectué a été donnée.

REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE

- [1] M. Bencherif, '' *Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension* '', thèse de doctorat, université de Tlemcen, 2013.
- [2] S. Petibon, '' *Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques* '' thèse de doctorat, l'université de Toulouse, 2009.

- [3] K.S.Krishna, K. S. Kumar, "A Review on Hybrid Renewable Energy Systems." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol.52,2015,pp 907–916.
- [4] L.M. Halabi, S. Mekhilef, "Flexible Hybrid Renewable Energy System Design for a Typical Remote Village Located in Tropical Climate." *Journal of Cleaner Production*, Vol.177,2018,pp 908–924.
- [5] Ministère de l'énergie, "Synthèse des réalisations fournies par la structure en charge des énergies renouvelables", 2018.

Chapitre 01 :

*Rayonnement solaire et
énergie photovoltaïque*

1.1 Introduction

Ces dernières années, le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance. Les pays développés ont élaboré des lois qui encouragent l'utilisation rationnelle des ressources traditionnelles et l'utilisation accrue de l'énergie renouvelable. Aussi, plusieurs travaux de recherche ont été donc lancés dans plusieurs laboratoires de recherche dans le domaine du développement durable, dans le but de satisfaire la demande énergétique, et réduire les impacts négatifs des ressources fossiles sur l'environnement.

Dans ce chapitre, Nous donnons une description générale d'énergie solaire, après cela on a abordé les issues conceptuelles des systèmes photovoltaïques et différentes filière technologique des photopiles suivi d'une description générale de ces systèmes et de leurs configurations.

1.2 Energie solaire

L'énergie solaire est devenue de plus en plus attrayante comme source d'énergie, en raison de son approvisionnement inépuisable et de sa nature intacte, et contraste fortement avec les combustibles fossiles limités comme le charbon, le pétrole et le gaz naturel. En revanche, la lumière du soleil est la cause de réactions chimiques ou production d'électricité ; Cela est dû à sa capacité à produire de la chaleur. Elle considérée, également, comme la source d'énergie la plus renouvelable et la plus abondante sur Terre. Le rayonnement solaire peut être utilisé pour produire de l'électricité directement à l'aide d'un système photoélectrique, de la chaleur solaire thermique pour le chauffage ou la production d'électricité.

1.2.1 Soleil

Le soleil est situé au cœur du système solaire, qui est une étoile jaune, et une sphère chaude de gaz incandescents d'un diamètre de $1,39 \cdot 10^9$ m et éloignée de la Terre avec une distance moyenne de $1,49 \cdot 10^{11}$ m. Sa température est d'environ 10 000 degrés Fahrenheit (5500 degrés Celsius) à la surface et plus de 28 millions de degrés Fahrenheit (15,5 millions de degrés Celsius) au centre.

1.2.2 Spectre du rayonnement

La couche terrestre reçoit une quantité d'énergie importante ($180 \cdot 10^6$ GW) du soleil malgré la grande distance qui les sépare. Donc l'énergie solaire est une bonne alternative aux autres sources d'énergie. Cette énergie se présente sous forme de rayonnement électromagnétique, dont la longueur varie de 0,22 à 10 micromètres.

L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose grossièrement comme suit :

- la bande des ultraviolets ($0.29 < \lambda < 0.4 \mu\text{m}$) qui représente 9% de l'énergie totale émise par le soleil.
- la bande visibles ($0.4 < \lambda < 0.8 \mu\text{m}$) qui représente 47% de l'énergie totale.
- la bande des infrarouges ($0.8 < \lambda < 3.5 \mu\text{m}$) qui représente 44% de l'énergie totale.

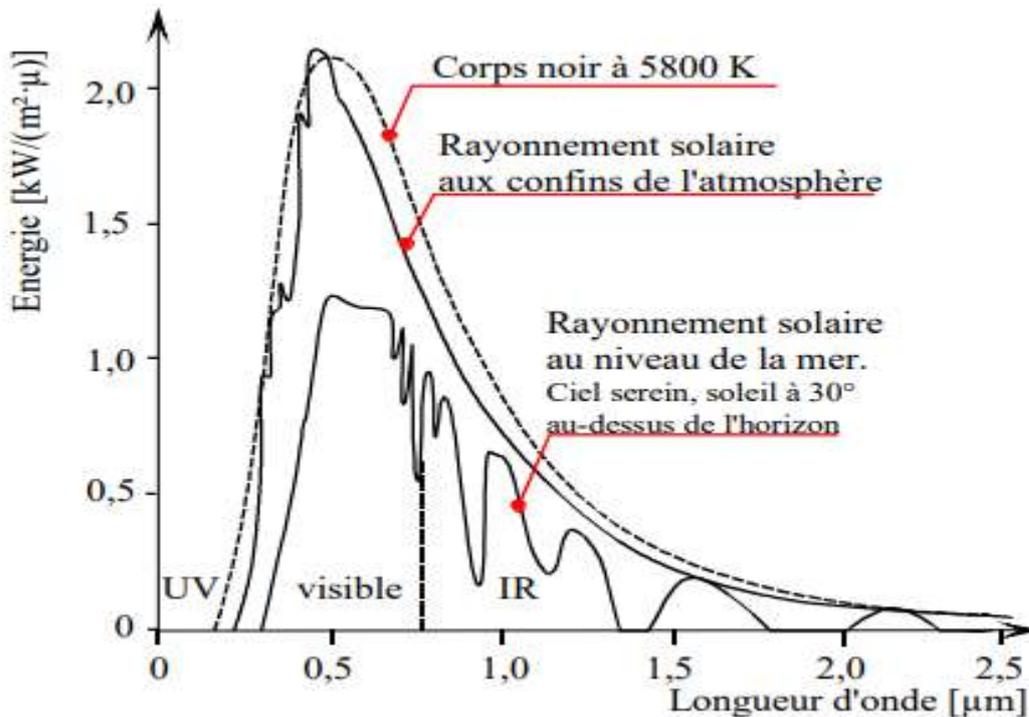


Figure (1.1) : Spectre du rayonnement solaire [1] .

Afin de décrire le spectre solaire en termes d'énergie émise, on utilise le concept AM de masse d'air. Le rayonnement solaire à distance (le soleil - la terre) transporte une énergie totale estimée à 1350 watts / mètre carré (AM0) dans l'espace hors l'atmosphère terrestre (voir Figure 1.1).

Le rayonnement solaire après avoir traversé l'atmosphère est soumise à une atténuation et une modification de son spectre en raison de la survenue du phénomène de diffusion et d'absorption dans l'eau, les gaz et les poussières, où la couche d'ozone absorbe une partie du spectre provenant du soleil et en définissant les rayons ultraviolets considérés comme dangereux pour la santé. Le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol (à une inclinaison de 90°) atteint $1000 \text{ W} / \text{m}^2$ en raison de l'absorption dans l'atmosphère (AM1). Ces valeurs changent en fonction de l'inclinaison des rayons lumineux par rapport au sol, donc plus l'angle de pénétration est bas, plus l'épaisseur de l'atmosphère à travers laquelle les rayons doivent passer est grande, entraînant ainsi la perte d'énergie qui en résulte.

Par exemple, l'énergie directe transportée par le rayonnement solaire atteint la terre sous un angle de 48 degrés correspond à environ 833 W / m² (AM1.5).

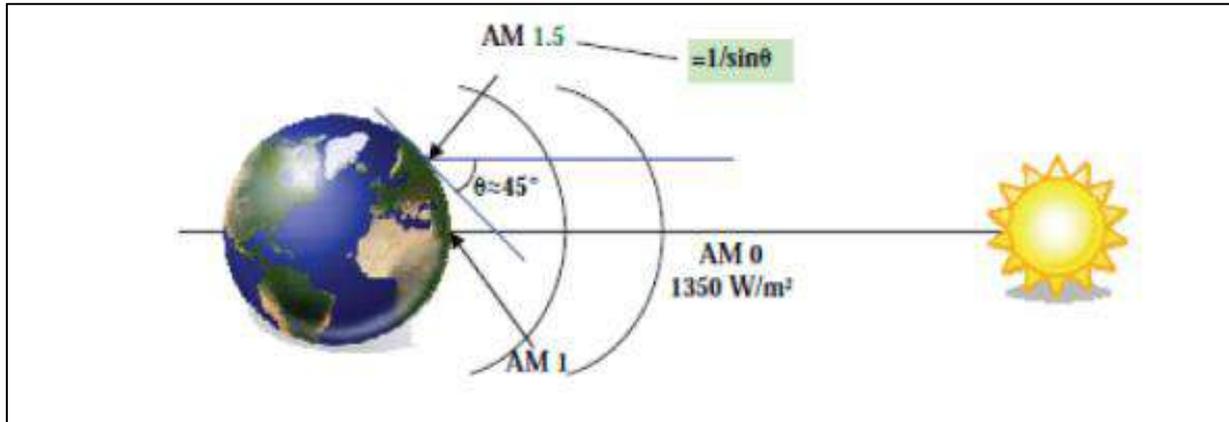


Figure (1.2) : Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM [2].

1.3 Irradiation solaire mondiale

Malgré la distance éloignée entre le soleil et la terre d'environ $150 \cdot 10^6$ km, le Soleil reste la source d'énergie la plus importante où la Terre reçoit l'énergie solaire en une heure de plus que ce que le monde consomme en un an.

Le soleil envoie d'énergie sous forme du rayonnement estimé à $90 \cdot 10^{15}$ gigawatts, mais la terre ne peut recevoir que $180 \cdot 10^6$ GW de cette énergie, pourtant cette quantité est très importante.

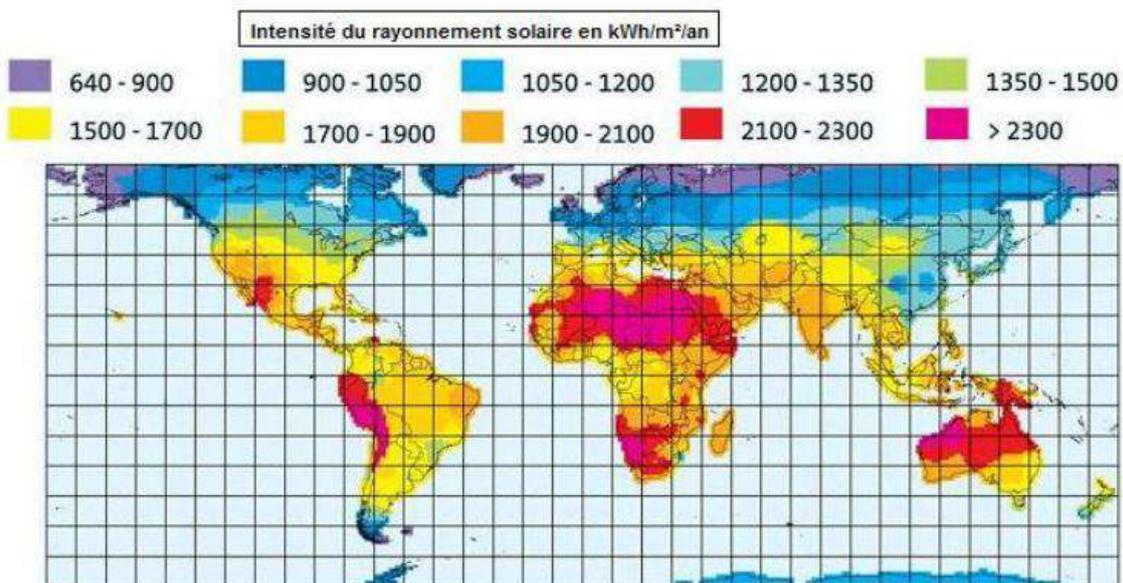


Figure (1.3) : Le rayonnement solaire dans le monde (kWh/m²/an) [3]

La figure (1.3) montre la distribution du rayonnement solaire dans le monde. On peut voir à travers (figure 1.3) que la plupart des pays en développement ont un énorme potentiel d'énergie solaire, par exemple, les pays du continent africain (Afrique) bénéficient d'environ 325 jours de soleil par an et reçoivent une moyenne de plus de 6 kWh d'énergie par mètre carré par jour. L'Algérie est l'un des pays africains à fort potentiel en énergie solaire.

1.4 Irradiation solaire en Algérie

L'Algérie bénéficie d'environ 3 200 heures d'ensoleillement par an, profitant des conditions climatiques favorables pour appliquer les technologies de l'énergie solaire. La durée moyenne d'ensoleillement est d'environ 3 500 heures d'ensoleillement dans le désert du Sahara, qui représente 86% du territoire algérien. L'énergie totale reçue est estimée à 16 9400 TWh / an, soit 5 000 fois la consommation annuelle d'électricité du pays.

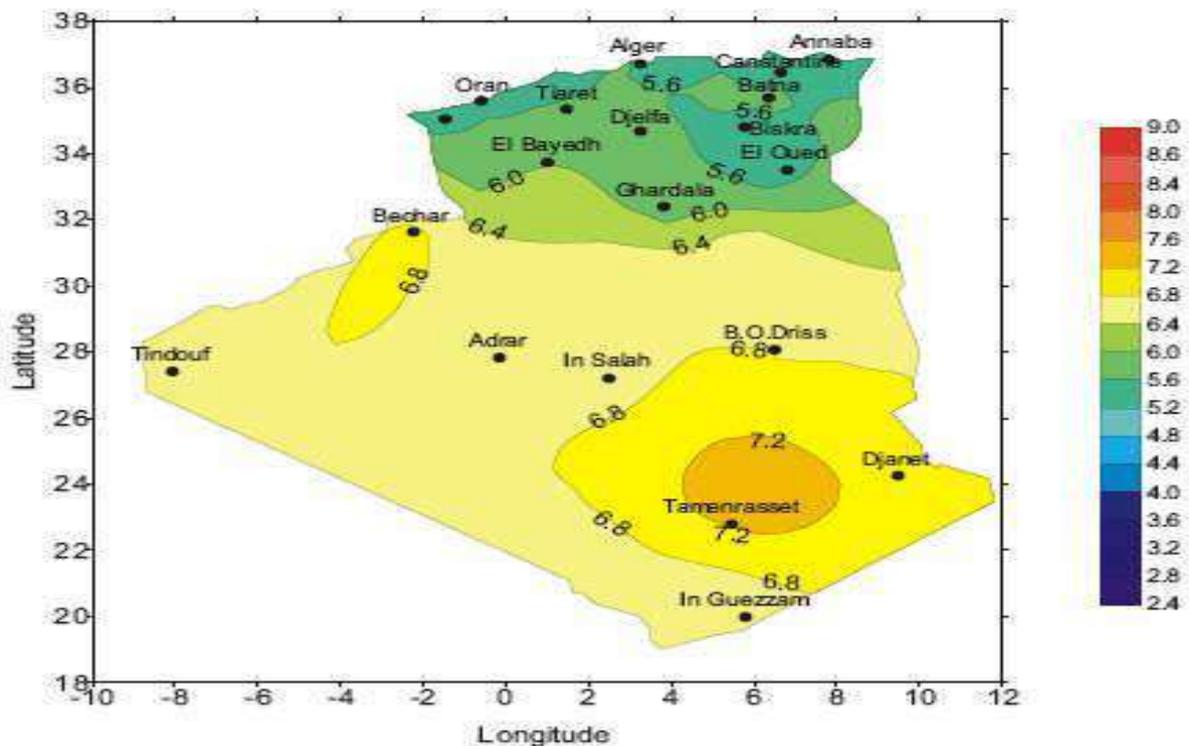


Figure (1.4) : Irradiation solaire globale reçue sur plan incliné à la latitude du lieu (moyenne annuelle) [4]

La figure (1.4) montre la distribution d'énergie moyenne annuelle reçue en Algérie, où l'énergie annuelle reçue (surface horizontale de 1 m²) dépasse 5.6 kWh/m² au sud, alors qu'elle est d'environ 3 kWh/m² au nord.

Le sud représente 86% de la superficie totale de l'Algérie, où la durée des heures d'ensoleillement est de 8 heures par jour, avec des valeurs croissantes pendant les mois d'été, atteignant 12 heures / jour. De plus, compte tenu de sa situation géographique, la durée de l'ensoleillement ne représente pas des différences entre les différents mois de l'année, ce qui permet la disponibilité du soleil tout au long de l'année de manière longue et égale.

De plus, comme le montre le tableau (1.1), la durée moyenne d'ensoleillement varie entre 2650 h / an dans le nord à 3000 h/an aux hauts plateaux et 3500 h/an au sud, cela correspond à une énergie solaire reçue de 1700 kWh / m²/an au nord, 1900 kWh / m² /an aux hauts plateaux et 2263 kWh / m²/an au sud. Cela signifie que l'énergie potentielle annuelle sur 86% du territoire est de 3500 kWh / m² (voir la figure (1.5)) [5].

Tableau (1.1) : Potentiel solaire en Algérie.

régions	Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	Énergie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	Surface (%)
Côtier	2650	1700	4
hauts plateaux	3000	1900	10
Sahara	3500	2263	86

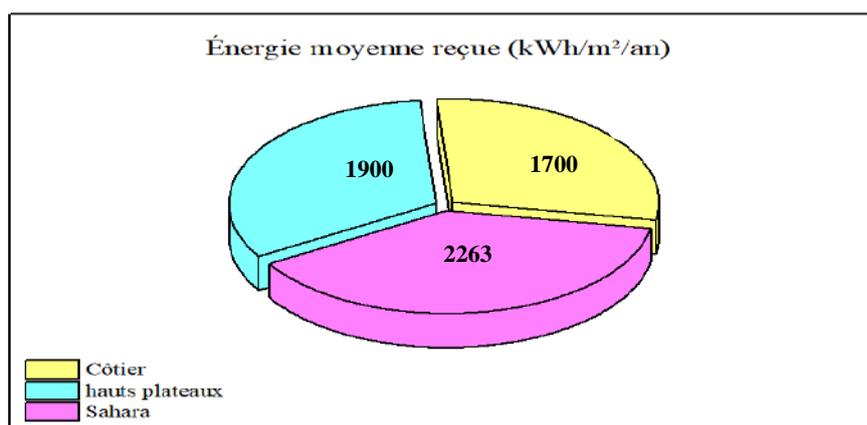


Figure (1.5) : Energie solaire reçue.

1.5 Gisement solaire

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible à un endroit donné au cours d'une période donnée. Nous entendons ici les différentes caractéristiques du rayonnement solaire susceptibles d'affecter les performances du système à un endroit donné.

1.5.1 Position du soleil et le temps

Les ondes électromagnétiques provenant du soleil transportent de l'énergie, et pour en récupérer le maximum, il est nécessaire d'orienter le plus possible le récepteur par rapport aux rayons lumineux. Il est, donc, primordiale connaître la position du soleil en fonction du temps.

1.5.1.1 Coordonnées géographiques [6-7]

➤ La latitude (θ)

C'est l'angle que fait le plan de l'équateur avec la verticale du lieu. Si sa valeur est positive, le site se trouve dans l'hémisphère nord, sinon le site est dans l'hémisphère sud.

➤ La longitude (φ)

Cet angle est formé entre le méridien d'origine passant par Greenwich et le méridien local qui passe par le point étudié. Si sa valeur est positive à l'ouest et négative à l'est du méridien principal.

➤ L'altitude (ψ)

Ç'est la distance verticale qui sépare le point par rapport au niveau moyen de la mer.

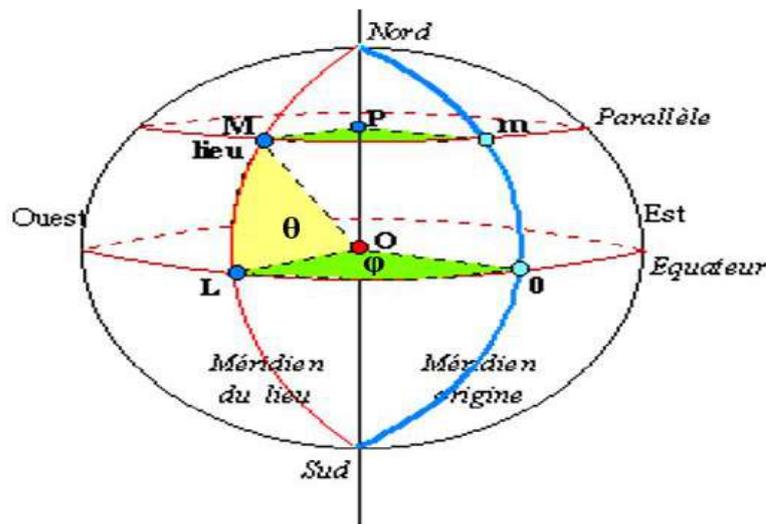


Figure (1.6) : Coordonnées géographiques [44].

1.5.1.2 Coordonnées du soleil

La hauteur du soleil et azimut du soleil, deux angles qui repèrent la direction du soleil dans le ciel.

➤ La hauteur de soleil (h)

Est l'angle formé entre les surfaces horizontales avec la direction du soleil. Cet angle s'annule au lever et au coucher du soleil, l'élévation solaire varie entre 90° (zénith) et -90° (nadir), il est calculé par l'équation suivante [6-8].

$$\sin(h) = \sin(\theta) \cdot \sin(\delta) + \cos(\theta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \quad (1.1)$$

Avec, θ : Latitude du lieu ;

δ : La déclinaison du soleil ;

ω : L'angle horaire.

L'angle au lever du soleil peut être exprimé avec la relation suivante.

$$\cos(\omega_s) = -\tan \theta \tan \delta \quad (1.2)$$

➤ Azimut du soleil (α)

C'est l'angle sur le plan horizontal, étant la projection de la direction du Soleil avec la direction du sud. L'azimut est compris entre $-180^\circ \leq \alpha \leq 180^\circ$, et c'est la fonction de la déclinaison solaire δ (degrés), de la hauteur de soleil h , et de l'angle horaire ω (degrés) [6-9]. Il peut être calculé par la formule suivante :

$$\alpha = \sin^{-1}\left(\frac{\cos(\delta) \cdot \sin(\omega)}{\cos(h)}\right) \quad (1.3)$$

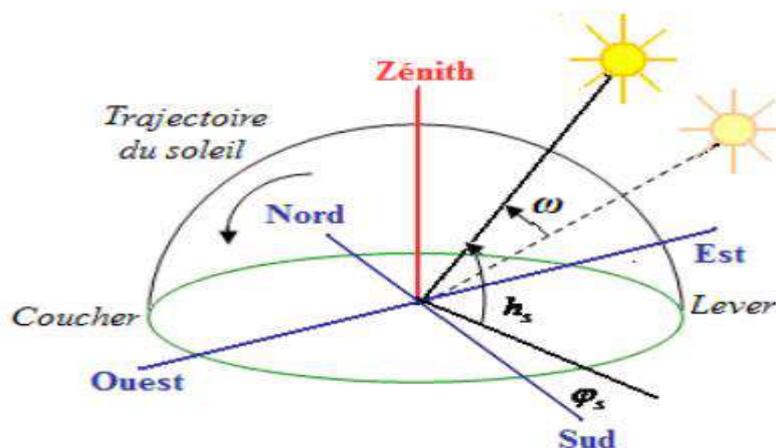


Figure (I.7) : Repère du soleil [10].

1.5.1.3 Coordonnées horaire

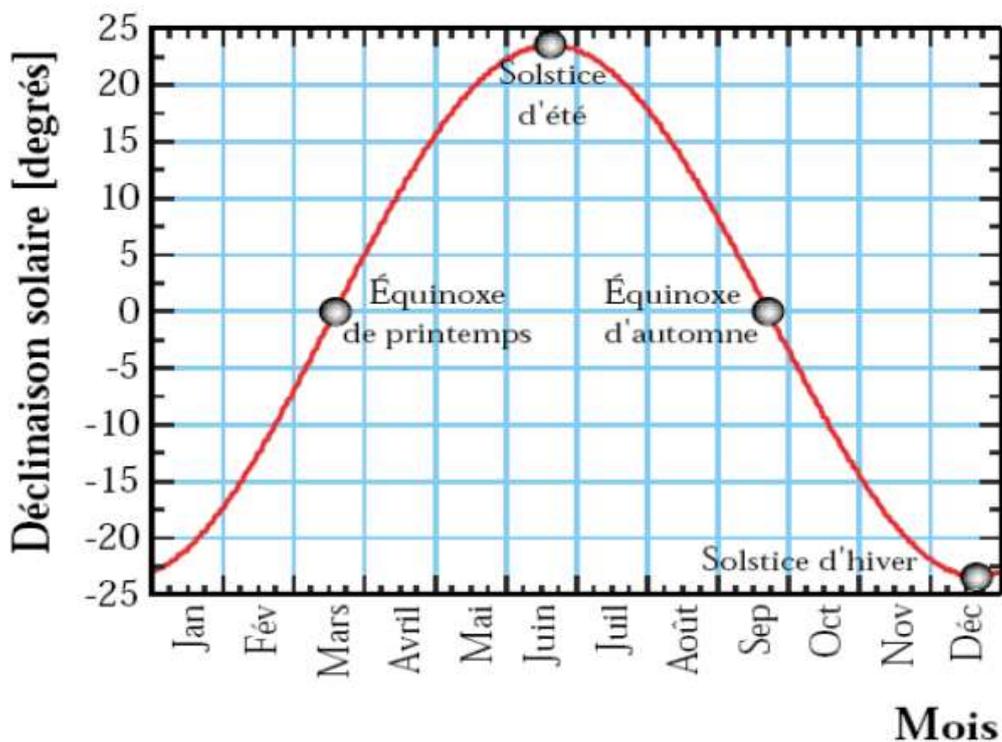
➤ la déclinaison(δ)

C'est l'angle formé par le Soleil sur sa trajectoire la plus extrême (midi) par rapport au plan équatorial. Sa valeur en degrés est donnée par l'équation Cooper (1969) [11-12] :

$$\delta = 23.45. \sin(2\pi \frac{284+j}{365}) \quad (1.4)$$

j : est le numéro de jour dans l'année compté à partir du 1er janvier, c-à-d il varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année (Année civile : $N = 365$ jours ; Année bissextile : $N = 366$ jours).

Déclinaison(δ) est variée entre deux valeurs extrêmes : $-\delta^\circ \leq \delta^\circ \leq +\delta^\circ$, $\delta^\circ = 23,45^\circ$. La figure (1.8) représente la variation de la déclinaison du Soleil au cours de l'année.



Figure(1.8) : Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour de l'année N [10].

➤ Angle horaire du soleil (ω)

C'est l'angle formé entre la direction du méridien du lieu et les projections de la direction du soleil, cet angle varie à chaque instant de la journée et donnée par la relation suivante [13]:

$$\omega = 15(TSV - 12) \quad (1.5)$$

Avec, TSV : temps solaire vrai.

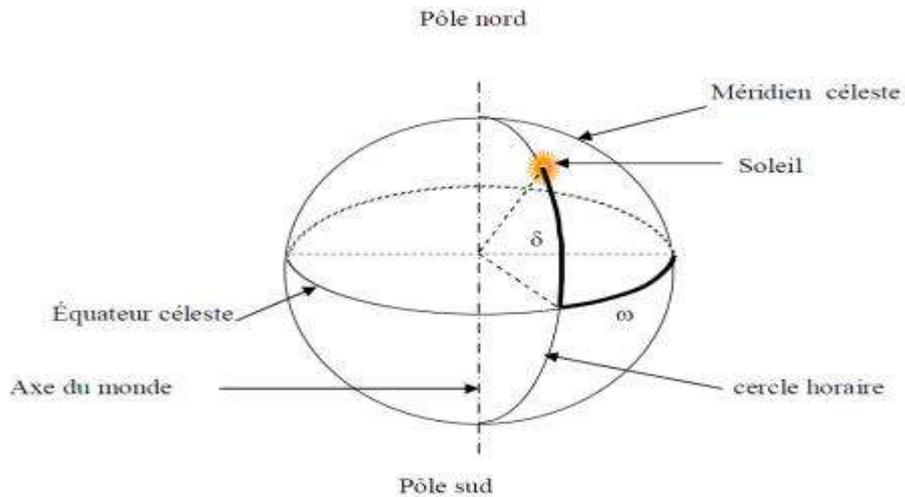


Figure (1.9) : Angle horaire ω du soleil.

1.1.5.4 Temps [15-16]

➤ le temps solaire vrai

Le temps vrai à partir de la rotation de la terre autour de son axe. Il est donc directement lié à l'angle horaire. La terre fait un tour complet en 24H il est midi (12H) lorsque le soleil est au zénith. Il est donné par la relation suivante :

$$TSV = 12 + 24\left(\frac{\omega}{360}\right) \quad (1.6)$$

Avec, ω : l'angle horaire.

➤ Le temps solaire moyen TSM

Signifie le temps local, qui est l'heure à laquelle correspond la rotation régulière de la Terre autour du Soleil .Il peut être donné par la relation ci-dessous.

$$TSM = TSV + ET \quad (1.7)$$

Avec :

ET, équation du temps est donnée par la formule (1.10).

➤ Le temps universel (TU)

Est le temps solaire moyen du méridien, Il s'agit du méridien central du fuseau horaire et il est connu sous le nom de Greenwich Mean Time (GMT) (méridien 0). Pour trouver l'heure légale ou locale (TL), il est recommandé d'ajouter le décalage du fuseau horaire à l'heure. Il est donné par la relation suivante.

$$TSM = TU + \varphi/15 \quad (1.8)$$

Avec : φ : longitude du lieu, si positive (+) en Est, sinon négative en West.

➤ **Équation de temps (ET)**

Représente l'écart ET entre TSM (temps solaire moyen au méridien) et TSV (le temps solaire réel). Comme elle est déterminée par la position solaire réelle, et malgré la présence d'ambiguïté dans le signe, elle est parfois déterminée par le terme équation du temps, et elle diffère d'un pays à l'autre en raison de l'absence d'accord international sur cette proposition [17].

$$ET = TSV - TSM \quad (1.9)$$

Pour être plus précis, l'équation du temps est donné par :

$$ET = (9.87 \sin(2B) - 7.53 \cos(B) - 1.5 \sin(B)) \quad (1.10)$$

Avec , N :numéro du jour.

ET :équation de temps en minutes .

$$B = \left(\frac{360}{365}\right) * (N - 81) \quad (1.11)$$

➤ **Durée astronomique du jour [14]**

À partir de la hauteur du Soleil(h), nous pouvons écrire les heures du lever et du coucher du soleil selon la relation suivante (h=0) :

$$\cos(\omega_s) = -(tg(\theta) \cdot tg(\delta)) \quad (1.12)$$

Donc, durée astronomique obtenue par l'équation (1.13)

$$S_0 = \left(\frac{2}{15}\right) \arccos(-tg(\theta) \cdot tg(\delta)) \quad (1.13)$$

Avec, ω_s : L'angle au lever du soleil ;

θ : Latitude du lieu ;

δ : La déclinaison du soleil ;

S_0 : durée astronomique.

1.6 Rayonnement solaire hors atmosphère

1.6.1 Eclairement

L'éclairement est le flux solaire qui traverse une zone unitaire perpendiculaire aux rayons du Soleil et se situe dans la partie supérieure de l'atmosphère ; Il est basé sur la distance réelle entre la Terre et le Soleil, qui varie selon les saisons.

Il est exprimé en W/m^2 , est donnée par la relation suivante [17]:

$$\bar{H} = G_{SC} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365}\right) (\cos\psi \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega + \sin\psi \cdot \sin\delta) \quad [\text{W/m}^2] \quad (1.14)$$

Avec,

n : Le numéro de jour de l'année (n=1 pour le premier janvier, ...etc.)

G_{SC} : La constante solaire, $G_{SC}=1367[\text{W/m}^2]$.

1.6.2 L'irradiation journalière

L'énergie reçue sur une surface horizontale pendant une journée donnée, peut être obtenue en intégrant l'équation précédente (I.14) du lever au coucher du soleil, on trouve [18].

$$H_0 = \frac{24}{\pi} g_0 (\cos(\theta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega_s) + \sin(\theta) \cdot \sin(\delta)) \quad [\text{W/m}^2] \quad (1.15)$$

$$g_0 = G_{SC} \left(1 + 0.033 \cos 2\pi \frac{n}{365}\right) \quad (I.16)$$

Avec, ω_s : l'angle solaire .

G_{SC} : la constante solaire (W/m^2).

δ : la déclinaison du soleil.

θ : latitude de lieu.

n: Le numéro de jour de l'année compte à partir du le premier janvier.

1.6.3 L'irradiation horaire

Pour calculer l'énergie reçue sur une surface horizontale pendant une heure donnée, l'équation (1.14) est intégrée entre deux angles horaires ω_1 et ω_2 , on trouve l'équation (1.17)[18] :

$$I_0 = \frac{12.36}{\pi} \cdot G_{SC} \left(1 + 0.03 \cos \frac{360n}{365}\right) (\cos\theta \cdot \cos\delta \cdot (\sin\omega_1 - \sin\omega_2) + (\omega_2 - \omega_1) \sin\theta \cdot \sin\delta) \quad (1.17)$$

I_0 : est exprimée en $[\text{W/m}^2 \cdot \text{h}]$.

1.6.4 L'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère

*Le jour type du mois

Pour une grandeur donnée, le jour type du mois est le jour du mois qui s'approche de la moyenne mensuelle pour cette grandeur. La liste des jours types proposés par Klein [17] est donnée par le tableau suivant :

Tableau (1.2) : Jour type du mois standard [18].

Mois	Jan	Fév.	Mars	Avr.	mai	Juin	Juillet	Aout	Sep	Oct.	Nov.	Déc.
jour type	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10
N° jour	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344

En utilisant les formules ((1.4), (1.12), (1.15)) et les données du tableau (1.2), on peut calculer (H_0) globale journalière moyenne pour chaque mois de l'année, les résultats de calcul pour la région d'Ouargla sont regroupés dans le tableau suivant.

Tableau (1.3) : Valeurs de l'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère.

Mois	N° de jour	δ Déclin($^\circ$)	$\overline{H_0}$ (Wh/m ² .j)
Jan	17	-20.91	5583.7
Fev	47	.12.94	6931.5
Mars	75	-2.41	8566.4
Avr	105	9.41	10129
Mai	135	18.79	11118
Juin	162	23.08	11478
Jul	198	21.18	11271
Aut	228	13.45	10483
Sep	258	2.21	9110.7
Oct	288	-9.59	7395.6
Nov	318	-18.92	5890.9
Déc	344	-23.04	5197.7

1.7 Rayonnement solaire en présence de l'atmosphère

Le rayonnement solaire lors de son passage dans l'atmosphère est soumis au phénomène de diffusion et d'absorption par des particules gazeuses telles que cristaux et poussières en suspension, se transformant en chaleur et disparaissant du bilan des rayonnements utilisables sur la Terre.

Le rayonnement diffusé dans l'espace est à nouveau exposé à la diffusion vers la terre ou vers le ciel. Il peut être absorbé ou transmis.

Le rayonnement solaire est divisé en trois parties :

➤ **Rayonnement direct :** Les rayons parallèles, provenant directement du soleil, sont quelque peu atténués (par absorption ou diffusion).

➤ **Rayonnement diffus provenant du ciel :** Ce rayonnement est isotrope, de toutes les directions de l'espace. Une partie du rayonnement diffusé est renvoyée dans l'espace.

➤ **Rayonnement diffus provenant du sol :** Il s'agit du rayonnement qui est réfléchi sur la terre et consiste en un rayonnement direct et diffus qui atteint la terre puis se

reflète dans cette dernière, qui se caractérise par la nature de la terre qui est souvent déterminée par le coefficient de réflexion de la terre, également appelé "albédo".

Tableau (1.4) : Les valeurs d'albédo pour différents types de sol [19].

Surface	albédo
Sol enneigé	0,7
Sol recouvert de feuilles mortes	0,30
Herbe verte	0,26
Forêt en automne ou champs dorés	0,26
Galets et pierres blanches	0,20
Herbe sèche	0,20
Sol argileux	0,17
Forêt en hiver (arbres conifères sans neige)	0,07

1.8 L'indice de clarté

L'indice de clarté désigne le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre, et les valeurs de ce dernier changent selon des saisons et des lieux [20].

Tableau (1.5) : Les différentes valeurs de l'indice de clarté.

L'indice de clarté K_T	L'équation
horaire	$K_T = \frac{I}{I_0}$
journalière	$K_T = \frac{H}{H_0}$
mensuel	$K_T = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_0}$

Avec :

I, H, \bar{H} : des valeurs mesurées ,généralement, ces données peuvent être mesurées par Pyranomètre.

I_0, H_0, \bar{H}_0 : Calculé avec des formules connues.

1.9 Modèles du calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface inclinée

De nombreux modèles utilisés pour calculer l'irradiation solaire sur la base de normes atmosphériques et spatiales. Généralement, elle peut être exprimée en utilisant des méthodes sous-expérimentales. Dans cette étude, deux modèles (**Perrin de Brichambaut et Capderou**) ont été implémentés en créant un code utilisant MATLAB (Math Works R2016A). Leur organigramme est illustré dans l'annexe (A). Dans un premier temps nous avons tracé dans le même graphique, les valeurs du rayonnement calculé par chaque modèle, et d'autre part nous avons tracé les valeurs expérimentales du rayonnement.

1.9.1 Modèle Perrin de Brichambaut

Perrin & Brichambaut [21-22] ont proposé trois formules empiriques destinées au potentiel du rayonnement solaire direct, diffus et global ; qui n'est que des paramètres astronomiques. Les relations ci-dessus sont transformées en fonction des conditions atmosphériques, les valeurs empiriques du rayonnement solaire direct et diffus pour Perrin & Brichambaut sont illustrées dans le tableau suivant :

Tableau (1.6) : La valeur empirique du rayonnement solaire direct I (W/m^2) et diffus D (W/m^2) pour le modèle Perrin de Brichambaut [23]

Conditions atmosphériques	$I(W/m^2)$	$D(W/m^2)$
zones industriels	$I = 1260 \exp\left(\frac{-2.23}{4 \sin(h + 1)}\right)$	$D = 125 * 0.45 \sin(h)^{0.4}$
conditions normales	$I = 1230 \exp\left(\frac{-1.61}{3.1 \sin(h + 1)}\right)$	$D = 125 * 0.47 \sin(h)^{0.4}$
Ciel clair	$I = 1210 \exp\left(\frac{-1.67}{3.9 \sin(h + 1)}\right)$	$D = 125 * 0.67 \sin(h)^{0.4}$

1.9.2 Modèle de Capderou

Dans ce modèle, les rayonnements directs et diffus du ciel clair sont exprimés en fonction des facteurs de turbidité de la liaison [24].

L'équation (1.18) donne le rayonnement direct dans un ciel clair [25].

$$I = I_0 C_T \cdot \exp\left[-T_L \left(0.9 + \frac{9.4 \sin(h)}{T_1}\right)^{-1}\right] \cdot \sin(h) \quad (1.18)$$

Avec :

I_0 : la constante solaire, qui est définie comme le flux d'énergie reçu par une unité de surface, dans notre cas, la valeur qui a été choisie est de 1353 W/m^2 ;

C_T : le coefficient de correction de la distance terre-soleil ;

T_L : le facteur de trouble atmosphérique de Linke.

Le rayonnement diffus, Il peut être calculé par la formule suivante [23].

$$D = I_0 C_T \cdot \exp(-1 + 1.06 \log(\sin(h))) + a - \sqrt{a^2 + b^2} \cdot \sin(h) \quad (1.19)$$

Avec :

$$\begin{cases} a = 1.1 \\ b = \log(T_L - T_0) - 2.8 + 1.02 \cdot (1 - \sin(h))^2 \end{cases} \quad (1.20)$$

T_0 : représente le trouble dû à l'absorption gazeuse.

Les sommes des deux composantes à savoir, le rayonnement solaire direct (faisceau) I et diffus D expriment le rayonnement solaire global H sur une surface horizontale ($\beta=0$), il est exprimé par la formule suivante :

$$H = I + D \quad (1.21)$$

➤ **Le facteur de trouble**

Le rayonnement solaire peut être estimé par un modèle, qui utilise le facteur de turbidité du lien global (T). Pour définir ce facteur, il existe plusieurs hypothèses qui nécessitent la connaissance des paramètres climatiques.

le facteur de trouble atmosphérique de Linke peut être défini comme le nombre d'atmosphères pures et sèches (sans aérosols ni vapeur d'eau, sans nuages) qui ne montrent que l'absorption et la propagation par les gaz "fixes" de l'atmosphère qui doivent s'accumuler pour la même raison que l'atténuation totale du rayonnement direct comme l'atmosphère réelle, poussiéreuse et humide [26].

Ce facteur est donné dans les équations suivantes :

$$T_L = T_0 + T_1 + T_2 \quad (1.22)$$

Avec T_0 , T_1 , T_2 sont donnés par les expressions suivantes.

$$T_0 = 2.4 - 0.9 \sin(\theta) + 0.1(2 + \sin(\theta))A_{th} - 0.2 \cdot z - (1.22 + 0.14 A_{th})(1 - \sin(h)) \quad (1.23)$$

Avec, T_1 : Indique Absorption par les gaz de l'atmosphère traduit (O_2 , CO_2 et O_3).

$$T_1 = (0.89)^z \quad (1.24)$$

$$T_2 = (0.9 + 0.4A_{th})0.63^z \quad (1.25)$$

Le facteur sans dimension T_2 représente la turbidité causée par les aérosols, où z est l'altitude de l'emplacement mesuré avec l'unité mètre [26].

$$A_{th} = \sin\left(\left(\frac{360}{365}\right) \cdot (N - 121)\right) \quad (1.26)$$

1.10 Vérification expérimentale des modèles

1.10.1 Procédure des mesures au niveau de laboratoire LAGE

Les données expérimentales qui ont été comparées dans cette étude ont été mesurées en temps réel avec une petite station météo au laboratoire LAGE de l'université d'Ouargla. La mesure commence à 08h10 et se termine à 17h00, tandis que les données d'irradiation solaire globale ont été mesurées via un Pyranomètre de haute qualité (type 3.3). Les spécifications techniques de cet appareil sont indiquées dans le tableau (1.7).

Tableau (1.7) : Caractéristiques techniques du Pyranomètre type 3.3.

Caractéristiques techniques	Calibration de Pyranomètre
Plage de mesure	0~1300W/m ²
Réponse température	- 20 °C +60 °C
Linéarité	<1%
Gamme de longueurs d'onde (nm)	380 nm -1100 nm
Erreur absolue	<10%
Courant de fonctionnement	4~20 mA
Tension de fonctionnement	9~30V DC

Ils sont fixés sur un plan d'horizon. D'autre part, celui-ci est connecté à un système central d'enregistrement de données (BECKHOFF BX9000-00) ont servi à transistoriser et à conditionner un appareil qui les mesure et les transmet à des fins de calcul électronique. Programme Workbench (LabVIEW) utilisé pour contrôler et enregistrer des données, LabVIEW affiche une information de données des cellules Excel.

Les données sont ensuite enregistrées chaque minute. Les mesures ont été effectuées par quatre jours d'échantillonnage le 15 de chaque mois ; Avril, Mai, Octobre et Décembre.

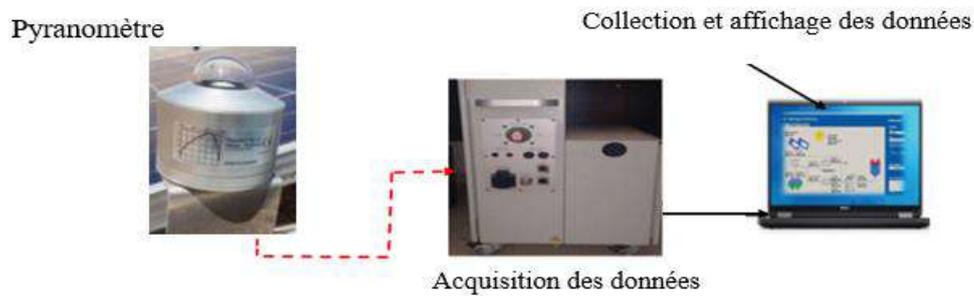


Figure (1.10) : Le prototype expérimentale.

1.10.2 Validation de modèle

Les figures (1.11), (1.12) montrent la comparaison entre l'irradiation solaire globale mesurée et calculée à l'aide de deux modèles "PERRIN DE BRICHAMBAUT, Capderou " pour le 15 Avril et 15 Mai. Il ressort de cette courbe que l'irradiation solaire globale observée atteint (989,63-1045,21) W/m² en milieu de journée et qu'il existe une bonne correspondance entre l'irradiation solaire globale mesurée et calculée par le modèle Perrin de Brichambaut .

Ce résultat est cohérent avec celui obtenu par El Mghouchin et al [27], qui a estimé l'irradiance solaire globale, et a trouvé que le modèle Perrin & Brichambaut est acceptable pour estimer l'irradiance solaire globale sur un ciel clair et sur une surface horizontale.

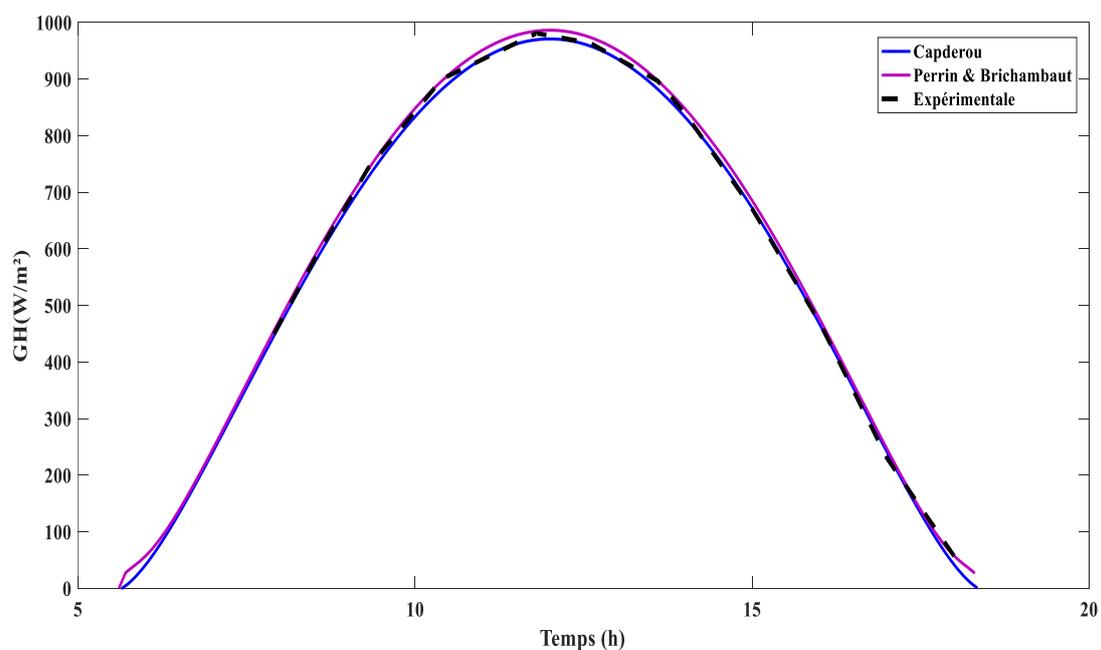


Figure (1.11) :L'irradiation solaire globale en fonction du temps, le 15 Avril 2017.

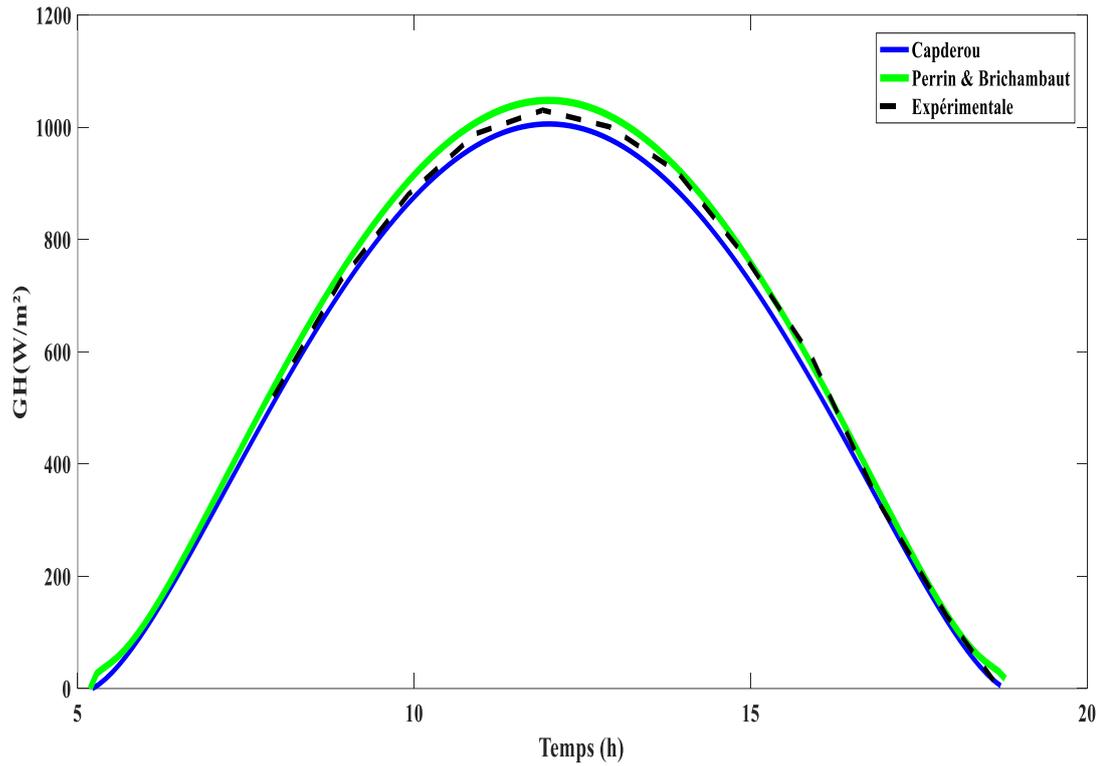


Figure (1.12) :L'irradiation solaire globale en fonction du temps, le 15 Mai 2017.

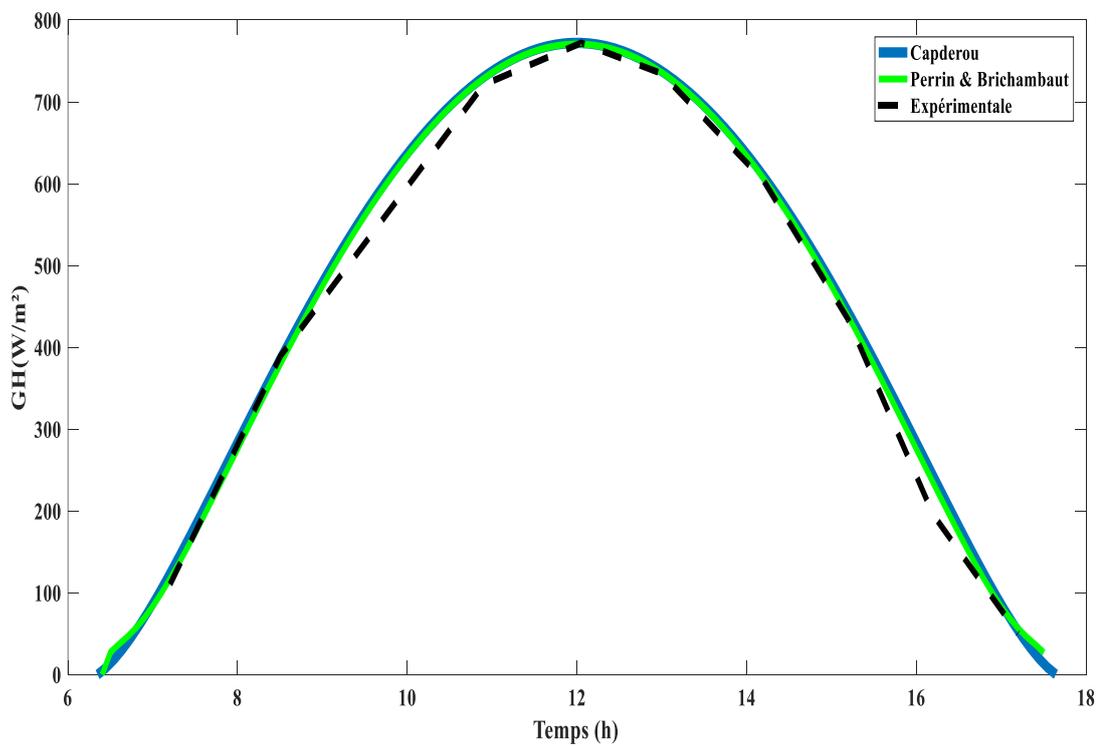


Figure (1.13) :L'irradiation solaire globale en fonction du temps, le 15 Octobre 2017.

Le rayonnement solaire global mesuré et prédit à l'aide des deux modèles pour le 15 octobre 2017 est présenté dans (Fig.1.13). Il ressort de la courbe qu'il existe une bonne correspondance entre le rayonnement solaire global mesuré et prévu pour Perrin & Brichambaut, avec un pic de 770.30 W/m². Cependant, dans ces tracés on remarque que pour ce site, en milieu de journée, les valeurs atteignent 775.66 W/m² alors que pour le modèle Capderou les valeurs n'atteignent que 719 W/m² pour la même période de la journée.

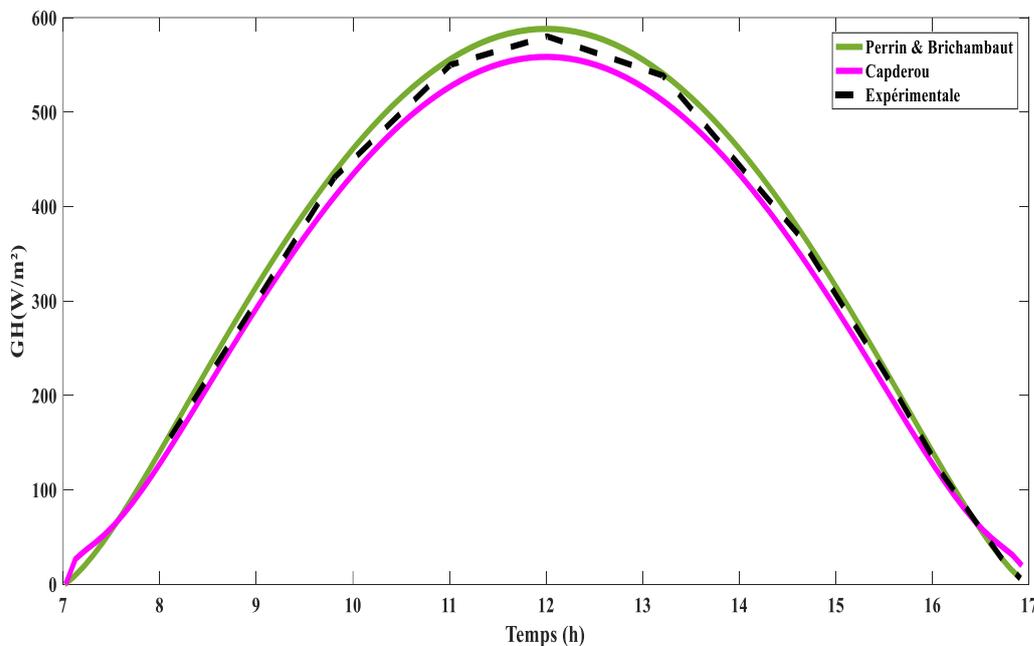


Figure (1.14) : L'irradiation solaire globale en fonction du temps, le 15 Décembre 2017.

La figure (1.14) montre la comparaison entre le rayonnement solaire global mesuré et prédit à l'aide des deux modèles pour le 15 Décembre. Il ressort clairement de la figure que le rayonnement solaire global mesuré atteint 617.4 W/m². Le rayonnement solaire global prédit pour Perrin & Brichambaut est tout à fait conforme aux données mesurées.

1.10.3 Analyse statistiques

La rigueur des modèles estimés sera évaluée par les tests statistiques [28-29], tels que le coefficient de corrélation (CC), l'erreur quadratique moyenne (RMSE) et l'erreur moyenne en pourcentage (MAPE). Ces tests sont généralement appliqués dans la comparaison des modèles de rayonnement solaire. L'erreur quadratique moyenne renseigne sur la performance des corrélations [30], ce qui permet de comparer les différences réelles entre les valeurs estimées et celles mesurées, une faible RMSE est souhaitable.

Le coefficient de corrélation (CC) reflète la qualité du modèle ; plus le CC est proche de 1, plus la qualité est meilleure et moins le CC atteignant zéro est la qualité du modèle [30]. Le

MAPE positif montre une sur estimation tandis qu'une valeur négative indique une sous-estimation, ce test qui pourrait être exprimé comme suit :

➤ **Erreur quadrature moyenne**

Le RMSE est toujours une valeur positive, une valeur nulle n'est pas le cas idéal. Cette évolution renseigne sur les performances à court terme des modèles en permettant une comparaison terme à terme de l'écart réel entre la valeur prédite et la valeur mesurée [30]. Cependant, une petite erreur importante dans la somme peut produire une augmentation significative du RMSE :

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (H_{im} - H_{ie})^2}{n}} \quad (1.27)$$

➤ **Coefficient de corrélation**

Le coefficient de corrélation, qui indique la force de la relation linéaire entre les grandeurs prédites et mesurées, est calculé par :

$$CC = \frac{\sum_{i=1}^n (H_{im} - H_{ie})^2}{\sum_{i=1}^n (H_{im} - \overline{H_m})^2} \quad (1.28)$$

➤ **Erreur absolue moyenne en pourcentage**

Le MAPE est un indicateur de précision dans lequel il exprime, généralement, la précision en pourcentage.

$$MAPE = \sum_{i=1}^n \left| \frac{H_{im} - H_{ie}}{H_{im}} \right| * 100 \quad (1.29)$$

Où

n : indique le nombre d'observations.

H_{im} , H_{ie} : avec les valeurs mesurées et prédites du rayonnement solaire global (W/m^2).

$\overline{H_m}$: est le rayonnement global moyen mesuré.

Tableau (1.8) : Valeurs des tests statistiques, au 15 Avril, 15Mai, 15 Octobre et15 Décembre 2017 pour les deux modèles.

Jour	Modèle	CC	RMSE (W/m ²)	MAPE(%)
15 Avril 2017	Perrin de Brichambaut	0.996	236.43	0.50
	Capderou	0.995	266.82	0.56
15 Mai 2017	Perrin de Brichambaut	0.999	5.33	0.02
	Capderou	0.997	107.53	0.4
15 Octobre 2017	Perrin de Brichambaut	0.999	24.06	0.06
	Capderou	0.989	335.23	0.9
15 Décembre 2017	Perrin de Brichambaut	0.995	71.39	0.6
	Capderou	0.986	124.42	1.04

Il convient de mentionner que MAPE et RMSE devraient être plus proches de zéro, si une meilleure modélisation du rayonnement diffus et direct est requise. Le CC est compris entre 1 et -1. Ses valeurs autour de 1 ou -1 montrent une relation linéaire parfaite entre les valeurs prédites et mesurées, alors qu'une valeur autour de zéro indique l'absence de relation linéaire.

Tableau (1.8) montre les valeurs des indicateurs statistiques (CC, RMSE et MAPE) le 15 avril 2017, pour Perrin & Brichambaut, Capderou. À ce jour, les valeurs moyennes relativement plus élevées de RMSE ont été principalement observées pour le modèle de Capderou, la valeur moyenne de RMSE étant de 266.82 W.m⁻² et la valeur de CC étant de 0,995.

Tableau (1.8), représente des valeurs des tests statistiques (CC, RMSE et MAPE) au 15 mai 2017 pour les deux modèles précédents. À ce jour, les valeurs RMSE moyennes relativement plus élevées ont été principalement observées pour le modèle Capderou, la valeur RMSE moyenne étant de 107.53 W.m⁻² et la valeur CC étant de 0,997, le MAPE atteint également une valeur assez élevée (0.4 %), néanmoins, Perrin de Brichambaut donne un ajustement presque exact aux données du rayonnement solaire global mesuré, où le CC atteint 0,999 et MAPE 0.02 %.

Évidemment, nous pouvons conclure que le modèle de Perrin & Brichambaut occupe le premier rang dans la prédiction du rayonnement solaire global horaire sur une surface plane selon les tests statistiques où le CC près de un (entre 0,995 et 0,999), RMSE (5.33–236.43 W

/m²) et MAPE (0,02 % - 0.6 %). Ce modèle montre un potentiel élevé dans la prédiction de l'irradiation solaire à Ouargla selon Gougui et al [31]. De ce fait, ce modèle sera utilisé dans ce travail.

1.11 Energie solaire photovoltaïque

1.11.1 Historique et définition

En 1930, Héliogénéricité est apparue, qui est une transformation directe de l'énergie solaire en énergie électrique au moyen de cellules d'oxyde de cuivre, puis de sélénium. En 1954, des cellules photoélectriques au sélénium ont été développées par les laboratoires de Bell Compagnie Téléphone. Dans les années 1980, la technologie photovoltaïque a connu des progrès constants, de nombreuses centrales électriques sont construites à partir de quelques mégawatts.

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) est la conversion directe de l'énergie des photons, reçue du rayonnement lumineux (solaire ou autre) en énergie électrique. Pour cela, des modules photovoltaïques constitués de cellules solaires constituées de matériaux sensibles aux longueurs d'onde visibles sont utilisés pour réaliser cette transition énergétique.

Plusieurs cellules photoélectriques sont connectées en série / parallèle, formant un générateur (G PV), qui a une caractéristique de tension de courant constant non linéaire $I(V)$ et présentant un point de puissance maximale (PPM). Cette caractéristique est liée à deux facteurs principaux, le rayonnement et la température de la cellule.

1.11.2 Développement et Installations du photovoltaïques dans le monde

L'énergie photovoltaïque a connu un développement remarquable au cours des vingt dernières années. Cela est dû à ses avantages qui ont suscité l'intérêt des pays technologiquement avancés, qui ont conduit à une croissance du taux d'énergie solaire à une valeur estimée de 35% par an depuis 1998.

Les pays européens sont les leaders sur les marchés de l'énergie solaire avec 97 GW de capacité installée à la fin de 2015 : l'Allemagne pour 39.7 GW, soit 41 %), mais l'énergie solaire n'est plus le monopole de l'Europe, car certains pays asiatiques ont montré un développement remarquable dans le domaine de l'énergie solaire (à 96 GW), c'est ce qui fait qu'elle occupe la première place dans un proche avenir [32].

OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) a produit 354,5 TWh d'électricité solaire PV en 2019, 12,0% de sa production totale d'électricité renouvelable. Les cinq plus grands producteurs d'électricité solaire photovoltaïque de l'OECD étaient les États-Unis avec 93,1 TWh, le Japon avec 74,1 TWh, l'Allemagne avec 47,5 TWh, l'Italie avec 23,7 TWh et l'Australie avec 14,8 TWh. Ensemble, ces cinq pays ont produit 71,0% de l'électricité photovoltaïque de l'OECD[32].

Les pays avec la part la plus élevée de l'énergie solaire photovoltaïque dans leur production d'électricité en 2019 sont le Luxembourg (10,9%), l'Italie (8,2%), la Grèce (8,1%), l'Allemagne (7,8%) et le Canada (7,8%). Le Luxembourg importe la majeure partie de l'électricité consommée dans le pays, ce qui conduit à une part de production solaire PV supérieure à la moyenne. L'électricité provenant du solaire PV est passée de 88,7 GWh en 1990 à 354,6 TWh en 2019, atteignant un taux de croissance annuel de 34,5%, la plus rapide de toutes les technologies d'électricité renouvelable [32].

Le taux de croissance a légèrement ralenti entre 2010 et 2019 (31,2%), le solaire photovoltaïque passant de 30,7 TWh à 354,6 TWh. Les États-Unis, premier producteur parmi les pays de l'OECD, ont augmenté leur production de 183 GWh en 2000 à 93,1 TWh en 2019, reflétant un taux de croissance annuel moyen de 41,4% sur cette période [32].

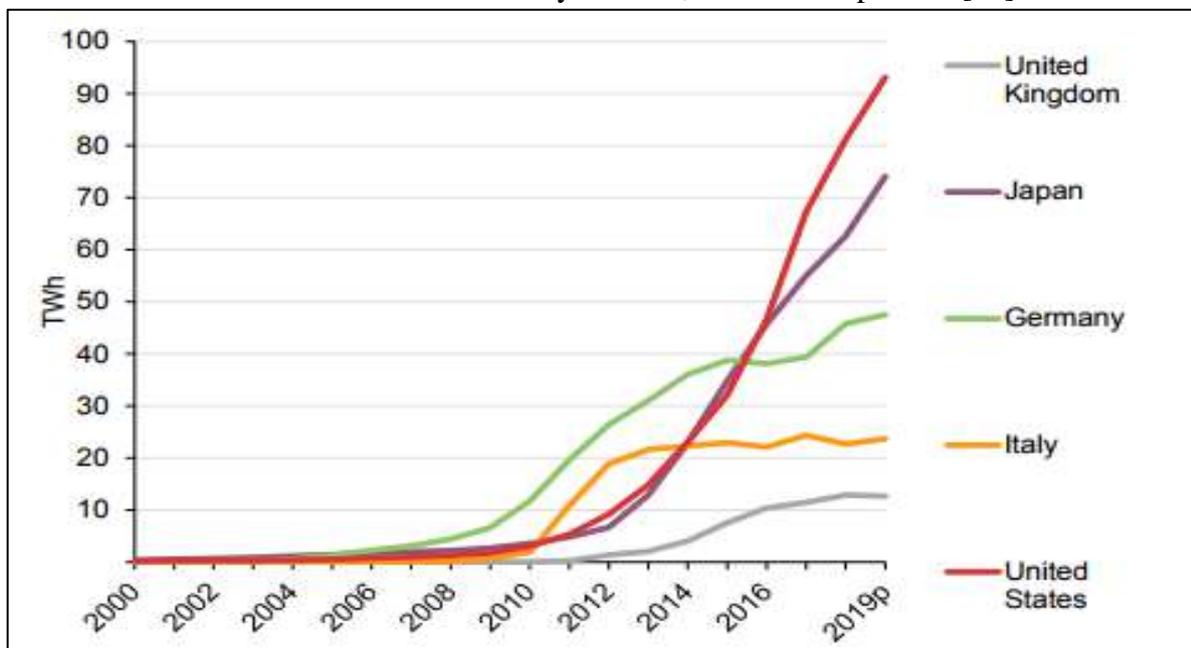
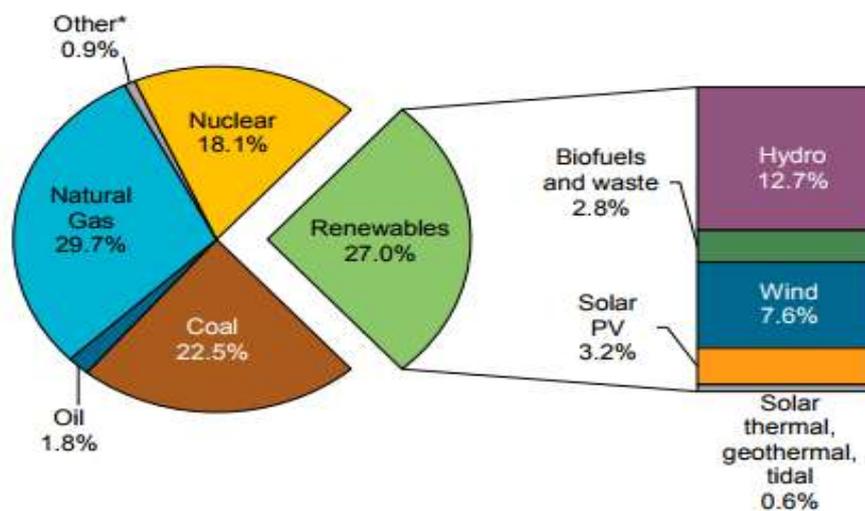


Figure (I.15) : Le taux de croissance du solaire photovoltaïque entre (2000-2019) [32]

Depuis 1990, la production d'électricité de l'OECD à partir de sources d'énergie renouvelables augmente à un rythme moyen de 2,8% par an, soit plus du double du taux de production totale d'électricité (1,2%), reflétant la forte croissance des «nouveaux» produits renouvelables, tels que solaire PV, éolien, déchets municipaux renouvelables et biogaz pour la production d'électricité ces dernières années.

Dans l'OECD, la production hydroélectrique représente la plus grande part des sources renouvelables dans la production d'électricité - mais elle a connu le taux de croissance moyen le plus faible de toutes les sources d'électricité renouvelables de 1990 à 2019. L'éolien est passé de 0,3% en 1990 à 28,3% de l'électricité renouvelable en 2019, un taux de croissance annuel moyen de 20,4%, ce qui en fait la deuxième source renouvelable d'électricité[32].

La part de l'énergie solaire photovoltaïque dans la production d'électricité renouvelable de l'OECD a connu un taux de croissance annuel moyen de 33,1% au cours de la même période.



Figure(I.16) : La production d'électricité à sources renouvelables en 2019[32]

Le taux de croissance annuel moyen de la production d'électricité renouvelable de 2010 à 2019 était de 4,9%. Cela a été fortement influencé par les taux de croissance élevés du solaire PV (31,2%), du solaire thermique (22,6%) et de l'éolien (13,4%). Les taux de croissance restants étaient la marée (7,5%), les biogaz (6,7%), les biocarburants liquides (3,9%), les biocarburants solides (3,2%), la géothermie (2,9%), déchets municipaux renouvelables (1,4%) et hydro (0,3%). La croissance de la production d'électricité à partir de nouvelles énergies renouvelables a été de 14,9% pour cette période[32].

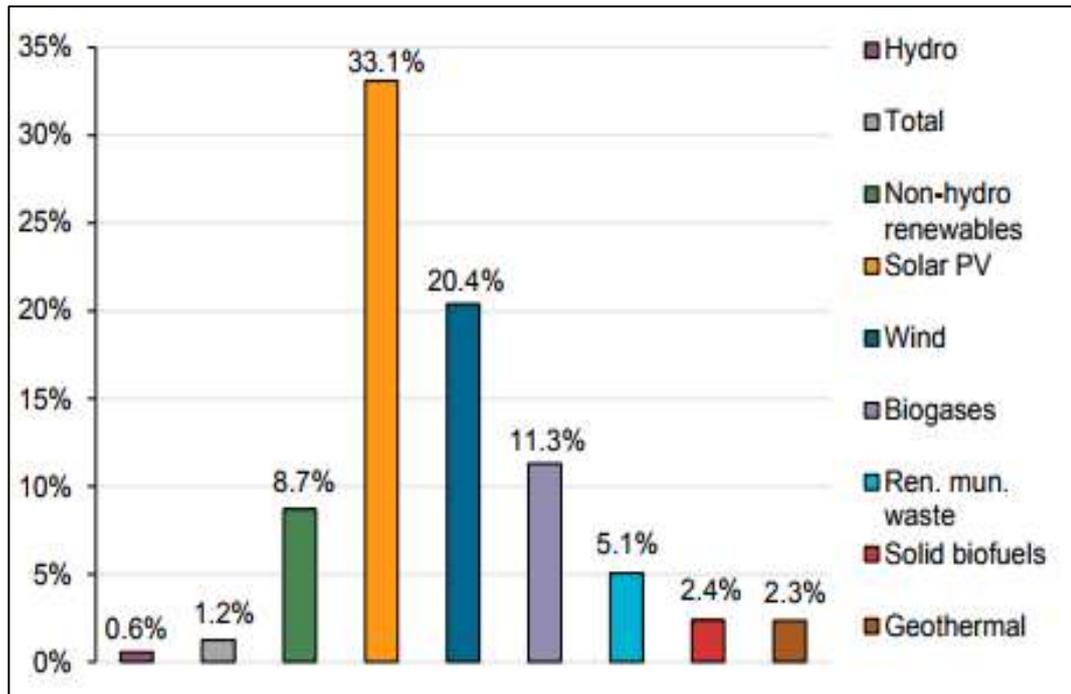


Figure (1.17) : La croissance moyenne annuelle de la production d'électricité entre 1990 et 2019 dans les pays de l'OCDE [32].

1.12 Développement des énergies renouvelables en Algérie

L'Algérie a lancé un projet de développement des énergies renouvelables, le gouvernement algérien ayant misé sur la stratégie du développement des ressources énergétiques inépuisables comme l'énergie solaire, et ceci dans le but de diversifier les sources d'énergie et rechercher des solutions réalisables aux problèmes causés par les énergies fossiles.

Le programme d'énergie verte en Algérie consiste à installer une source d'énergie renouvelable estimée à 22 000 mégawatts à l'horizon 2030, et ceci au niveau du marché local. Le gouvernement aspire également à exporter de l'énergie si les conditions du marché le permettent [33-34].

22000 MW répartis selon le diagramme de la figure suivante :

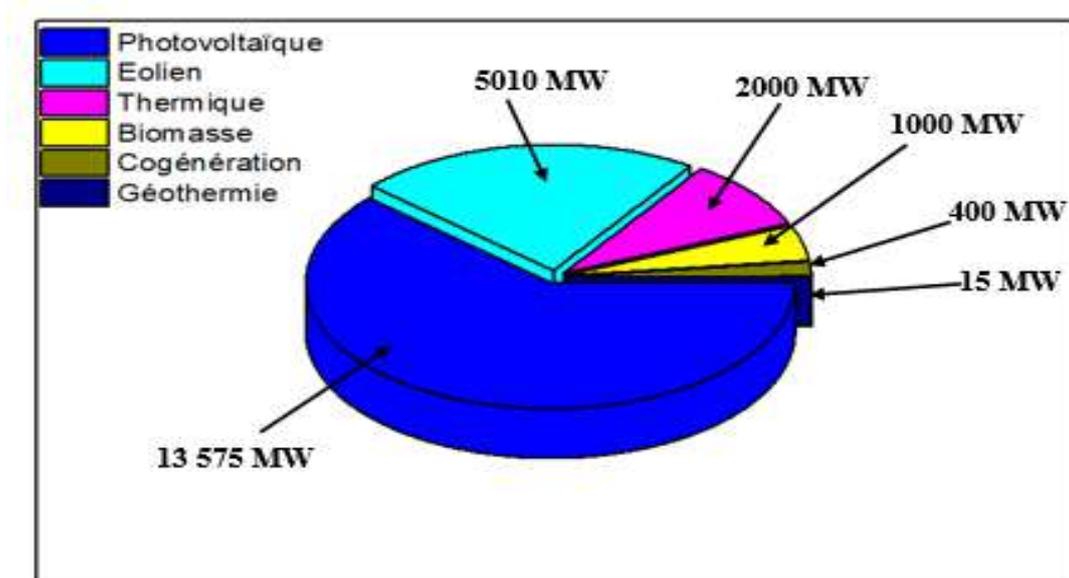


Figure (1.18) : Objectifs du programme algérien des énergies renouvelables.

1.13 Cellules photovoltaïques

Une cellule photovoltaïque est un dispositif qui convertit l'énergie solaire en énergie électrique. Cette conversion dépend des étapes de base suivantes :

- Capture de photons (absorption de photons avec une énergie supérieure à l'énergie du gap)
- Conversion de l'énergie photonique en énergie électrique en créant des paires d'électrons / trous dans le matériau semi-conducteur.

Il s'agit d'une méthode de génération d'énergie électrique en convertissant le rayonnement solaire en électricité directe à l'aide de semi-conducteurs porteurs d'un effet photovoltaïque.

Le photovoltaïque utilise des panneaux solaires, qui sont constitués d'un certain nombre de cellules solaires contenant des matériaux photovoltaïques.

Les matériaux photovoltaïques utilisés pour former les cellules photovoltaïques comprennent le silicium monocristallin, le silicium poly -cristallin, le silicium amorphe, le tellure de cadmium, le sélénium d'indium, le sulfure de gallium. La taille de chaque cellule est de quelques centimètres carrés.

1.13.1 Principe de fonctionnement des cellules photovoltaïques

En 1839, le physicien français BECQUEREL découvre l'effet photoélectrique, l'effet photoélectrique consiste à convertir l'énergie lumineuse des rayons solaires (photon) directement en électricité (Volt), Cela se fait en produisant et en transportant dans un matériau semi-conducteur des charges électriques positives et négatives sous l'influence de la lumière.

Ce matériau est constitué de deux couches, l'une d'elles a un excès d'électrons et ce type est appelé (dopée de type N) et l'autre à un déficit d'électrons et il est appelé (dopée de type P).

Initialement, la charge de la zone dopée N est positive, tandis que la zone dopée P est chargée négativement donc, Il se crée un champ électrique entre elles qui tend à repousser les électrons dans la zone N et les trous vers la zone P.

On obtient ainsi une jonction (fig.1.19), lorsque cette jonction est exposée à la lumière (flux lumineux),

- Si cette énergie égale ou supérieure à la bande passante interdite (l'énergie de gap) transfère leur énergie aux atomes, chacun faisant passer un électron de la bande de valence à la bande de conduction et laissant également un trou capable de se déplacer, générant ainsi une paire : électron - trou.
- Si les photons ont beaucoup plus d'énergie que (E_g), ils passent de la bande de valence à un niveau instable de la bande de conduction. L'énergie excédentaire serait transférée sous forme de photons de grille cristalline, puis perdrait en chaleur et l'électron prendrait un niveau constant dans la bande de conduction.
- Si les photons ont moins d'énergie que (E_g), alors ils ne seront pas absorbés et leurs énergies ne contribueront pas à la conversion photovoltaïque.

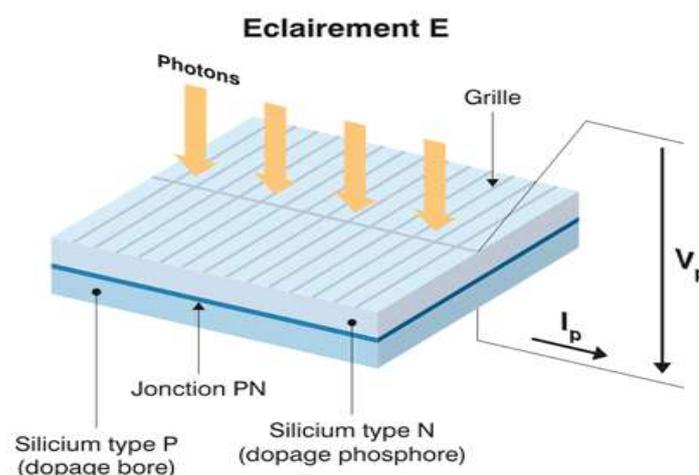


Figure (1.19) : Coupe transversale d'une cellule PV typique [35].

1.13.2 Types de cellules photovoltaïques

Il existe de nombreux types de photovoltaïque. Chaque type se distingue par son efficacité et son coût. Quel que soit le type, le rendement est encore très faible : entre 8 et 23% de l'énergie que reçoivent les cellules. Il existe actuellement trois principaux types de cellules :

A. Cellules monocristallines

La première génération de cellules solaires est caractérisée par des cellules monocristallines, qui sont une masse de silicium cristallisant en un monocristal avec une épaisseur de substrat supérieure à 100 μm (figure 1.20). Le processus de fabrication de cette génération de cellules nécessite beaucoup de temps et d'énergie, et c'est le plus coûteux. Ce procédé se fait en faisant fondre le silicium brut et en formant une bande qui est ensuite découpée en puces, ces dernières subissent plusieurs traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création d'une jonction PN, dépôt d'une couche antireflet, synthèse de complexes), de sorte que. Les cellules deviennent rondes ou semi-carrée avec une couleur uniforme et son rendement est de 15% à 20%. Cette technologie est considérée comme plus raffinée et mature. Sa production mondiale a atteint environ 84 % du marché PV.



Figure (1.20) : Cellules monocristallines.

B. Cellules poly cristallines

Cette génération de cellules est constituée d'une masse de silicium poly-cristallin de plusieurs nuances de couleur ou des matériaux de composés II-VI comme (GaAs), (CdTe), (CuInSe₂), (TiO₂) (fig.1.21). Quant à son coût de production, il est considéré comme moins cher que les cellules monocristallines, et son efficacité atteint 11% à 15%.

Cette génération de cellules s'est fait sentir sur le marché du photovoltaïque grâce à sa capacité à générer des gains de productivité.

Pour fabriquer cette génération de cellules, nous avons besoin de 2 à 3 fois moins d'énergie que la première génération (monocristalline) et elle produit également une petite quantité de déchets de coupe. Cette caractéristique la rend plus attractive que la première génération.



Figure (1.21) : Cellules poly cristallines.

C. Cellules amorphes

Cette génération de cellules est constituée de très fines couches de silicium situées sur du plastique souple, du verre ou du métal. Le coût de réalisation de cette génération est faible, mais son efficacité ne dépasse pas 8%. L'avantage de cette génération c'est qu'elle est fonctionnée sous éclairage faible ou diffus, Elle est également moins chère que les autres technologies. Mais son efficacité ne dépasse pas 8%.

Malgré le faible rendement de ces panneaux par rapport à la technologie de première et deuxième génération, des panneaux de grande surface et à faible coût peuvent être produits en utilisant un peu de silicium brut.

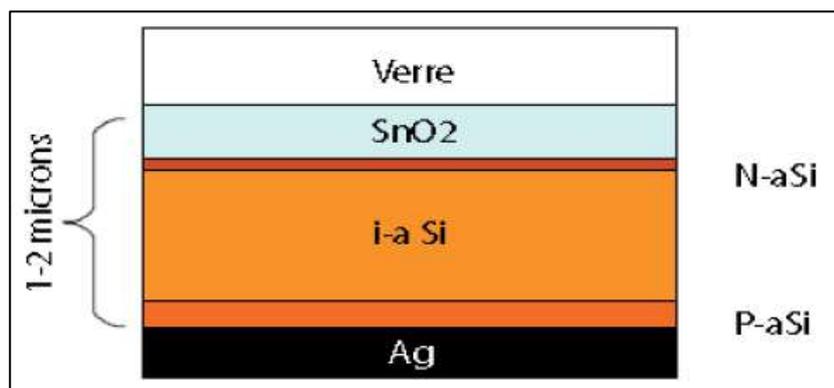


Figure (1.22) : Cellules amorphes.

1.13.3 Regroupement des Cellules photovoltaïques.

1.13.3.1 Association en série

Pour augmenter la tension pour le même courant, les cellules sont connectées en série tout en les connectant en parallèle conduit à une augmentation du courant tout en maintenant la tension et ceci afin d'obtenir la puissance maximale sous l'effet température et éclairement.

Le raccordement de la cellule à une série augmente la tension (figure 1.23), et permet ainsi d'accroître la puissance de l'ensemble, le photovoltaïque de première génération est réalisé en ajoutant 36 cellules en série (n_s) ($V_{co,ns}=0,6 \times 36=21,6V$) pour obtenir une tension optimale du panneau V_{opt} proche de celle d'une tension de batterie de 12V [36].

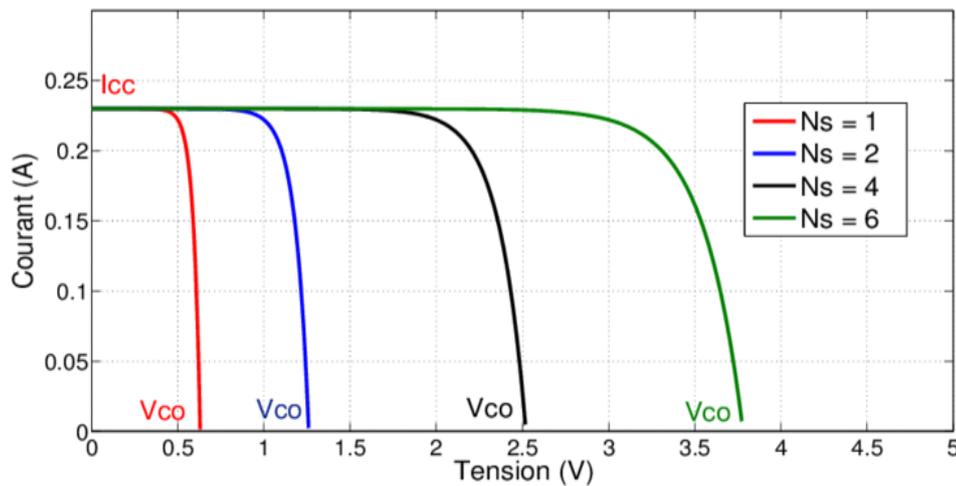


Figure (1.23) : Caractéristiques résultantes d'un groupement de N_s cellules en série[35].

Pour obtenir un panneau photoélectrique, des diodes de protection sont ajoutées, dont l'une est connectée en série pour éviter les courants de retour, tandis que la seconde qui intervient en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules est connectée en parallèle (dite diode by-pass) voir la figure (1.24).

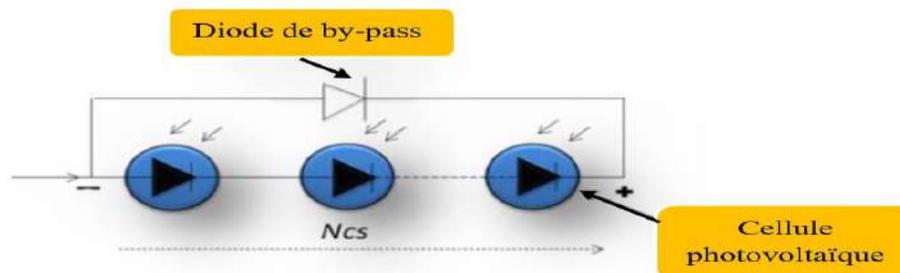


Figure (1.24) : Cellules Photovoltaïque connecté en série.

Dans le module photovoltaïque, pour augmenter la tension, les cellules n_s sont connectées en série, Cela se fait en faisant passer le même courant à travers toutes les cellules et la caractéristique résultant du montage en série est obtenue en ajoutant les tensions élémentaires à chaque cellule.

Ce système d'association est généralement le plus communément utilisé pour les modules photovoltaïques du commerce. Comme la surface des cellules devient de plus en plus importante, le courant produit par une seule cellule augmente régulièrement au fur et à mesure de l'évolution technologique alors que sa tension reste toujours très faible.

La figure (1.25) représente un module PV qui est constitué d'un groupe de cellules connectées en série pour avoir une tension plus ou moins élevée.

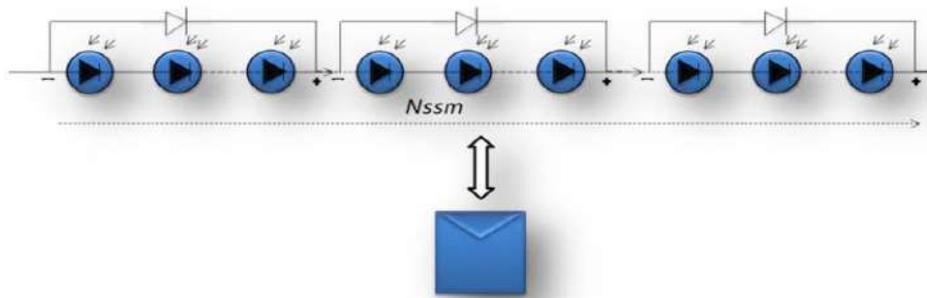


Figure (1.25) : Module PV constitué d'un groupe des cellules connectés en série.

1.13.3.2 Association en parallèle

D'autre part, la connexion des cellules (n_p) en parallèle permet d'augmenter le courant de sortie du générateur. Dans une matrice de cellules symétriques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante de la matrice est obtenue en additionnant les courants (Fig.1.26). Les caractéristiques électriques d'une association parallèle de N_p cellules peuvent être résumées par la relation suivante [36] :

$$I_{PCC} = N_p \cdot I_{CC} \quad (1.30)$$

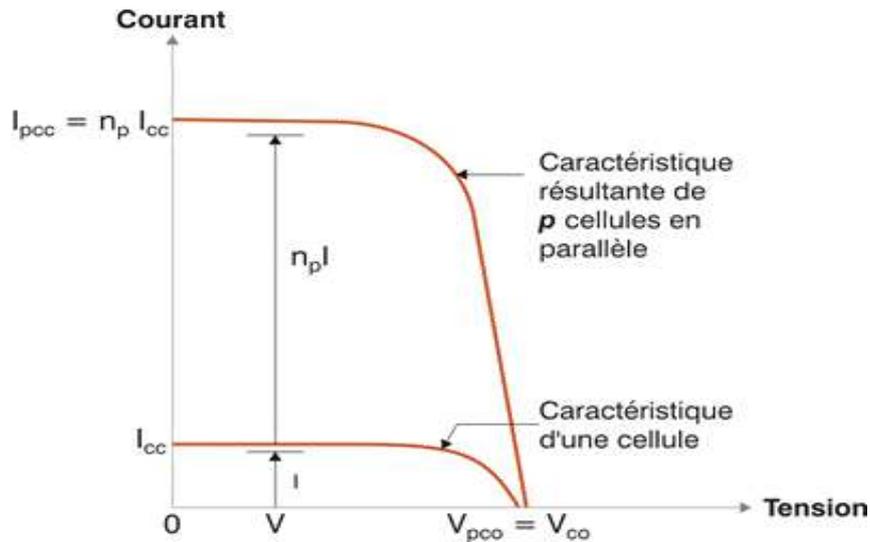


Figure (1.26) : Caractéristiques résultantes d'un groupement de N_p cellules en parallèle[35].

Les deux types de regroupement peuvent être utilisés pour obtenir les valeurs souhaitées de tension et de courant.

1.13.4 Constitution du module photovoltaïque

Une seule cellule photovoltaïque produit moins de 2 watts à 0,5 V, donc afin d'augmenter la puissance de sortie, plusieurs cellules sont assemblées en série pour former un module PV, et ces modules sont raccordés entre eux (série et/ou parallèle) pour former des panneaux photovoltaïques.

- Pour le câblage des cellules photovoltaïques : Les cellules sont fixées les unes aux autres par une bande métallique fine (cuivre étamé), du contact en face avant (-) au contact en face arrière (+).
- Ces cellules sont enfermées sous vide entre deux membranes thermoplastiques transparentes (EVA : Ethylène Acétate de Vinyle).
- Souvent, ces cellules sont enfermées dans un cadre en aluminium avec un joint circulaire pour permettre la dilatation.
- Le verre à l'avant permet de protéger mécaniquement les cellules et laisse passer la lumière du soleil.

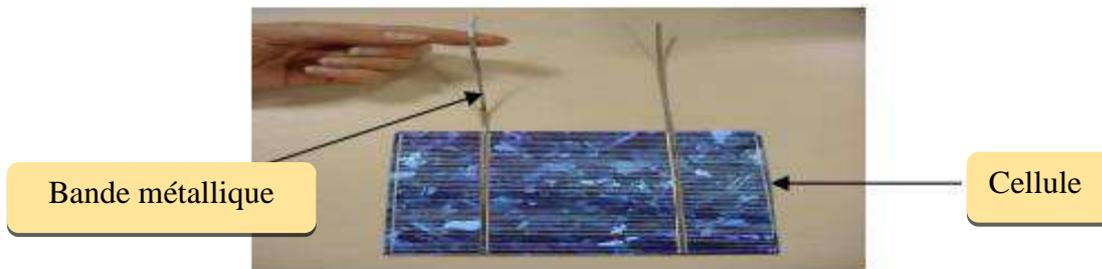


Figure (1.27) : Bande métallique d'une cellule.

Généralement, Le module photovoltaïque est un circuit composé de 36 cellules connectées en série, recouvertes de verre et de plastique, et ceci pour le protéger de l'humidité .Il est également pourvu d'un cadre et d'un coffret de jonction électrique.

Donc, pour les cellules série, qui forment elles-mêmes des branches en parallèle, la puissance disponible en sortie du générateur PV est fournie par la relation suivante :

$$P_{PV} = V_{PV} \cdot n_s \cdot I_{PV} \cdot n_p \quad (1.31)$$

Avec , P_{PV} : la puissance disponible en sortie du GPV ;

V_{PV} : la tension à la sortie du GPV ;

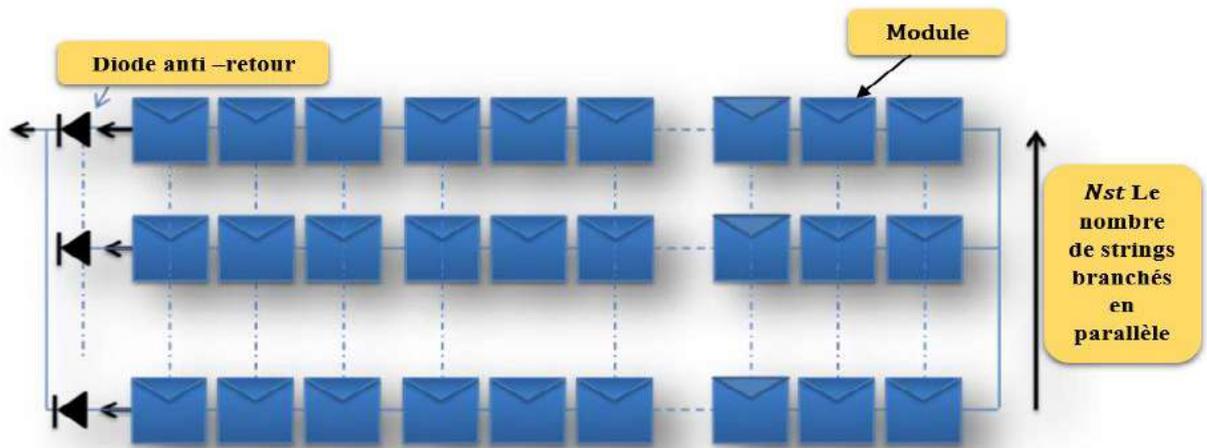
I_{PV} : le courant de sortie du GPV.

1.13.5 Panneaux photovoltaïques

Les panneaux photovoltaïques sont un groupe de modules photovoltaïques interconnectées entre eux (série et / ou parallèle), installés sur une ossature métallique qui leur permet d'être fixés à un angle spécifique.Le nombre de module du générateur photovoltaïque est déterminé selon la puissance requise, en tenant compte des conditions climatiques (température – éclairement).

Généralement, le champ photovoltaïque est constitué de plusieurs modules connectés en série, et ça s'appelle un string. Ces strings sont connectés en parallèle.

Des diodes en série sont installées dans chaque branche (une diode anti-retour) afin d'empêcher qu'une branche de cellules connectées en série reçoive de l'énergie d'autres strings connectés en parallèle (figure 1.28) [36-37].



Figure(1.28) : Champ photovoltaïque composé de N_{st} strings en parallèle.

Si vous souhaitez obtenir un générateur PV avec un courant de sortie plus élevé, vous pouvez, soit utiliser des cellules PV avec une grande surface et un meilleur rendement, soit combiner plusieurs modules PV avec des caractéristiques similaires en même temps.

Pour qu'un générateur PV fonctionne de manière optimale, toutes les cellules (n_s , n_p) doivent se comporter de la même manière. Pour se faire, il doit provenir de la même technologie, du même lot de production, et doit subir aux mêmes conditions de fonctionnement (l'éclairement, température, vieillissement et inclinaison).

La puissance du générateur photovoltaïque serait idéale si chaque cellule fonctionnait à sa puissance maximale indiquée P_{max} . Cette puissance est la caractéristique $P(V)$ maximale du générateur et correspond à la tension de sortie optimale V_{opt} et du courant optimal noté (I_{opt}).

Cette caractéristique dépend fortement de l'éclairement auquel le générateur est exposé et de sa température.

1.14 Générateur PV

Le générateur photovoltaïque est constitué de nombreuses cellules connectées les unes aux autres en série ou/et en parallèle, ces cellules fonctionnent pour convertir la lumière (photon) en électricité sous l'influence de conditions standard ($E=1000 \text{ w/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$, $AM=1.5$).

Puissance maximale produite par les cellules silicium dans 150mm^2 atteint environ 2.3 Wc sous tension 0.5 V . Le reste de l'énergie est faible et insuffisant pour la plupart des applications, il faut donc connecter de nombreuses cellules pour obtenir un générateur photovoltaïque capable de produire de l'énergie conditionnée au besoin d'utilisation.

1.14.1 Modèle d'une cellule solaire PV

Une cellule photovoltaïque peut être modélisée par l'équation qui définit le comportement constant d'une jonction PN dans une diode classique. Dans cette équation, le courant de court-circuit et les différentes résistances qui représentent les pertes dues aux connexions sont prises en compte. La figure ci-dessous montre le schéma électrique équivalent d'une vraie cellule PV.

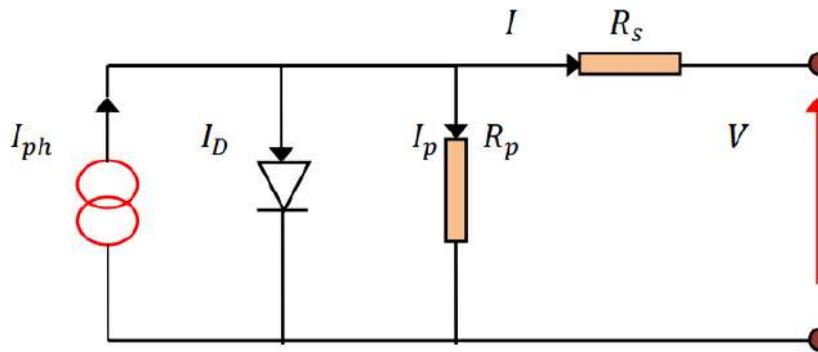


Figure (1.29) : Schéma équivalent de cellule PV[18].

En statistique, le comportement de la cellule photovoltaïque constituée d'une jonction PN à base de silicium peut être décrit par l'équation suivante :

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \tag{1.32}$$

Avec,

I : le courant fourni par cellule.

I_{ph} : le photo-courant dépendant de l'éclairement (G)

I_d : Le courant traversant la diode, est donné par relation suivante.

$$I_d = I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I.R_s}{nV_T} \right) - 1 \right] \tag{1.33}$$

I_p : Le courant dérivé par la résistance parallèle, est donnée par l'équation suivante.

$$I_p = \frac{V + I.R_s}{R_p} \tag{1.34}$$

Où :

I_0 : Le courant de saturation inverse d'une diode.

V_T : La tension thermique. $v_T = \frac{KT}{e}$.

e : charge d'électron ($1.602 \cdot 10^{-19}$ C).

K: constante de Boltzmann ($1.381 \cdot 10^{-23}$ J/K)

R_p : résistance parallèle.

R_s : résistance série.

n: Facture de non idéalité de la jonction comprise entre 1 et 5 dans la pratique.

T: La température effective de la cellule en kelvin.

L'équation reliant le courant délivré par un module PV constituée par la mise en série de N_s cellules et la tension à ses bornes est donnée par l'équation (1.35) (appliquant la loi de Kirchhoff) [38].

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + R_s I}{V_{th}} \right) - 1 \right] - (V + R_s I) / R_p \quad (1.35)$$

1.14.2 Paramètres de cellules photovoltaïques

Par les paramètres de cellules photovoltaïques (I_{cc} , V_{co} , I_m , V_m , FF), il est possible de comparer différentes cellules éclairées dans des conditions identiques. Ces paramètres sont principalement extraits de caractéristiques courant-tension.

A. Courant de court-circuit (I_{cc})

Le courant de court-circuit I_{cc} est la valeur du courant lorsque la tension aux bornes de la cellule est nulle ($V=0$). Il croît linéairement avec l'intensité d'éclairement de la cellule et dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement, de la mobilité des porteurs et de la température. D'où, en annulant la tension V dans l'équation (1.31), on obtient [39]:

$$I_{cc} = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{I_{cc} R_s}{n V_{th}} \right) - 1 \right) - \frac{I_{cc} R_s}{R_p} \quad (1.36)$$

Pour la plupart des cellules solaires (dont la résistance série est très faible), donc on peut négliger la partie : $I_s \left(\exp \left(\frac{I_{cc} R_s}{n V_{th}} \right) - 1 \right)$, la relation courant de court-circuit est alors :

$$I_{cc} \approx \frac{I_{cc} R_s}{R_p} \quad (1.37)$$

B. La tension en circuit ouvert (V_{co})

C'est la tension mesurée aux bornes de la cellule et pour laquelle le courant débité par la cellule solaire est nul, elle est donnée par l'équation suivante[40]:

$$V_{co} = n V_{th} \log \left(1 + \frac{I_{ph}}{I_s} \right) \quad (1.38)$$

C. Le point de fonctionnement P_m (V_m , I_m)

La puissance maximale est très importante pour évaluer la performance d'une cellule photovoltaïque éclairée. Sa grandeur est donnée par l'équation suivante :

$$P_m = I_m \times V_m \quad (1.39)$$

Le point de fonctionnement P_m (V_m , I_m) qui est situé au coude de la caractéristique I-V, avec les valeurs de tension et courant maximum.

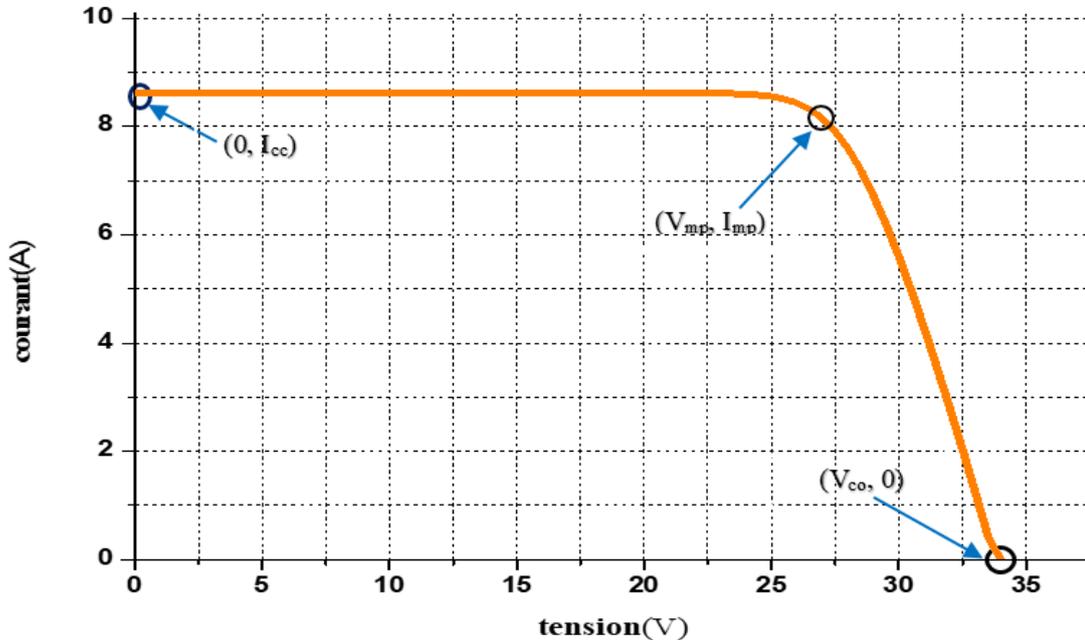


Figure (1.30) : Le point du fonctionnement P_m , La tension en circuit ouvert, Courant de court-circuit (I_{cc}).

D. Facteur de forme FF

Le facteur de forme est le rapport entre la puissance maximale et le produit ($I_{cc} \times V_{co}$), Ce paramètre compris entre 0 et 1 [12], on l'exprime en %. Est donné par la relation (1.40) :

$$FF = \frac{P_m}{I_{cc} \times V_{co}} = \frac{I_m \times V_m}{I_{cc} \times V_{co}} \quad (1.40)$$

Généralement le facteur de forme prend des valeurs entre 0.6 et 0.85.

E. Rendement η

Rendement des cellules photovoltaïques peut être défini comme la proportion d'énergie de sortie acquise à partir de la cellule photovoltaïque divisée par rapport à l'énergie reçue du soleil [41]. Il peut également prendre le rendement du module PV par la relation suivante.

$$\eta = \frac{P_m}{S \times E} \quad (1.41)$$

Avec S est la surface de la cellule (m^2) et E est l'éclairement (W/m^2).

Ou d'après l'équation (1.40) : $P_m = FF \times I_{cc} \times V_{co}$

$$\eta = \frac{FF \times I_{cc} \times V_{co}}{S \times E} \tag{1.42}$$

F. Résistance série (R_s)

R_s est une résistance série liée à la résistivité volumique et à l'impédance des électrodes et des matériaux. La pente de la courbe courant-tension au point V_{oc} représente l'inverse de la résistance série ($1/R_s$) [14]. Elle peut être donnée par la relation suivante :

$$R_s = -\frac{dI}{dV} - \frac{nV_T}{I_0 \exp\left(\frac{V+IR_s}{nV_T}\right)} \tag{1.43}$$

$$R_s = -\frac{dI}{dV} \Big|_{V_{co}} - \frac{nV_T}{I_0 \exp\left(\frac{V_{co}+IR_s}{nV_T}\right)} \tag{1.44}$$

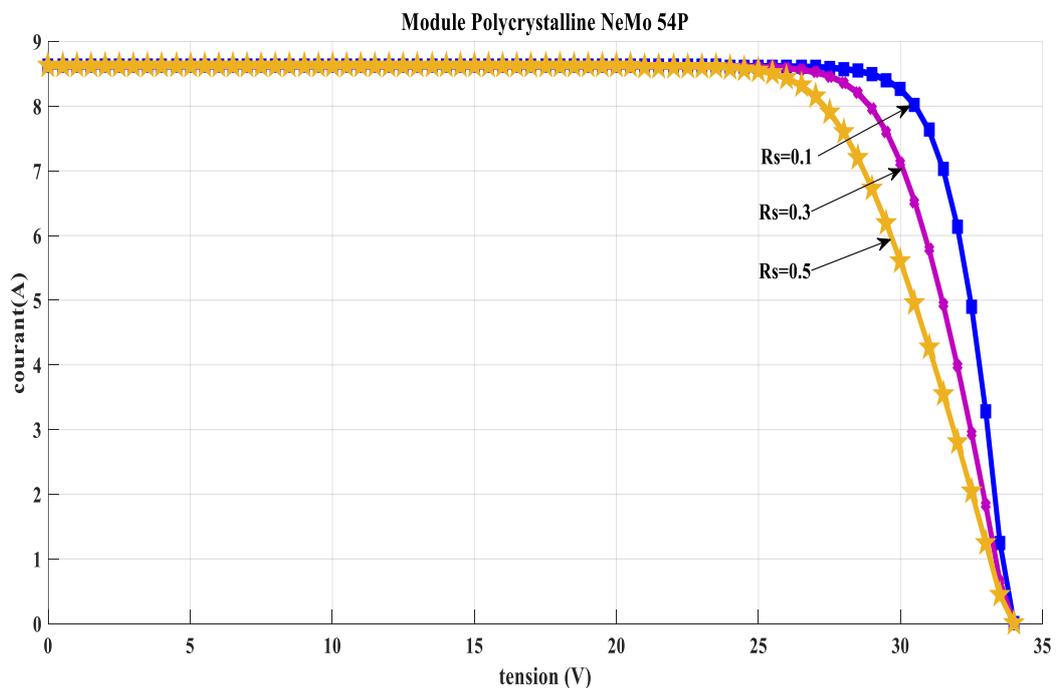


Figure (1.31) : Caractéristiques I-V du GPV pour différentes valeurs de R_s .

G. Résistance shunt (R_{sh})

R_{sh} est une résistance shunt liée aux effets de bord et aux recombinaisons volumiques. La pente de la courbe courant-tension au point I_{cc} représente l'inverse de la résistance shunt

($1/R_{sh}$). En général, la valeur de R_{sh} est plus grande que R_s d'au moins un ordre de grandeur. Pour minimiser les pertes, il faut diminuer R_s et augmenter R_{sh} . Le cas idéal est représenté par R_{sh} égale à l'infini et R_s égale à zéro [42].

1.15 Caractéristiques courant - tension d'un panneau photovoltaïque

Il est difficile de donner un caractère source du courant ou de tension à un panneau photovoltaïque sur toute l'étendue de la caractéristique courant tension. Le panneau photovoltaïque est donc à considérer comme une source de puissance. On s'aperçoit alors de l'existence d'un point P_m où la puissance se trouve être maximale. Il est sans aucun doute intéressant de se placer sur ce point pour tirer le maximum d'énergie et ainsi exploiter au mieux la puissance crête installée. Certains régulateurs solaires réalisent donc une adaptation d'impédance pour qu'à chaque instant on se trouve proche de ce point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking (MPPT)) [3].

1.16 Modélisation d'un module photovoltaïque

Plusieurs modèles mathématiques sont utilisés pour simuler le fonctionnement d'un module photovoltaïque. Ces modèles se différencient par la méthode de calcul et le nombre des paramètres intervenants dans la caractéristique courant - tension.

Nous avons choisi un modèle simple nécessitant que les paramètres donnés par le fabricant. Programme 'MATLAB' peut être trouvée sur l'annexe (B). La caractéristique I-V de ce modèle est présentée ci-dessous [43]

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+R_s I}{nV_{th}}\right) - 1 \right] - (V + R_s I)/R_p \quad (1.45)$$

Le photo-courant dépendant de la lumière, ce courant correspond également au courant de court-circuit :

$$I_{ph} = I_{sc,ref} \frac{G}{G_{ref}} \left[1 + \gamma * (T_c - T_{c,ref}) \right] \quad (1.46)$$

Avec,

- I_0 , saturation inverse de la diode ;

- V_{th} , tension thermique ;

- q , charge d'électron ($1.60217646 \times 10^{-19}$ C) ;

- K , constante de Boltzmann ($1.3806503 \times 10^{-23}$ J/K);

- T_c, température des cellules ;
- n, facteur d'idéalité ;
- I=courant de module (A) ; V= Tension de module (V).
- I_{sc,ref},le courant de court-circuit à l'état standard (T=25°C,G=1000W/m²);
- G,irradiation (W/m²);
- G_{ref} ,irradiation à température de référence(1000 W/m²);
- γ,Coefficient de température des cellules ;
- T_{c,ref},température des cellules aux conditions standard (25°C).
- T_c est lié à la température ambiante moyenne du mois T_a ,T_c donnée par l'équation suivante (1.47).

$$T_c = T_a + \left(\frac{NOCT-20}{800} \right) * G \tag{1.47}$$

Où :

- T_a, température ambiante (°C);
- NOCT, température nominale de l'opération de la cellule (°C);et dépendent du type de module PV considéré.

Le courant de saturation inverse d'une diode est donné par l'équation (I.44)

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^3 \exp \left[\left(\frac{E_g * q}{n * K} \right) * \left(\frac{1}{T_{c,ref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right] \tag{1.48}$$

Avec :

I_{0,ref}, Le courant de saturation à la condition standard.

Si l'on suppose que la résistance parallèle est infinie (R_p=∞), l'équation (I.44) devienne :

$$I = I_{sc} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V+R_s I}{n V_{th}} \right) - 1 \right] \tag{1.49}$$

Pour résoudre l'équation de caractéristique courant tension (non linéaire), on utilise la méthode de Newton-Raphson décrite par :

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (1.50)$$

Avec :

$f'(x_n)$: Le dérivé de la fonction $f(x_n)$,

x_n : La présente itération,

x_{n+1} : L'itération suivante.

Ainsi, on réécrit l'équation (I.49) sous la forme suivante :

$$f(I) = I_{sc} - I - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+R_s I}{nV_{th}}\right) - 1 \right] = 0 \quad (1.51)$$

Donc en remplaçant dans l'équation (I.50) on calcule le courant (I) par les itérations [18]:

$$I_{n+1} = I_n - \frac{I_{sc} - I_n - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+I_n R_s}{nV_T}\right) - 1 \right]}{-1 - I_0 \cdot \left(\frac{R_s}{nV_T}\right) \cdot \left[\exp\left(\frac{V+I_n R_s}{nV_T}\right) \right]} \quad (1.52)$$

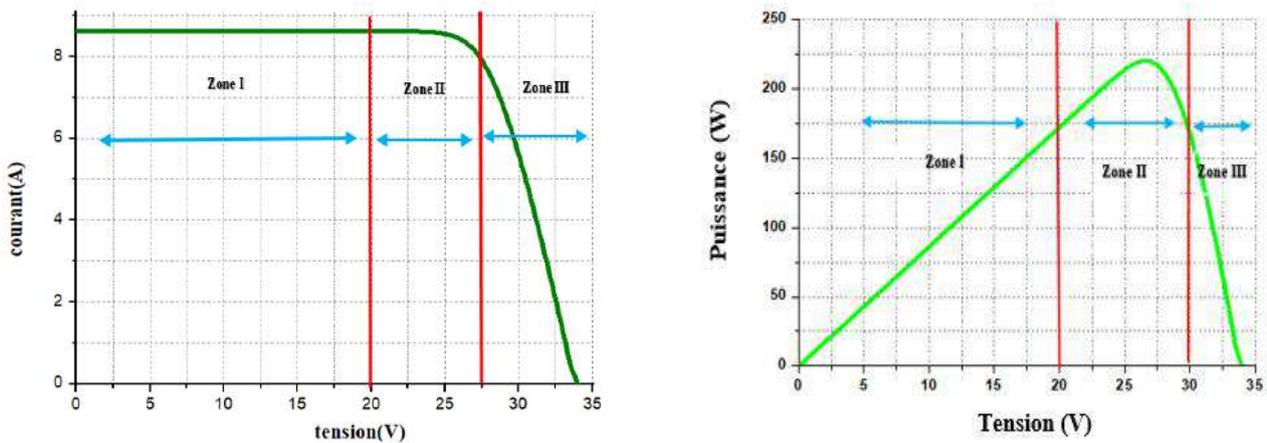
Pour généraliser notre calcul pour différents éclairagements et températures, nous utilisons le modèle qui déplace la courbe de référence à de nouveaux emplacements.

$$I_0 = I_0(T_{ref}) \cdot \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^{3/n} \cdot \left[\exp\left(\frac{-qEg}{nk}\right) \cdot \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}}\right) \right] \quad (1.53)$$

Le constructeur des panneaux photovoltaïques fournit les paramètres du panneau (I_{cc} , V_{oc} , P_m) sous les conditions standard de fonctionnement (l'éclairément de 1000W/m² et une température de 25°C, AM 1.5)

Figure (1.32) donne les caractéristiques I(V) et P(V) pour les conditions climatiques standard (E =1000 W/m², T =25 °C), se divise en trois parties :

- La zone (I) où la cellule se comporte comme un générateur de courant I_{cc} proportionnel à l'éclairément ;
- La zone (II) où la cellule se comporte comme un générateur de tension V_{co} ;
- La zone (III) où l'impédance interne du générateur varie rapidement. [12]



Figure(1.32) : Caractéristique I-V et P-V d'une cellule photovoltaïque.

1.17 Effet de l'éclairement et de la température sur la caractéristique I-V

Dans notre expérience, pour vérifier l'influence de différentes valeurs de température et de l'éclairement sur le module PV. Nous avons utilisé un module PV qui est installé sur le toit du laboratoire électrique de l'université d'Ouargla face au sud et fixé en position horizontale. Un kit de capteur, qui comprend le Pyranomètre de type 3.3 monté dans le plan du module est utilisé pour mesurer l'irradiance incidente, et des thermocouples de type K sont insérés à différents points de l'unité solaire. Le premier thermocouple a mesuré la température extérieure qui est placée à l'ombre du module, d'autre part, le second fixé sur la feuille arrière du panneau pour mesurer sa température.

Au cours des expériences, la température extérieure, la température du panneau et le rayonnement solaire global sont pris comme données d'entrée pour l'unité de gestion de l'alimentation. Les données mesurées sont traitées au moyen de la carte d'acquisition de données du PMU qui utilise l'interface utilisateur graphique Lab VIEW que les données enregistrées prennent la forme d'un fichier texte pouvant être lu par une feuille de calcul Microsoft Excel dans l'ordinateur. Le type de technologie de panneau photovoltaïque dans la journée expérimentale est le polycristallin (multi-Si) NeMo@54 P, la catégorie du panneau PV utilisé et ses données de performance sont présentées dans le tableau (1.9), (la fiche technique de ce panneau PV est donnée dans l'annexe (C)).

Tableau (1.9) : Caractéristique du module solaire (type polycrystalline NeMo54P)

	Specification	
	STC	NOCT
Puissance de sortie maximale	220 W	155W
Tension nominal	24V	
Tension en circuit ouvert	33.77V	
Tension auMPP	27.54V	23.40V
Courant au MPP	8.08A	6.62A
Courant de court-circuit	8.62A	7.02A
Size	990×1480×38(mm)	
Coefficient de température du courant de court-circuit 0,05% K		
Coefficient de température de tension ouverte -032% K		

La figure(1.33) montre la caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque. Ces valeurs expérimentales ont été trouvées sous l'influence de différentes valeurs de température et d'éclairement.

La température et l'éclairement ont un effet sur la caractéristique I-V de la cellule photovoltaïque en termes de valeurs (I_{cc} , V_{co} , I_m et V_m), mais la forme générale reste la même.

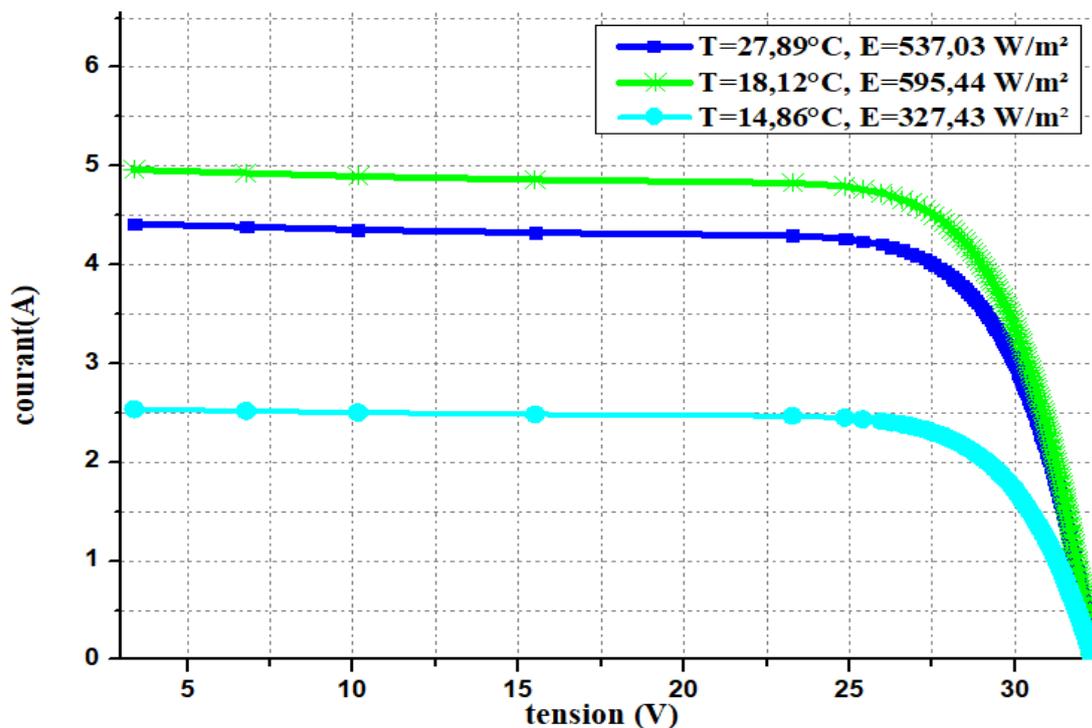


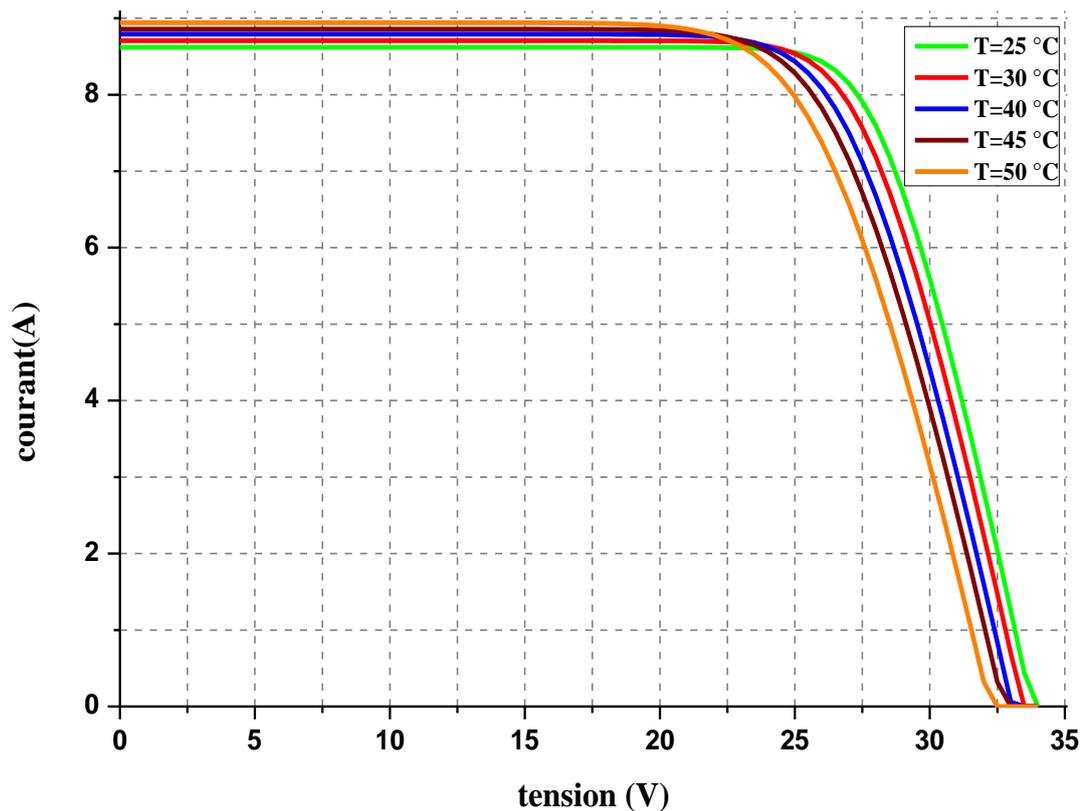
Figure (1.33) : Caractéristiques I–V du module PV pour différentes valeurs de température et l'éclairement (type Polycrystalline NeMo 54P)

1.17.1 Influence de la température

La température est un facteur très important pour influencer sur la caractéristique de la cellule photovoltaïque. Les caractéristiques électriques d'une cellule PV dépendent de la température de jonction au niveau de la surface exposée. La Figure I.34 donne l'allure générale des caractéristiques électriques d'un module photovoltaïque pour différentes valeurs de température et un éclairement constant ($E=1000 \text{ W/m}^2$).

Nous remarquons sur la figure que lorsque la température augmente, elle provoque l'augmentation du courant de court-circuit (I_{cc}). En même temps, on observe une diminution de la tension de circuit ouvert.

La figure (1.34) montre que lorsque la caractéristique température augmente plus la puissance du panneau diminue, et cela se traduit par la diminution de la tension à ces bornes. Donc la température influe négativement sur la tension du circuit ouvert (V_{co}).



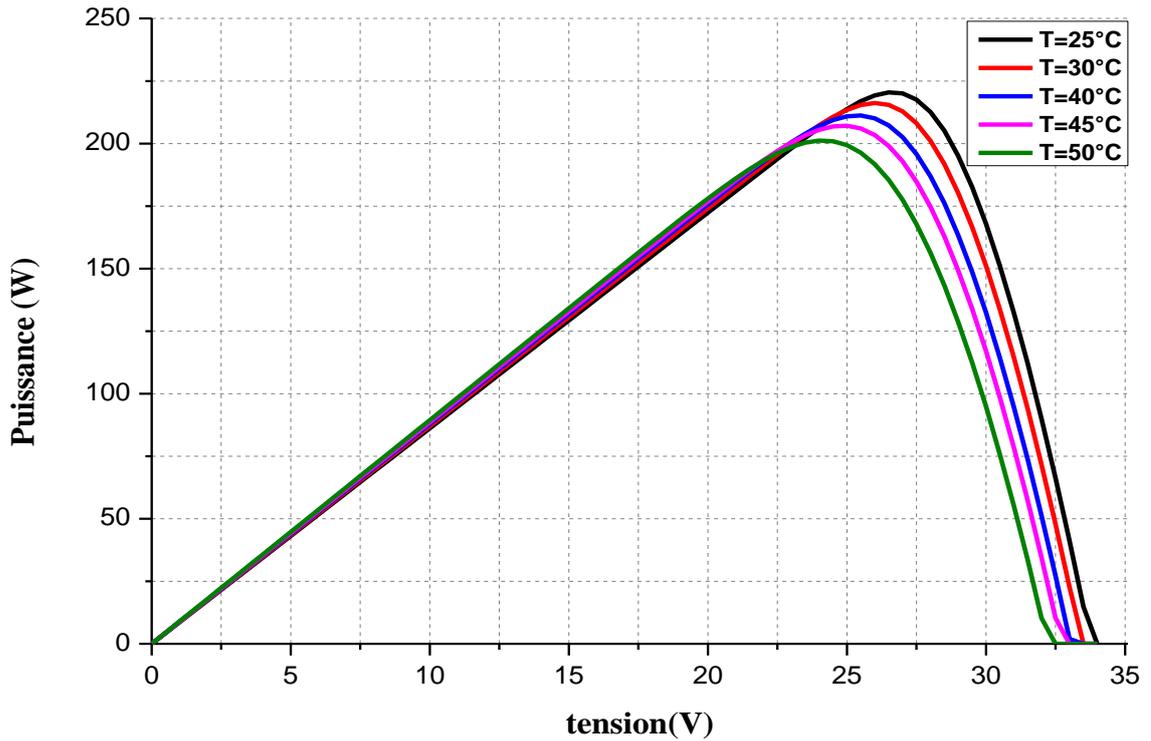
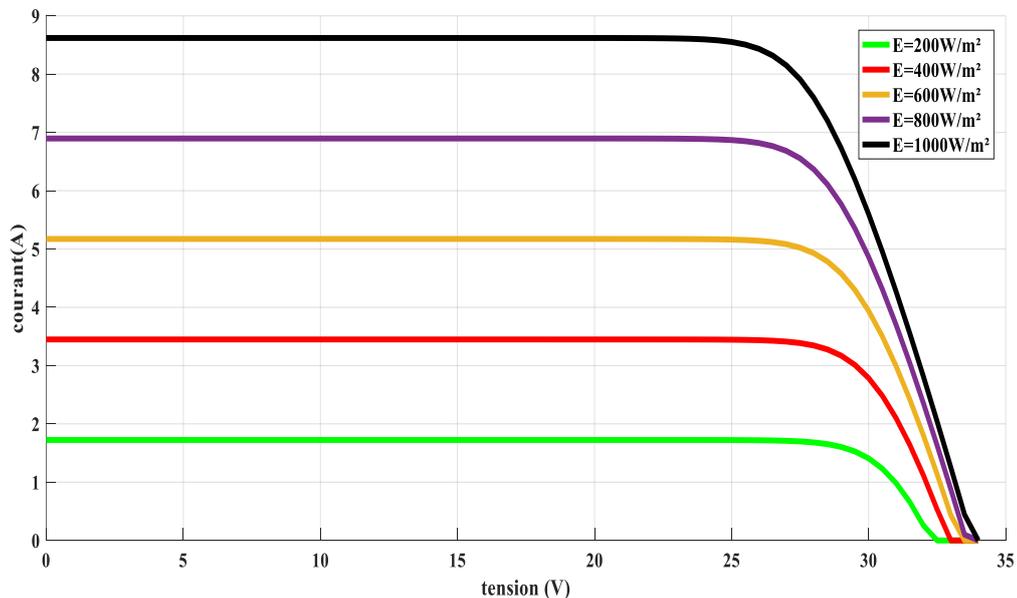


Figure (1.34): Caractéristique I-V et P-V pour différentes valeurs de température et éclairement constant ($E=1000 \text{ W/m}^2$).

1.17.2 Influence de l'éclairement

Figure (1.35) illustre les caractéristiques (I-V) pour différents niveaux de l'éclairement, à une température constante ($T=25^\circ\text{C}$). On remarque que pour différents niveaux d'éclairement, le courant optimal subit une variation importante, par contre, la tension du circuit ouvert varie légèrement,



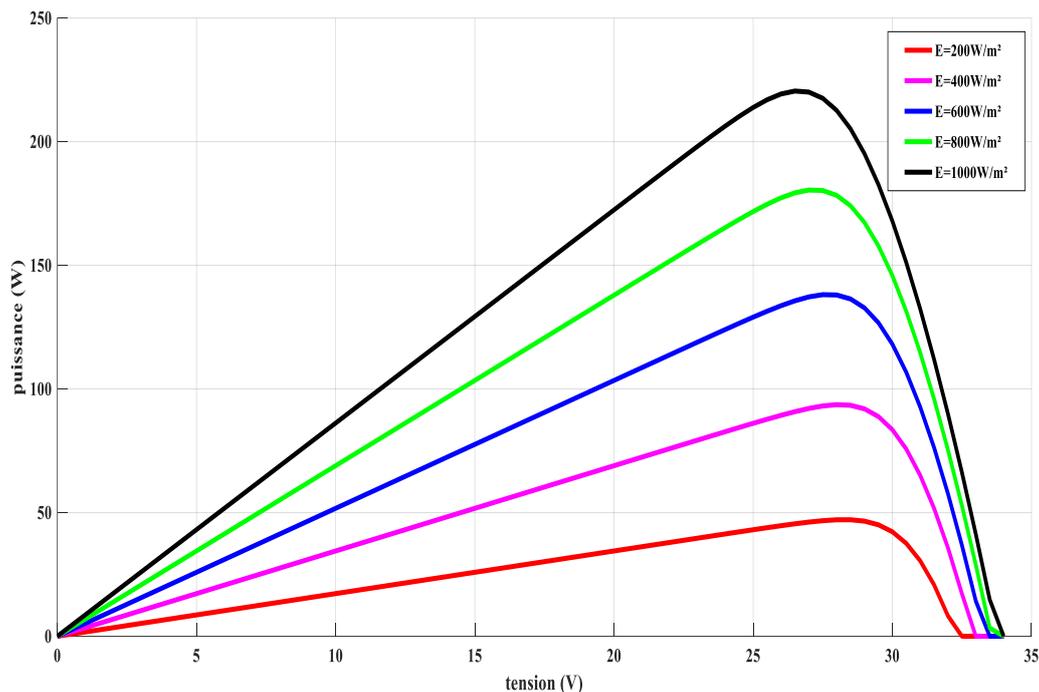


Figure (1.35) : Caractéristique I-V et P-V pour différents niveaux de l'éclairement, à une température constante ($T=25^{\circ}\text{C}$).

1.18 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents concepts entrant dans la conception énergétique : le solaire photovoltaïque, y compris tous les éléments constitutifs des systèmes photovoltaïques, ainsi que les principes de leur fonctionnement.

Selon notre thèse, il semble que l'énergie renouvelable la plus intéressante du point de vue des caractéristiques énergétiques en Algérie soit le solaire PV. Cette énergie est largement disponible avec un énorme potentiel qui améliore son utilisation pour l'approvisionnement énergétique, en particulier les sites isolés dans les différentes régions de l'Algérie.

- [1] C. Alain Roulet, "Thermique du Bâtiment - Tout le confort avec peu d'énergie, Polycopié Section Génie Civil 4ème année", cours, institut de technique du bâtiment, laboratoire d'énergie solaire et de physique du bâtiment, Lausanne, 1er janvier 2016 ,p-61.
- [2] P. Stéphane, "Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques", thèse de doctorat, université de Toulouse, 20 Janvier 2009,pp-10.
- [3] Magazine Info Ressources Focus N°2/06 deuxième parution de l'an 2006, Page 3.
- [4] <https://www.energy.gov.dz/?Rubrique=Energies-Nouvelles-Renouvelables+Et+Maitrise-De-L'energie>.
- [5] Ministère de l'énergie, "Synthèse des réalisations fournies par la structure en charge des énergies renouvelables", 2018.
- [6] A.R. El ouederni, "évaluation du gisement solaire au golfe de Tunis – application à la faisabilité d'un mini concentrateur solaire parabolique", thèse de doctorat, l'école nationale d'ingénieurs de Monastir, Tunis, 2016, p-13.
- [7] R. Lestienne, "Analyse statistique des processus métrologiques appliquées à l'énergie solaire", Edition du C.N.R.S, Paris, 1979.
- [8] A. Kaddour, "Modélisation et simulation d'un concentrateur parabolique solaire à moteur Stirling en vue d'un rendement optimal", thèse de doctorat, université de Tlemcen, 2013.
- [9] A.R. El Ouederni, A.W. Dahmani, F. Askri, M. Ben Salah, S. Ben Nasrallah, "Experimental study of a solar concentrator", Revue des énergies renouvelables, édition spéciale CICME 08, 2009, pp 193-199.
- [10] N. Abdelhafidi, "Estimation du Gisement Solaire en Algérie à partir des Données de Satellite Météosat", Mémoire de Magister, université de Laghouat, 2014,p-7.
- [11] M.Brabec,V.Badescu,A.Dumitrescu,M.Paulescu, "A new point of view on the relationship between global solar irradiation and sunshine quantifiers", Solar Energy, volume 126, 2016, pp 252-263.
- [12] B.Boudi , V.Sambou , C.M.F.Kebe , M.Ndongo , P.A.Ndlaye , "Etude et modélisation du potentiel solaire du site de Nouakchott et de Dakar". Journal des sciences , Vol.7,2077, pp ,57- 66.
- [13] M.Belhadj, "Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome", thèse de magister, Université de Béchar,2008.
- [14] A. Djafour, "Etude d'un système de production d'hydrogéné solaire", thèse de doctorat, université d'Ouargla ,2013.
- [15] B.G. Burduhos, M. Neagoe, A. Duta, "Adaptive Stepwise Orientation Algorithm for Non-concentrated Dual-axis Solar Tracking Systems", The 14th IFToMM World Congress, Taipei, Taiwan, DOI: [10.6567/IFToMM.14TH.WC.OS16.006](https://doi.org/10.6567/IFToMM.14TH.WC.OS16.006), 2015.
- [16] N .BAILEK, "Étude et Modélisation du Flux Solaire globale sur surface inclinée dans la région de Touat", thèse de doctorat, universite de sidi bel abbes ,2018.
- [17] J. A. Duffie, A. Wiley, W.A. Beckman, "Solar Engineering of Thermal Processes", Second Edition. Interscience Publication, 1991.
- [18] M. L.Louazene, "Contribution à l'optimisation des systèmes photovoltaïques utilisés pour l'irrigation dans les zones sahariennes – Application zone de Ouargla", thèse de doctorat, université de BATNA, 2015.
- [19] M. Boussaid , A. Belghachi , K. Agroui , M. Abdelaoui , M. Otmani , "Solar cell degradation under open circuit condition in out-doors-in desert region". Results in Physics. Vol 6,2016, pp 837–842.
- [20] "Analyse de projets d'installation photovoltaïques". RETScreen International. 2010.
- [21] Ch.P. de Brichambant , Ch.Vauge. *Le gisement solaire. Evaluation de la ressource énergétique*, Technique et Documentation Lavoisier. Paris, 1982.
- [22] B. Jacques "Energie Solaire : Calculs et Optimisation". Niveau B - 2e édition, 2011, pp-288.
- [23] P. de Brichambaut, "Estimation des Ressources Energétiques en France", Cahiers de l'A.F.E.D.E.S, N°.1, 1975.
- [24] A.Moummi ,N.Hamani , N.Moummi , Z.Mokhtari, "Estimation du rayonnement solaire par deux approches semi empiriques dans le site de Biskra", 8 ème Séminaire International sur la Physique Énergétique, Centre Universitaire de Béchar–Algérie, 11 et 12 Novembre 2006.
- [25] M.R. Yaïche, S.M.A. Bekkouche, "Conception et validation d'un programme sous Excel pour l'estimation du rayonnement solaire incident en Algérie. Cas d'un ciel totalement clair", Revue des Energies Renouvelables Vol. 11. N°3, 2008, pp 423 – 436.

- [26] M. Capderou, ‘Atlas Solaire de l’Algérie, Modèles Théoriques et Expérimentaux’, Office des Publications Universitaires, Tome 1, Vol. 1 et 2, Algérie, 1987.
- [27] Y.El Mghouchin, A. ElBouardi ,Z.Choulli,T. Ajzoul, ‘Models for obtaining the daily direct, diffuse and global solar radiations’.Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 56,2016,pp 87-99.
- [28] A. Sözen , E. Arcaklioglu, ‘Solar Potential in Turkey’, Applied Energy ,Vol.80,2005,pp35-45. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2004.02.003>.
- [29] Md. Nazmul Islam Sarkar, ‘Estimation of Solar Radiation from Cloud Cover Data of Bangladesh’, Renewables : Wind, Water and Solar , December,2016,pp 3:11. <https://doi.org/10.1186/s40807-016-0031-7>
- [30] M. H. Souloukng , R. Z.Falama, O. O. Ajayi, S. Y. Doka, T. C. Kofane , ‘Determination of a Suitable Solar Radiation Model for the Sites of Chad’, Energy and Power Engineering, , Vol. 9, 2017,pp 703-722.
- [31] A.Gougui,A. Djafour,N.Khelfaoui,H.Boutelli , ‘ Empirical models validation to estimate global solar irradiance on a horizontal plan in Ouargla, Algeria’, Technologies and Materials for Renewable Energy, Environment and Sustainability AIP Conf. Proc. 1968, 030045-1–030045-15.2018.
- [32] Rapport statistique, ‘Renewables Information Overview 2020 edition’,iea, <https://www.iea.org/reports/renewables-2020>.
- [33] <http://portail.cder.dz/spip.php?article4446> (Nouveau programme national de développement des énergies renouvelables (2015 - 2030).
- [34] B.Benlahbib, ‘Supervision d’un système hybride éolien-Photovoltaïque connecté au réseau électrique’ thèse de doctorat, université de Alger ,2019.
- [35] <https://energieplus-lesite.be/theories/photovoltaique6/caracteristiques-electriques-des-cellules-et-des-modules-photovoltaiques/>.
- [36] O. Djelailia, M.S. Kelaiaia, H. Labar, S. Necaibia, F. Merad, ‘ Energy hybridization photovoltaic/diesel generator/pump storage hydroelectric management based on online optimal fuel consumption per kWh’, Sustainable Cities Soc. Vol ,44 ,2019,pp. 1–15.
- [37] G.Zhang , C. Xiao, N. Razmjoooy, ‘Optimal Operational Strategy of Hybrid PV/Wind Renewable Energy System Using HOMER: A Case Study’, International Journal of Ambient Energy, DOI: 10.1080/01430750.2020.1861087.2020.
- [38] R.Chenni,L.Zarour,E.Matagne,T.Kerbache , ‘optimisation d’un système de pompage photovoltaïque’,Sciences &Technologie journal ,vol.26,2007, pp 49-54.
- [39] Z. El Jouad, ‘Réalisation et caractérisation des cellules photovoltaïques organiques’, thèse de doctorat, l’université d’Angers ,2017.
- [40] SADOKE Mohammed, ‘Détermination des Paramètres, Performances et Etude de la Dégradation des Modules Photovoltaïques en milieu saharien’, thèse de doctorat, université de Tlemcen ,2011.
- [41] S.Kalogirou , ‘Solar energy engineering: processes and systems’, chapitre 9. Academic Press,p. 469–517,2009.
- [42] R. Maouedj, ‘Application de l’énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzareah’. Mémoire de Magistère ,2005.
- [43] L.Chong, , Z. Dequn , H. Wangd , Y. Lua ,L. Dongdong , ‘Techno-economic performance study of stand-alone wind/diesel/battery hybrid system with different battery technologies in the cold region of China’, Journal Pre-proof, DOI, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116702>.
- [44] <https://coursgeologie.com/coordonnees-geographiques-209/>

Chapitre 02 :
*Généralités sur l'énergie
éolienne*

2.1 Introduction

L'énergie éolienne est considérée comme une source d'énergie écologique et plus rentable renouvelable, durable. De plus, l'énergie éolienne ne consomme pas d'eau qui la rend plus attrayante que les centrales thermiques qui nécessitent un usage intensif d'eau douce pour le refroidissement, en particulier dans les zones chaudes ou arides.

Au niveau de notre pays, l'Algérie dispose d'une diversité des sources d'énergies renouvelables (solaire, éolienne) et cela dans une superficie de 2 381 741 km². L'état algérien a achevé plusieurs projets liés à l'énergie éolienne, par exemple à la wilaya d'Adrar, elle a créé une grande station d'un parc éolien [1]. Pour découvrir le potentiel d'énergie éolienne et les possibilités d'installer d'autres stations.

Ce chapitre est consacré à des rappels sur les systèmes éoliens à travers les concepts physiques régissant leur fonctionnement. Ces rappels sont suivis par une définition de l'énergie éolienne de manière générale, puis la formation des vents et leurs différents types, le principe de fonctionnement de l'éolien et les différentes technologies qui sont utilisées pour capter l'énergie du vent (capteur à axe vertical ou à axe horizontal), ainsi que l'atlas éolien d'Algérie.

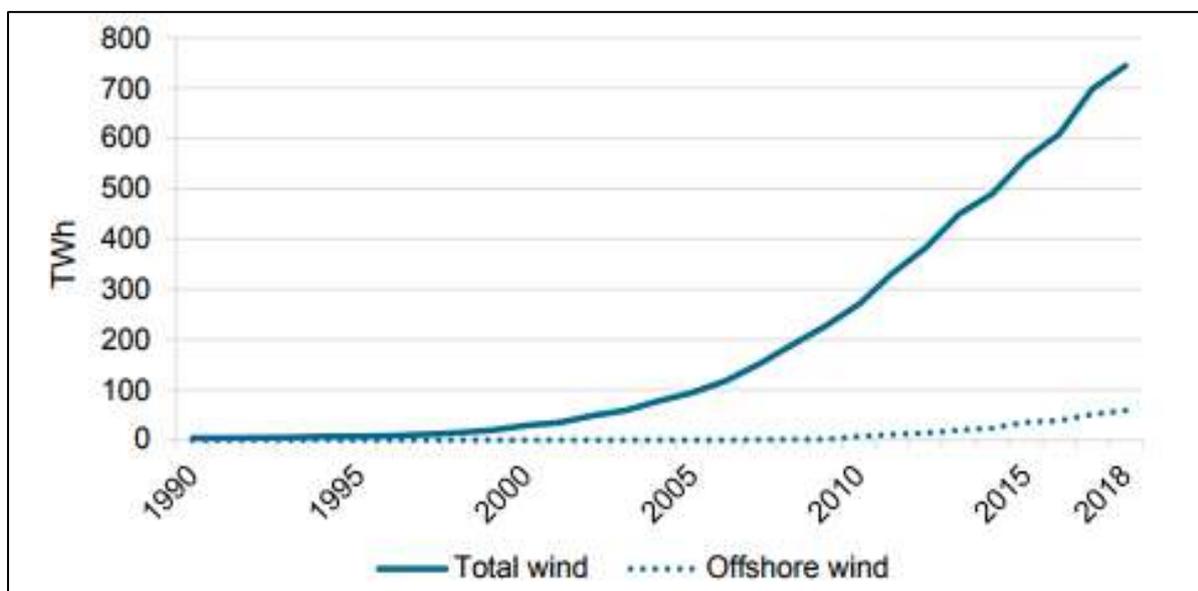
2.2 Energie éolienne

La ressource éolienne provient du mouvement des masses d'air qui est indirectement dû aux rayons du soleil sur le sol. Comme certaines régions de la planète se réchauffent et se refroidissent dans d'autres, une différence de pression apparaît et les masses d'air se déplacent constamment. Depuis l'Antiquité, l'énergie éolienne a été utilisée pour propulser des navires puis des moulins à blé et des installations de pompage d'eau. Les premières utilisations connues de l'énergie éolienne remontent à environ 2000ans avant J.-C environ. Hammourabi Fondateur du pouvoir de Babylone avait conçu tout un projet d'irrigation de la Mésopotamie à l'aide de l'énergie éolienne. La première description écrite de l'utilisation des moulins à vent en Inde remonte à environ 400 J.-C environ.

En Europe, les premiers moulins à vent sont apparus au début du Moyen Âge. Ils étaient utilisés au début pour moudre le grain, d'où le nom de «moulins», tel qu'il était utilisé aux Pays-Bas pour drainer les lacs ou les terres inondées. Depuis le XIVe siècle, les moulins à vent sont visibles dans toute l'Europe et sont devenus la principale source d'énergie. Ce n'est qu'en Hollande et au Danemark, au milieu du XIXe siècle, que le nombre d'éoliennes est

estimé à plus de 30 000 respectivement et dans toute l'Europe à 200 000. Avec l'arrivée de la machine à vapeur, les moulins à vent commencent à disparaître graduellement [4].

L'arrivée de l'électricité donne à Paul La Courne l'idée en 1891 d'associer une éolienne à un générateur. Ainsi, l'énergie éolienne peut être «redécouverte» et réutilisée (dans les années 40 au Danemark, 1 300 éoliennes). Au tournant du siècle dernier, les éoliennes sont apparues en grand nombre (6 millions d'articles manufacturés) aux États-Unis car elles étaient le seul moyen d'obtenir de l'énergie électrique dans une campagne isolée. Dans les années 1960, environ un million d'éoliennes ont été mises en service dans le monde. La crise pétrolière de 1973 a relancé la recherche et les projets éoliens dans le monde. Les éoliennes connaissent une croissance sans précédent depuis près de 30 ans [4].



Figure(2.1) :L'évolution de l'énergie éolienne dans le monde entre 1990 et 2018 [2]

En 2019, les éoliennes ont produit 28,3% de l'électricité renouvelable dans l'OCDE. Entre 1990 et 2019, l'énergie éolienne est passée de 3,8 TWh à 838,5 TWh, atteignant un taux de croissance annuel moyen de 20,7%. Il s'agit du deuxième taux de croissance le plus rapide de l'électricité renouvelable après le solaire photovoltaïque.

La production d'électricité éolienne est passée de 269,8 TWh à 838,5 TWh entre 2010 et 2019, entraînant un taux de croissance de 13,4%. L'éolien a enregistré le troisième taux de croissance le plus rapide de cette période, derrière le solaire PV (31,2%) et le solaire thermique (22,6%). Parmi les régions de l'OCDE, la production d'électricité éolienne est la plus élevée d'Europe de l'OCDE, avec 53,4% de la production totale de l'OCDE en 2019 et un

taux de croissance moyen de 24,5% par an depuis 1990. En termes absolus, les États-Unis, l'Allemagne et le Royaume-Uni sont les plus grands producteurs d'électricité éolienne en 2019 au sein de l'OECD, produisant respectivement 303,4 TWh, 126,0 TWh et 64,1 TWh [2].

2.3 Potentiel éolien en Algérie

L'Algérie est un pays connu pour son climat et sa topographie variés, il existe donc une différence de ressources éoliennes d'un endroit à l'autre. Notre pays est divisé en deux grandes zones géographiques au nord de la Méditerranée et se caractérise par un littoral de 1200 km et un relief montagneux (représenté par les deux chaînes de montagnes de l'Atlas tellien - l'Atlas saharien) séparés du sud par des plaines et des hauteurs, avec un climat continental. Le sud est également caractérisé par un climat désertique [3].

Le sud est caractérisé par des vitesses de vent plus élevées que le nord, en particulier le sud-est, et cela a été démontré par des cartes de vent développées par de nombreux chercheurs. La vitesse moyenne du vent dans les régions du nord est faible, cependant on observe la présence de microclimats dans les sites côtiers d'Oran, Bejaia et Annaba, sur les hauteurs de Tebessa, Biskra, Messila et Al Bayyad (6-7 m / s), selon le premier atlas. Le vent d'Algérie a été créé en 1990. La région d'Adrar a enregistré les vitesses de vent les plus élevées sont de l'ordre de 6 m/s au cours de 10 ans de mesures, les mesures sont à la base des cartes des vents élaborées par les chercheurs de la CDER.

Des travaux de recherche ces dernières années ont montré qu'il existe un potentiel de vent important et exploitable dans d'autres régions du sud, notamment Tamanrasset, Djanet et Ain Saleh. Donc, le gisement éolien en Algérie en cours d'évaluation.

Les chercheurs du centre de développement sont parvenus aux conclusions suivantes :

- ❖ Dans les régions du sud, le printemps est la saison la plus active, suivi de l'été.
- ❖ Les régions situées dans le sud du pays sont plus ventées, avec des vitesses de vent allant de (1,2-6,3 m/s) par an, où des vitesses de vent ont été enregistrées à 6,3 m / s maximum dans la région de l'Adrar, suivies par Hassi R'mel à une vitesse estimée à 6,1 m / s.
- ❖ La densité annuelle (mean power density) varie selon la région, la valeur la plus élevée étant enregistrée à Hassi R'mel avec 295 W/m².

❖ La production annuelle d'énergie varie entre (273.59- 5467.07 MWh) dans les régions d'Adrar et de Hassi R'mel, respectivement, en utilisant différents modèles de turbines.

La carte des vents en Algérie peut être classée selon les régions suivantes (classification PNL):

- ✚ Dans la classe n° 5 : on trouve Adrar et Hassi Rmel avec une vitesse annuelle moyenne du vent de (6.37-6.11 m/s) respectivement, donc deux régions sont considérées comme ayant un bon potentiel éolien.
- ✚ Dans la classe n° 4 : on trouve Tindouf avec une vitesse annuelle moyenne du vent de (5.67m/s), cette région est considérée comme appropriée pour les applications de l'énergie éolienne.
- ✚ Dans la classe n° 3 : la zone d'Ain Saleh est classée dans la catégorie n° 3, avec une vitesse moyenne annuelle du vent de (5.13m/s). L'énergie éolienne peut être utilisée dans cette région, mais avec des mâts très hauts.
- ✚ Dans la classe n° 2 : on trouve Chacun des Mechria, Bordj-Badji-Mokhtar, Timimoun, Djelfa, In-Amenas, Biskra, le Port d'Oran et Arzew quant à eux. Ces zones ne sont pas adaptées à l'exploitation de l'énergie éolienne.
- ✚ Le reste régions sont classées en class n° 1.

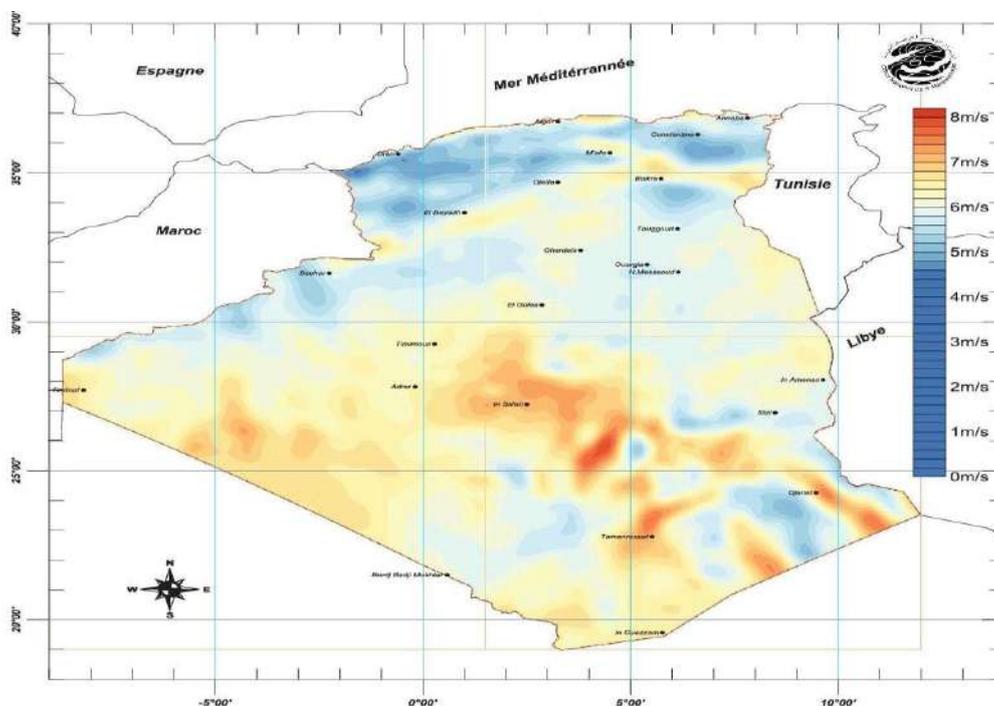


Figure (2.2) : Classification de potentiel éolien en Algérie [5].

2.4 Utilisation et développement d'énergie éolienne en Algérie

La première expérience de l'Algérie avec les éoliennes remonte à 1957, lorsque la société National Electricité et Gaz d'Angleterre a racheté un aérogénérateur d'une puissance de 100 kilowatts et a été installé sur le site Grands Vents (Alger).

Le Programme National de Développement des Energies Renouvelables en Algérie, adopté en 2011, qui vise à atteindre une capacité totale de 2200 mégawatts d'ici 2030, l'éolien conserve une part (5010 MW) après l'énergie photovoltaïque avec part (13575 MW).Où a mis en place le premier projet éolien à Adrar en juin 2014 d'une puissance estimée à 10 mégawatts. Il représente 5% de l'énergie électrique fournie par le réseau local [5].

Ce projet consiste en 12 éoliennes sur une superficie de 30 hectares et est situé dans la zone (Kabertène), à 72 km au nord d'Adrar. Cette centrale de production d'électricité est le premier du genre au niveau national. Dans le cadre de la coopération franco-algérien, les capacités nationales de mise en œuvre ont été liées à ce projet qui a été confié au consortium (CEGELEC).Deux sociétés du groupe Sonelgaz, ETTERKIB et INERGA ont pris en charge le montage des installations et les travaux de génie civil [5].

Leur participation reflète la vision stratégique du Groupe Sonelgaz qui vise à développer l'intégration nationale et à maîtriser les nouvelles technologies dans le domaine des énergies renouvelables.

2.5 Composition du vent

Ce que l'on entend par le concept de vent est le mouvement des masses d'air dans l'atmosphère, et cela est dû à la différence de températures due à un chauffage solaire inégal, où la plus grande quantité de rayonnement atteint la région équatoriale, en revanche, nous trouvons les régions polaires moins de irradiée, donc l'air provenant de la région équatoriale est plus chaud et plus léger. Cet air atteint les couches extérieures de l'atmosphère et se déplace vers les régions polaires, puis il est échangé dans les couches inférieures pour retour l'air frais des régions polaires.

La vraie raison de la turbulence du vent (changement de vitesse et de direction) est la présence de forces de frottement et d'obstacles dans la couche inférieure de l'atmosphère, qui s'étend jusqu'à une hauteur de 100 mètres.

Les mers ont également un rôle important dans le mouvement des masses d'air, qui sont de nature similaire aux vents géostrophiques, et ces vents sont appelés vents locales.

2.6 Classification du vent

Les vents peuvent être classés en fonction de leur vitesse et de leurs effets, dans le tableau ci-dessous, les vents sont classés selon l'échelle de Beaufort, établie en 1805.

Tableau (2.1) : Classification du vent d'après l'échelle de Beaufort [6-7].

Classification	Vitesse (m/s)	Effet au sol	Hauteur de vagues(m)
Classe 1	<1	Pas de vent, la fumée monte verticalement	0
Classe 2	[0.6-1.7]	La fumée fléchit	0-0.2
Classe 3	[1.8-3.3]	Les feuilles bougent	0.2-0.6
Classe 4	[3.4-5.2]	Les feuilles s'agitent	0,6-1
Classe 5	[5.3-7.4]	Les petites branches bougent	1-2
Classe 6	[7.5-9.8]	Les grosses branches bougent	2-3
Classe 7	[9.8-12.4]	Les grosses branches s'agitent et on le sent dans les maisons	3-4
Classe 8	[12,5 - 15,2]	Il agite les branches et gêne la marche	4-5.5
Classe 9	[15,3 - 18,2]	Il casse les branches et agite de gros arbres	5.5-7
Classe 10	[18,3 - 21,5]	Il arrache les tuiles des toits	7-9
Classe 11	[21,6 - 25,1]	Il arrache et abat les arbres	9-11.5
Classe 12	[25,2 -29]	Il provoque des dégâts énormes	11.5-14
Classe 13	>29	Destruction générale de tout ce qu'il rencontre	>14

2.7 Caractéristique de la vitesse du vent

La relation entre la puissance d'éolienne disponible, la vitesse de la masse d'air et la surface de la roue de turbine peut être exprimée par l'équation suivante [8] :

$$P = \frac{1}{2} \rho s v^3 \quad (2.1)$$

Avec,

P : la puissance moyenne (W) ;

ρ : désigne la masse volumique en (kg/m^3), ce paramètre variant avec la latitude et la température. (d'environ $1.25 \text{ kg}/\text{m}^3$).

s : la surface balayée par les pale de l'éolienne (m^2).

v : la vitesse moyenne de vent (m/s).

2.8 Définition d'énergie éolienne

Les éoliennes sont utilisées pour produire de l'électricité en convertissant l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique puis en énergie électrique.

L'énergie mécanique résultant de l'énergie cinétique du vent peut également être exploitée de deux manières différentes.

➤ Soit conservation de l'énergie mécanique : en l'utilisant directement pour pomper de l'eau (moulins à vent qui pompent des turbines pour abreuver le bétail) ou pour conduire des navires en les poussant avec légimité.

➤ Soit Convertie en énergie électrique : dans ce cas, l'énergie mécanique est convertie en énergie électrique en ajoutant un générateur électrique pour produire un courant alternatif ou continu, après quoi il est connecté au réseau électrique ou fonctionne indépendamment.

2.8.1 Taille des éoliennes

Afin d'optimiser l'exploitation de l'énergie éolienne, les fabricants d'éoliennes se font concurrence pour fabriquer des turbines plus puissantes et donc plus grandes tailles, car l'énergie captée par la turbine est liée au carré du rayon du rotor.

Les éoliennes peuvent être divisées en trois classes principales selon leur puissance nominale.

- Éoliennes de petite puissance : inférieure à 40kW.
- Éoliennes de moyenne puissance : de 40kW à quelques centaines de kW.
- Éoliennes de forte puissance : supérieure à 1MW.

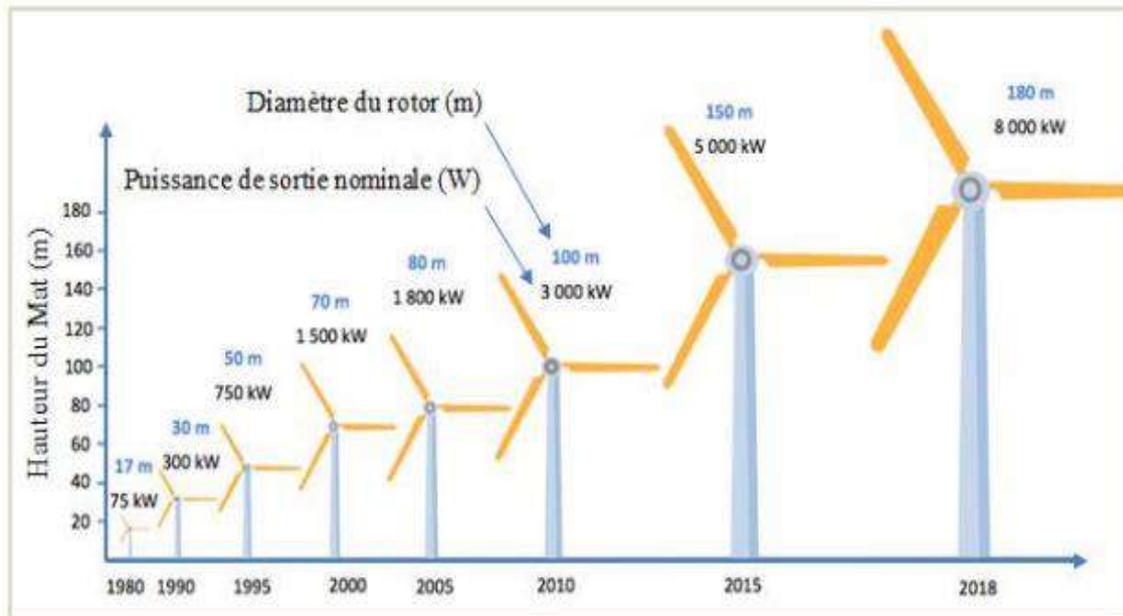
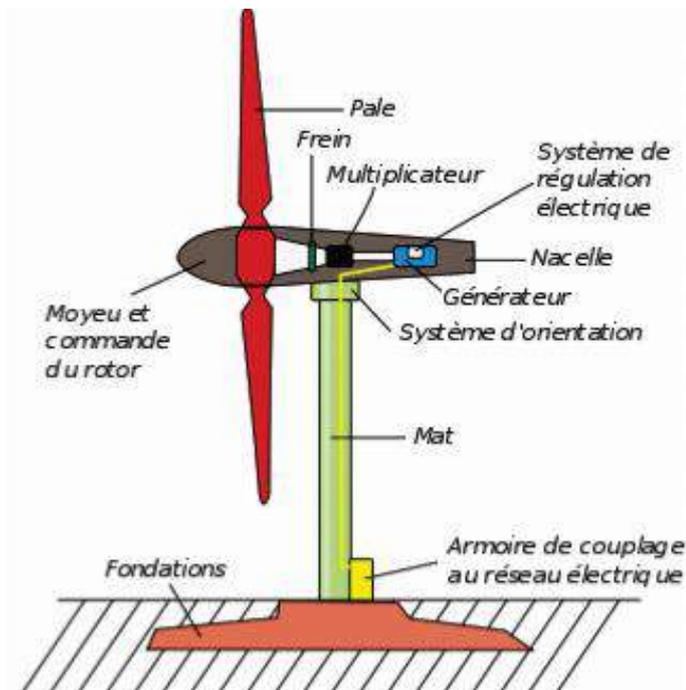


Figure (2.3) : Croissement la taille des éoliennes entre 1980-2018[30].

2.8.2 Architecture d'une éolienne

La figure ci-dessous montre les composants de l'éolienne, et elle est divisée en deux parties : une partie mécanique et une partie électrique. Toutes les pièces sont étudiées et modélisées et ceci afin d'obtenir de meilleures performances et fiabilité du système en plus de réduire le coût d'investissement.[9] Ces composants sont succincts ci-dessous :



Figure(2.4) : Composants d'une éolienne [10].

A. Fondation : généralement, la fondation Consiste en béton armé. Ils doivent être suffisamment solides pour permettre l'installation complète du corps de l'éolienne et le support lourd des autres pièces. Dans le cas des éoliennes offshore (installations offshore), elles doivent supporter non seulement diverses pressions, mais aussi celles provoquées par la force des vagues et des courants offshore sur le mât [9].

B. La tour(mât) :Il s'agit d'un tube d'acier dont il existe trois types de tour la tour haubanée, à treillis, ou tribulaire, et cette dernière est la plus répandue. La vraie raison en est la présence d'un dispositif de contrôle et assure une sécurité claire pour le personnel chargé de la maintenance. Il devrait également être plus élevé pour améliorer la capture du vent et éviter autant que possible les perturbations au sol[9].

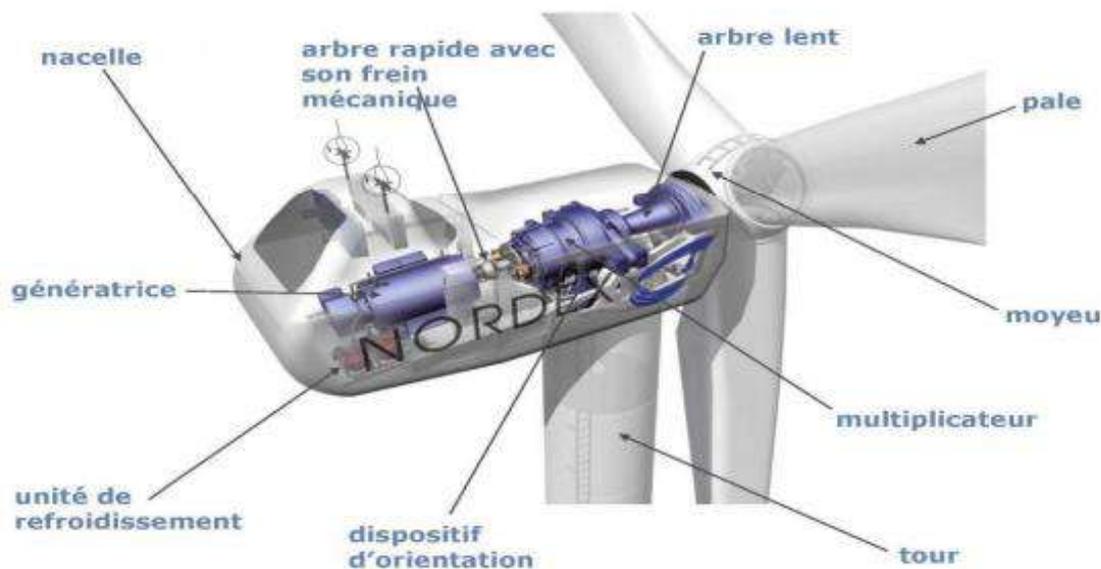
C. Le rotor : C'est un élément mécanique qui convertit l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique et il se compose de 1, 2 ou 3 pales .Ce qui distingue les turbines à 1 ou 2 pales, c'est qu'elles sont moins lourdes, mais elles font beaucoup de bruit et ont un rendement énergétique, donc elles font 80 % des fabricants de turbines adoptent avec 3 pales et plus [9].

D. La nacelle : la nacelle est installée à l'interface du vent où sont assemblés les éléments mécaniques permettant de connecter la nacelle au générateur électrique. La nacelle fait tourner l'axe, mais sa vitesse n'est pas suffisante pour produire de l'électricité, il est donc connecté à un multiplicateur qui augmente la vitesse et la transfère au deuxième axe, qui fait tourner le générateur, et ce dernier produit un courant électrique. Si le vent dépasse une certaine limite, l'éolienne s'arrêtera automatiquement de fonctionner grâce aux freins à disque pour éviter les surcharges [9].

La figure (2.5) montre les différents composants de la nacelle :

- ❖ **Multiplicateur :** Il permet d'adapter la vitesse de l'éolienne à la vitesse d'une génératrice électrique. en augmentant la vitesse de rotation entre l'arbre principal et l'arbre secondaire qui entraîne la génératrice électrique.
- ❖ **Génératrice :** Il existe différents types de la génératrice électrique.
- ❖ **Le système d'orientation des pâles :**Il permet la rotation de la nacelle à l'extrémité supérieure de la tour, autour de l'axe vertical. généralement, La rotation est effectuée par des moteurs électriques, par l'intermédiaire d'une couronne dentée.
- ❖ **Système de refroidissement :** Le générateur et le multiplicateur sont refroidis par radiateurs (d'eau ou d'huile), ventilateurs.

- ❖ **Contrôleur électronique** : C'est un ordinateur situé à l'arrière de la nacelle qui remplit plusieurs fonctions, surveillance du fonctionnement des turbines, contrôler le fonctionnement de la machine lorsque la vitesse du vent est suffisante, gérer le pas des pales, le freinage de la machine, ainsi que diriger le rotor et la nacelle vers le vent pour obtenir le plus de puissance tout en maintenant la stabilité de l'installation.



Figure(2.5) : Différents composants de la nacelle[31].

2.8.3 Fonctionnement d'une éolienne

L'électricité peut être produite à partir de l'énergie éolienne, où les centrales éoliennes sont installées sur terre (le Parc terrestre) ou en mer.

Éolienne est un dispositif qui convertit une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique (au niveau de la turbine) puis en énergie électrique via une génératrice qui est transmise au réseau électrique. En raison du fait que le vent est une ressource incontrôlable, il est difficile d'assurer une transmission régulière de l'énergie, de sorte que cet appareil se compose de plusieurs éléments coûteux et technologiquement avancés.

2.8.4 Différent types d'éolienne

Il existe différentes profils d'une éolienne. Il existe deux principaux types d'éoliennes : les éoliennes à axe vertical et les éoliennes à axe horizontal.

2.8.4.1 L'éolienne à Axe verticale

Les éoliennes verticales ont la capacité à capter des vents légers, donc elles n'ont pas besoin d'être dirigées vers le vent, et elles nécessitent moins d'espace par rapport aux éoliennes horizontales, mais leur production d'électricité est inférieure à celle des turbines horizontales et ont également moins rendement et démarrent à une vitesse inférieure en raison du grand poids du rotor [11].



Figure (2.6) : Eolienne à axe verticale[11].

❖ **Éolienne verticale Darrieus** : Ce type d'éolienne est installé dans des zones très venteuses où les vents dépassent 220 km / h ,Il fait également moins de bruit que les turbines horizontales, consomme moins d'espace, mais a moins rendement.

❖ **Les éoliennes domestiques Savonius** :Ce nom est dû à l'inventeur qui a obtenu un brevet en 1929.Ce type de turbine peut fonctionner avec des vents légers, quelle que soit leur direction, et sont également moins bruyants, mais moins rendement.

Les avantages des éoliennes verticales sont les suivants :

- Le rotor n'a pas besoin d'un mécanisme de rotation au direction du vent.
- Il n'a pas besoin de tour si le (générateur - multiplicateur ... etc.) peut être posé au sol.

Les inconvénients sont les suivants :

- L'efficacité de ce type de turbine n'est pas impressionnante et n'est pas particulièrement efficace dans les régions à vitesse de vent modérée.
- Il ne démarre pas automatiquement, donc il peut provoquer un dysfonctionnement s'il est connecté au réseau. Cependant, la génératrice peut être utilisée comme un moteur qui absorbe le courant du réseau pour démarrer une turbine.

2.8.4.2 Eoliennes à Axes Horizontales

Les turbines à axe horizontal sont les plus courantes et les plus répandues et cela est dû à leur efficacité aérodynamique également en termes d'économie, leur coût est inférieur à celui des éoliennes verticales. Ainsi lors de notre étude ultérieure, nous présenterons une partie détaillée de ce type des turbines « lois théoriques et principe de fonctionnement » [12].

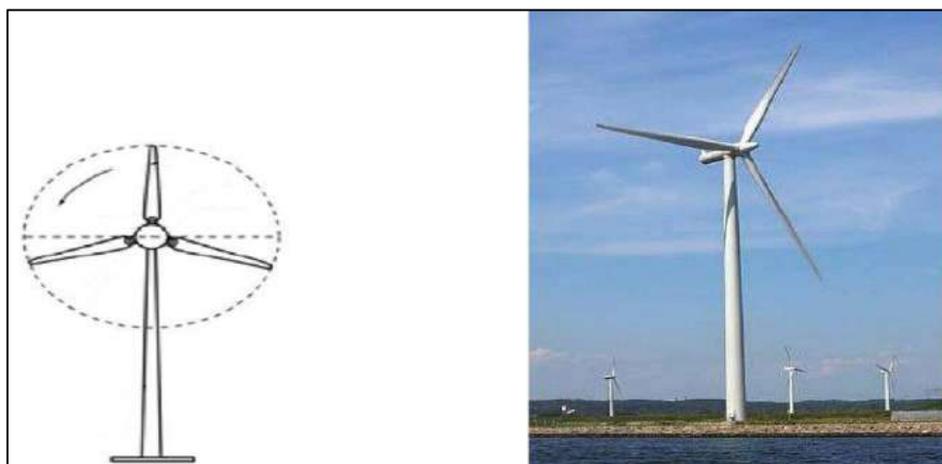
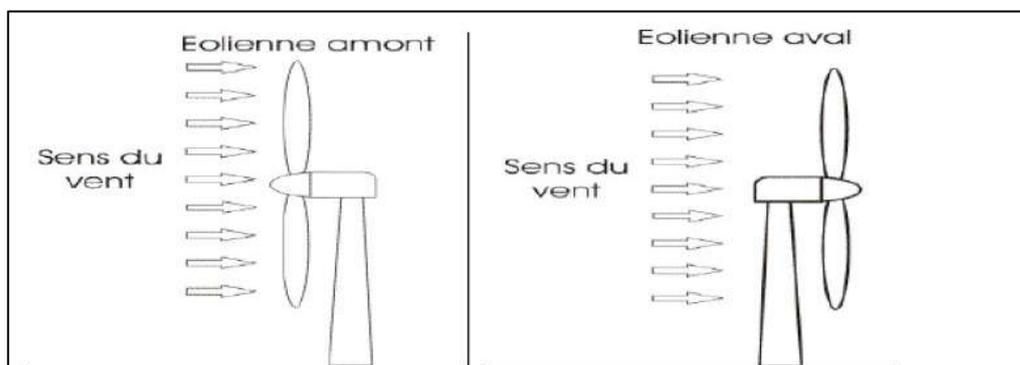


Figure (2.7) : Eolienne à axe horizontale

On peut distinguer des éoliennes dont l'hélice est en amont par rapport au vent, « hélice au vent » et ceux dont l'hélice est en aval par rapport au vent, « hélice sous le vent ».



Avantage :

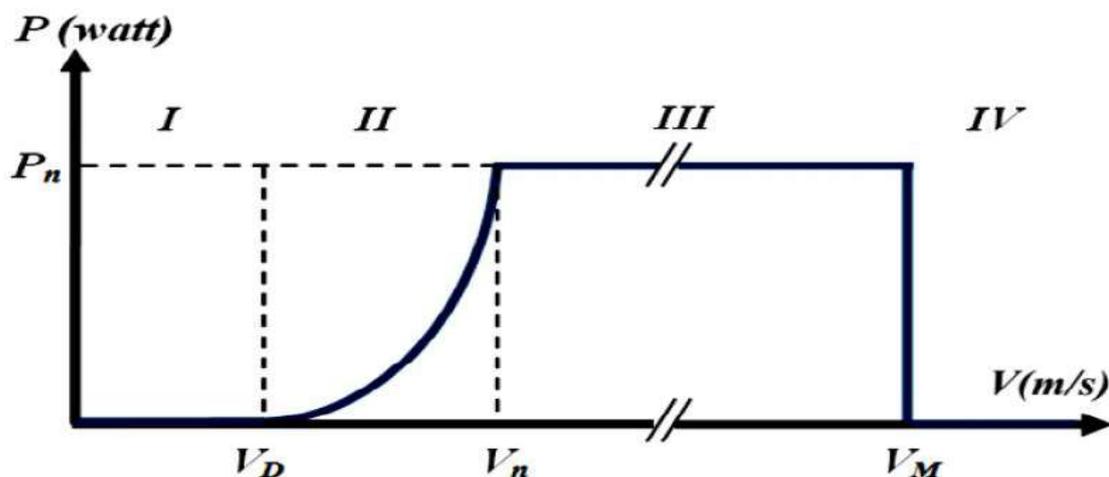
-Il dispose d'un grand choix de modèles avec son prix compétitif, sa technologie éprouvée.

Inconvénients :

- performances médiocres dans des vents turbulents, installation au terrain uniquement, bruit.

2.8.5 Zones de fonctionnement de l'éolienne

Habituellement, les fabricants de turbines donnent une courbe de puissance transformée d'une turbine. Où nous pouvons définir quatre zones de fonctionnement de la turbine en fonction de la vitesse du vent [13].



Figure(2.8) : Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent[13]. Avec.

V_D : la vitesse du vent correspondant au démarrage de turbine. Elle est variée entre (2.5 m/s - 4 m/s), selon les constructeurs.

V_n : La vitesse du vent à laquelle la puissance extraite correspond à la puissance nominale de la génératrice. Selon les fabricants.

V_M : La vitesse du vent, qui doit être dépassée, pour déconnecter l'éolienne en raison de la force mécanique sur l'extrémité des pales. Pour la grande majorité des éoliennes, la V_M est de 25 m / s.

Tableau (2.2) : La description de chaque zone.

Zone	Vitesse (m/s)	Description
I	$V < V_D$	La vitesse du vent est très faible. La turbine peut tourner mais l'énergie à capter est très faible
II	$V_D < V < V_n$	C'est dans cette zone que l'énergie maximale est captée par vitesse du vent, Il existe différentes méthodes pour optimiser l'énergie extraite.
III	$V_n < V < V_M$	L'énergie disponible devient trop importante. Ainsi, la puissance extraite est finie, tout en restant au plus près de la puissance nominale de la turbine (P_n).

2.9 Notions théorique sur l'éolienne

Albert Betz a établi la théorie globale de l'éolienne à axe horizontal. Il est supposé a constaté que l'éolienne est placée dans l'air se déplaçant à l'infini dans en amont de la vitesse V et à l'infini en amont d'une vitesse v [13].

Étant donné que l'énergie ne peut être produite qu'en convertissant l'énergie cinétique, la vitesse v est nécessairement inférieure à V . En conséquence, le courant de fluide traverse l'éolienne pendant la détente

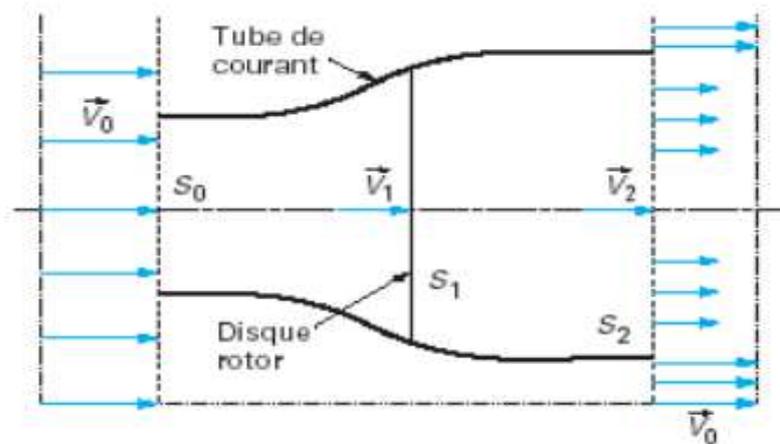


Figure (2.9) : Théorie de Betz : schéma de principe [13].

Avec :

V_0 : vitesse axiale initiale du vent

S_0 : surface à l'entrée du tube de courant

V_1 : vitesse du vent dans le plan du rotor

S_1 : surface du rotor

V_2 : vitesse du vent à l'aval du rotor

S_2 : surface à l'aval du rotor

L'air étant incompressible, la conservation d'un débit volumique peut s'écrire avec la formule suivante.

$$S_0 V_0 = S_1 V_1 = S_2 V_2 \quad (2.2)$$

Sur la base de la théorie d'Euler (la variation de la quantité de mouvement du vent entre l'amont et l'aval du l'hélice), la force appliquée aux pales de l'aéromoteur peut être écrite avec la relation suivante :

$$F = \rho S_1 V_1 (V_0 - V_2) \quad (2.3)$$

On trouve ainsi la relation qui exprime la puissance mécanique qui est fournie au l'aéromoteur.

$$P = FV_1 = \rho S_1 V_1^2 (V_0 - V_2) \quad (2.4)$$

Une addition, La masse d'air élémentaire dm traversant l'éolienne pendant le temps dt est donnée par la relation suivante.

$$dm = \rho S_1 V_1 dt \quad (2.5)$$

Lorsque la vitesse passe de valeur V_0 à V_2 , la variation de l'énergie cinétique de masse dm peut être déterminée par la relation suivante.

$$dw_c = \frac{1}{2dm(V_0^2 - V_2^2)} \quad (2.6)$$

La variation de l'énergie cinétique de la masse d'air par seconde est :

$$P_c = \frac{dw_c}{dt} = 1/2\rho S_1 V_1 (V_0^2 - V_2^2) \quad (2.7)$$

Donc, selon le théorème de Betz mentionné, la puissance récupérable peut être écrite par:

$$P_r = \frac{1}{4\rho S_1 (V_0 + V_2)^2 (V_0 - V_2)} \quad (2.8)$$

2.10 Facteur de puissance (C_P)

Le rapport entre la production annuelle et la production maximale s'appelle le facteur de capacité, et sa valeur varie entre 30 et 40, ce qui est considéré comme très élevé dans les zones côtières.

On peut souligner ici que les éoliennes sont conçues pour produire le plus d'énergie à une vitesse de vent spécifique et ne sont pas conçues pour un facteur de capacité optimal [8].

$$C_p = (100 \cdot P_{moy}) / P_{max} \quad (2.9)$$

2.11 Modélisation mathématique de la distribution du vent

La distribution de la vitesse du vent est une étape importante dans l'estimation du potentiel éolien d'une région. Pour déterminer facilement les caractéristiques techniques et économiques de cette dernière, il existe modèles associant puissance et exponentielle qui était utilisée, mais la distribution de Weibull est le plus appliqué.

Les modèles usuels étant :

- * La distribution de Weibull.
- * La distribution de Rayleigh.
- * Distribution de Gamma.
- * Distribution de Lognormal.
- * La distribution hybride de Weibull.

2.11.1 La distribution de Weibull

La distribution de Weibull utilisé pour les analyses statistiques des données, il est plus connu et préférable de représenter la distribution de la vitesse du vent [14]. La densité de probabilité de distribution Weibull est donnée par :

$$f(v) = \frac{dF(v)}{dv} = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (2.10)$$

Où $f(v)$ représente la fraction de temps pendant laquelle, la vitesse du vent est égale ou inférieure à v [32,], k ($0 < k < 10$) est le paramètre de forme sans unité. Et c ($c > 1$ m/s) est le paramètre d'échelle.

De plus, les valeurs des paramètres de Weibull k et c dépendent des caractéristiques du vent du site étudié, le designer doit déterminer ces paramètres à partir des données de vent.

2.11.2 Distribution de Rayleigh

La distribution Rayleigh est un cas particulier de la distribution de Weibull, pour k le paramètre de forme égale à 2. Sa densité de probabilité est donnée comme suit :

$$f(v) = 2 \left(\frac{v}{c^2}\right) \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right) \quad (2.11)$$

2.11.3 Distribution de Gamma

La distribution gamma est une autre distribution largement utilisée, son importance est attribuée à sa relation aux distributions normales et exponentielles. Cette distribution s'écrit [15] :

$$f(v) = \frac{v^{k-1}}{\Gamma(k)c^k} \exp\left(-\frac{v}{c}\right) \quad (2.12)$$

Où : Γ fonction de Gamma, c est le paramètre d'échelle et k est le paramètre de forme.

2.11.4 Distribution de Lognormal

Il est aussi appelé distribution de Galton, cette distribution est basée sur un logarithme façon normale [16]. Il peut être écrit comme suite :

$$f(v) = \frac{1}{c.v.\sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln(v)-k}{c} \right)^2 \right] \quad (2.13)$$

2.11.5 Détermination des paramètres de Weibull

Il existe plusieurs méthodes ont été proposées pour déterminer les paramètres de Weibull tels que :

- ❖ Méthode de l'écart-type (Moment method).
- ❖ Méthode empirique de Lysen
- ❖ Méthode de facteur de modèle énergétique
- ❖ Méthode de densité de puissance.
- ❖ Méthode Alternative maximum likelihood.
- ❖ Méthode de variabilité du vent (empirical method)
- ❖ Méthode d'optimisation Swarm de Particules (PSO)

A. Méthode Moment : En 1977, Justus et Mikhaïl [17] ont introduit cette méthode. Cette méthode est basée sur l'écart type et les moyens des vitesses du vent pour déterminer les deux paramètres k et c . Le paramètre de forme (k) peut être calculé de manière itérative à l'aide de l'équation (2.15).

$$v_m = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (2.14)$$

$$\sigma = c \left[\Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) - \Gamma^2 \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right]^{1/2} \quad (2.15)$$

Avec Γ est la fonction gamma, et donnée par la relation suivante :

$$\Gamma(V) = \int_0^{\infty} t^{V-1} e^{-t} dt \quad (2.16)$$

Le paramètre d'échelle est calculé à l'aide de l'équation (2.17).

$$c = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^k \right)^{1/k} \quad (2.17)$$

B. Méthode empirique de Lysen[17] : De manière constructive de la méthode empirique introduite par Lysen, le paramètre de forme (k) est calculé par équation (II.18) et le paramètre d'échelle (c) est calculé comme (2.19).

$$k = \left(\frac{v_m}{\sigma}\right)^{-1.086} \quad (2.18)$$

$$c = v_m \left(0.568 + \frac{0.433}{k}\right)^{-1/k} \quad (2.19)$$

C. méthode de facteur de modèle énergétique : Mathématiquement, EPFM est donné par l'équation(II.20). Il s'agit d'une méthode dynamique basée sur le fait que l'énergie peut être extraite efficacement du vent [18-19].

$$\text{EPFM} = \frac{\text{the average power of the wind}}{\text{the power of the average wind}} \quad (2.20)$$

La première étape de cette méthode consiste à calculer le facteur de modèles d'énergie E_{pf} , qui est donné par la relation suivante.

$$E_{pf} = \frac{(1/n \sum_{i=1}^n v_i^3)}{\left(\frac{1}{n \sum_{i=1}^n v_i}\right)^3} \quad (2.21)$$

Peut être déterminé le paramètre de forme par Equation (II.22) et le paramètre d'échelle par Equation(II.17).

$$k = 1 + \frac{3.69}{(E_{pf})^2} \quad (2.22)$$

D. Méthode de la densité de puissance [1] :Cette méthode est nouvelle et plus précise pour déterminer les paramètres d'échelle et de forme, le paramètre (k) est calculé par itération de la méthode numérique.

$$E_{pf} = \frac{\bar{v}^3}{\bar{v}^3} = \frac{\Gamma(1+\frac{3}{k})}{\Gamma^3(1+\frac{1}{k})} \quad (2.23)$$

Le paramètre d'échelle (c) est calculé par l'équation suivant.

$$c = \frac{v_m}{\Gamma(1+\frac{1}{k})} \quad (2.24)$$

E. Méthode Alternative maximum likelihood[19] :Cette méthode basée sur une procédure de calcul simple a été développée en raison de la caractéristique itérative de la méthode du maximum de vraisemblance appelée méthode du maximum de vraisemblance alternative.

Les paramètres k et c sont calculés par les équations suivantes :

$$k = \frac{\pi}{6} \left[\frac{n(n-1)}{n(\sum_{i=1}^n \ln v^2) - \{\sum_{i=1}^n \ln v\}^2} \right]^{1/2} \quad (2.25)$$

$$c = \frac{1}{n} \left[\sum_{i=1}^n v_i^k \right]^{1/k} \quad (2.26)$$

F. Méthode de variabilité du vent (empirical method) : Cette approche expérimentale consiste à estimer k , à partir de la variabilité du vent et de la vitesse moyenne du vent.

$$k = \begin{cases} 10.5V^{0.5} & \text{pour la variabilité du vent faible} \\ 0.94V^{0.5} & \text{pour la variabilité du vent moyenne} \\ 0.83V^{0.5} & \text{pour la variabilité du vent grande} \end{cases} \quad (2.27)$$

Le paramètre 'c' est calculé à partir de la formule suivante :

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma(1+\frac{1}{k})} \quad (2.28)$$

G. méthode d'optimisation swarm de particules (PSO) : PSO est une méthode de recherche stochastique et basée sur la population. Il a été introduit par Russell Eberhart et James Kennedy en 1995 [20].

PSO est une méthode inspirée de la vie artificielle, elle est essentiellement développée à partir du comportement des troupes d'oiseaux pour résoudre des problèmes d'optimisation complexes. Un algorithme PSO utilise une population dans le processus de recherche appelée essaim, chaque particule individuelle de l'essaim représente une solution candidate.

La position d'une particule est influencée par la meilleure particule personnelle qui est la meilleure position de la particule elle-même par rapport à sa position précédente.

Contrairement aux autres techniques basées sur la population, PSO n'utilise que deux équations [20] :

$$\vec{V}_1 = \omega \vec{V}_1 + c_1 \overline{\varphi}_{1i} (\vec{p}_i - \vec{Z}_1) + c_2 \overline{\varphi}_{2i} (\vec{p}_g - \vec{Z}_1) \quad (2.29)$$

Avec :

w est le poids d'inertie, p_i est la meilleure position, p_g est le meilleur global trouvé par l'essaim, c_1 et c_2 sont des paramètres constants positifs, φ_1 , φ_2 sont des poids générés aléatoirement à chaque étape pour chaque composant de particule.

A chaque itération de chaque particule, sa position est mise à jour en ajoutant le vecteur vitesse au vecteur position par l'équation suivant [21] :

$$\vec{Z}_i = \vec{Z}_i + \vec{V}_i \quad (2.30)$$

PSO est utilisé pour maximiser / minimiser une fonction donnée. Les paramètres de Weibull sont déterminés en minimisant la fonction objective donnée dans la relation suivante :

$$o(i) = \frac{1}{n} \sum_{i=0}^n (f_{réel}(V_i) - f_{weibull}(V_i))^2 \quad (2.31)$$

Où : $f_{réel}$, $f_{weibull}$ sont respectivement les distributions de fréquences réelles et estimées.

2.12 Extrapolation de la vitesse du vent et les paramètres du Weibull

En général, les mesures de vitesse du vent sont effectuées à 10 m altitude au-dessus de la surface de la terre. Cependant, il faut pour estimer la vitesse du vent à différentes altitudes, la formule d'extrapolation (Eq. 2.32) de la vitesse du vent pour différents les altitudes doivent être utilisées [22].

$$V = V_0 \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \quad (2.32)$$

Avec ,

$$\alpha = \frac{1}{\ln\left(\frac{H_g}{r_0}\right)} \quad (2.33)$$

2.13 Distribution mensuelle de Weibull (calculée par le programme)

Elles ont été établies par le biais d'un programme informatique par logiciel Matlab qui se base sur des données météorologique des vents (à 10 m) relevant de la station de service météorologique dans la région d'Ouargla.

La détermination des paramètres de Weibull (Ket C) est une étape indispensable avant l'estimation de la puissance du vent. Dans cette partie, nous avons déterminé ces paramètres en utilisant cinq méthodes : méthode des moments (MOM), la méthode empirique de Lysen (EML), méthode de la densité de puissance (PDM), méthode de facteur de modèle énergétique (EPFM) et méthode d'optimisation Swarm de particules (PSO). Les résultats sont énumérés dans le tableau (2.3).

Tableau (2.3) : Estimer les paramètres de Weibull par cinq méthodes dans la région d'Ouargla.

Mois	V(m/s)	Méthode (écart type) Moment		Méthode empirique de Lysen		Méthode de la densité de puissance		méthode de facteur de modèle énergétique		méthode d'optimisation swarm de particules (PSO)	
		K(-)	C(m/s)	K(-)	C(m/s)	K(-)	C (m/s)	K (-)	C (m/s)	K (-)	C (m/s)
Jan	2.88	1.3470	3.1446	1.3470	3.1468	1.3740	3.1841	1.3740	3.1554	1.2868	3.0909
fév	3.67	1.9629	4.1494	1.9629	4.1519	1.9947	4.2330	1.9947	4.1508	1.7823	4.1179
Mars	4.56	2.5749	5.1501	2.0686	5.1528	2.1399	5.1883	2.5339	5.1512	1.9933	4.6811
avr	4.50	2.2563	5.0823	2.2563	5.0842	2.2631	5.1041	2.2631	5.0822	2.3855	5.1550
Mai	4.27	1.1553	4.4998	1.1553	4.5004	1.0428	4.3180	1.0428	4.3492	2.2287	5.2620
juin	4.59	1.0025	4.5974	1.0025	4.5930	1.0183	4.6166	1.0183	4.6272	2.4893	5.5614
juil	3.80	2.3106	4.2924	2.3106	4.2937	2.3810	4.3064	2.3810	4.2905	2.2931	4.2586
Août	3.83	2.1922	4.3274	2.1922	4.3292	2.2744	4.3522	2.2744	4.3265	2.2827	4.3227
Sept	4.12	2.0686	4.6479	2.5749	4.6485	2.5339	4.6424	2.1399	4.6499	2.7187	4.6857
oct	3.12	1.8223	3.5183	1.8223	3.5208	1.8709	3.5525	1.8709	3.5220	1.7561	3.4372
nov	2.82	1.4880	3.1277	1.4880	3.1303	1.4891	3.2371	1.4891	3.1280	1.4297	3.0386
déc	2.39	1.2766	2.5810	1.2766	2.5825	1.3388	2.6469	1.3388	2.6054	1.3132	2.6107

Les valeurs de paramètre de forme K estimé par la méthode du moment et la méthode empirique de Lysen sont très proches, elles varient entre (1,2766 à 2.5749). Le paramètre d'échelle mensuelle varie de 2,5810 à 5.1501 ms^{-1} par la méthode du moment mais par la méthode empirique de Lysen, il varie de 2,5825 à 5,1528 ms^{-1} .

Le paramètre de forme mensuel varie de 1,3388 à 2,5339 par l'estimation de la méthode de densité de puissance et méthode de facteur de modèle énergétique. Le paramètre d'échelle mensuelle varie de 2,6469 à 5,1883 ms^{-1} par la méthode de densité de puissance et elle varie de 2,6054 à 5,1583 ms^{-1} par la méthode du facteur de modèle énergétique dans l'année.

Le paramètre de forme mensuel estimé par la méthode(PSO) varie de 1,2868 à 2,4833 et le paramètre d'échelle mensuelle varie de 2,6107 à 5,5624 ms^{-1} dans l'année.

Le tableau(2.3) montre que les vents mensuels les plus élevés se produisent au printemps et en été, en "mars, avril, mai, juin et juillet". En revanche, octobre, novembre, décembre et janvier ont des vents faibles, cela est évident par les petites valeurs mensuelles des vitesses de vent, elles vont de (2,39 à 3,12 ms^{-1}).

Les figures (2.10), (2.11), (2.12), (2.13), représentent la variation saisonnière de la distribution de Weibull. Les chiffres montrent que la vitesse du vent couvre une large plage allant jusqu'à 4,30 ms^{-1} au printemps et en été, tandis que la vitesse moyenne du vent peut atteindre 3,60 ms^{-1} en hiver, 3,30 ms^{-1} en l'automne.

Quant aux deux paramètres de Weibull, le paramètre de forme (K) est assez important pendant les quatre saisons quand il dépasse la valeur 2,96 au printemps et en été. Le paramètre d'échelle (C) est un facteur très important pour connaître le potentiel éolien et dépend principalement des valeurs mesurées du vent mensuel moyen la vitesse. Il varie de (3-5,56 ms^{-1}), ce paramètre atteint son maximum au printemps (voir figure II.11), cela confirme que l'atmosphère n'est pas stable tout au long de l'année sur la région de Ouargla, et l'existence de vents saisonniers et comme indiqué dans les figures ci-dessous.

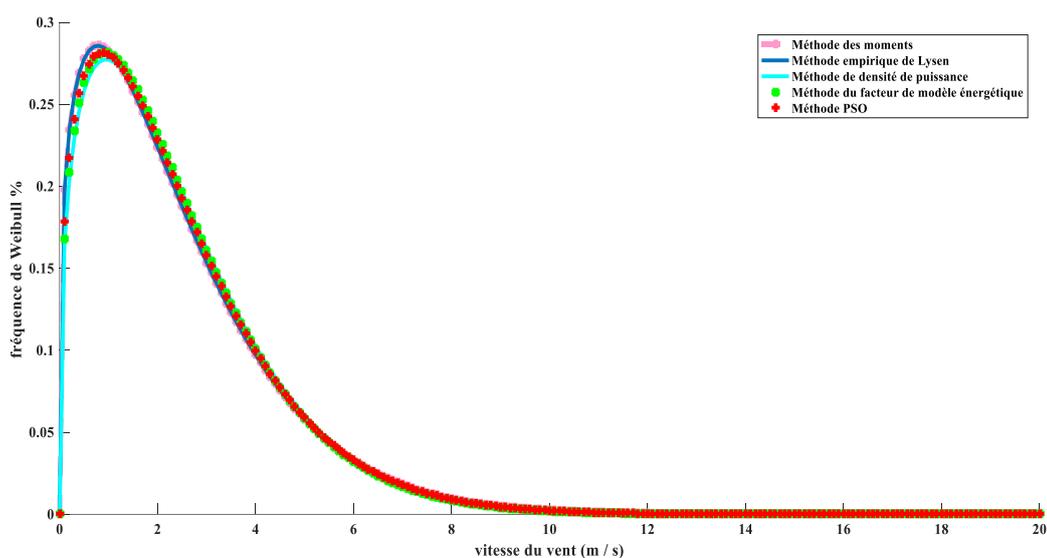


Figure (2.10):Distribution Saisonnier de Weibull - saison d'hiver -

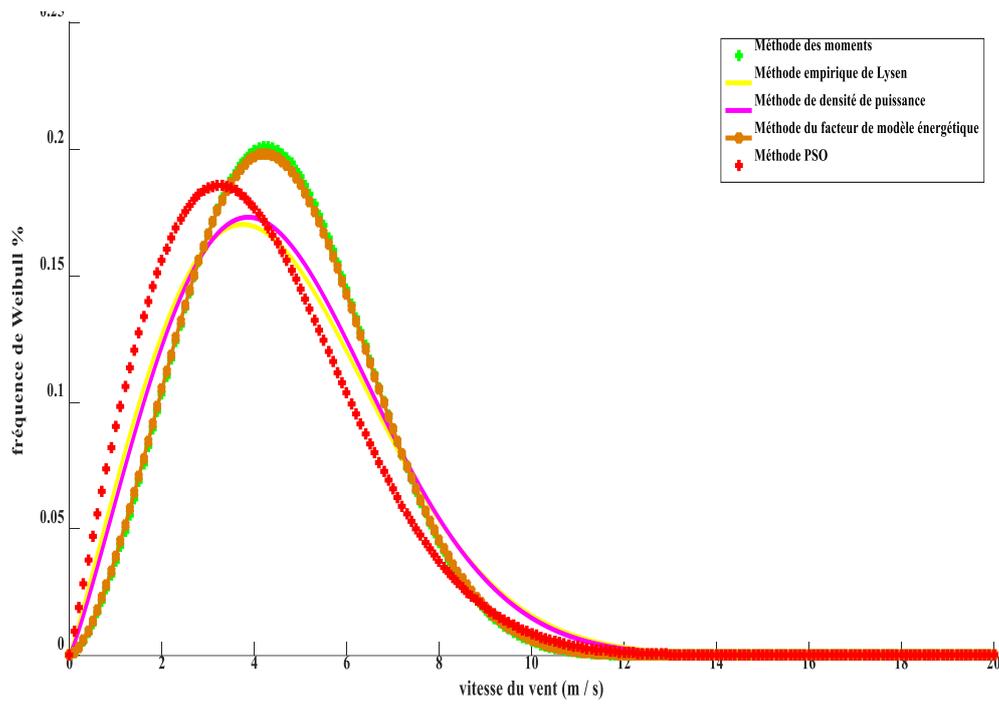


Figure (2.11) : Distribution de Weibull –saison de printemps.

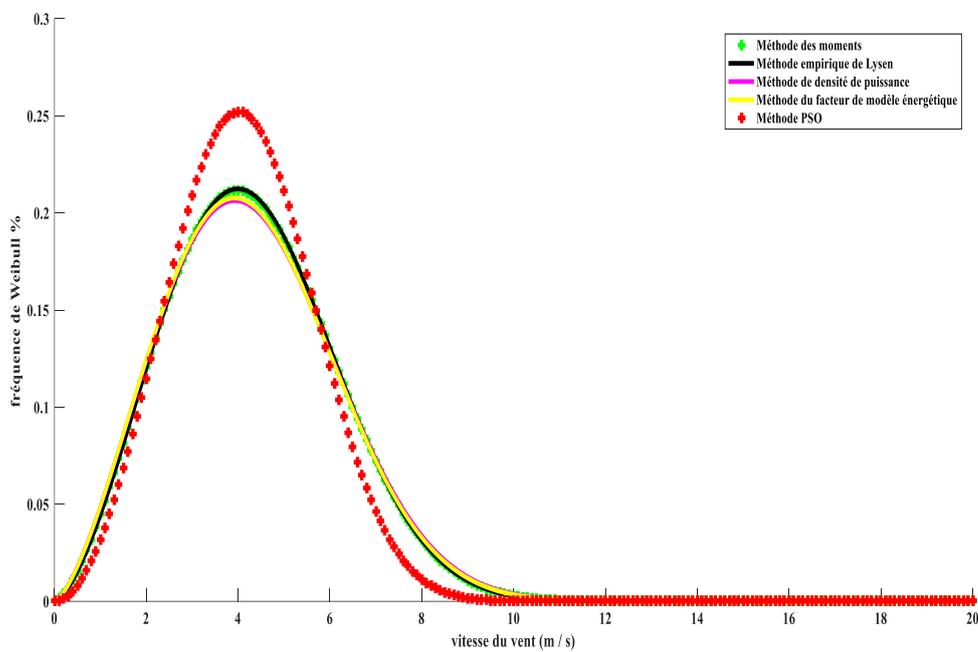


Figure (2.12) : Distribution mensuelle de Weibull - saison été -

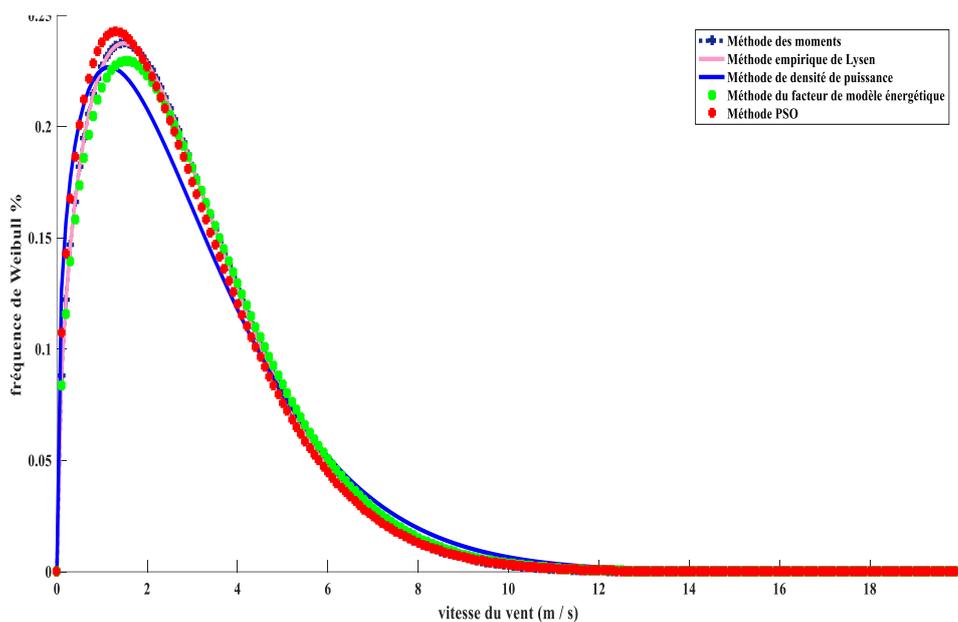


Figure (2.13) : Distribution mensuelle de Weibull - saison l'automne –

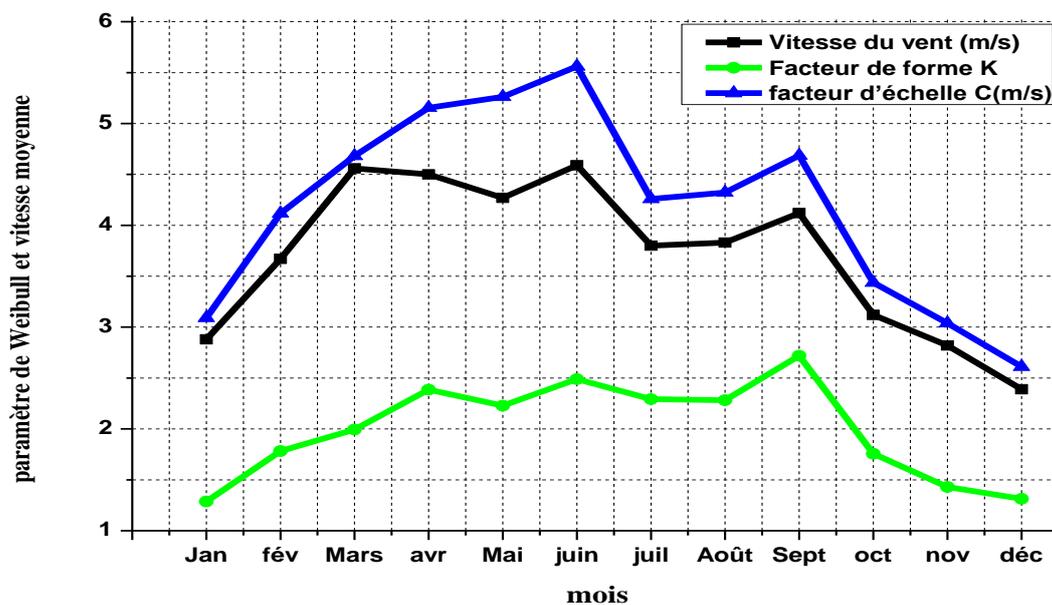


Figure (2.14) : Variation mensuelle des paramètres de Weibull.

2.14 Générateur éolienne

Au cours des 15 dernières années, l'énergie éolienne a contribué à répondre aux besoins énergétiques humains sous une forme mécanique puis électrique. Cette énergie a également su se démarquer et faire ses preuves en apportant une contribution significative au bilan énergétique, et ce grâce à un prix du kilowatt compétitif par rapport aux autres sources.

L'énergie produite par l'éolienne peut être estimée grâce à la courbe de puissance qui donne la connaissance de cette énergie à partir de la vitesse du vent. Chaque éolienne a sa propre courbe de puissance donnée par son constructeur. Dans les prochaines étapes nous présenterons trois méthodes de modélisation de la courbe de puissance.

2.15 Modèles de courbe de puissance

De nombreux modèles ont été utilisés pour ajuster les caractéristiques d'une puissance de sortie d'éolienne, telles que modèle linéaire, modèle de Chang et modèle de Pallabazzer. Dans la suite nous présente les trois modèles le plus connu.

2.15.1 Modèle linéaire [23-26]

Ce modèle est considéré comme le plus simple, car on suppose que la variance entre la vitesse de démarrage et vitesse nominale est linéaire, et ce modèle est exprimé par la relation suivante :

$$\begin{cases} 0 & \text{if } v < v_{in} \\ a + bv^n & \text{if } v_{in} \leq v \leq v_r \\ P_{RE} & \text{if } v_r \leq v \leq v_{off} \\ 0 & \text{if } v > v_{off} \end{cases} \quad (2.34)$$

Avec a et b, constants est donne par :

$$\begin{cases} a = \frac{v_d}{v_n - v_d} \\ b = \frac{1}{v_n - v_d} \end{cases} \quad (2.35)$$

2.15.2 Modèle de Chang [24]

Les auteurs (Chang et Tu, 2007) présentent dans leur article un polynôme du troisième ordre qu'ils considèrent comme la partie centrale de la courbe, et exprimé par l'équation suivante :

$$p = a_1 V^3 + a_2 V^2 + a_3 V + a_4 \quad (2.36)$$

Avec a1, a2, a3 et a4 sont des paramètres calculés à partir la courbe de puissance du générateur éolien

2.15.3 Modèle de Pallabazzer[25]

Dans ce modèle, la courbe de puissance est non linéaire entre la vitesse de démarrage et la vitesse nominale, contrairement au modèle précédent, et la puissance produite peut être exprimée par la relation suivante :

$$P = \left(\frac{v^2 - v_d^2}{v_n^2 - v_d^2} \right) \quad (2.37)$$

Dans la plupart des études de la littérature, l'équation suivante est utilisée pour simuler la puissance électrique d'une éolienne.

$$P_i = \begin{cases} 0 & \text{si } V < v_d \\ P_n \times \frac{V^k - v_d^k}{v_n^k - v_d^k} & \text{si } v_d \leq V \leq v_n \\ P_n & \text{si } v_n \leq V \leq v_a \\ 0 & \text{si } V > v_n \end{cases} \quad (2.38)$$

Où,

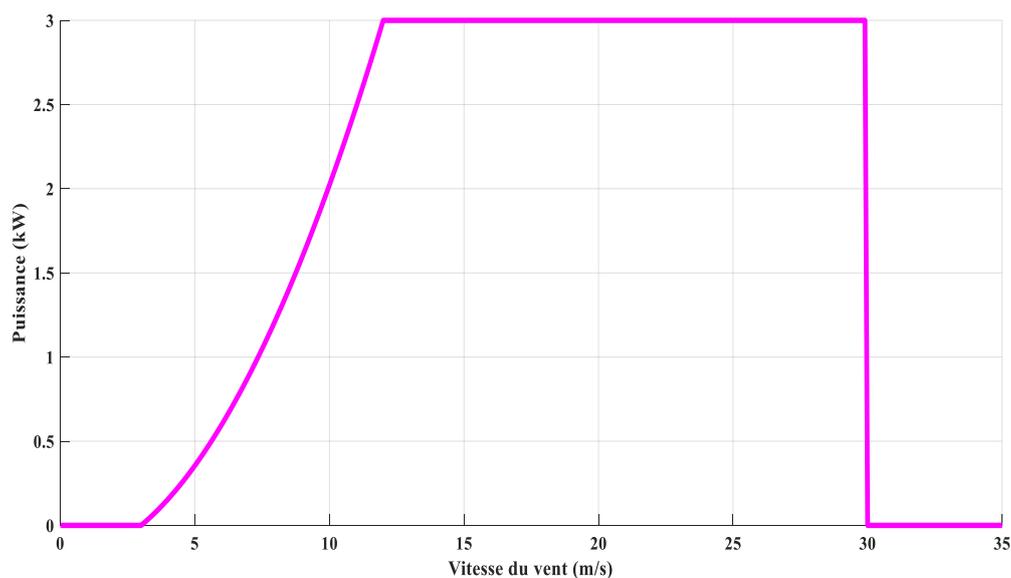
- P_n est la puissance électrique nominale de la machine,

- V_n la vitesse nominale,

- V_d est la vitesse de démarrage,

- V_a la vitesse d'arrêt.

La figure 2.15 représente la courbe de la puissance en kW d'aérogénérateur type ALLRUN. Ce courbe ont été obtenu à par le programme nommé « eol.m » dans l'environnement MATLAB (organigramme peut être trouvé dans l'annexe D).



Figure(2.15) : La courbe de puissance de l'aérogénérateur type(ALLRUN).

2.16 Types d'aérogénérateur dans le système éolien

L'utilisation de machines électriques dans les turbines est très importante et indispensable, cela est dû à l'application la plus courante des éoliennes, qui est la production d'énergie. Il existe de nombreux types de machines électriques pour produire de puissance éolienne. La machine électrique appropriée est sélectionnée pour chaque application de turbine en fonction de facteurs techniques et économiques.

Les machines synchrones (GS) et asynchrones à cage d'écureuil (GAS) sont les générateurs de courant alternatif les plus courants.

On retrouve souvent l'utilisation de (MADA) dans les turbines de grande puissance environ MW. L'inconvénient qui réduit la fiabilité de ce système est la présence d'une boîte de vitesses qui adapte la vitesse de la turbine et ce cas nécessite généralement un entretien régulier.

2.16.1 Génératrice synchrone

Les caractéristiques de cette machine, qui peuvent être résumées dans les points suivants :

- offre des couples très importants avec des dimensions géométriques appropriées.
- Les zones isolées ne conviennent pas à ce type de génératrice sauf s'il y a une batterie de condensateurs ou d'une source de tension indépendante.
- le circuit d'excitation de son inducteur nécessite présence de la fourniture d'une puissance réactive et du réseau.

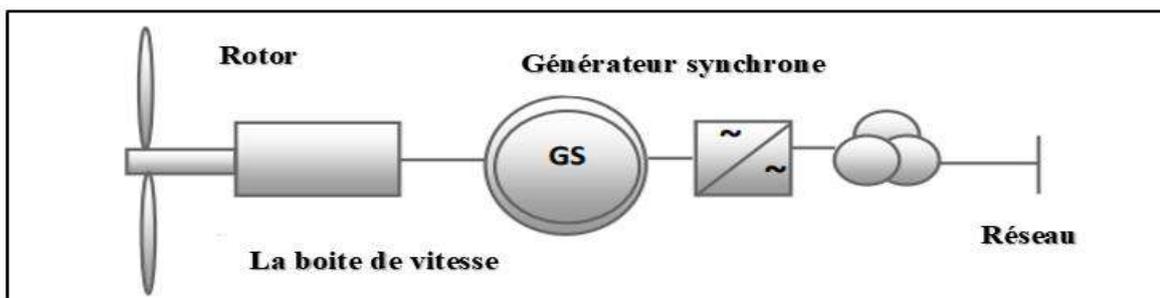


Figure (2.16) : Système éolien basé sur la génératrice synchrone[27].

2.16.2 Génératrice asynchrone

Ce type de génératrice a une très grande dominance par rapport aux autres types, et cela est dû à plusieurs raisons, notamment : réduction des coûts ; Installation facile (standardisation) qui ne nécessite pas de complexité ; Moins d'entretien requis et taux de défaillance très peu élevé.

Le plus souvent ce type de génératrice est connecté à une batterie de condensateurs et à un démarreur automatique avec des résistances et ceci afin de limiter le flux de courant transitoire lorsqu'il est connecté au réseau. Lors de l'utilisation de ce type de génératrice dans les grandes éoliennes, il est nécessaire d'ajouter un multiplicateur de vitesse mécanique entre la turbine et la machine asynchrone en raison de la faible vitesse de rotation [27].

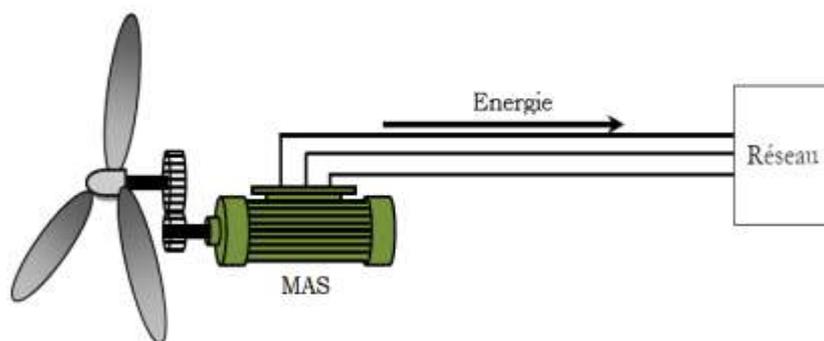


Figure (2.17) : Système éolien basé sur la génératrice asynchrone à cage à vitesse constante[32].

2.16.3 Génératrice asynchrone à double alimentation 'GADA'

La machine asynchrone à double alimentation présente un atout considérable. Son principe est issu de celui de la cascade hypo synchrone, c'est une solution à vitesse variable. La machine asynchrone à double alimentation GADA à rotor bobiné présente un stator triphasé identique à celui des machines asynchrones classiques et un rotor contenant également un bobinage triphasé accessible par trois bagues munies de contacts glissants, ce qui diminue légèrement leur robustesse ; mais cette machine est un peu plus complexe que l'ancienne machine car elle nécessite un multiplicateur de vitesse.

Le système éolien à vitesse variable basé sur une GADA est illustré sur la figure (2.18). La turbine, via un multiplicateur, entraîne la GADA, laquelle est raccordée directement au réseau électrique par le stator et également au travers de convertisseurs statiques triphasés à IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) par un rotor muni de systèmes bagues/balais [28].

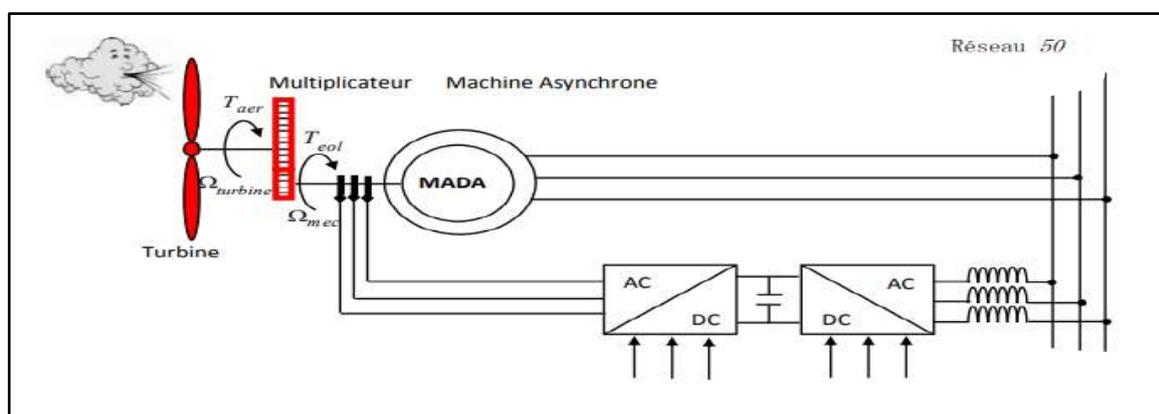


Figure (2.18) : Système éolien basé sur la génératrice asynchrone GADA à vitesse variable[28].

2.17 Différentes classes d'un système éolien

Les systèmes éoliens à axe horizontal sont classés en deux catégories différentes :

2.17.1 Système éolien à vitesse variable

Ces systèmes fonctionnent à des vitesses différentes ou égales à la vitesse nominale, donc pour assurer ce fonctionnement plusieurs techniques sont mises en service consacrées aux points suivants :

❖ **Technique mécanique** : cette technique est basée sur des paramètres aérodynamiques comme outil de changement de vitesse, dans cette situation il existe deux modes « stall control » (basé sur l'accrochage et le décrochage de la génératrice à la turbine), durable car c'est la forme des pales qui provoque la perte de force de portance au-delà d'une certaine vitesse du vent, mais malheureusement la courbe de puissance chute vite. C'est donc considéré comme une solution inutile. et le « pitch control » (basé sur l'abaissement et l'augmentation de l'angle de calage des pales, qui permet d'ajuster la portance des pales à la vitesse du vent pour maintenir une puissance sensiblement constante).

❖ **Technique électrique** : pour varier la vitesse, cette technique utilise les convertisseurs statique.

❖ **Technique hybride** : pour améliorer le rendement de production et de sécurité du système, cette technique utilise les deux techniques précédentes.

2.17.2 Système éolien à vitesse fixe

Ce sont des systèmes qui fonctionnent pour des vitesses fixes et bien déterminées afin de produire de l'électricité selon les normes. Cette vitesse est définie selon le générateur électrique utilisé. Ce genre de système est destiné à travailler pour des vitesses égales à la vitesse nominale et cela si on admet que la vitesse nominale est celle qui donne au générateur électrique la possibilité de générer une puissance électrique à 50Hz.

2.18 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

Avantages

- l'énergie éolienne est une énergie renouvelable contrairement aux énergies fossiles.
- L'énergie éolienne est une énergie propre. Elle n'a aucun impact néfaste sur l'environnement comme les autres sources d'énergie qui ont causé un changement radical du climat par la production énorme et directe du CO₂.
- L'énergie éolienne ne présente aucun risque et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs contrairement à l'énergie nucléaire [29].

Inconvénients

- Nature stochastique du vent a une influence sur la qualité de la puissance électrique produite, ce qui représente une contrainte pour les gérants des réseaux.
- Coût de l'énergie éolienne reste plus élevé par rapport aux autres sources d'énergie classique surtout sur les sites moins ventés.
- Bruit : il a nettement diminué grâce aux progrès réalisés au niveau des Multiplicateurs. [29].

2. 19 Conclusion

Dans ce deuxième chapitre, nous avons présenté les éoliennes, leurs composants, leur classification, les matériaux utilisés dans leur fabrication, ainsi que leurs avantages et inconvénients.

Nous avons également défini les critères utilisés pour les classer, notamment le facteur de puissance, qui conduit à la détermination du potentiel éolien.

Les éoliennes sont conçues pour produire de l'électricité au prix le plus bas possible, par conséquent, les éoliennes sont généralement construites pour atteindre leur performance maximale à environ 15 m/s. En fait, il n'est pas possible de concevoir des éoliennes qui maximisent leur efficacité à des vitesses de vent plus élevées, car cela est rare.

- [1] H.Boutelli, A. Djafour, M. B. Danoune, “ *Estimation of Wind Power Density in Ouargla Region Using Weibull Distribution.*” International Journal of Control, Energy and Electrical Engineering (CEEE), Vol.8, 2019, pp18–24.
- [2] Rapport statistique, “ Renewables Information Overview 2020 edition”,iea,<https://www.iea.org/reports/renewables-2020> .
- [3] N. Kasbadji Merzouk, ‘*Carte des Vents de l’Algérie*’, Rev. Energ. Ren. Valorisation, (1999), pp209-214.
- [4] A. Mirecki, ‘*Etude comparative de chaînes de conversion d’énergie dédiées à une éolienne de petite puissance*’, Thèse de doctorat, l’institut national polytechnique de Toulouse, 2005.
- [5] Ministère de l’Energie, Synthèse des réalisations fournies par la structure en charge des énergies renouvelable,2018.<https://www.energy.gov.dz/?rubrique=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-lrenergie>
- [6] <http://meteo45.com/formation/du-vent-le-30-04-2015>.
- [7] J.Christain, ‘*Les énergies renouvelables*’, Deuxième édition réactualisée par Système Solaire, 2004,pp- 41.
- [8] N. Kasbadji Merzouk , ‘*Evaluation du gisement énergétique éolien contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie*’, thèse de Doctorat, l’université de Telemcen, 2006.
- [9] A. Abdelli, ‘*Optimisation multicritère d’une chaîne éolienne passive*’, thèse de doctorat à l’institut national polytechnique de Toulouse ,2007
- [10] T. Philippe, Th. Claude, ‘*projet technologique (étude d’une éolienne)*’, université de Québec,2007, TCH-090-095
- [11] N. Cherfia , ‘*Etude d’une Chaîne de Conversion de l’Energie Eolienne*’, thèse de doctorat de Constantine,2018.
- [12] Wind Flower. Toshiba Plant Systems & Services Corporation. http://www.eyorozu.com/products/windflower/index_j.htm
- [13] M.Latreche, ‘*Tahar Commande Floue de la Machine Synchrone à Aimant Permanent (MSAP) utilisée dans un système éolien*’, Mémoire de Magister Université de Setif , 2012.
- [14] A.Lashin, A. Shata, ‘*analyse de potentiel énergétique éolien en Port-Said*’, Énergies renouvelables et de l’énergie durable Avis, Egypt, DOI : www.elsevier.com/locate/rser, 2012.
- [15] A.Allouhi,O.Zamzoum,M.R.Islam,R.Saidur,T.Kousksou,A.Jamil, A.Derouich, ‘*Evaluation of wind energy potential in Morocco's coastal regions*’, Renewable and Sustainable Energy Reviews ,Vol.72, 2017,pp 311- 324.
- [16] B. Safari, ‘*Modeling wind speed and wind power distributions in Rwanda*’, Renew Sustain Energy Rev 2011,Vol15(2), pp 925–35.
- [17] C.G. Justus, W. R. Hargraves ,A. Mikhail ,D.Grabner , ‘*Methods for estimating wind speed frequency distributions*’, journal of Applied Meteorology.vol.17,1978, pp350–353.
- [18] J.L. Nsouandélé, D.K. Kidmo, S.M. Djetouda and N. Djongyang , ‘*Estimation statistique des données du vent à partir de la distribution de Weibull en vue d’une prédiction de la production de l’énergie électrique d’origine éolienne sur le Mont Tinguelin à Garoua dans le Nord Cameroun*’,Revue des Energies Renouvelables ,Vol. 19,2016, pp 291 – 301, .
- [19] P.K. Chaurasiya,S.Ahmed, V.Warudkar, ‘*Study of different parameters estimation methods of Weibull distribution to determine wind power density using ground based Doppler SODAR*’,Alexandria Engineering Journal,Vol.57,2018,pp 2299-2311.
- [20] R. Eberhart, J. Kennedy, ‘*A New Optimizer Using Particle Swarm Theory*’,Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science. 0-7803-2676-8/95, 1995, IEEE.
- [21] E. Assareh M.A. Behrang , M.R.Assari , A. Ghanbarzadeh, ‘*Application of PSO (particle swarm optimization) and GA (genetic algorithm) techniques on demand estimation of oil in Iran*’, Energy,Vol.35,2010 ,pp 5223-5229.
- [22] T.R.Ayodele, A.S.O.Ogunjuyigbe, T.OAmusan, ‘*Wind Power Utilization Assessment and Economic Analysis of Wind Turbines across Fifteen Locations in the Six Geographical Zones of Nigeria*’, Journal of Cleaner Production, 2016, doi: [10.1016/j.jclepro.2016.04.060](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.04.060).
- [23] A. B. Asghar, L.Xiaodong, ‘*Estimation of wind speed probability distribution and wind energy potential using adaptive neuro-fuzzy methodology*’, Neurocomputing, 2018, doi: [10.1016/j.neucom.2018.01.077](https://doi.org/10.1016/j.neucom.2018.01.077).

- [24] T.J. Chang, Y.L. Tu, "Evaluation of monthly capacity factor of WECS using chronological and probabilistic wind speed data: a case study of Taiwan", *Renewable Energy*, Vol. 32, 2007, pp. 1999-2010.
- [25] R. Pallabazzer, "Evaluation of wind-generator potentiality", *Solar Energy*, vol. 55, 1995, pp. 49-59.
- [26] S. Mathew, G.S. Philip, "Advances in Wind Energy Conversion Technology", Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2011, [DOI 10.1007/978-3-540-88258-9](https://doi.org/10.1007/978-3-540-88258-9).
- [27] T. Douadi, "Etude et commande d'un système éolien à base d'une génératrice asynchrone", thèse de magistère de l'université de Batna.
- [28] A. Davigny, "Participation aux services systèmes de ferme d'éoliennes à vitesse variables intégrant du stockage inertiel d'énergies", thèse de doctorat de l'université de Lille, 11 décembre 2007.
- [29] S. El aimani, "Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension", thèse de doctorat de l'université de Lille, 2004.
- [30] S. Haddi, "Contribution à l'optimisation de l'insertion des énergies renouvelables dans un réseau électrique intelligent (Smart Grid)", thèse de doctorat de l'université SETIF1, 2018.
- [31] projet-eolien.com. info.projet-eolien.com/faq. [En ligne] [Citation : 13 mars 2016.] <http://www.info.projet-eolien.com>. 3.
- [32] A. Guediri, "Etude et commande d'une chaîne de conversion éolienne moyenne puissance raccordée au réseau moyenne tension", thèse de doctorat de Biskra, 2017.

Chapitre 03 :

Systemes hybrides

3.1 Introduction

Aujourd'hui, partout dans le monde, l'électricité est un besoin fondamental pour le développement économique. Son importance relative croît avec les progrès techniques, l'industrialisation et le besoin de confort moderne. L'augmentation de la production est synonyme d'amélioration de la qualité de vie et de création de richesse. Cependant, les combustibles fossiles fournissent actuellement la majorité de cette production, mais face à l'épuisement de ces ressources énergétiques, aux problèmes environnementaux et à l'augmentation considérable des besoins énergétiques, la recherche de nouvelles ressources énergétiques est l'une des priorités de la politique énergétique de nombreux pays. Les énergies renouvelables représentent une alternative écologique aux énergies fossiles. Leur exploitation permettrait de fournir de l'électricité partout, notamment sur les sites isolés, et d'éviter la création de nouvelles lignes électriques.

Les sources d'énergie renouvelables (SER) ont connu une baisse significative du prix d'achat, rendant leur utilisation dans ces régions très avantageuse par rapport aux sources conventionnelles. L'intermittence de ces sources est l'un des obstacles au développement des sources d'énergie renouvelables (SER). La variabilité subie par les ressources (soleil, vent, etc.) n'est pas corrélée à la demande de charge. Pour cela il y a toujours intérêt à coupler plusieurs sources différentes et former ce qu'on appelle un système hybride.

Ce chapitre est une revue du système hybride d'énergie renouvelable (SHR) pour la production d'électricité. Il présente le mode de fonctionnement, les différentes structures du SHR et le logiciel de dimensionnement utilisé pour évaluer le comportement du Système Hybride Renouvelable (SHR).

3.2 Définition

L'un des inconvénients des énergies renouvelables est qu'elles sont variables et non garanties, donc ce problème peut être résolu en couplage de nombreuses sources d'énergie entre certaines d'entre elles. Ce système s'appelle un système hybride (SH), et il combine deux ou plusieurs technologies d'énergie renouvelable telles que les éoliennes et les panneaux photovoltaïques et comprend également certains équipements électroniques de puissance et systèmes de stockage. Trois architectures s'imposent parmi les (SHR) à savoir : architecture à bus CC, architecture à bus CA et architecture mixte à bus CC-CA.

Il existe plusieurs configurations pour les systèmes d'énergie renouvelable hybrides, leur intérêt essentiel est la possibilité d'autonomie énergétique qu'ils permettent vu qu'ils ne dépendent pas d'une seule source. Ils peuvent résoudre en très grande partie le problème de la disponibilité de l'énergie. Les systèmes d'énergie hybrides peuvent être connectés aux réseaux électriques ou autonomes[1].

Ces derniers sont regroupés selon leur fonction électrique : les éléments de génération (sources), les éléments de charge et les éléments de stockage.

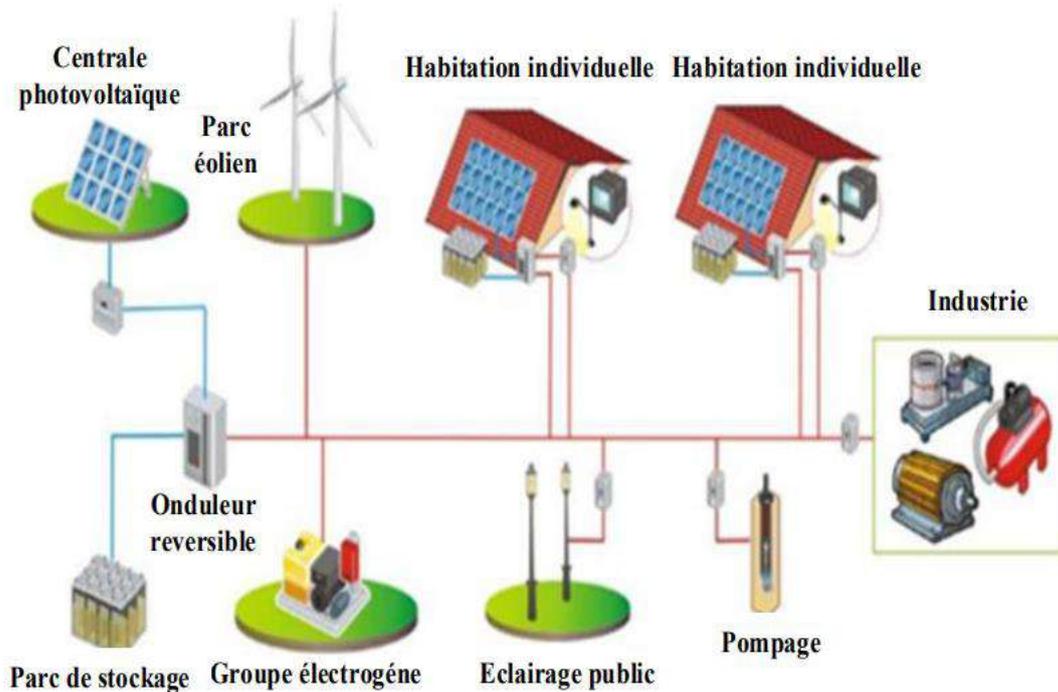


Figure (3.1) : Schéma général du système énergétique hybride, charges et stockage [1].

Ces dernières années, de nombreuses recherches ont été menées sur la conception, l'amélioration, le contrôle et l'exploitation des systèmes d'énergie renouvelable hybrides.

Les efforts de recherche et développement dans les technologies des énergies renouvelables telles que le solaire, l'éolien et d'autres sources d'énergie renouvelables doivent se poursuivre afin d'améliorer leurs performances et leur fiabilité.

3.3 Classification des systèmes hybrides

Il existe plusieurs classifications de systèmes hybrides selon la norme choisie. Dans le reste du chapitre, les classifications les plus répandues seront présentées.

3.3.1 Régime de fonctionnement

Les systèmes hybrides sont divisés en deux groupes : dans le premier groupe, le système hybride fonctionne **en parallèle avec le réseau électrique**, il s'appelle le réseau connecté et il permet de supporter la charge du système électrique du pays.

Quant au second groupe, ils fonctionnent **de manière autonome** et sont généralement installés dans des zones isolées loin du réseau électrique pour répondre aux besoins des consommateurs (tels que les villages isolés, les zones montagneuses, etc.) [2]

3.3.2 Contenu du système hybride (La structure du système)

Lors de la classification d'un système hybride selon sa structure de système, trois critères sont pris en considération. Le premier critère est la présence ou non le dispositif de stockage. La présence de stockage garantit la disponibilité de l'énergie électrique pendant les périodes sans ressource primaire à convertir en électricité. Les dispositifs de stockage peuvent être des électrolyseurs avec réservoirs d'hydrogène, des batteries rechargeables, ...etc.

Le deuxième critère de classification d'un système hybride est le critère lié au type de sources d'énergie renouvelables utilisées, où la structure du système hybride peut contenir un système photovoltaïque, une éolienne, un transducteur hydraulique (centrales hydroélectriques ou utilisation de vagues) ou une combinaison de ces sources. Pour choisir la source utilisée, un critère important à prendre en compte est la présence du potentiel énergétique disponible, qui dépend de la localisation du système hybride. L'autre facteur limitant est l'alimentation électrique du consommateur. Son importance détermine le besoin d'une source supplémentaire, d'un périphérique de stockage, / ou d'une source conventionnelle, etc.

Le dernier critère de classification est la présence ou non d'une source d'énergie conventionnelle. Cette source classique peut être un générateur diesel, une petite turbine à gaz...etc.

3.3.2.1 Hybridation des sources renouvelables avec des systèmes de secours

En raison de la nature précaire des sources d'énergie renouvelables, des unités d'alimentation de secours sont intégrées pour atteindre un niveau élevé de sécurité énergétique locale. Par exemple, un générateur diesel, de petites turbines à gaz et des piles à combustible sont généralement utilisés comme sources secondaires pour assurer une source d'énergie durable [3].

A. Systèmes éolien/source conventionnelle

Les recherches menées sur le système hybride composé d'éoliennes et d'un générateur diesel ont montré qu'il n'y a pas une grande variété de configurations et c'est parce que les éoliennes produisent un courant alternatif identique à celui produit par un générateur diesel, contrairement aux recherches menées sur les systèmes hybrides photovoltaïques.

Les systèmes hybrides sont considérés comme des générateurs diesel et des éoliennes largement répandus sur les îles en raison de la présence de brises de mer. Ces études diffèrent selon la taille des îles, par exemple - de petites îles comme les îles Canaries[4], en passant par des îles moyennes comme la Corse [5], voire de grandes îles comme l'Angleterre [6].

Il existe différents types de charges utiles alimentées par le système hybride (Eolien /diesel) : des habitations isolées [4], des bâtiments publics [7], des villages [16] , production éolienne d'électricité [9], un petit quartier résidentiel de 280 logements [15].

Certaines études suggèrent que le système hybride fonctionne de manière autonome, incluant souvent un stockage qui peut être idéal [10], classique par batteries [6] , Certains chercheurs ont également utilisé un électrolyseur et une pile à combustible avec stockage d'hydrogène comme solution alternative de stockage d'énergie [11-12].

B. Systèmes photovoltaïque/source conventionnelle

Les systèmes autonomes contiennent souvent des batteries ainsi que d'autres dispositifs de stockage. Les batteries et la photovoltaïque produisent un courant continu. D'un autre côté, les moteurs diesel peuvent entraîner des générateurs DC ou AC. Le plus souvent, la plupart du temps, les consommateurs exigent du courant alternatif. Nous distinguons différentes structures de systèmes par type de machine électrique associé à un moteur diesel. Ces structures sont décrites et classées selon le type de flux énergétiques. Chaque composition, ses avantages et ses inconvénients sont listés ci-dessous.

Dans ce cas, il s'agit de la **connexion série**, dans laquelle le générateur diesel est connecté au bus de courant continu. La connexion peut être directe (dans le cas d'un générateur DC) ou via un redresseur.

L'installation photoélectrique et la batterie sont également connectées à ce bus. Il est fourni au consommateur via un onduleur. Schéma fonctionnel du système hybride Avec une telle configuration représentée sur la figure (3.2).

Dans cette configuration, le générateur diesel peut entraîner la charge à travers les convertisseurs électroniques ou charger la batterie. Selon la stratégie de gestion du système hybride, l'énergie générée par l'installation photovoltaïque peut directement alimenter la charge ou traverser la batterie. Le rôle de ce dernier est de réparer la tension du bus DC et de réduire le besoin de générateur diesel (réduire le coût du diesel).

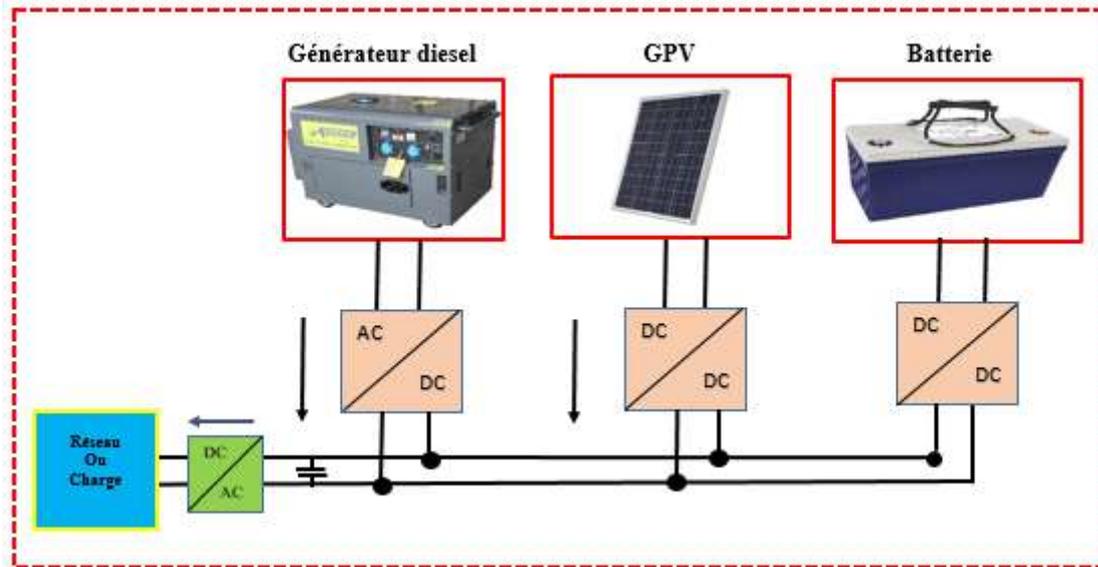


Figure (3.2) : Système hybride avec connexion série.

Ce type de structure présente plusieurs avantages dont les plus importants sont :

- facilité de mise à l'échelle du générateur diesel.
- Schéma électrique simplifié grâce à l'absence de commutation d'alimentation AC.
- Le démarrage du générateur diesel n'est pas associé à la panne du courant.
- Grâce à l'onduleur, il est possible de fournir au consommateur une tension adaptée à la forme, la valeur, et la fréquence du signal.

Malgré ces avantages, il y a, en revanche, les inconvénients de ce type de structure, on les mentionne :

- La puissance fournie est convertie deux fois avant d'atteindre le consommateur, ce qui rend le rendement relativement faible dans le cas d'un générateur diesel AC.
- Une éventuelle panne de l'onduleur coupera complètement l'alimentation électrique.
- La batterie doit être de grande taille.
- L'onduleur ne peut pas fonctionner en parallèle avec le générateur diesel. C'est pourquoi il doit être dimensionné de manière qu'il puisse couvrir la charge maximale possible.

La deuxième configuration d'un système hybride avec source conventionnelle est une **connexion parallèle**. Dans cette installation, le générateur diesel est connecté via un bus de courant alternatif tandis que le générateur photovoltaïque et les batteries sont connectés au bus de courant continu. Les deux bus sont connectés à des convertisseurs électroniques, Il peut fonctionner comme un onduleur lorsque la charge est satisfaite par les panneaux photovoltaïques et/ou la batterie. Soit comme redresseur, Lorsque le générateur diesel couvre la consommation d'électricité et participe à la charge de la batterie. Dans ce cas, la charge est alimentée par deux bus simultanément.

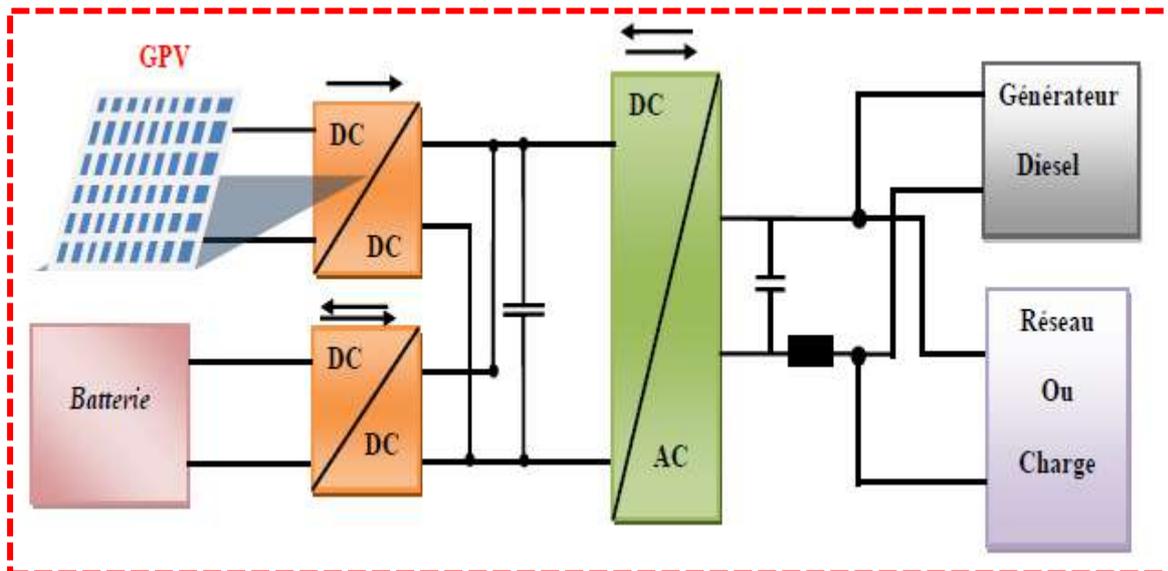


Figure (3.3) : Système hybride avec connexion parallèle.

Les avantages de cette configuration sont :

- Meilleur rendement, car les sources fonctionnent à une puissance plus proche de leur puissance nominale. De plus, il n'y a pas de transfert de l'énergie produite par le générateur diesel.
- Réduction du nombre de convertisseurs électroniques, ce qui réduit le câblage nécessaire et l'investissement initial pour construire le système hybride.
- La défaillance du convertisseur électronique ne coupe pas l'alimentation de la charge.

Les inconvénients de ce type de structure sont :

- Dans le bus continu, il est difficile de contrôler ;
- le contrôle automatique est nécessaire pour le bon fonctionnement du système ;
- Les batteries vieillissent rapidement.

C. Systèmes photovoltaïque/éolien/diesel

L'objectif principal de la mise en place d'un tel système est de diversifier les sources d'énergie, en particulier celles qui sont renouvelables, qui sont connues pour fluctuer, et les conditions climatiques contrôlent la quantité d'énergie produite. Ainsi, une réduction plus importante de la quantité de carburant consommé. Parce que les sources renouvelables peuvent se compléter et économiser plus d'énergie.

Pour de nombreuses applications d'intérêt sensible et stratégique telles que les relais de télécommunication, les postes frontaliers, les foyers isolés et les réfrigérateurs pour le transport et le stockage des vaccins, hors réseau électrique conventionnel, la disponibilité continue de la source d'énergie primaire est vitale et conditionne dans une large mesure les systèmes fiabilité et leur fonctionnement continu.

Les solutions technologiques conventionnelles apportées par les groupes électrogènes diesel sont d'une part, coûteuses en raison des coûts élevés de maintenance et d'approvisionnement en carburant et présentent des inconvénients liés au bruit et surtout à l'émanation des émissions de gaz à effet de serre, d'autre part [13]. Les nouvelles solutions technologiques apportées par les systèmes d'énergies renouvelables basés essentiellement sur l'énergie éolienne et solaire connaissent des taux de croissance extrêmement élevés ces dernières années. Les systèmes d'énergie solaire et éolienne sont omniprésents, disponibles gratuitement, respectueux de l'environnement, et ils sont considérés comme des sources de production d'électricité prometteuses en raison de leur disponibilité et de leurs avantages topologiques pour les productions d'électricité locales. Pour tirer profit de chaque solution technologique, le couplage – dans un système hybride – d'un générateur diesel avec des sources d'énergie renouvelables est si souvent l'option la plus économique [14]. Dans ce contexte, diverses techniques d'optimisation pour le dimensionnement de systèmes hybrides ont été rapportées dans la littérature.

Les auteurs ont suggéré que dans le nord du Brésil, il est économique de convertir les systèmes diesel jusqu'à 50 kW de puissance en systèmes hybrides. Conformément le travail de [17], les systèmes d'alimentation hybrides PV/diesel conduisent à une réduction substantielle des coûts d'exploitation et de maintenance et des polluants atmosphériques émis dans l'atmosphère locale par rapport à celui d'un seul système diesel. Dans [15], une stratégie de contrôle a été introduite pour un système hybride isolé comprenant PV, générateur diesel et PHS. La stratégie proposée tente de réduire la consommation de carburant et les émissions de CO₂.

L'utilisation d'un système hybride photovoltaïque/éolien/diesel peut être une approche plus fiable pour répondre à la demande électrique des régions éloignées par rapport aux systèmes photovoltaïques uniquement/éoliens. Cela est dû au fait que le recours à une seule technologie entraîne généralement un surdimensionnement du système, augmentant ainsi les coûts initiaux de l'usine. D'autre part, combiner un générateur diesel avec un système photovoltaïque et/ou éolien permet de garantir la consommation minimale de carburant diesel et par conséquent de minimiser les coûts d'exploitation et l'empreinte carbone du système.

Les logiciels commerciaux de simulation disponibles sont :HOMER [16],Hybrid2[18].

3.3.2.2 Hybridation des sources purement renouvelables

Deux ou plusieurs sources renouvelables peuvent être combinées pour leurs avantages complémentaires. Par exemple, les systèmes hybrides les plus répandus comportent la liaison éolienne PV. L'avantage de combiner ces deux sources d'énergie se justifie par le fait qu'elles offrent la meilleure ressource commune. La complémentarité de ces deux sources est très importante, tant au niveau annuel que quotidien. En effet, les vents soufflent davantage en hiver et en automne et diminuent au printemps alors que le rayonnement solaire est le plus intense en été. De même, au cours d'une journée, un Le rayonnement solaire est le plus fort pendant la journée tandis que le vent peut également souffler la nuit. Cela permet l'intégration saisonnière et quotidienne des ressources d'énergie solaire et éolienne par exemple, Site isolé pour une disponibilité énergétique plus fiable, qui dépend bien sûr de l'emplacement [19].

A. Systèmes hybrides sans source conventionnelle

Ces systèmes hybrides fonctionnent principalement en mode autonome dans des zones où l'accès au réseau ou à l'approvisionnement en carburant est coûteux voire difficile.

➤ Systèmes hybrides photovoltaïque/stockage

L'installation photovoltaïque doit contenir une autre source d'énergie, pour satisfaire la demande de charge pendant la nuit ou en cas de manque d'ensoleillement. . Ce type de système est utilisé pour électrifier les maisons, les villages. Certaines études ont étudié le problème de la modélisation et de l'analyse ; d'autres se sont penchés sur le dimensionnement optimisé[16-18].

Le paramètre optimisé est soit le coût de l'énergie produite, soit la probabilité de perte de la charge, dans les deux cas, l'objectif est d'assurer une alimentation continue de la charge au moindre coût. La présence d'une capacité de stockage est nécessaire dans une installation photovoltaïque autonome, pour alimenter la charge pendant les périodes d'insuffisance de source renouvelable.

Dans une étude réalisée par [20], sur l'utilisation de système PV pour alimenter les zones rurales et isolées en eau domestique, [21] il a été mentionné que l'énergie photovoltaïque est plus compétitive pour le pompage de l'eau.

Les recherches dans la littérature ont étudié les différents types de stockage : le stockage par utilisation des batteries, un électrolyseur avec réservoir d'hydrogène.

B. Systèmes éoliens / stockage

L'interconnexion d'une éolienne avec un dispositif de stockage peut se faire pour deux raisons principales : la première est de jouer le rôle de tampon dans le cas d'un système hybride relié au réseau électrique, c'est-à-dire de lisser les variations rapides de la puissance de l'éolienne. Le second rôle est de stocker de l'énergie à long terme pour un système autonome. Les modes de stockage utilisés peuvent être les batteries, un électrolyseur avec stockage d'hydrogène, ou un stockage d'air comprimé.

C. Système hybride photovoltaïque/éolien/stockage

Les systèmes présentés précédemment présentent l'inconvénient majeur du manque de diversité des sources de production (une seule source renouvelable est utilisée). Il en résulte un surdimensionnement des composants pour assurer une alimentation continue de la charge, ce qui engendre un investissement initial élevé et une augmentation du prix du kilowattheure produit. Ces obstacles peuvent être surmontés en ajoutant une deuxième source d'énergie.

Il existe un vaste éventail de documents publiés traitant des éventuels, analytiques et des méthodes heuristiques pour le dimensionnement optimal des systèmes hybrides. Les larges applications des méthodes heuristiques dans les problèmes d'optimisation des systèmes hybrides sont augmentées en raison de leurs capacités flexibles. Ces méthodes sont très utiles dans les optimisations avec des fonctions objectives complexes en considérant le temps de calcul normal. L'utilisation de solutions flexibles dues à l'obtention de résultats optimaux est un autre avantage des méthodes heuristiques. Différentes méthodes permettant d'atteindre la taille optimale des systèmes hybrides sont présentées dans [22]. Certains facteurs tels que la température, la vitesse du vent et le rayonnement solaire ont des impacts significatifs sur l'optimisation des systèmes hybrides qui sont considérés dans [33].

Dans [24], les dernières réalisations de la recherche concernant l'utilisation de techniques de calcul dans l'optimisation des systèmes hybrides sont présentées. Algorithme génétique (GA) [26], optimisation d'essaim de particules (PSO) [25], algorithme de compétition impérialiste (ICA), [27] optimisation d'essaim d'abeilles artificielles [24] sont quelques algorithmes appliqués pour optimiser la taille des systèmes électriques hybrides. De plus, dans [28],

respectivement, l'algorithme différentiel évolutif, les méthodes de recherche PSO et PSO/harmonie sont utilisés pour optimiser la taille des composants du système hybride.

Dans [29], le dimensionnement optimal d'un système de production d'électricité PV/diesel est présenté avec l'objectif de minimiser le coût du système et les émissions de polluants par un algorithme de recherche d'harmonie. Dans [30], le nombre optimal de panneaux photovoltaïques, d'éoliennes et de parcs de batteries est déterminé en tenant compte du coût annuel inférieur par l'optimisation du loup gris. L'algorithme inspiré de la luciole est utilisé dans [31], pour le dimensionnement optimal du système hybride renouvelable avec pour objectif la minimisation des coûts d'électricité et en tenant compte du taux d'insatisfaction de la charge. Un cadre pour la conception optimale d'un système hybride photovoltaïque/éolien/pile à combustible est présenté dans [32] en utilisant la recherche d'harmonie et le chaos pour minimiser le coût du cycle de vie.

Dans [33], l'optimisation du système hybride photovoltaïque/éolien/batterie est étudiée en considérant le coût annuel total minimal et avec le concept de probabilité de perte d'alimentation en utilisant des algorithmes évolutionnaires.

3.3.2.3 Hybridation des sources renouvelables avec unité de stockage à court-terme

L'association des dispositifs de stockage à court-terme (batteries, volant d'inertie...) avec des sources d'énergie renouvelables peuvent garantir la fiabilité et la sécurité du système de production d'électricité distribuée, tout en maximisant les avantages des énergies renouvelables. L'excédent et le déficit de production d'énergie peuvent être optimisés ou ajustés par les unités de stockage d'énergie pour augmenter l'efficacité énergétique [19].

3.3.2.4 Hybridation des sources purement renouvelables avec des unités de stockage à court et à long-terme.

Pour mieux garantir la performance et éliminer les fluctuations de puissance du système hybride à base de sources renouvelables, dans certaines applications, en plus de l'insertion des systèmes de stockage à court-terme, des systèmes de stockage à long-terme comme les piles à combustibles avec des électrolyseurs ont été installés. Elles contribuent en effet à garantir l'autonomie du SH, en constituant une réserve d'énergie lorsque les sources produisent en excédent, et en la restituant lorsqu'elles ne produisent momentanément plus assez [34].

3.4 Configuration de couplage du système hybride autonome

L'objectif principal du réseau hybride est de fournir une source d'énergie stable, continue et à faible coût pour la charge, de sorte que les sources d'énergie ne soient pas connectées de manière aléatoire, mais plutôt en choisissant la meilleure pour les besoins de la charge, en tenant compte de l'aspect économique (coût le plus bas).

Il existe de nombreuses configurations de systèmes hybrides autonomes, mais deux d'entre elles dominent les systèmes hybrides : la configuration série et la configuration parallèle.

Le nom de ces configurations indique le nombre et le type de bus auxquels sont connectées les unités panneaux solaires + éoliennes + batteries, ainsi que leurs modes de fonctionnement dans le système multi-sources

L'un des critères les plus importants pris en compte lors du choix d'une structure de réseau hybride indépendante est la qualité de l'organisation du bus, la facilité de mise en place des installations électriques, le coût et la durée de vie.

3.4.1 L'architecteur série

3.4.1.1 Configuration à bus DC

Dans l'architecture série comme indique dans la figure III.4, toutes les sources recouvrables sont connectées au DC bus par de convertisseurs électroniques appropriés. Des sources à courant continu(CC) on peut directement connecter au DC-bus ou via un convertisseur DC/DC si nécessaire.

Les puissances délivrées par les modules à courant alternatif (générateur éolien et groupe Diesel) sont redressées en tension grâce à des convertisseurs AC/DC. La charge est alors alimentée par un onduleur (convertisseur DC/AC).

Parmi les avantages les plus importants de cette structure est le système de commande qui est facile à mettre en œuvre, le générateur diesel est dimensionné, la charge peut être alimentée avec la tension et la fréquence appropriées, grâce à l'onduleur.

Un inconvénient de cette structure :

- L'rendement du système est faible en raison des pertes des convertisseurs,
- L'onduleur ne peut pas fonctionner en parallèle avec le générateur diesel. C'est pourquoi il doit être dimensionné de manière à ce qu'il puisse couvrir les pics de demande de la charge,
- un problème dans l'onduleur entraîne une coupure totale de l'alimentation électrique.

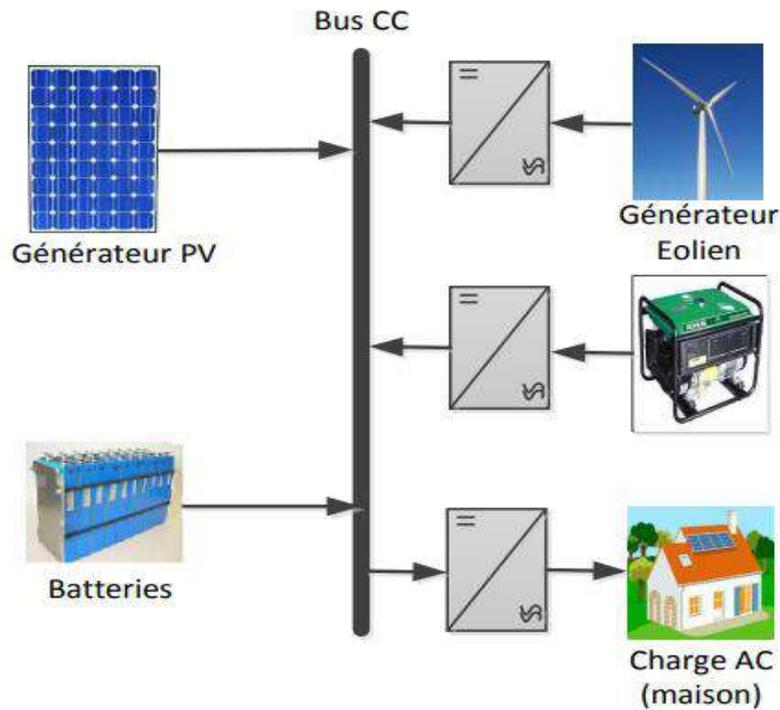


Figure (3.4) : Configuration d'un système hybride à bus DC.

3.4.1.2 Configuration à bus AC

Cette structure est considérée comme plus récente que son prédécesseur et s'est développée en raison de l'émergence de l'électronique de puissance et de l'apparition des onduleurs plus efficaces et moins chers.

Cette structure est constituée d'un seul porteur de courant alternatif auquel toutes les unités sont connectées au système hybride (voir Figure III.5) L'un des avantages de cette structure est qu'elle fournit une tension alternative et alimente la charge en continu, et en cas de pénurie de puissance au niveau du bus, le générateur démarre automatiquement

Quant au côté négatif de cette structure, c'est la difficulté d'imposer la fréquence et l'amplitude de la tension du bus et de l'adapter à la charge, car il y a une difficulté à synchroniser toutes les unités du réseau, donc cette structure est considérée dans une large mesure adapté aux grands réseaux avec la présence des moyens logistiques nécessaires.

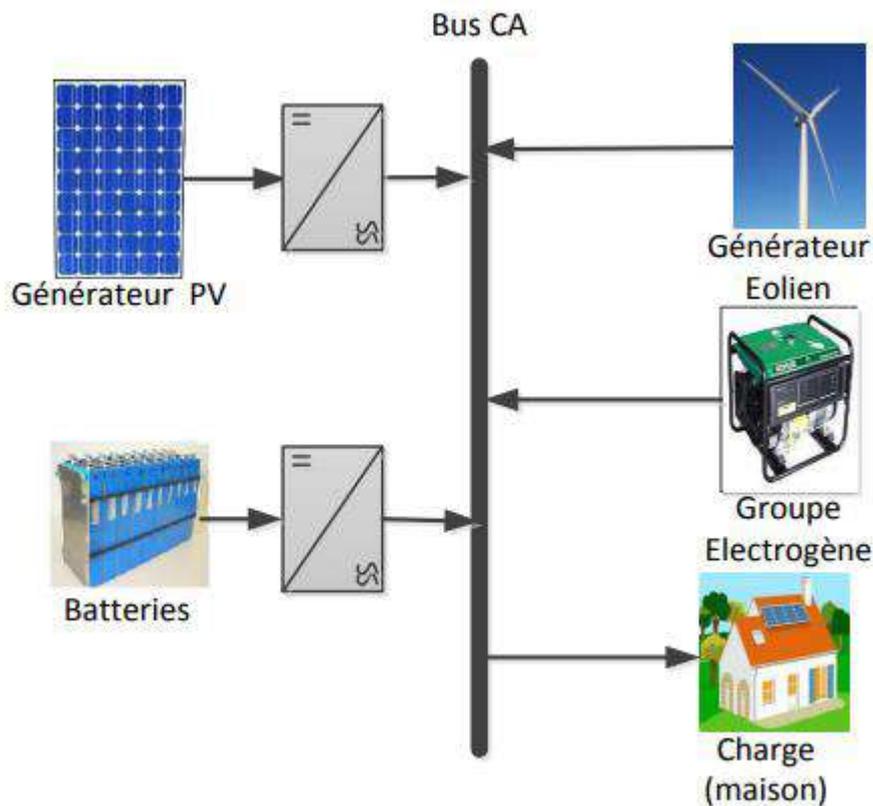


Figure (3.5) : Configuration d'un système hybride à bus AC.

3.4.2 Architecteur parallèle

Dans cette configuration, deux bus sont utilisés, un bus de courant alternatif auquel sont connectés des éoliennes et un générateur diesel et la charge, et un bus DC où sont connectées des sources DC telles que des batteries et /ou des panneaux solaires.

Les deux bus sont également reliés à l'aide d'un convertisseur bidirectionnel. Lorsque le générateur diesel couvre la demande de la charge, il participe à la charge de la batterie, dans ce cas le convertisseur bidirectionnel fonctionne en mode redresseur. Lorsque les panneaux solaires ou/et les batteries fournissent l'énergie nécessaire à la charge, le convertisseur bidirectionnel fonctionne en mode onduleur.

De cette façon, l'énergie nécessaire à la charge peut être fournie par les deux bus et simultanément la figure (3.6) montre la structure de cette configuration.

Le côté positif de cette composition réside dans plusieurs points que nous mentionnons :

- Abaissement le nombre de convertisseurs,
- L'alimentation d'électrique ne se coupe pas en cas de problème au niveau des convertisseurs,
- Bon rendement car l'énergie d'un générateur diesel n'est pas convertie et que les autres sources fonctionnent à une puissance proche de sa puissance maximale.

Quant au côté négatif de cette composition, il est centré sur les trois points principaux :

- L'effet des impulsions émises par le convertisseur sur les batteries (entraînant le vieillissement des batteries),
- Une tension sinusoïdale doit être fournie de manière synchrone avec la tension du générateur diesel à partir de l'extrémité du convertisseur bidirectionnel,
- Le contrôle de la tension du bus continu est assez difficile.

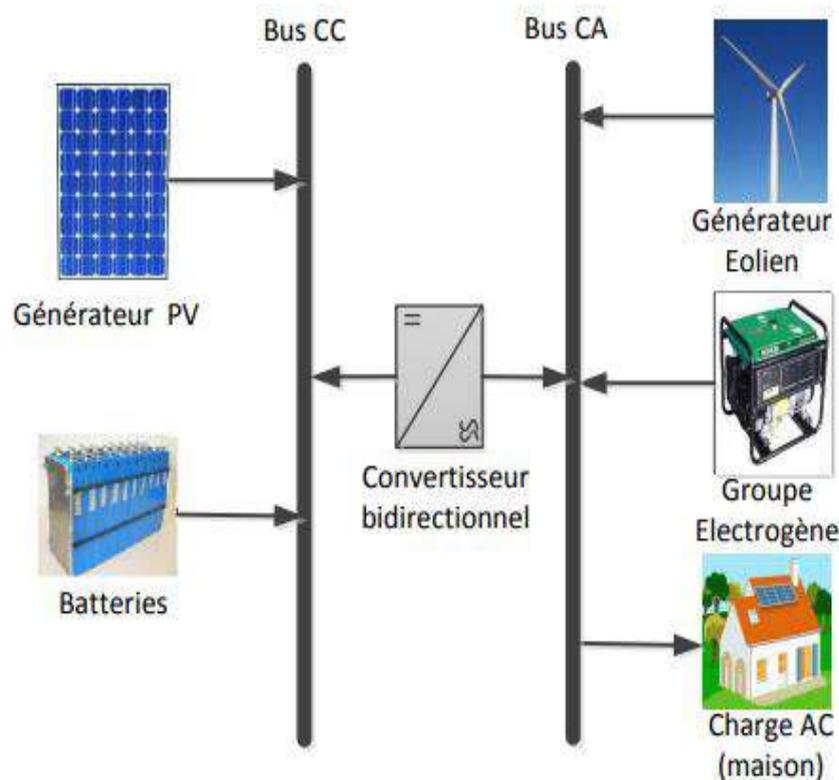
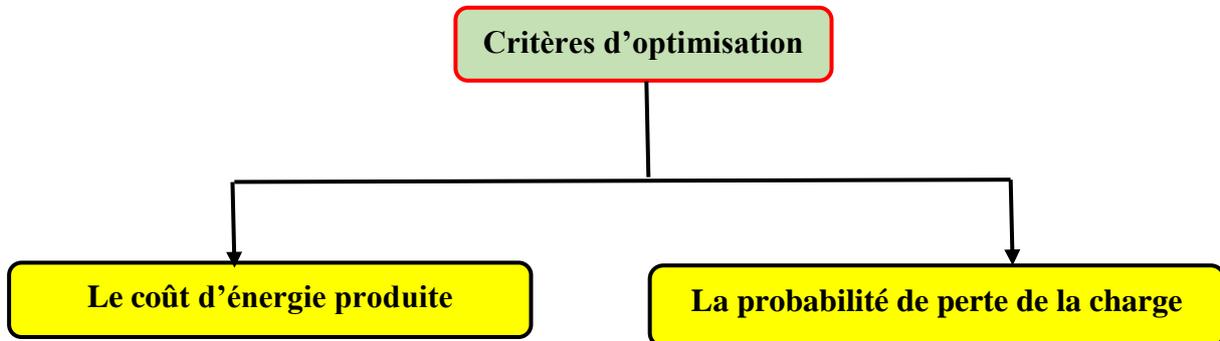


Figure (3.6) : Configuration d'un système hybride à l'architecture parallèle.

3.5 Critères d'optimisation du système hybride

Pour optimiser le système hybride en fonction du site d'installation, de nombreux critères sont pris en compte[2], dont les plus importants sont énumérés ci-dessous :



3.5.1 Le coût d'énergie produite

Il existe plusieurs approches de calcul des coûts qui dépendent principalement de l'énergie requise par le consommateur, du coût d'investissement initial d'achat des composants du système, du coût de leur installation, du coût de maintenance et de remplacement (pour les composants qui ont une durée de vie plus courte que le composant qui détermine la durée de vie d'un système hybride).

3.5.2 La probabilité de perte de la charge (Loss of Power Supply Probability 'LPSP')

Le LPSP est défini comme la probabilité qu'une alimentation électrique insuffisante se produise lorsque le système hybride (module PV, éolienne et batterie de stockage) est incapable de satisfaire la demande de charge.

Un LPSP de 0 signifie que la charge sera toujours satisfaite et un LPSP de 1 signifie que la charge ne sera jamais satisfaite. La perte de probabilité d'alimentation (LPSP) est un paramètre statistique pour mesurer le système performances pour une répartition de charge supposée ou connue. Le LPSP est donnée par la relation suivante [35] :

$$LPSP = \frac{\sum_{i=1}^m (E_{load,i} - E_{prod,i})}{\sum_{i=1}^m E_{load,i}} \quad (III.1)$$

Avec :

$E_{load,i}$ est l'énergie demandée par le consommateur pour la période i .

$E_{prod,i}$ est l'énergie produite.

m : est le nombre de périodes pour lesquelles la recherche est réalisé.

3.6 Stratégies de supervision du système hybride

Actuellement, un grand nombre de recherches sont menées sur les systèmes hybrides et leurs applications. Le besoin d'une stratégie efficace de gestion de l'énergie survient lorsque plus d'une source d'alimentation est utilisée pour faire fonctionner une charge donnée. Ce besoin ne se limite pas seulement à un système hybride autonome, mais également à des systèmes hybrides connectés au réseau électrique. L'un des rôles les plus importants qu'une stratégie de contrôle des systèmes indépendants peut jouer est :

- Assurer la continuité de l'alimentation des charges dans toutes les conditions ;
- Assurer une utilisation maximale des ressources renouvelables ;
- Les intégrer dans le problème d'optimisation pour améliorer la production d'énergie,
- Protéger les composants contre d'éventuels dommages dus à une surcharge et augmentez également la stabilité du système d'alimentation.

Comme pour les systèmes hybrides connectés au réseau, le rôle d'une stratégie de contrôle de l'énergie comprend le contrôle du flux d'énergie dans les deux sens vers le réseau et vice versa [1].

Dans la section suivante, en analysant les différents travaux de recherche sur ce sujet qu'ils peuvent être classés selon leur problématique de la manière suivante :

La figure (3.7) présenter un résumé des différentes stratégies de supervision du système hybride.

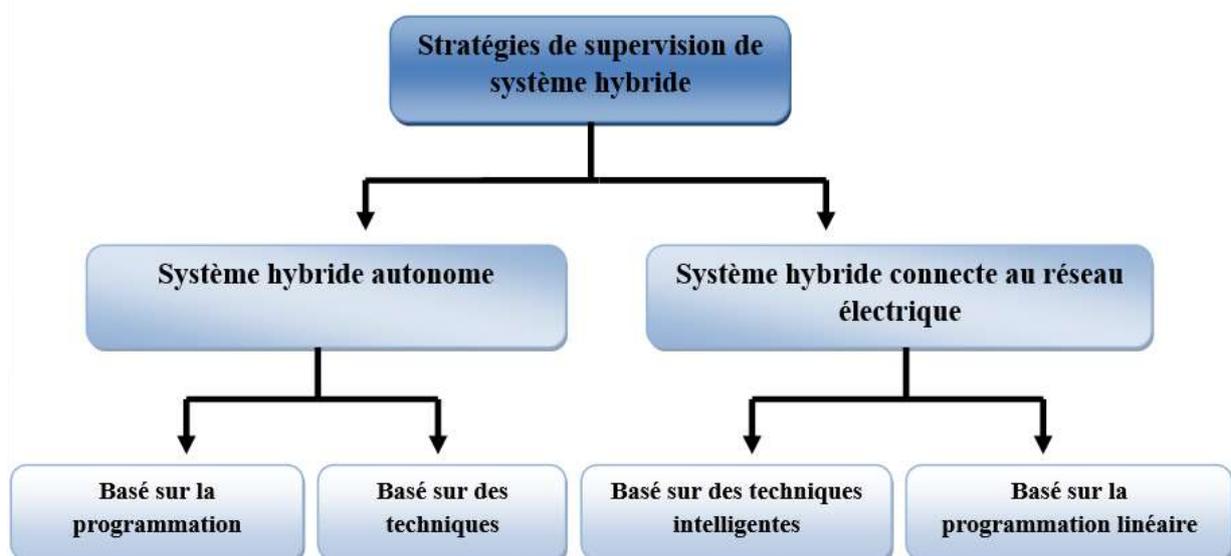


Figure (3.7) : Stratégies de supervision des systèmes hybrides [1]

3.6.1 Stratégies de supervision dans un système hybride autonome

Certaines études ont utilisé la programmation linéaire pour mettre en œuvre l'algorithme de gestion de l'énergie, tandis que d'autres ont utilisé des techniques basées sur l'intelligence artificielle. Vous trouverez ci-dessous un examen des différentes méthodes de surveillance des systèmes hybrides autonomes.

3.6.1.1 Les stratégies de supervision basée sur la Programmation Linéaire 'Application autonome'

Dahman et al [36] dans ses travaux de recherche ont développé une stratégie pour une gestion énergétique optimale d'un système hybride autonome composé d'un système solaire photovoltaïque, d'une éolienne, d'un générateur diesel et d'une batterie de stockage d'énergie. L'objectif de ce travail est d'abord de faire fonctionner le sous-système PV à la puissance maximale en utilisant l'algorithme de suivi du point de puissance maximale PPM pour alimenter la charge, et une éolienne a été démarrée pour compléter le générateur PV en cas de panne d'énergie. Le générateur diesel est conçu pour répondre à la demande de charge, en chargeant les batteries en cas de pénurie d'énergie des sources et lorsque la batterie a atteint sa charge minimale. Les résultats obtenus confirment l'efficacité de la stratégie proposée.

3.6.1.2 Les stratégies de supervision basées sur des techniques intelligentes– Application autonome

Développé par Palma-Pinky et al. [37] Dans ses recherches, une stratégie de gestion de l'énergie basée sur le réseau de neurones (RN) pour un système autonome composé d'un GPV, d'une éolienne et d'un générateur diesel et batterie.

Le modèle fournit des points de consigne en ligne pour chaque unité de production, mode de fonctionnement et signal aux consommateurs, sur la base d'une approche de gestion de la demande. Le but de la conception de cette stratégie est de réduire les coûts d'exploitation tout en répondant aux exigences de charge électrique.

3.6.2 Les stratégies de supervision dans les systèmes hybrides connectés au réseau électrique.

Les deux sous-sections suivantes incluent certaines des études qui ont été utilisées dans la stratégie de gérance énergétique dans un système hybride connecté au réseau : programmation linéaire à mettre en place, tandis que d'autres ont eu recours à des techniques basées sur l'intelligence artificielle.

3.6.2.1 Les stratégies de supervision basées sur la Programmation Linéaire – Application connecté au réseau

Pascal et al [38] ont présenté une stratégie de gestion de l'énergie pour un système hybride comprenant GPV, éoliennes et batteries connectées au réseau électrique. Cette stratégie est utilisée pour les prévisions de production d'énergie renouvelable, de puissance d'entrée/sortie par système hybride unitaire et de batterie. Le réseau électrique compense en permanence tout déséquilibre de puissance, tandis que les batteries ne compensent que les fluctuations quotidiennes et la différence entre la puissance mesurée et la puissance projetée.

3.6.2.2 Les stratégies de supervision basées sur des techniques intelligentes– Application connecté au réseau

L'algorithme proposé par Bahmani et Azizipanah [39] vise à développer des stratégies correctives pour le système hybride. Déterminer les dimensions optimales d'un système de stockage utilisant des batteries dans un petit réseau incluant des sources d'énergie renouvelables (PV, éolien, etc.). Cette technique a été mise en œuvre en formulant d'abord la fonction de coût dans laquelle les coûts de maintenance sont pris en compte avant de formuler le problème d'optimisation.

3.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les principales caractéristiques et composantes d'un système hybride et aussi une revue de différentes études réalisées dans la littérature relatives aux Systèmes Hybrides d'Énergie Renouvelable (SHR). Il met en évidence l'importance des sources d'énergie renouvelables hybrides, la classification la plus utilisée, la structure et les configurations du système.

- [1] B. Benlahbib, ''Supervision d'un système hybride éolien-Photovoltaïque connecté au réseau électrique'', thèse de doctorat, université de Alger, 2019.
- [2] L.Stoyanov, '' Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables '', ' thèse de doctorat de l'université technique de sofia, 2011.
- [3] Z. Chen.; Y. Hu, "A hybrid generation system using variable speed wind turbines and diesel units", The 29th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IEEE IECON'03, vol.3, pp.2729-2734, Nov. 2003.
- [4] J.A.Carta, J.González, C. Gómez, '' Operating results of a wind-diesel system which supplies the full energy needs of an isolated village community in the Canary Islands''. Solar Energy, Vol. 74, pp. 53–63, 2003.
- [5] G.Notton, I. Caluianu, I. Colda, S. Caluianu , ''Influence d'un ombrage partiel sur la production électrique d'un module photovoltaïque en silicium monocristallin''. Revue des Energies Renouvelables, CDER, Algérie, Vol. 13-1, 2010 , pp. 49-62.
- [6] A.J. Bowen, M. Cowie, N. Zakay, '' The performance of a remote wind-diesel power system'', Renewable Energy, vol. 22, pp. 429–445, 2001.
- [7] M.A. Elhadidy, S.M. Shaahid, ''Role of hybrid (wind + diesel) power systems in meeting commercial loads''. Renewable Energy, Vol. 29, pp. 109–118, 2004.
- [8] L.Chong, Z.Dequn , H.Wangd , Y. Lua ,L. Dongdong, '' Techno-economic performance study of stand-alone wind/diesel/battery hybrid system with different battery technologies in the cold region of China'', Journal Pre-proof, DOI, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116702>.
- [9] Sk. S. Arefin , D. Narottam , '' Optimized Hybrid Wind-Diesel Energy System with Feasibility Analysis'', Technol Econ Smart Grids Sustain Energy, 2: 9, DOI: [10.1007/s40866-017-0025-6](https://doi.org/10.1007/s40866-017-0025-6), 2017.
- [10] E. Muljadi, J.T.Bialasiewicz, '' Hybrid Power System with a Controlled Energy Storage''. 29th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society Roanoke'', Virginia, November 2–6, 2003.
- [11] S.Raquel, S.Garciaa , D. Weisser, '' A wind–diesel system with hydrogen storage: Joint optimisation of design and dispatch'', Renewable Energy, Vol 31 , 2006, pp 2296–2320.
- [12] N.Guessan ,S. Attemene ,S. Krehi, S. Agbli , S. Fofana , D. Hissel, '' Optimal sizing of a wind, fuel cell, electrolyzer, battery and supercapacitor system for off-grid applications'', International Journal of Hydrogen Energy, doi <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.05.212>, 2019.
- [13] X.Hana, X.Pana, H.Yangb , C.Xua, X. Jua , X. Du, '' Dynamic output characteristics of a photovoltaic-wind-concentrating solar power hybrid system integrating an electric heating device'', Energy Conversion and Management ,Vol. 193, 2019, pp 86-98.
- [14] Tu Gobinath, P. Rajarathnam, M. Anthony , M. Vassallo, '' Optimization of a Stand-Alone Photovoltaic–Wind–Diesel–Battery System with Multi-Layered Demand Scheduling'', Renewable Energy , doi: [10.1016/j.renene.2018.07.029](https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.029), 2018.
- [15] O. Djelailia, M.S. Kelaiaia, H. Labar, S. Necaibia, F. Merad, ''Energy hybridization photovoltaic/diesel generator/pump storage hydroelectric management based on online optimal fuel consumption per kWh'', Sustainable Cities Soc. Vol , 44 , 2019, pp. 1–15.
- [16] Al.Smairan, '' Application of photovoltaic array for pumping water as an alternative to diesel engines in Jordan Badia, Tall Hassan station: Case study'', Renewable and Sustainable Energy Reviews. vol.16 .p.4500-4507.
- [17] S. Makhdoomi, A. Askarzadeh , '' Optimizing operation of a photovoltaic/diesel generator hybrid energy system with pumped hydro storage by a modified crow search algorithm'', Journal of Energy Storage, Vol. 27, 2020, pp 101-104.
- [18] H. Colin, P. Boulanger , ''Photovoltaic Hybrid System Modelling with Hybrid2 Software'', PVHPS, September 2000. DOI: <file:///C:/Users/2017/Desktop/reference%20de%20th%C3%A9se%20nou/document.pdf>
- [19] T. Zho , ''Commande et Supervision Énergétique d'un Générateur Hybride Actif Éolien incluant du Stockage sous forme d'Hydrogène et des Super-Condensateurs pour l'Intégration dans le Système Électrique d'un Micro Réseau'', Thèse de doctorat de Laboratoire L2EP à l'École Centrale de Lille, 2009.
- [20] J.S.Ramos, J.S.Helena, M. Ramos, ''Solar powered pumps to supply water for rural or isolated

- zones: a case study”, Energy for Sustainable Development, Vol.13, 2009,pp.151–158.
- [21] B.Eker, ‘‘Solar powered water pumping systems.Trakia Journal of Sciences’’, Vol.3,2005,p.7–11.
- [22] O.Erdinc,M. Uzunoglu, ‘‘Optimum design of hybrid renewable energy systems: Overview of different approaches’’, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol.16(3), 2012,pp.1412-1425.
- [23] T. Khatib, A. Mohamed, K.Sopian, ‘‘ A review of photovoltaic systems size optimization techniques’’, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol,22, 2013,pp 454-465.
- [24] R. Banos,F. Manzano-Agugliaro, F.G. Montoya,C. Gil,A. Alcayde,J. Gómez, ‘‘ Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: A review’’,Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol ,15(4),2011, pp.1753-1766.
- [25] A. Maleki, A.Askarzadeh, ‘‘Artificial bee swarm optimization for optimum sizing of a stand-alone PV/WT/FC hybrid system considering LPSP concept’’, Solar Energy, Vol.107,2014, 227-235.
- [26] A.L.S. Chan, ‘‘ Generation of typical meteorological years using genetic algorithm for different energy systems’’, Renewable Energy, Vol. 90, 2016,pp1-13.
- [27] S.M.Moosavian, M.Delshad, N.A.Rahim, J.Selvaraj, ‘‘ Imperialistic competition algorithm: Novel advanced approach to optimal sizing of hybrid power system’’. Journal of Renewable and Sustainable Energy, Vol.5(5),2013, pp-053141.
- [28] S.Abedi, H.G. Ahangar, M. Nick, S.H. Hosseinian, ‘‘Economic and reliable design of a hybrid PV-wind- fuel cell energy system using differential evolutionary algorithm’’. In Electrical Engineering (ICEE), 2011, 19th Iranian Conference on (pp. 1-6). IEEE.
- [29] A.Askarzadeh, ‘‘Distribution generation by photovoltaic and diesel generator systems: Energy management and size optimization by a new approach for a stand-alone application’’,Energy, Vol.122,2017,pp 542-551.
- [30] M. J. Hadidian-Moghaddam, S.Arabii-Nowdeh, M.Bigdeli, ‘‘ Optimal sizing of a stand-alone hybrid 621 photovoltaic/wind system using new grey wolf optimizer considering reliability’’, Journal of Renewable and Sustainable Energy, Vol.622 8(3), 2016,p 035903.
- [31] A.Kaabeche, S. Diaf,R. Ibtouen, ‘‘Firefly-inspired algorithm for optimal sizing of renewable hybrid system considering reliability criteria’’. Solar Energy, vol.155, 2017, 727-738.
- [32] A.Maleki,F. Pourfayaz, M.A Rosen, ‘‘ A novel framework for optimal design of hybrid renewable energy-626 based autonomous energy systems: a case study for Namin, Iran’’, Energy, vol.98,2016,pp 168-180.
- [33] A.Maleki, F.Pourfayaz, ‘‘Optimal sizing of autonomous hybrid photovoltaic/wind/battery power system with LPSP technology by using evolutionary algorithms’’, Solar Energy, vol.115,2015,pp 471-483.
- [34] L. CROCI, ‘‘ Gestion De L’énergie dans Un Système Multi-Sources Photovoltaïque et Eolien avec Stockage Hybride Batteries/Super condensateurs’’, thèse de doctorat de l’Université de Poitiers France, 2013.
- [35] T.Tezer, R.Yaman ,G. Yaman, ‘‘Evaluation of approaches used for optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems’’, Renew Sustain Energy Rev ;vol.73,2017,pp 840–53.
- [36] M.Dahmane , J.Bosche , A. El-Hajjaji , M.Dafarivar , ‘‘Renewable energy management algorithm for stand-alone system’’, In: Proceedings of the international conference on renewable energy research and applications, ICRERA,2013,p 621–630.
- [37] R. Palma-Behnke , C.Benavides , E.Aranda , J.Llanos ,D. Sáez , ‘‘Energy management system for a renewable based microgrid with a demand side management mechanism’’, In: Proceedings of the IEEE symposium on computational intelligence applications in smart grid, CIASG, 2011, p. 1–8.
- [38] J.Pascual ,J. Barricarte , P.Sanchis , L.Marroyo , ‘‘Energy management strategy for a renewable-based residential microgrid with generation and demand forecasting’’, Appl Energy, vol.158,2015,pp12–25.
- [39] B.Bahmani-Firouzi , R.Azizipناه-Abarghoee . ‘‘Optimal sizing of battery energy storage for micro-grid operation management using a new improved bat algorithm.’’ Elect Power Energy Syst ,vol.56,2014,pp 42–54.

Chapitre 04 :

*Logiciel et méthodes de
dimensionnement du système hybride
(PV/Eolien)*

4.1 Introduction

Dans nos jours, la demande en eau devient de plus en plus importante, notamment dans les zones rurales et les sites isolés où l'accès à l'énergie conventionnelle est difficile voire pratiquement impossible. Ce phénomène a conduit à un intérêt croissant pour l'utilisation des énergies renouvelables comme nouvelle source d'énergie.

L'interconnexion de plusieurs sources d'énergie renouvelable (panneaux photovoltaïques, petites centrales hydroélectriques ou éoliennes, dans un système d'énergie hybride, peut avoir une incidence profitable sur la production d'énergie électrique en termes de coût et de disponibilité cela aide à la réalisation d'un système de pompage autonome, fiable et efficace ; et apporte une solution pratique et économique au problème de pénurie d'eau, en particulier dans les régions désertiques.

Ce chapitre détaille plus précisément avec les éléments théoriques qui permettent de déterminer le dimensionnement du système hybride (PV/Eolien) qui peut être utilisé pour l'irrigation dans une région saharienne (Ouargla – Algérie).

4.2 Notions importantes sur l'irrigation

4.2.1 Eaux en Algérie

L'eau est un indicateur du mode de vie humaine, car elle affecte, par sa qualité, sa disponibilité ou sa rareté, la pensée, le comportement, la santé et la vie quotidienne des gens, pour rester avant tout une source de prospérité ou de retraite.

L'Algérie souffre d'un grave problème représenté par le manque d'eau, qui est principalement lié à la sécheresse (le manque de pluie pendant de nombreux mois) en raison de son appartenance au climat méditerranéen, en plus de la forte population, la diversité des zones économiques l'activité et la demande croissante de consommation, ce qui appelle à trouver des solutions adaptées.

Pour fournir de l'eau potable, de gros efforts doivent être faits dans le domaine de la mobilisation des ressources en eau, qui vise à :

- ✓ Fournir de l'eau potable aux citoyens,
- ✓ Couvrir les besoins des unités industrielles,
- ✓ Répondre aux exigences de l'agriculture, en particulier les grandes zones à haute fertilité,

- ✓ Rejet des eaux usées par les riverains et les usines en séparant le réseau d'épuration dans les zones peuplées dans le cadre de la mise en place de stations d'épuration et de traitement des eaux usées pour éviter les risques de pollution.

4.3 Ressources d'eau en Algérie

Parmi les sources traditionnelles d'eau les plus importantes en Algérie sont les suivantes :

A. Eaux de pluie

La pluie est une importante source d'eau en Algérie, et le pourcentage des précipitations varie d'une région à l'autre, où le taux de précipitations sur la capitale du pays. La station pluviométrique en Algérie) est estimé à environ 700 mm au cours de l'année, tandis que les précipitations diminuent en se dirigeant vers les régions occidentales pour atteindre les précipitations moyennes les précipitations atteignent environ 400 mm, et vers les régions orientales du pays, on constate que la quantité de pluie atteint 1200 mm au niveau de certaines zones et 500 mm dans les hauts plateaux de l'est, alors qu'elle est quasi inexistante dans le sud du pays. Une partie de la pluie tombante est répartie sur les cours d'eau de surface et s'infiltré dans des puits souterrains, tandis que la majeure partie est perdue dans le processus d'évaporation.

B. Eaux de surface

La puissance hydrique en Algérie est estimée à environ 18 milliards de mètres cubes par an, répartis comme suit : 12,5 milliards de mètres cubes par an dans les régions du Nord, dont 10 milliards de flux de surface et 2,5 milliards de ressources souterraines (renouvelables). 5,5 milliards de mètres cubes par an dans les zones sahariens, dont 0,5 milliards de flux de surface et 5 milliards de ressources souterraines.

Le ruissellement des eaux de surface comprend notamment la partie nord du pays, qui couvre une superficie d'environ 300 000 km² et est soumise au contrôle d'un réseau national de mesure des ressources en eau, des précipitations et des changements climatiques, qui compte 200 stations exploitées par l'Agence nationale des ressources en eau.

Le volume moyen des ressources en eau de surface en Algérie est d'environ 13 milliards de mètres cubes. Il est divisé en 17 bassins, qui sont divisés en trois types :

- ✓ bassins des montagnes de l'Atlas El Telli : Il couvre une superficie d'environ 130 000 km² et une capacité d'environ 3 milliards de m³. Ses précipitations varient entre 400 et 1 200 mm/an.

- ✓ Les bassins des hautes plaines : d'une superficie d'environ 100 000 km², et d'une capacité d'environ 750 millions de m³. Les précipitations moyennes varient entre 300-400 mm/an.
- ✓ Les bassins sahariens : d'une superficie d'environ 100 000 km² et d'une capacité d'environ 700 millions de m³. Ses précipitations varient entre 100 et 300 mm/an.

Ces ressources de surface sont représentées dans un ensemble de vallées et de rivières dont les plus importantes sont les Wadi Chlef et Al Kabeer, qui produisent plus de deux milliards de m³ par an, en plus des Wadi Sebous, Somam et Yusr, qui produisent entre (500 millions de m³ et un milliard de m³).

Afin de développer la capacité de mobilisation des eaux de surface, de nombreux ouvrages ont été construits, alors qu'en 1962 il n'y avait que 13 barrages pour stocker 450 millions de mètres cubes d'eau utilisés principalement pour l'irrigation des plaines agricoles de l'ouest du pays, et actuellement il y a 93 barrages d'une capacité totale de 1,9 milliard de mètres cubes d'eau.

C. Les eaux souterraines

- **Eaux souterraines dans le nord :**

Les ressources en eaux souterraines du nord, exploitables, sont estimées à deux milliards de m³/an. Actuellement, 90 % des eaux souterraines, soit 8,1 milliards de m³, sont exploitées, et 75 % du volume de ces ressources en eaux souterraines sont concentrés dans les principaux aquifères.

- **Eaux souterraines dans le sud :**

Ces eaux s'étendent dans le Sahara algérien dans les régions d'Al-Manea, Adrar, Ain Salah, Biskra et Ouargla, ses profondeurs vont de 10 mètres à 2000 mètres, et il contient de grandes quantités d'eau. Dans la région saharienne, il y a des couches d'eau, dont deux s'étendent jusqu'au territoire libyen.

Selon l'étude des ressources en eau du Sahara, l'étude nationale des ressources en eau et Programme des Nations Unies pour le développement, le processus d'exploitation de ces ressources en eaux souterraines peut être porté à 5 milliards. Les eaux souterraines en Algérie ont un caractère stratégique dans le développement global du pays, car l'eau est une ressource rare et précieuse en Algérie.

Elle nécessite de la valoriser et de rationaliser son utilisation pour répondre aux besoins des citoyens et de l'économie nationale.



Figure (4.1) : Carte géographique des eaux souterraines au Sahara[1].

D. Les ressources en eaux du Sahara Algérienne

Le Sahara algérien peut être divisée en quatre unités hydrogéologiques qui sont :

- l'unité Saoura - Tindouf,
- l'unité Chott Melhrir,
- Unité du Hoggar Tassili,

-Unité du Sahara septentrional : Ce système aquifère est constitué des aquifères du Continental Intercalaire (Nappe Albienne) et du bâtiment composite s'étendant majoritairement dans le territoire saharien algérien.

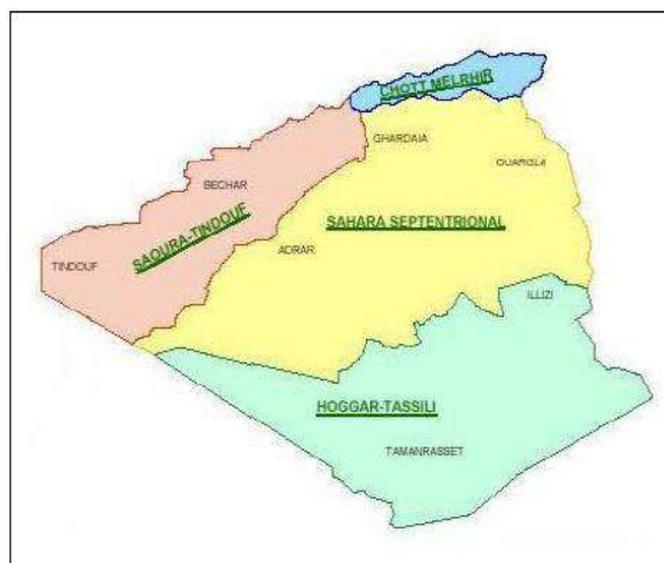


Figure (4.2) : Les quatre unités hydrologiques du Sahara Algérienne [2].

Les nappes du Continental Intercalaire et Complexe Terminal sont des aquifères .Ils peuvent être plus ou moins chauds selon leur profondeur, c'est pourquoi ces gisements sont considérés comme les principales ressources géothermiques du Sahara algérien.

De la figure ci-dessous (4.3), nous notons que la région de Ouargla est située dans les nappes albiennes, qui est le plus chaud.

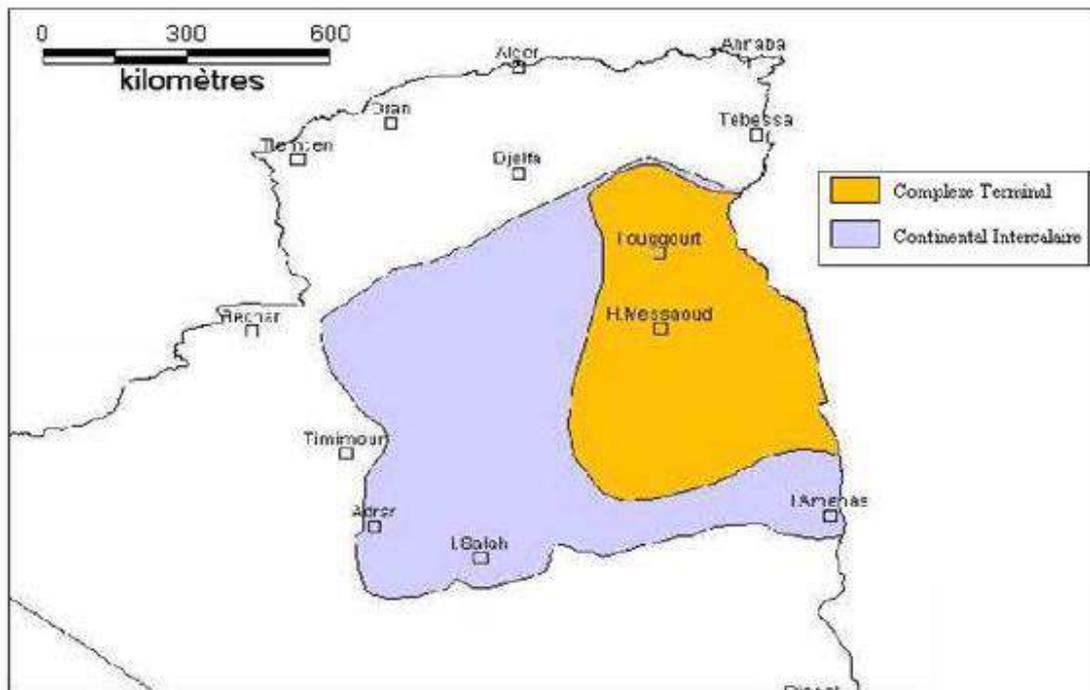


Figure (4.3) : Carte montrant les nappes aquifères du Sahara algérien Complexe terminal - continental intercalaire [3]

4.4 Carte des profondeurs

Grâce à l'analyse de près de 150 puits (pétroliers et hydrauliques), la profondeur du réservoir a été cartographiée (figure 4.4) dans la zone d'étude. Ces profondeurs sont exprimées par rapport au niveau de la mer.

A travers cette carte, on peut remarquer la présence d'une nappe libre à l'extrême Ouest (la prééminence de l'aquifère à Adrar et Ain Salah) qui est captif à l'est.

L'aquifère Continental Intercalaire s'enfonce à plus de 500 m dans la partie centrale du bassin, et de là s'approfondit de plus en plus vers le nord-est en formant un bassin subsidient à la limite de la flexure sud atlasique.

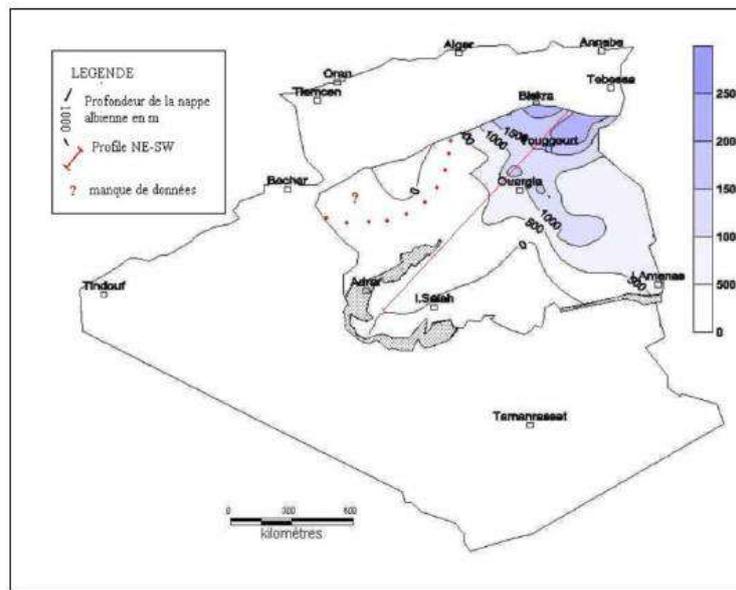


Figure (4.4) : Carte des profondeurs de la nappe albienne [4]

-On peut également noter que les profondeurs maximales enregistrées sont supérieures à 2000 mètres. Cette observation correspond aux régions de Tougourt et de Biskra.

-La région Est est considérée comme un réservoir d'eau souterraine, qui contient 40% de l'eau souterraine totale, donc cette région est plus importante géothermique puisque elle est assez profonde pour procurer la chaleur aux eaux.

Tableau (4.1) : Profondeurs et épaisseur de la nappe Albienne dans quelques villes du Sud algérien [5]

Région	Profondeur (m)	Epaisseurs (m)
Tougourt	1600	500
EL Oued	2000	500
Ouargla	1000	700
Ghardaia	500	800
El Golea	200	600
Adrar	0 Affleure	200
In Salah	0 Affleure	300

A travers le tableau (4.1), on constate que la région d'Ouargla a une épaisseur de (700 m), qui est considérée comme la région la plus importante du sud-est de la nappe Albienne [5].

4.5 Transmission des eaux des nappes profondes du Sahara

Il existe deux processus importants dans le transfert de l'eau des aquifères profonds du désert :

- 1- Un transfert sud-nord qui s'effectue du Sahara Septentrional vers les « hauts plateaux » et
- 2- Le transfert sud-sud : d'Ain Salah à Tamanrasset.



Figure (4.5) : Transfert des eaux des nappes profondes du Sahara.

4.6 Qualité de l'eau

L'organisation mondiale de la santé (OMS) fournit des normes internationales relatives à la qualité de l'eau et à la santé humaine qui sont utilisées comme référence de base et fiable pour établir des normes d'eau potable au niveau des pays du monde afin d'éliminer les problèmes liés aux éléments suivants : suspendu sédiments (organiques ou inorganiques), métaux dissous et micro-organismes pathogènes.

4.7 Activité agricoles

Production de dattes dans la région d'Ouargla était la principale activité agricole. Au départ, la production était uniquement destinée à l'autoconsommation. Elle s'est développée et exportée depuis 1925.

Que les exploitants commencent à exporter les dattes de qualité en profitant de l'amélioration des conditions de transports automobiles entre le sud et le nord. En 1949, la production annuelle variait entre 60 000 et 75 000 quintaux [22].

Actuellement, l'État travaille à encourager l'investissement dans le secteur agricole à travers plusieurs concessions accordées à l'investisseur compris l'octroi de prêts et de terres agricoles, ainsi que des prix compétitifs pour les engrais où l'Etat algérien a inscrit un projet visant à planter un million de palmiers fructueux dans le but d'atteindre plus de 100 000 tonnes annuelles de dattes à perspectives 2027 dans la Wilaya de Ouargla, ce qui renforcera les capacités de production de dattes de l'Etat. La saison agricole (2016/2017), environ 4,1 millions quintaux. Cette production réalisée concerne spécifiquement les types de dattes de base représentés dans « Deglet Nour », « Ghars » et « Deglat Al Bayda »

4.8 Définition d'irrigation

L'irrigation est définie comme le processus de transport, de récupération et de distribution d'eau aux plantes cultivées et à diverses cultures pour répondre à leurs besoins en eau, grâce auquel les plantes peuvent être approvisionnées avec leurs besoins alimentaires ajoutés artificiellement en les ajoutant à l'eau d'irrigation.

Le processus se déroule de différentes manières et en quantités variables selon de nombreuses considérations, notamment le type de plante, la nature du sol, ses propriétés physiques, sa teneur en nutriments, et selon la saison de croissance et la période de l'année.

4.8.1 Méthodes d'irrigation

Tous les types d'irrigation des plantes actuellement utilisés peuvent être classés d'une manière ou d'une autre dans les deux principales méthodes d'irrigation, utilisant souvent l'un des types d'irrigation suivants :

4.8.1.1 L'irrigation par aspersion

Il est considéré comme l'un des types modernes d'irrigation et dépend de la distribution de l'eau au champ au moyen d'un tuyau principal qui se ramifie dans le sol en branches secondaires, chacune se terminant par un arroseur (un outil qui pulvérise de l'eau sur les environs sous forme de brume). Les arroseurs sont répartis sur le terrain afin qu'ils couvrent toute la superficie du terrain d'une manière similaire aux précipitations.

L'un des inconvénients de cette méthode est la perte d'eau par évaporation, et en cas de vents forts dans la région, le processus de distribution de l'eau est perturbé car le vent entraîne l'eau. Parties aériennes des plantes, augmentant ainsi la propagation des maladies fongiques qui favorisent généralement les milieux humides.



Figure (4.6) : Irrigation par aspersion [6].

4.8.1.2 L'irrigation goutte à goutte

Elle est également appelée irrigation de précision ou irrigation à faible volume, et elle est considérée comme l'une des méthodes modernes, et c'est le type le plus efficace et permet d'économiser la quantité d'eau et présente de nombreux avantages. L'un des meilleurs avantages de ces types d'irrigation est de réduire considérablement le gaspillage d'eau, de réduire le risque de croissance des mauvaises herbes dans le sol et de réduire le potentiel de salinisation du sol.



Figure (4.7) : Irrigation par goutte à goutte [6].

4.9 Estimation des besoins en eau d'irrigation

L'irrigation est l'un des processus agricoles importants dans les cultures. L'irrigation est définie comme la méthode industrielle pour fournir aux plantes l'eau qui leur permet de bien pousser. Ou c'est ajouter de l'eau aux terres agricoles pour répondre aux besoins des plantes qui y poussent pour mener à bien leurs activités vitales, physiologiques et chimiques en quantités

suffisantes que la plante absorbe à travers les poils absorbants du système racinaire, ainsi qu'elle est utile pour laver ou réduire la concentration de sels dans le sol.

La programmation de l'irrigation est l'un des facteurs affectant les opérations agricoles et la faisabilité économique des projets agricoles. L'importance de la programmation réside dans son impact direct sur l'économie d'eau d'irrigation et l'amélioration de la productivité.

4.9.1 Evapotranspiration potentielle(E.T.P)

Elle correspond à la quantité d'évaporation transmise par les plantes bien pourvue en eau, où la variation des taux d'évaporation des valeurs dans le temps et dans l'endroit entraîne une variation du volume des besoins en eau des terres agricoles et de leurs cultures cultivées.

Le processus d'évaporation dépend d'un ensemble de variables, dont ce qui est lié au couvert végétal en termes de type et de densité, y compris ce qui est lié à la qualité du sol en termes de texture et de couleur et ce qui est lié aux variables climatiques(le rayonnement solaire, la température, la vitesse du vent, la clarté du ciel et la pression atmosphérique). Elle entraîne une diminution la pression atmosphérique entraîne une augmentation du taux d'évaporation et de l'humidité relative, ce qui constitue une relation inverse avec les valeurs d'évaporation.

Plus l'humidité relative est élevée, plus la valeur d'évaporation est faible, et tous ces facteurs affectent la variation de la distribution temporelle et spatiale de la quantité d'eau évaporée dans la zone d'étude.

L'ETP peut être évalué à partir de formules empiriques (Turc 1961 , Bouchet 1963, etc.). C'est aussi la formule de Blaney-Criddle modifiée par la FAO 1983, qui convient bien aux régions arides et semi-arides. Cette formule est donnée par la relation suivante[7] :

$$ETP = a. F + b \quad (4.1)$$

Avec :

-(a,b),coefficient de correction en fonction des trois paramètres (humidité, vitesse du vent, ensoleillement).

-F, la force d'évaporation de Blaney-Criddle, est donnée par la relation suivante :

$$F = P. (0.46t + 8.13) \quad (4.2)$$

Où :

- t ,température moyenne en (°C).

- P(%), d'heures diurnes de la période considérée par rapport au totale annuel des heures diurnes, pour le site d'Ouargla ces valeurs présentées dans le tableau suivant.

Tableau (4.2) : Les valeurs de P(%) pour Ouargla [7].

Mois	Jan	Fév.	Mars	Avr.	Mai	Jun	Jul	Aout	Sep	Oct.	Nov.	Déc.
P(%)	7.2	6.97	8.37	8.75	9.63	9.60	9.77	9.28	8.34	7.93	7.11	7.05

4.9.2 Evapotranspiration maximale(E.T.M)

Il fait référence à la quantité d'eau réellement évaporée du sol et excrétée par la plante dans les conditions météorologiques locales dominantes et les conditions liées à l'humidité du sol et à la couverture végétale.

L'évapotranspiration maximale est calculée après connaissance de deux facteurs (type de culture - salinité de l'eau) , et donnée par l'équation suivant [7].

$$ETM = K_c \cdot ETP \quad (4.3)$$

Avec , K_c coefficient culturel.

L'évapotranspiration de référence ETP a été calculée par la méthode (Penman-Monteith), en utilisant le logiciel de support -CROPWAT 8.0 développé par le FAO, basé sur le document d'irrigation et de drainage de la FAO 56. FAO56 a adopté le P-M (Penman-Montieth) méthode comme standard global pour estimer ETP à partir de données météorologiques. Les résultats de calcul d'ETP à partir de données météorologiques de la région d'Ouargla par l'utilisation de logiciel CROPWAT 8.0, sont représentés dans la figure ci-dessous :

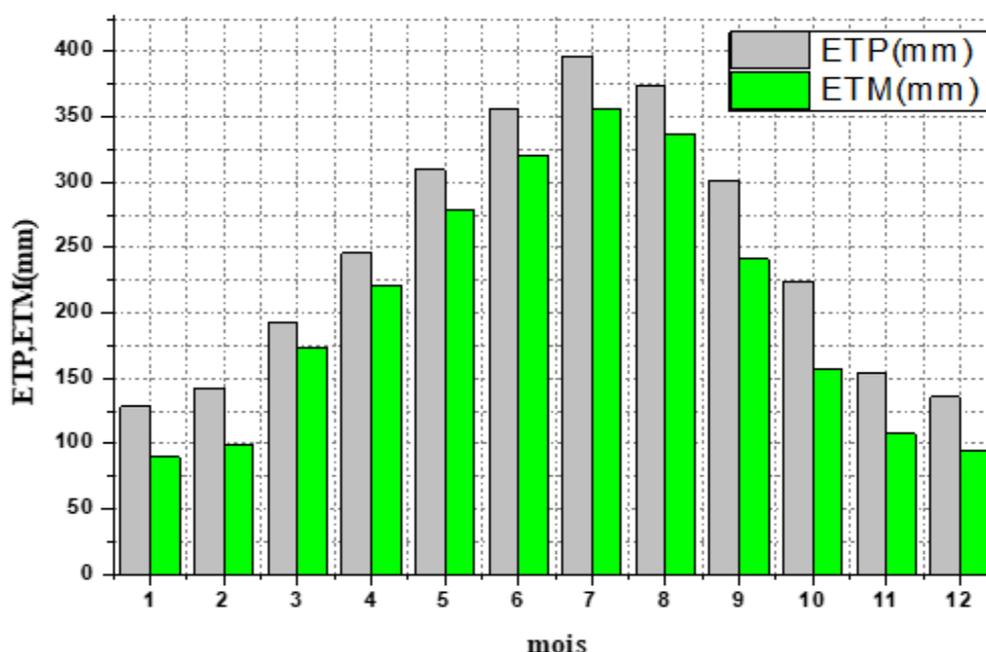


Figure (4.8) : Les valeurs calculées de l'ETP et ETM (mm)

4.9.3 Calcul des besoins brut en eau BB (mm)

La relation suivante donne les besoins unitaires pour chaque culture et le mode d'irrigation choisi, qui est caractérisé par le coefficient (C), ce coefficient représente les rendements qui affectent à la fois le transport, la distribution et l'irrigation [7].

$$BB = (ETM - P_u - X \cdot (RFU))/e \quad (4.4)$$

Avec,

P_u : pluie utile en (mm).

X : coefficient entre (0 et 1).

RFU : dose pratique ou réserve en eau facilement utilisable du sol (mm).

e : rendement de mode d'irrigation choisi en(%), différentes valeurs de rendement sont données dans le tableau ci-dessous selon le type de système d'irrigation.

Tableau (4.3) : Rendement de chaque type de système d'irrigation[7].

Technique d'irrigation	Rendement (%)
Micro-irrigation (goutte à goutte)	90
Irrigation sous pression	80
Irrigation par sillon	50

4.9.4 Calcul des volumes mensuels (V_m) et journalier (V_j)

En utilisant la relation(4.3) (4.4), les besoins mensuels et journalier en eau peuvent être calculés [7] :

$$V_m = BB \cdot S \cdot C \cdot f \quad (4.5)$$

$$V_j = V_m / N_j \quad (4.6)$$

Avec

V_m : volume mensuels (m^3/ha).

V_j : volume journalier (m^3/ha).

S : surface du périmètre (ha).

C : coefficient de couvrage qui dépend du système d'irrigation.

f: facteur de conversion est égale 10.

N_j : le nombre des jours de mois.

4.9.5 Évaluation des besoins en eau

La quantité d'eau nécessaire pour l'irrigation dépend des facteurs météorologiques (, l'humidité, la vitesse du vent, la température, l'évapotranspiration du sol, et la saison de l'année), la méthode d'irrigation, et le type de culture. Dans notre cas nous avons calculé les besoins mensuels journaliers en eau de deux hectares de palmier à Ouargla. Le tableau (4.4) est donne les besoins en eau pour irriguer deux hectares de terrains agricoles.

Tableau (4.4) : Evaluations des besoins en eau.

mois	V_m (m ³ /ha)	V_j (m ³ /ha)
janv.	1000,14	32,26
févr.	1214,26	43,36
mars	2311,1	74,55
avr.	3136,9	104,56
mai	4088,9	131,9
juin	4749,7	158,32
juil.	5258	169,61
août	4939,4	159,33
sept.	3423,02	114,10
oct.	2398,66	77,37
nov.	1271,9	42,39
déc.	931,23	30,03

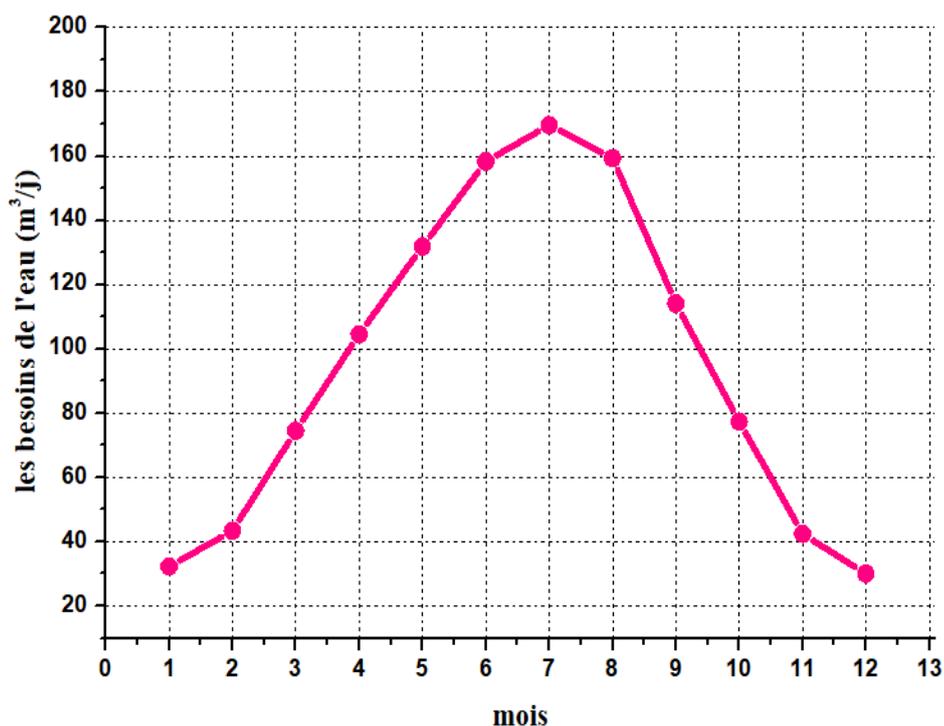


Figure (4.9) : Besoin en eau d'irrigation par deux hectares de palmier dattier.

La courbe de la figure (4.9) a été tracée sur la base des résultats du tableau (4.4). On note à travers cette figure que la demande en eau augmente à un rythme continu pendant les mois de printemps et d'été jusqu'à ce qu'elle atteigne son pic au mois de Juillet avec une valeur de (169,61 m³/j) contrairement aux mois d'automne et d'hiver. On constate une diminution progressive de la demande en eau pour atteindre la quantité d'eau minimale requise au cours du mois de Décembre, avec une valeur estimée de (30,039 m³/j).

4.10 Principaux composantes du système d'énergie hybride (photovoltaïque-éolien) de pompage d'eau.

Dans notre cas particulier, nous nous intéressons à un système d'énergie renouvelable hybride qui combine deux générateurs, une éolienne et un générateur photovoltaïque, pour le stockage de l'énergie, où l'eau est pompée et stockée dans un réservoir à une hauteur au-dessus du sol , afin d'être distribuée par gravité lorsque les rayonnements solaires et la vitesse du vent sont insuffisants.

Ces deux sources produisent un courant continu qui peut être converti en courant alternatif, grâce à l'intégration d'un onduleur dans le circuit. En couplant et en connectant ces systèmes avec une pompe immergée, nous obtiendrons les avantages suivants :

- ✓ fonctionnement ininterrompu du système ;
- ✓ La possibilité de conserver l'énergie excédentaire produite par ce système ;
- ✓ Sécurisation des approvisionnements quelles que soient les conditions météorologiques.

En général, le système hybride (PV/Eolien) se compose des équipements résumés ci-dessous :

4.10.1 Générateur PV

La structure du générateur PV est composée d'un nombre de modules séries N_s et d'un nombre de modules parallèles N_p .

Les panneaux solaires sont assemblés (en série ou en parallèle) en fonction de la puissance requise par l'utilisateur. Le point de fonctionnement du générateur photovoltaïque est caractérisé par :

$$I_{GPV} = N_p * I_{PV} \quad (4.7)$$

$$V_{GPV} = N_s * V_{PV} \quad (4.8)$$

Avec

- I_{GPV} , V_{GPV} est le courant et la tension du générateur photovoltaïque.
- N_P , N_S sont les nombres des modules en parallèle et en série respectivement.

4.10.2 Turbines éoliennes

Dans notre cas, l'éolienne est utilisée pour assister le générateur photovoltaïque dans l'alimentation de la motopompe, notamment lors des périodes d'activité le vent dans la région.

4.10.3 Pompes

Un dispositif mécanique utilisé pour transférer des fluides d'un endroit à un autre en augmentant la pression du fluide et en lui fournissant de l'énergie pour déplacer les tubes à l'endroit requis, et cette énergie doit être suffisante pour permettre au fluide de surmonter les effets de frottement et la gravité.

4.10.4 Types d'ensemble électropompe

4.10.4.1 Pompes de surface

Les pompes de surface sont conçues pour pomper l'eau à partir de sources de surface telles que des sources, des étangs, des réservoirs ou des puits peu profonds. La plupart de nos pompes de surface sont soit des pompes à membrane, soit des pompes à palettes rotatives et peuvent fonctionner directement à l'énergie solaire pour un fonctionnement simple et peu coûteux. Ces pompes peuvent être à axe horizontal ou à axe vertical.



(a)



(b)

Figure (4.10) : Pompes de surface avec axe horizontal (a) et axe vertical(b).

4.10.4.2 Pompe immergée

C'est à l'origine une pompe centrifuge équipée d'un moteur thermique ou électrique qui peut fonctionner alors qu'elle est immergée sous la surface de l'eau et le moteur électrique est toujours au fond.

Comme son nom l'indique, la pompe immergée est conçue pour fonctionner avec ensemble complet qui composé de la pompe et du moteur, immergé (complètement) dans le liquide ou le milieu à traiter. Ce type de pompe possède un moteur hermétiquement fermé à proximité du corps de pompe. Le boîtier fermé autour du moteur est généralement rempli d'huile pour le protéger des dommages en empêchant la pénétration de tout liquide susceptible de provoquer un court-circuit.

Lorsque la pompe est immergée, il y a une pression de liquide positive à l'entrée de la pompe. Cette condition peut créer une plus grande efficacité en raison de la plus faible énergie requise pour déplacer le fluide à travers le chemin de fluide de la pompe.

Une pompe immergée fonctionne en poussant le fluide pendant le processus de pompage, par opposition à l'aspiration. Ceci est très efficace car la pompe utilise la hauteur du fluide lorsqu'il est immergé pour fonctionner et aucune énergie n'est dépensée pour aspirer le fluide dans la pompe. L'effet positif d'une pompe immergée est que le moteur est refroidi par le fluide qui l'entoure, ce qui évite la surchauffe. On retrouve différents types de pompes immergées électriques telles que : Pompes immergées en forage, Pompes immergées en fosse sèche.

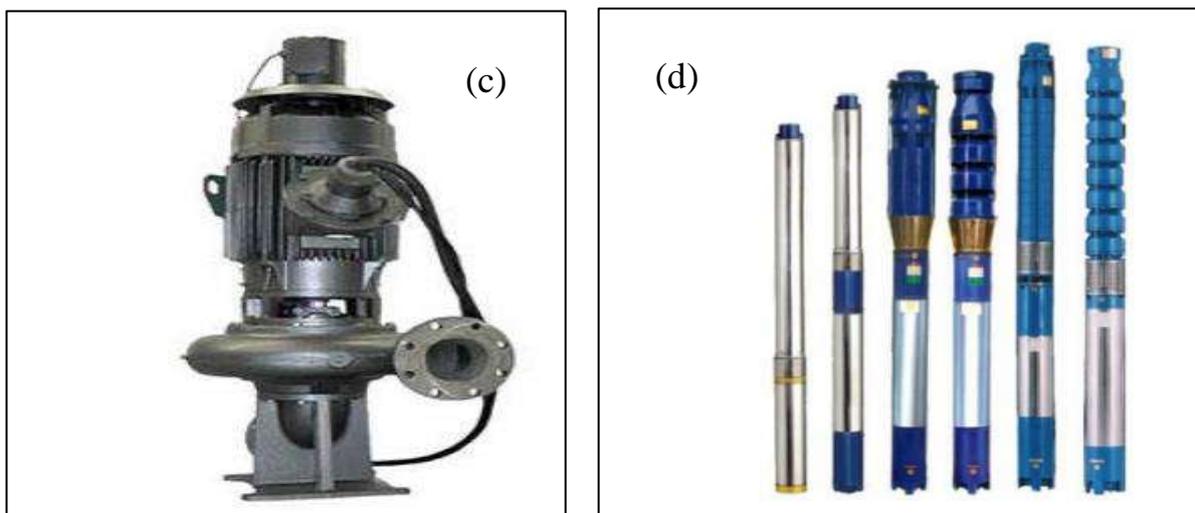


Figure (4.11) : Pompes immergée en fosse sèche(c) et pompes immergée en forage(d).

4.11 L'unité de stockage

Le stockage d'énergie peut se faire de deux manières : le stockage d'énergie électrique ou le stockage d'eau. Cette dernière méthode est souvent utilisée car il est plus pratique de stocker l'eau dans des réservoirs que de stocker l'énergie électrique dans des batteries coûteuses et fragiles. Aussi, le système de stockage par batterie génère des surcoûts, comme : des problèmes d'entretien de la batterie et l'obligation de la remplacer après 3 à 5 ans d'utilisation. Le réservoir peut souvent être construit localement et la capacité de stockage peut varier de un à plusieurs jours. Ce réservoir ne nécessite pas d'entretien complexe et facile à réparer.

4.12 Techniques de pompage

Pour pomper de l'eau avec un système hybride (PV/Eolien), deux techniques sont possibles :

- Dans la première technique, l'énergie renouvelable est consommée en "temps réel", on parle alors d'un "pompage au fil du soleil ". Cette solution nécessite le stockage de l'eau dans un réservoir (l'eau pompée pendant la journée est stockée pour une utilisation ultérieure le soir par exemple).
- La deuxième méthode consiste à utiliser le stockage d'énergie, cette fois via des batteries. L'énergie stockée pendant la journée peut être utilisée plus tard pour pomper de l'eau.

4.12.1 Pompage « au fil du soleil »

Comme nous le verrons, la méthode de pompage « au fil du soleil » permet d'avoir un système hybride plus simple, plus fiable et moins coûteux qu'un système qui utilise des batteries pour stocker d'abord l'énergie (voir la figure 5.13).

Dans cette technique, c'est l'eau elle-même qui est pompée et stockée lorsqu'il y a suffisamment d'énergie. L'eau est stockée dans un réservoir à une hauteur au-dessus du sol afin qu'elle soit, si nécessaire par la suite, distribuée par gravité. Il faut souligner ici que le réservoir d'eau peut souvent être construit localement. De plus, il ne nécessite pas d'entretien complexe et peut être réparé facilement. La capacité de stockage de l'eau peut varier de un à plusieurs jours selon la production et la consommation d'énergie.

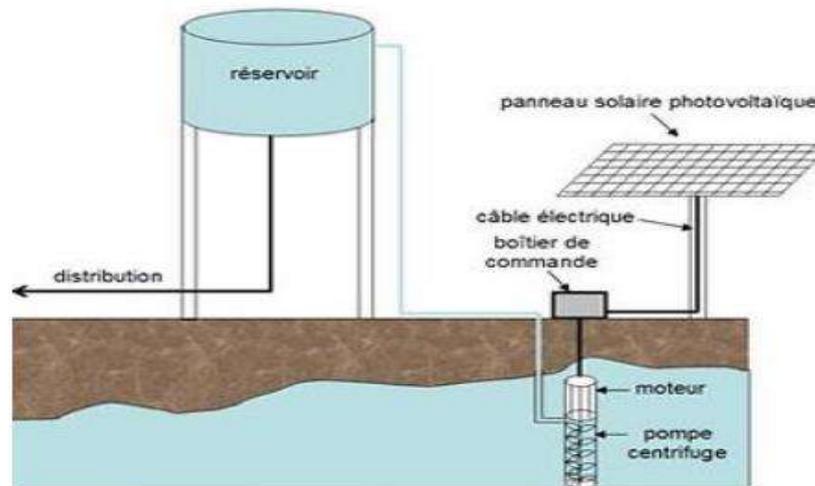


Figure (4.12) : Pompage au fil du soleil[8].

4.12.2 Pompage d'eau avec batteries

Le mode de pompage de l'eau utilisant l'énergie stockée sur batteries peut avoir l'avantage de garantir une alimentation stable des équipements (possibilité de pompage en l'absence de soleil et le vent).

L'énergie est stockée pour être également utilisée pour d'autres besoins futurs. L'inconvénient majeur de cette technique est qu'elle comporte plusieurs composants qui influencent négativement la fiabilité et le coût global du système. Par exemple, les batteries sont fragiles et sont souvent les premiers éléments à changer.

De plus, les contrôleurs utilisés pour réguler la charge et la décharge des batteries. Vieillissent rapidement et peuvent ne pas être fiables. Les batteries introduisent également un degré de perte d'efficacité d'environ 20 à 30 % de la production d'énergie.

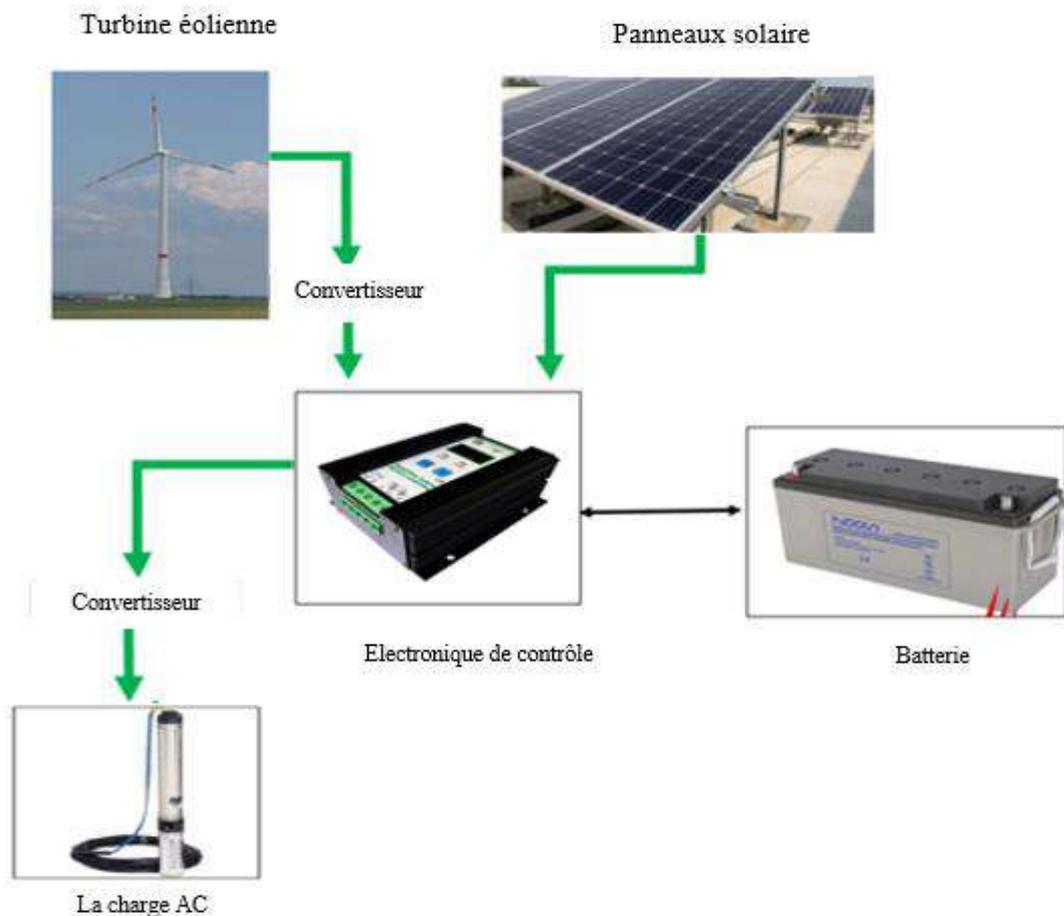


Figure (4.13) : Pompage d'eau avec batteries.

4.13 Notion hydraulique

Les stations de pompage sont constituées d'une ou plusieurs pompes qui aspirent des volumes d'eau et les refoulent sous une certaine pression dans les canalisations du réseau. Les paramètres nécessaires pour dimensionner la pompe sont le débit de fonctionnement et la hauteur à laquelle la pompe refoulera.

4.13.1 Débit (Q)

La quantité d'eau que la source d'eau est capable de fournir à tout moment est suffisante pour répondre aux besoins de la culture[9].

Le débit est mesuré soit en litres par minute, soit en mètres cubes par heure, peut être calculé par la formule suivante :

$$Q = \frac{V_j}{N_f} \quad (4.9)$$

Avec, V_j : volume journalier (m^3/ha), N_f : nombre d'heure par jour de pompage avec le débit Q.

4.13.2 Hauteur manométrique totale (H_{mt})

La hauteur manométrique totale se compose de la somme algébrique des quatre quantités suivantes [9] :

- Hauteur géométrique (H_g) : est la différence de hauteur entre le point de vidange (le plan d'utilisation) de l'eau et le niveau dynamique de l'eau dans le puits (voir Figure 4.15). Il est calculé par la formule suivante :

$$H_g = A + B + C \quad (4.10)$$

Avec, A, B, C : représente le plan d'utilisation de l'eau, le niveau dynamique de l'eau et le niveau statique, respectivement.

- $\frac{P_a - P_e}{\rho \cdot g}$ différence de pressions entre les niveaux du liquide coté aspiration et coté refoulement en cas de réservoirs fermés.

Avec, ρ : Masse volumique de l'eau (kg / m^3)

g : accélération de la pesanteur (m / s^2)

- ΔH : somme de toutes les pertes de charge dans les tuyauteries d'aspiration et de refoulement.
- $\frac{V_a^2 - V_e^2}{2 \cdot g}$ différence de vitesse.

En pratique, la différence de vitesse étant négligée, et pour le cas des réservoirs ouverts la relation de H_{mt} et donnée par formula suivante :

$$H = H_g + \Delta H \quad (4.11)$$

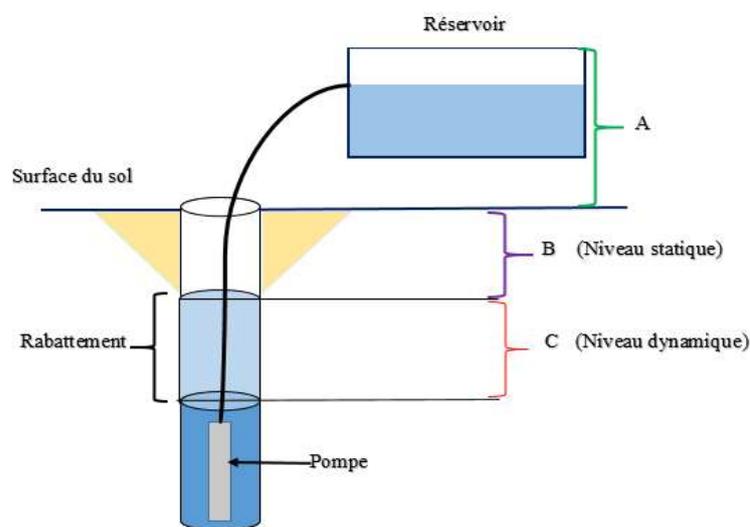


Figure (4.14) : Données de base d'une pompe.

4.13.3 Détermination du diamètre optimal de la conduite

Le choix du diamètre économique est considéré comme un compromis entre dépenses d'investissement et dépenses de fonctionnement. Lorsque le diamètre du tuyau augmente, cela augmente les dépenses d'investissement, mais la perte de charge est réduite, ce qui entraîne une diminution des dépenses énergétiques. En revanche, si le diamètre du tube est plus petit, cela entraînera une perte de charge plus importante, Ce dernier point nous amène à penser qu'il existe un diamètre optimal ou un diamètre économique.

Actuellement, le diamètre économique est déterminé par une des relations suivantes [7-10] :

1. Bresse : $D_m = 1.5(\sqrt{Q})$ (4.12)

2. Bonnin : $D_m = \sqrt{Q}$ (4.13)

3. Munier (1961) : $D_m = (1 + 0.02h)Q$ (4.14)

Avec, Q : est le débit en m³.

Les relations précédentes de (Bresse, Bonnin et Munier) donnent un calcul direct et rapide du diamètre du tube.

4.13.4 Les pertes de charge dans une conduite

Les pertes de charge peuvent être définies comme une chute de pression due à la résistance rencontrée par les fluides en écoulement : les actions de cisaillement entraînent des pertes d'énergie. Ces pertes sont divisées en deux types [7] :

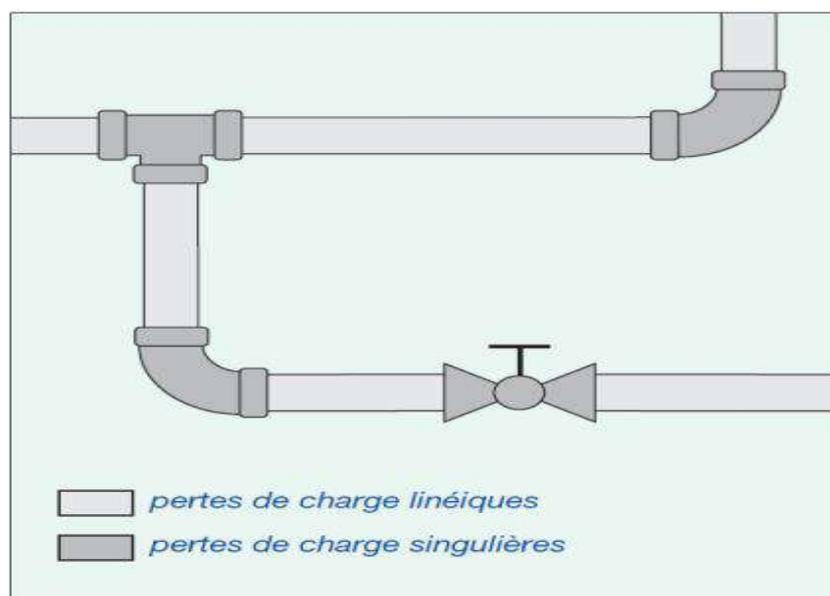


Figure (4.15) : Les pertes de charge dans un conduit.

* **Linéaires ou régulières:** Il s'agit d'un type de perte qui se situe le long des tubes et peut être exprimé par la relation suivante[7].

$$\Delta H_L = \frac{\lambda.V^2.L}{2.g.D} = \frac{\lambda.L}{2.g.D.A^2.3600^2} \cdot Q^2 \quad (4.15)$$

Avec :

Q : débit de l'écoulement en (m³/h)

L : longueur de la conduite en (m)

A : section de la conduite (m²)

V : vitesse moyenne de l'écoulement du fluide en (m/s)

D : diamètre de la conduite en (m)

g : Accélération de la pesanteur, égale à 9.81 m/s².

-On peut calculer la vitesse moyenne de l'écoulement par la relation suivante :

$$V_m = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_m^2} \quad (4.16)$$

-calculer de coefficient de frottement (λ) : le coefficient de frottement dépend de la nature du tube , de la vitesse d'écoulement , de la viscosité cinématique et du nombre de Reynolds, Re. Étant donné ce nombre par la relation suivante.

$$Re = \frac{v.D}{\gamma} \quad (4.17)$$

Avec :

γ : viscosité cinématique égale à 10⁻⁶ m²/s.

Pour calculer le coefficient de frottement (λ), il y a deux possibilités :

1^{er} cas : si (Re < 2300) donc l'écoulement est Linéaires on a $\lambda = \frac{64}{Re}$

2^{ieme} cas : si (Re > 2300) donc l'écoulement est turbulent, et coefficient (λ) peut être donnée par la relation de Nikuradse .

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log\left(\frac{K}{3.7.D}\right) \quad (4.18)$$

Avec

K : coefficient dépend de la nature du conduits, soit égale à 10⁻⁴ pour les conduits nouvelles dont la nature du matériau (fonte, acier, béton), soit égale à 2*10⁻³ pour les conduits en fonte posées plusieurs années .

***Les pertes de charge singulières :** Ces pertes se situent dans les pièces spéciales qui règlent le sens ou la section du passage du fluide (raccord, T, soupapes, clapets, etc.). Elle est donnée par la relation suivante[7].

$$\Delta H_s = \sum \frac{k_i V^2}{2.g} = \sum \frac{k_i}{2.g.A^2.3600^2} Q^2 \quad (4.19)$$

Avec :

k_i : coefficient qui dépend les pièces spéciales qui règlent le sens ou la section du passage du fluide.

Tableau (4.5) : Coefficient k_i pour différents types d'accessoires dans installation hydraulique [7].

Accessoires	k_i	Accessoires	k_i
Coude à 90°	1.13	Joint de démontage	1.1
Crépine	0.13	Clapet de non-retour	1.7
Coude à 22.5°	0.07	Divergent	0.166
Coude à 45°	0.24	Convergent	0.166
Vanne papillon	0.24		

Donc, la relation des pertes de charge dans un conduit totales devenir :

$$\Delta H_t = \Delta H_L + \Delta H_s = \left(\frac{\lambda.L}{2.g.D.A^2.3600^2} + \frac{k_i}{2.g.A^2.3600^2} \right) Q^2 \quad (4.20)$$

4.14 Calcul l'énergie hydraulique E_h

Pour le dimensionnement hydraulique, l'utilisateur introduit les données essentielles telles que le volume d'eau quotidien requis, la hauteur de pompage totale, le nombre d'heures de pompage par jour, le matériau de la qualité du tuyau, la longueur du tuyau, la pression nominale et l'efficacité de la pompe, puis la taille de la pompe et du système hydraulique est calculé selon l'équation suivante [11]:

$$P = \frac{\rho.g.H.Q}{\eta_b.\eta_e} \quad (4.21)$$

Où

P : est la puissance de pompage en W ;

ρ : est la masse volumique de l'eau en kg/m^3 ;

g : est l'accélération locale due à la gravité, $9,81 m/s^2$

H: est la hauteur de refoulement totale en m ;

Q : est le débit en m³ ;

η_b : est le rendement de la pompe et η_e est le rendement du moteur électrique.

L'énergie hydraulique nécessaire (kWh/jour) est donnée par la relation suivante [12]:

$$E_h = v_j C_h H_{mt} \quad (4.22)$$

Avec : C_h : constante hydraulique (kg.s.h/m²) ;

V_j : est la quantité d'eau journalière requise (m³/j) ;

H_{mt} : hauteur manométrique totale (m).

4.15 Calcul de l'énergie électrique nécessaire

L'énergie nécessaire pour soulever une certaine quantité d'eau sur une certaine hauteur donnée pour une journée est calculée à l'aide de l'équation suivante[9] :

$$E_e = \frac{E_h}{\eta_{ond}\eta_{mp}} \quad (4.23)$$

Avec :

E_e : Énergie électrique [kWh/ j]

η_{ond} : Le rendement de l'onduleur.

η_{mp} : Le rendement du groupe motopompe.

4.16 Dimensionnement du générateur PV

L'objectif principal du dimensionnement d'une installation photovoltaïque est de déterminer le nombre de panneaux solaires nécessaire pour mettre en place un système photovoltaïque, qui est nécessaire pour satisfaire les besoins énergétiques à tout moment.

Le dimensionnement de l'installation des systèmes de pompage d'eau photovoltaïques autonomes comprend la recherche de la taille du générateur photovoltaïque et du mélange de réservoir de stockage les moins chers et répond à la demande attendue pour les besoins de charge.

Afin d'obtenir une taille de générateur PV appropriée, il existe deux méthodes : analytique et graphique. La méthode analytique a été utilisée dans cette étude. Il est basé sur la relation

entre la puissance du générateur photovoltaïque et l'énergie du rayonnement solaire. Toutes les relations de cette méthode sont décrites comme suit

4.16.1 Méthode analytique

Après évaluation de l'ensoleillement moyen journalier, incident sur les panneaux photovoltaïques, et calcul du volume d'eau journalier nécessaire pour irriguer 02 hectares de palmiers dattiers et la hauteur manométrique totale de pompe, la puissance nominale correspondant au générateur photovoltaïque P_c peut être calculé à l'aide de l'équation suivante [13] :

$$P_c = \eta_{pv} A_{PV} G_{ref} \quad (4.24)$$

Avec :

P_c , puissance de sortie du générateur PV sous condition standard(W) ($T=25^\circ$, $E=1000W/m^2$).

η_{PV} , Le rendement du générateur à température de référence ($25^\circ C$).

A_{PV} , La surface active du générateur (m^2).

G_{ref} , irradiation à température de référence ($1000 W/m^2$).

Après avoir calculé la puissance dans des conditions standard, on peut calculer l'énergie électrique journalière en fonction de l'angle d'inclinaison (β) des panneaux par l'équation suivante [14] :

$$E_e = \eta_{PV} A_{PV} G_d(\beta) \quad (4.25)$$

Le rendement global PV (η_{pv}) est obtenu comme suit.

$$\eta_{pv} = F_m [1 - \gamma(T_c - T_r)] \eta_g \quad (4.26)$$

Avec, F_m :facteur de couplage ;

γ :Coefficient de température des cellules ;

T_r :température des cellules aux conditions standard ($25^\circ C$) ;

$G_d(\beta)$: L'irradiation moyenne journalière incidente sur le plan des modules à l'inclinaison β .

T_c : est lié à la température ambiante moyenne du mois T_a , T_c donnée par l'équation suivante [15] :

$$T_c = T_a + \left(\frac{NOCT-20}{800} \right) * G \quad (4.27)$$

Où, T_a : température de l'air (°C) ;

NOCT, température nominale de fonctionnement de la cellule (°C), et dépendent du type de module PV considéré.

G : l'éclairement dans les conditions CSM (W/m²).

À partir des équations ci-dessus et après avoir ajouté l'onduleur (transformateur CC à AC), la puissance peut être calculée à l'aide de la formule suivante [16].

$$P_C = \frac{G_{ref}}{F_m [1 - \gamma(T_c - T_r) \eta_g] G_d(\beta)} * \frac{E_h}{\eta_{MP} \eta_{inv}} \quad (4.28)$$

4.17 Méthodes et logiciels de dimensionnement le système hybride

4.17.1 Méthodes du dimensionnement du système

À ce point, nous allons présenter les équations mathématiques qui permettent de décrire les deux méthodes de dimensionnement. La première méthode utilise la moyenne des valeurs mensuelles par an, alors que, la deuxième méthode introduit la notion du mois le plus défavorable.

Dans cette étude de dimensionnement, les deux méthodes sont utilisées (la moyenne mensuelle annuelle et la moyenne du mois le plus défavorable) de l'énergie totale incidente.

L'énergie totale produite par les deux générateurs (PV-Eolien) qui alimentent la charge est exprimée les relations suivante :

$$E_L = E_{PV} * A_{PV} + E_{el} * A_{el} \quad (4.29)$$

$$E_L * f = E_{PV} * A_{PV} \quad (4.30)$$

$$(1 - f) * E_L = E_{el} * A_{el} \quad (4.31)$$

Où, f représente la fraction de la charge alimentée par la source photovoltaïque et $(1-f)$ celle alimentée par la source éolienne. La valeur limite $f = 1$ indique que la totalité de la charge est alimentée par la source PV. Quand $f=0$, ceci correspond à une alimentation 100 % éolien.

E_L : la charge électrique requise (kWh);

E_{el} : l'énergie totale produite par le générateur éolien (kWh/j);

E_{PV} : l'énergie totale produite par le générateur photovoltaïque (kWh/j) ;

A_{pv} : surface de générateur photovoltaïque (m) ;

A_{el} : surface de générateur éolien (m).

4.17.1.1 Méthode de moyennes mensuelles annuelles

Dans cette méthode, la taille des générateurs photovoltaïque et éolien est tirée des valeurs moyennes annuelles de chaque contribution nommée $\overline{E_{PV}}$, $\overline{E_{el}}$. De la même manière, la charge est représentée par la valeur moyenne mensuelle annuelle. Par conséquent, les surfaces des deux générateurs photovoltaïque et éolien sont données les équations suivant[17] :

$$1 - f = A_{el} * \frac{\overline{E_{el}}}{\overline{E_L}} \quad (IV.32)$$

$$A_{PV} = f * \frac{\overline{E_L}}{\overline{E_{PV}}} \quad (IV.33)$$

4.17.1.2 Méthode du mois le plus défavorable

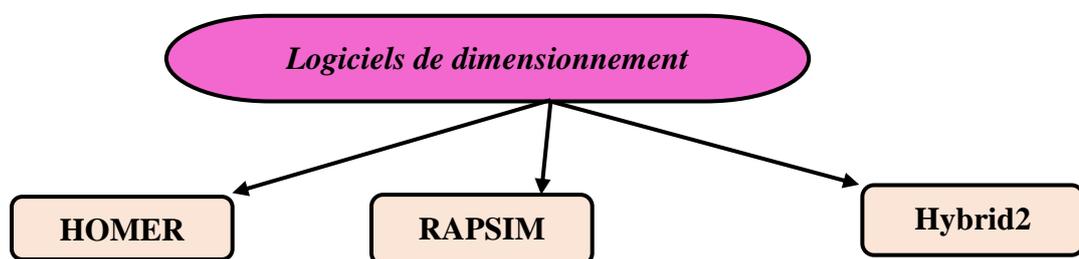
Le dimensionnement des composants du système (générateurs photovoltaïque et éolien) se fait en fonction du mois le plus défavorable pour le solaire et pour l'éolien. Les surfaces nécessaires pour les deux générateurs sont exprimées par les relations suivantes [17].

$$1 - f = A_{el} * \max\left(\frac{E_{el,m}}{E_{L,m}}\right) \quad (IV.34)$$

$$A_{PV} = f * \max\left(\frac{E_{L,m}}{E_{PV,m}}\right) \quad (IV.35)$$

4.17.2 Logiciels du dimensionnement du système

Il existe de nombreux programmes de dimensionnement, dont les plus célèbres sont mentionnés dans le diagramme suivant :



✚ **RAPSIM (Remote Area Power Supply Simulator)** : Il s'agit d'un logiciel de simulation qui est utilisé pour mettre à l'échelle des systèmes hybrides isolés tels que les installations photovoltaïques, les éoliennes et les Diesel.

✚ **Hybrid2** : Ce logiciel est dédié à l'étude de différents systèmes hybrides avec différents composants. Il dispose des outils nécessaires pour effectuer des analyses économiques. Les résultats peuvent être présentés de deux façons - des résultats sommaires ou des résultats détaillés avec une différence au fil du temps.

✚ **HOMER ((Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) :** Ce logiciel, peut modéliser des systèmes hybrides qui fonctionnent en parallèle avec le réseau électrique ou dans un système autonome. Il a également des modèles de générateurs conventionnels et de sources d'énergie renouvelables. En outre, le Logiciels contient des algorithmes d'optimisation qui l'utilisent pour choisir le meilleur système hybride.

4.18 Définition du logiciel HOMER

Ce logiciel a été développé afin de simuler des systèmes à énergie renouvelable ou fossile. L'un des points forts de ce logiciel est sa capacité à simuler des systèmes hybrides qui combinent différentes sources d'énergie qui peuvent être renouvelables ou fossiles ou une combinaison des deux. La première version de ce programme a été réalisée par le Laboratoire américain des énergies renouvelables en 1992. Après cela, de nombreux exemplaires ont été publiés, qui ont été subis à des améliorations afin d'améliorer l'efficacité du programme et de satisfaire les besoins des utilisateurs. Ce logiciel est utilisé dans de nombreux pays (plus de 190 pays) et environ 40 000 utilisateurs. Dans notre travail nous utiliserons la version Homer 2.81 beta version 2009 [18].

4.18.1 Principales caractéristiques

Le processus de simulation est divisé dans le logiciel Homer en trois sections principales : simulation, optimisation des systèmes et enfin, analyse de sensibilité de ces systèmes. Logiciel est doté d'un ensemble de configurations possibles, agencées la valeur du NPC (Net Présent Cost) et le coût initial du projet.

HOMER effectue trois tâches principales : la simulation, l'optimisation et l'analyse de sensibilité. Dans le processus de simulation, HOMER modélise les performances d'une configuration de système micro électrique particulière chaque heure de l'année pour déterminer sa faisabilité technique et son coût de cycle de vie

Dans le processus d'optimisation, HOMER simule de nombreuses configurations de système différentes à la recherche de celle qui satisfait les contraintes techniques au coût de cycle de vie le plus bas. Dans le processus d'analyse de sensibilité, HOMER effectue plusieurs optimisations

sous une gamme d'hypothèses d'entrée pour évaluer les effets de l'incertitude ou des changements dans les entrées du modèle. L'optimisation détermine la valeur optimale des variables sur lesquelles le concepteur du système a le contrôle, telles que la combinaison de composants qui composent le système et la taille ou la quantité de chacun. L'analyse de sensibilité permet d'évaluer les effets de l'incertitude ou des changements dans les variables sur lesquelles le concepteur n'a aucun contrôle, telles que la vitesse moyenne du vent ou le prix futur du carburant.

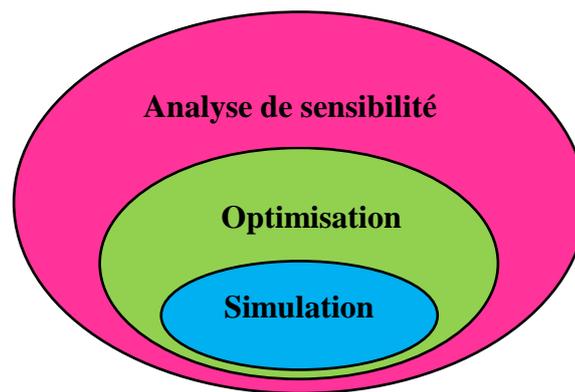


Figure (4.16) : Le processus de simulation dans le logiciel HOMER.

La figure (4.17) illustre la relation entre la simulation, l'optimisation et l'analyse de sensibilité. L'ovale d'optimisation entoure l'ovale de simulation pour représenter le fait qu'une seule optimisation consiste en plusieurs simulations. De même, l'ovale d'analyse de sensibilité englobe l'ovale d'optimisation car une seule analyse de sensibilité consiste en plusieurs optimisations.

Simulation :

HOMER modélise une configuration particulière du système en effectuant une simulation horaire de série chronologique de son fonctionnement sur une année. HOMER parcourt l'année une heure à la fois, calculant l'énergie renouvelable disponible, la comparant à la charge électrique et décidant quoi faire avec l'énergie renouvelable excédentaire en période d'excès, ou la meilleure façon de produire (ou d'acheter sur le réseau) puissance supplémentaire en temps de déficit.

A l'issue d'un an de calculs, HOMER détermine si le système satisfait aux contraintes imposées par l'utilisateur sur des quantités telles que la fraction de la demande électrique totale

desservie, la part d'électricité produite par des sources renouvelables ou les émissions de certains polluants.

HOMER calcule également les quantités nécessaires pour calculer le coût du cycle de vie du système, telles que la consommation annuelle de carburant, les heures de fonctionnement annuelles du générateur, la durée de vie prévue de la batterie ou la quantité d'électricité achetée annuellement auprès du réseau.

Optimisation et analyse de sensibilité

Alors que le processus de simulation modélise une configuration système particulière, le processus d'optimisation détermine la meilleure configuration système possible. Dans HOMER, la meilleure configuration de système possible, ou optimale, est celle qui satisfait les contraintes spécifiées par l'utilisateur au coût actuel net total le plus bas. Trouver la configuration optimale du système peut impliquer de décider de la combinaison de composants que le système doit contenir, de la taille ou de la quantité de chaque composant et de la stratégie de répartition que le système doit utiliser. Dans le processus d'optimisation, HOMER simule de nombreux systèmes différents.

configurations, rejette celles qui ne sont pas réalisables (celles qui ne satisfont pas aux contraintes spécifiées par l'utilisateur), classe celles qui sont réalisables en fonction du coût actuel net total et présente celle qui est réalisable avec le coût actuel net total le plus bas comme la configuration optimale du système.

Le but du processus d'optimisation est de déterminer la valeur optimale de chaque variable de décision qui intéresse le modélisateur. Une variable de décision est une variable sur laquelle le concepteur du système a le contrôle et pour laquelle HOMER peut considérer plusieurs valeurs possibles dans son processus d'optimisation. Les variables de décision possibles dans HOMER incluent :

- ✓ La taille du champ photovoltaïque
- ✓ Le nombre d'éoliennes
- ✓ La présence du système hydraulique La taille de chaque générateur
- ✓ Le nombre de batteries
- ✓ La taille du convertisseur AC-DC
- ✓ La stratégie d'expédition (l'ensemble des règles régissant le fonctionnement du système).

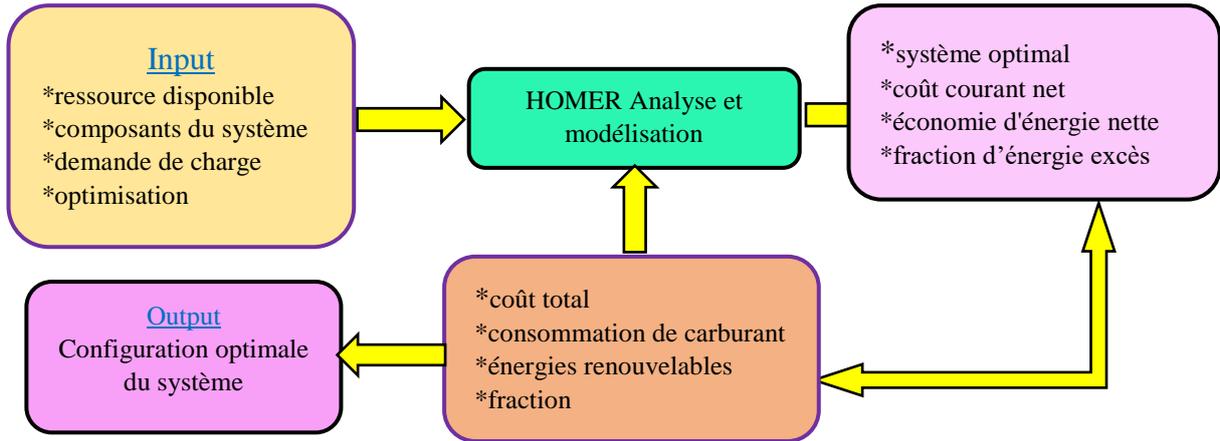


Figure (4.17) : Architecture du package HOMER

4.18.2 Interface de logiciel

Le logiciel HOMER est simple d'utilisation et son interface est similaire aux logiciels courants, il contient donc un Menu en haut ainsi que des icônes qui peuvent être utilisées sans aller dans les menus. On peut considérer que l'interface HOMER contient trois zones importantes comme le montre la (Figure 4.19). Zone 1 : Dans cette zone, nous pouvons définir le système et aussi en fait le choix de l'équipement qui sera inclus dans le modèle du système. Alors les ressources de la zone 02 sont définies comme indiqué dans figure (IV.19) et dans la zone 03 les résultats de la simulation sont affichés.

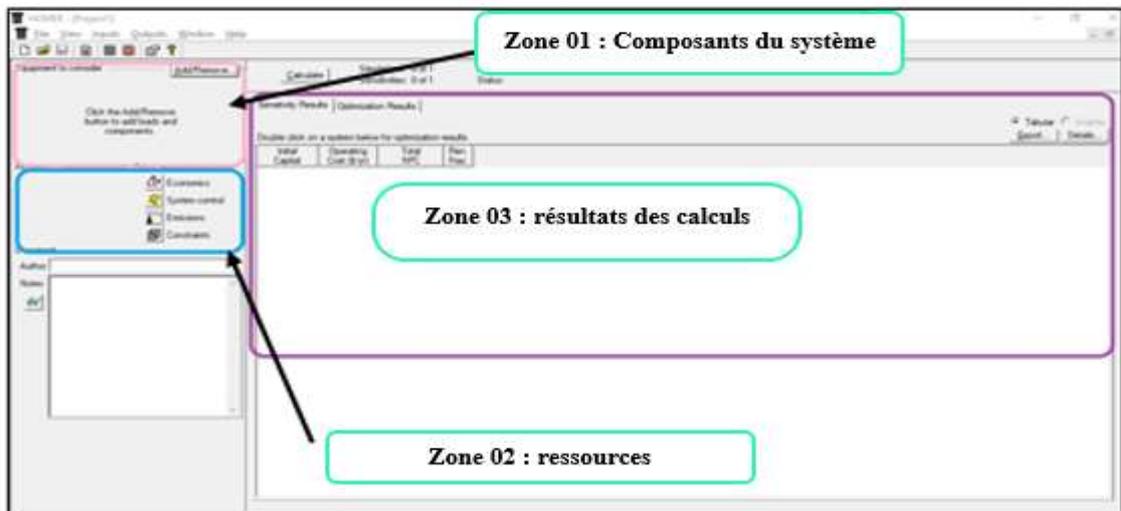


Figure (4.18) : Interface du logiciel HOMER.

4.18.3 Exécuter la simulation dans HOMER

Après avoir saisi les données liées à la consommation d'énergie, les équipements (panneaux solaires photovoltaïques, éoliennes, générateurs, onduleurs, batteries ou autres équipements) et les ressources nécessaires telles que les données d'énergie solaire ou éolienne, ainsi que les données liées au carburant utilisé par le générateur, certains paramètres économiques peuvent également être modifiés. D'autres paramètres permettent divers contrôles du système (en particulier au niveau de la simulation des batteries et des groupes électrogènes).

Dans le domaine de la ressource, on peut également fixer des sanctions pécuniaires pour les émissions émises ou un seuil limite d'émission à ne pas dépasser lors de la réalisation de la simulation. Enfin, certaines contraintes peuvent être requises comme une fraction minimale d'énergie renouvelable à avoir dans le système. Une fois toutes les sections terminées, la simulation peut être lancée en cliquant sur l'icône "calculer" (Figure 4.20)

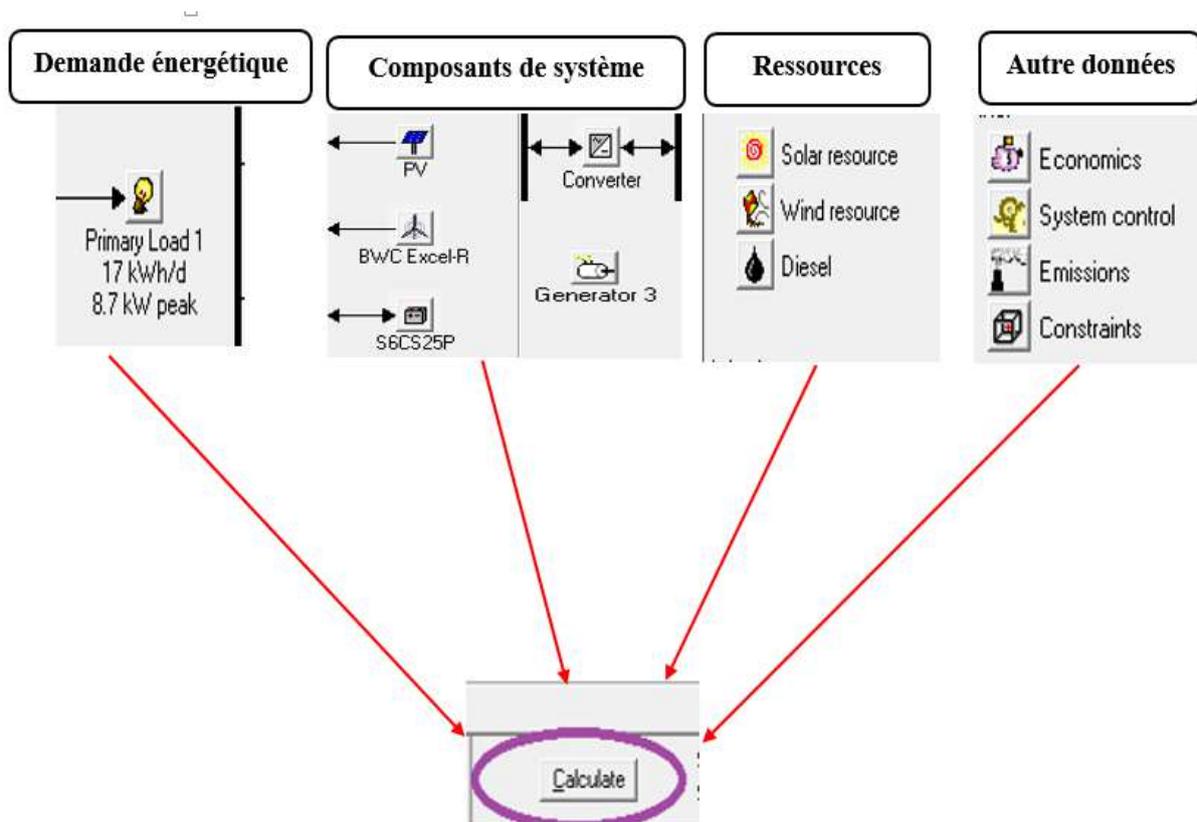


Figure (4.19) : Démarrage de la simulation dans HOMER.

4.18.4 Résultats pouvant être obtenus

Après avoir saisi toutes les données et lancé la simulation, les résultats (voir la figure 4.21) apparaissent dans une liste avec de nombreuses configurations différentes organisées selon la valeur NPC (coût à valeur actuelle) et le coût initial du projet.

Cette liste peut être affichée via « categorized » et « overall » le premier résultat présenté dans la liste est le plus économique parmi toutes sortes de systèmes de simulation. De nombreuses simulations sont réalisées afin d'améliorer chaque type de système et de se d'éliminer des systèmes non viables.

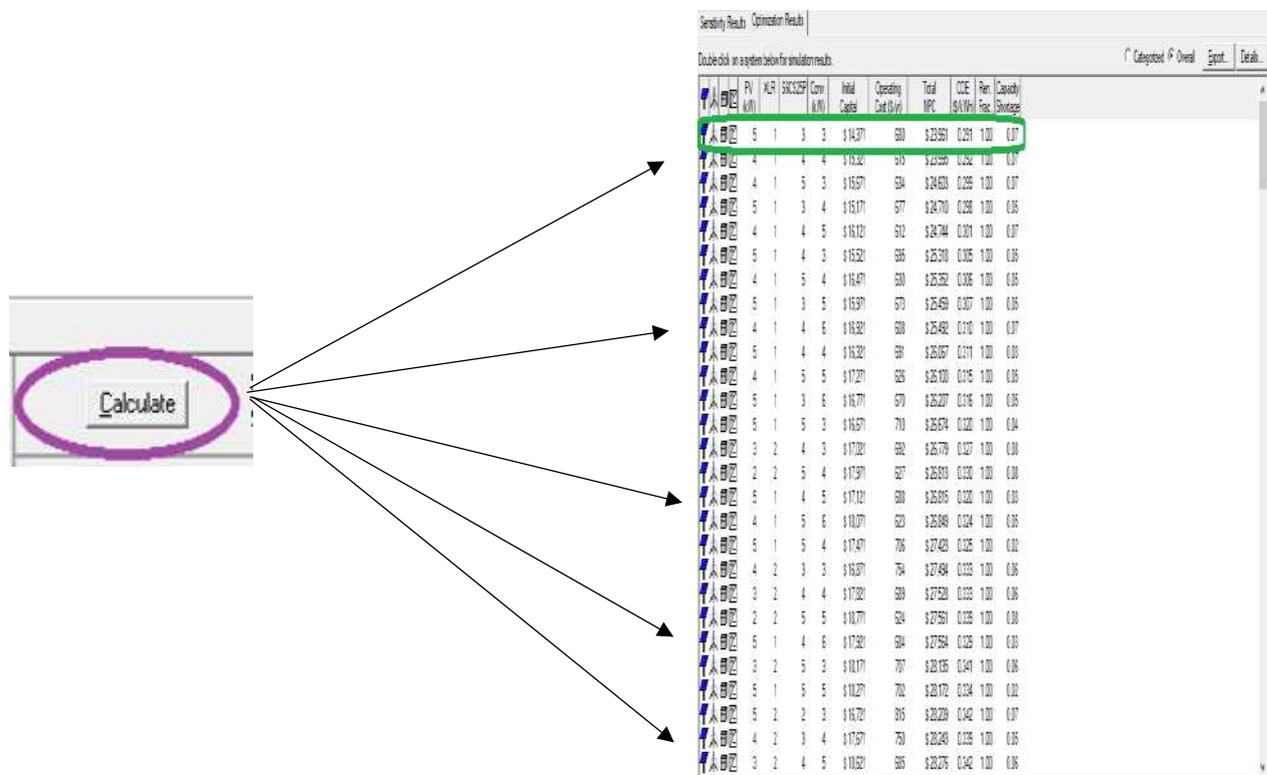


Figure (4.20) : Résultats de simulation

4.18.5 Modélisation économique dans logiciel HOMER

L'économie joue un rôle essentiel à la fois dans le processus de simulation d'HOMER, dans lequel il exploite le système de manière à minimiser le coût actuel net total, et dans son processus d'optimisation, dans lequel il recherche la configuration du système avec le coût actuel net total le plus bas.

Cette section explique pourquoi le coût du cycle de vie est la mesure appropriée pour comparer l'économie de différentes configurations de système, pourquoi HOMER utilise le total de coût actuel net (NPC) comme valeur économique du mérite et comment HOMER calcule le total de coût actuel net.

Les sources d'énergie renouvelables et non renouvelables ont généralement des caractéristiques de coût très différentes. Les sources renouvelables ont tendance à avoir des coûts d'investissement initiaux élevés et des coûts d'exploitation faibles, tandis que les sources non renouvelables classiques ont tendance à avoir des coûts d'investissement faibles et des coûts d'exploitation élevés. Dans son processus d'optimisation, HOMER doit souvent comparer l'économie d'un large éventail de configurations de système comprenant des quantités variables de sources d'énergie renouvelables et non renouvelables. Pour être équitables, de telles comparaisons doivent tenir compte à la fois des coûts d'investissement et des coûts d'exploitation. L'analyse des coûts du cycle de vie le fait en incluant tous les coûts qui surviennent pendant la durée de vie du système.

HOMER utilise le total de coût actuel net (NPC) pour représenter le coût du cycle de vie d'un système. Le NPC total condense tous les coûts et revenus qui surviennent pendant la durée de vie du projet en un seul montant forfaitaire en dollars d'aujourd'hui, les flux de trésorerie futurs étant actualisés au présent en utilisant le taux d'actualisation. Le modélisateur précise le taux d'actualisation et la durée de vie du projet.

HOMER suppose que tous les prix augmentent au même rythme pendant la durée de vie du projet. Avec cette hypothèse, l'inflation peut être exclue de l'analyse en utilisant simplement le taux d'intérêt réel (corrigé de l'inflation) plutôt que le taux d'intérêt nominal lors de l'actualisation des flux de trésorerie futurs au présent. L'utilisateur HOMER saisit donc le taux d'intérêt réel, qui est à peu près égal au taux d'intérêt nominal moins le taux d'inflation. Tous les coûts dans HOMER sont des coûts réels, ce qui signifie qu'ils sont définis en termes de dollars constants. L'analyse des coûts du cycle de vie le fait en incluant tous les coûts qui surviennent pendant la durée de vie du système.

Pour chaque composant du système, le modélisateur spécifie le coût en capital initial, qui se produit l'année zéro, le coût de remplacement, qui se produit chaque fois que le composant doit être remplacé à la fin de sa durée de vie, et le coût d'exploitation et de maintenance qui se produit chaque année de la durée de vie du projet. L'utilisateur spécifie la durée de vie de la plupart des composants en années.

Le coût de remplacement d'un composant peut différer de son coût en capital initial pour plusieurs raisons. Par exemple, un modélisateur peut supposer qu'une nacelle d'éolienne devra être remplacée après 15 ans, mais que la tour et les fondations dureront toute la vie du projet. Dans ce cas, le coût de remplacement serait considérablement inférieur au coût en capital initial.

Pour chaque composant, HOMER combine les coûts d'investissement, de remplacement, d'entretien et de carburant, ainsi que la valeur de récupération et tout autre coût ou revenu, pour trouver le coût annualisé du composant. Il s'agit du coût annuel hypothétique qui, s'il se produisait chaque année de la durée de vie du projet, produirait un coût actuel net équivalent à celui de tous les

Les coûts et les revenus individuels associés à cette composante pendant la durée de vie du projet. HOMER additionne les coûts annualisés de chaque composant, ainsi que tous les coûts divers, tels que les pénalités pour les émissions de polluants, pour trouver le coût total annualisé du système. Cette valeur est importante car HOMER l'utilise pour calculer les deux principaux mérites économiques du système : le coût actuel net total et le coût actualisé de l'énergie.

HOMER utilise l'équation suivante pour calculer le total de coût actuel net [19-20]:

$$C_{NPC} = \frac{C_{(ann,tot)}}{CRF(i,R_{proj})} \quad (4.36)$$

Où

$C_{ann,tot}$: est le coût total annualisé,

i : le taux d'intérêt réel annuel (le taux d'actualisation),

R_{proj} : la durée de vie du projet,

CRF : est le facteur de récupération du capital et donné par l'équation suivante [19] :

$$CRF(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{i(1+i)^N - 1} \quad (4.37)$$

Où : i est le taux d'intérêt réel annuel et N le nombre d'années.

HOMER utilise l'équation suivante pour calculer le coût actualisé de l'énergie [21]:

$$COE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{prim} + E_{def} + E_{grid,sales}} \quad (4.38)$$

Avec :

- E_{prim} et E_{def} sont les quantités totales de charge primaire et reportable, respectivement, que le système dessert par an ;

- $E_{\text{grid, sales}}$ est la quantité d'énergie vendue au réseau par an.

Le dénominateur dans l'équation (4.38) est une expression de la quantité totale d'énergie utile que le système produit par an. Le coût actualisé de l'énergie est donc le coût moyen par kilowattheure d'énergie électrique utile produite par le système.

4.19 Conclusion

Dans ce chapitre, nous présentons une étude qui a conduit à la détermination du volume d'un système hybride de pompage d'eau dans un puits. Nous avons parlé de différents éléments de ce système hybride. Deux technologies de pompage ont été abordées : le pompage au fil du soleil et le pompage d'une batterie. Nous avons montré les avantages de pomper (**au fil du soleil**).

Nous avons pu expliquer, à travers ce chapitre, tous les types de pompes et leurs principes de fonctionnement, nous avons également fourni d'importantes définitions nécessaires pour comprendre l'étude pratique qui sera présentée dans le chapitre suivant.

- [1] <https://www.algerieinfos-saoudi.com/2017/10/notre-mer-souterraine-en-danger.html>
- [2] A.Larbes ,”le système aquifère du Sahara septentrional. Recueil des Communications des journées techniques et scientifiques sur la qualité des Eaux du Sud”, Séminaire d'El Oued, 2003.
- [3] S. Ouali, A. Khellaf , K. Baddari,” *Étude des ressources géothermiques du sud algérien*”, Revue des Energies Renouvelables, Vol. 10 N°3, 2007, pp 407- 414.
- [4] S.Ouali ,”*Étude géothermique du sud de l'Algérie*”, thèse de magister, université de Boumerdes,2006.
- [5] A.Mehdid ,”*les ressources en eau du Sahara algérien*”, Ministère de l'hydraulique et des forêts.Eau et sols d'AlgérieN°1, 1988, ANRH.
- [6] <https://www.istockphoto.com/fr/photos/arrosage-goutte-%C3%A0-goutte>.
- [7] A. Djafour, ‘*Étude d'une station de pompage photovoltaïque dans une région saharienne*’, thèse de magistère, université de Ouargla, 2000.
- [8] B.Hountondji , F.P. Codo , K. M. L. A. Ayelabola ,” *approvisionnement en eau potable a partir d'un système de pompage photovoltaïque dans la commune de Kandi au Benin* ”, Larhyss Journal, Vol.41, Mars 2020, pp. 71-89.
- [9] J.Royer,T.Djiako,E.Schiller, Sy.B.Sada ,”*le pompage photovoltaïque. Course Manual for Engineers and Technicians*”, Université d'Ottawa/EIER/CREPA,2002.
- [10] A. Bedjaoui, B. Achour, M.T. Bouziane,” *nouvelle approche pour le calcul du diamètre économique dans les conduites de refoulement*”, Courrier du Savoir , vol.06, Juin 2005, pp.141-145.
- [11] J.Francisco,Ch.Fernández ,B.Rùjula,A. Ängel ,” *Power supply for pumping systems in north ernChile:Photovoltaics as alternative to grid extension and diesel engines*” ,Energy ,vol.35,2010,p.2909-2921.
- [12] A.Brahmi, A.Abounada, G.Chbirik, A. El Amrani,” *Design And Optimal Choice Of A 1.5 kW Photovoltaic Pumping System For Irrigation Purposes*”, 1st International Congress on Solar Energy Research, Technology and Applications, AIP Conf. Proc. 2056, 020004-1—020004-8,2018, DOI. <https://doi.org/10.1063/1.5084977>.
- [13] R.Kal dellis,E.Meidanis.E, D. Zafirakis,”*Experimental energy analysis of a standalone photovoltaic-based water pumping installation*”,Applied Energy ,vol.88,2010, p. 455-562.
- [14] M.Mokhtar,H. Bouzeboudja, M.N.Tandjaoui” ,*Étude de l'Energie Photovoltaïque pour le pompage de l'Eau Potable dans les Zones Rurales et l'Eau de Sanitaire des Mosquées*”, International Journal of Scientific Research & Engineering Technology (IJSET),2016,vol.81, pp 45-50.
- [15] A. Ould Mohamed Yahyal , A. Ould Mahmoud ,I. Youm,” *Étude et modélisation d'un générateur photovoltaïque* ”, Revue des Energies Renouvelables, vol. 11 N°3,2008 ,pp473- 483.
- [16] M.Al-Smaïran,”*Application of photovoltaic array for pumping water as an alternative to diesel engines in Jordan Badia, Tall Hassan station: Case study*”,Renewable and Sustainable Energy Reviews.vol.16,2012,p.4500-4507.
- [17] F. Banuelos-Ruedas C. Angeles-Camacho, S. Rios-Marcuello, ” *Methodologies Used in the Extrapolation of Wind Speed Data at Different Heights and Its Impact in the Wind Energy Resource Assessment in a Region, Wind Farm – Technical Regulations, Potential Estimation and Siting Assessment* ”, Chapitre 4, Juin 2011. DOI:[10.5772/673](https://doi.org/10.5772/673).
- [18] <http://www.homerenergy.com>
- [19] A.Shtiani, M.Najafi, A.Toopshekan, H.Yousefi,A.Maleki, ”*Techno-economic analysis of a grid- connected PV/battery system using the teaching-learning-based optimization algorithm* ” Review of. Solar Energy v o l. 203,2020,pp 69-82.
- [20] G. Zhang , C. Xiao , N. Razmjooy, ” *Optimal Operational Strategy of Hybrid PV/Wind Renewable Energy System Using Homer: A Case Study*”, International Journal of Ambient Energy, [DOI:0.1080/01430750.2020.1861087,2020](https://doi.org/10.1080/01430750.2020.1861087).
- [21] H. Mostafa , HE.Shady , S. G Ali, Z. M Ali, A. Y Abdelaziz.”*Techno-economic assessment of energy storage systems using annualized life cycle cost of storage (LCCOS) and levelized cost of energy (LCOE) metrics.*” Review of. Journal of Energy Storage ,vol.29,2020,pp101345.
- [22] Ministère des ressources en eau, office national de l'assainissement, Vallée de Ouargla, “*Études d'assainissement des eaux résiduaires*”, N°6029.01-RN058 ,Lausanne, 2003.

Chapitre 05 :
*Application et Résultats
de simulation*

5.1 Introduction

Les conditions météorologiques sont l'un des facteurs les plus importants contrôlant la présence d'énergie solaire et éolienne, donc avant d'installer le système hybride dans un endroit précis, il faut étudier ses conditions météorologiques. Nous parlons ici d'ensoleillement et de vitesse du vent.

L'objectif principal est de déterminer la configuration optimale qui offre le coût le plus bas et qui répond aux besoins en puissance de la charge, qui dans ce cas est le pompage de l'eau de l'aquifère blanc.

Nous allons dans ce chapitre appliqué les deux méthodes et logiciel(HOMER) pour l'optimisation économique et le dimensionnement du système hybride sur le site d'Ouargla.

5.2 Méthodologie adoptée

Ces deux méthodes nécessitent des données mensuelles de l'irradiation solaire et de la vitesse du vent et les besoins de l'eau. Sur ce fait, nous avons suivi les étapes suivantes.

- Evaluation du potentiel énergétique photovoltaïque et éolien dans la région d'Ouargla.
 - Estimation du L'énergie fournie par le système PV.
 - Estimation du L'énergie fournie par le système éolienne
 - Estimation du débit d'eau.
 - Hypothèse de dimensionnement :
 - 1^{er} scénario et calcul des surfaces PV et éolienne nécessaire.
 - 2^{eme} scénario et calcul des surfaces PV et éolienne nécessaire.
- Détermination du dimensionnement du système de pompage hybride par « HOMER ».

5.3 Paramètres à déterminer lors de la conception

Lors de l'installation d'un système hybride, le concepteur du système pour combiner sources d'énergie et moyens de stockage doit atteindre deux objectifs, à savoir :

- Assurer une production suffisante pour couvrir les besoins énergétiques.
- Assurer le coût minimum d'énergie consommé par les utilisateurs.

D'après la description du système et l'analyse de son fonctionnement, il apparaît que le concepteur doit déterminer les deux paramètres suivants :

- Puissance nominale de l'aérogénérateur : c'est la puissance que fournit par l'aérogénérateur lorsque le vent entrain la génératrice a ca vitesse nominale.
- Puissance crête du panneau photovoltaïque : c'est la puissance que fournit par le panneau lorsqu'il reçoit un ensoleillement de 1000 W/m², exprimée en Watt crête (Wc).

5.4 Spécification de la région

Ouargla est située dans le sud-est du pays (Lat: 31 ° 57'N; Log: 5 ° 19'E; Altitude: 141m) couvrant une superficie de 211 980 km² . Il reste l'une des communautés administratives les plus étendues. Elle est bordée au nord par la province de Djelfa, El Oued et Biskra, la Tunisie à l'est, Ghardaïa à l'ouest, Tamanrasset et Illizi au sud [1]

La région d'Ouargla est caractérisée par un climat saharien qui a des températures élevées et une forte évaporation avec des précipitations exceptionnellement faibles et par une faiblesse de la vie biologique de l'écosystème.



Figure (5.1) : Localisation géographique de la région d'Ouargla [1].

5.5 Caractéristiques climatiques

La caractérisation du climat est effectuée à partir de mesures statistiques annuelles et mensuelles sur des données atmosphériques locales : température, pression atmosphérique, précipitations, ensoleillement, humidité et la vitesse du vent. Sont également pris en compte leur récurrence ainsi que les phénomènes exceptionnels.

Tableau (5.1) : Les données climatiques de la station d'Ouargla sur la période 2008- 2017[2].

Paramètre	Température (°C)			Vent (m/s)	Durée d'Insolation (h)	Humidité (%)
	Max	Min	Moy			
Janvier	19,5	4,5	12,0	2,88	248	54
Février	21,5	6,6	14,1	3,67	238	45
Mars	26,3	10,4	18,4	4,56	267	39
Avril	31,3	14,8	23,1	4,50	280	35
Mai	35,9	19,9	27,9	4,27	300	29
Juin	40,7	24,5	32,6	4,59	244	25
Juillet	43,8	27,7	35,7	3,80	328	22
Aout	43,1	27,4	35,2	3,83	333	25
Septembre	38,2	23,0	30,6	4,12	267	35
Octobre	32,7	17,1	24,9	3,12	266	41
Novembre	24,6	10,0	17,3	2,82	249	50
Décembre	19,5	5,9	12,7	2,39	225	57

SOURCE : ONM (2017)

5.5.1 Température

La région d'Ouargla est caractérisée par un climat désertique et sec, donc les températures sont élevées dans la plupart des mois de l'année. Le tableau ci-dessus montre des données de température pour une période comprise entre (2008-2017) où l'on note que la température de Novembre à Avril est inférieure à la moyenne annuelle(23.70 °C), tandis que les mois restants sont supérieurs à la moyenne annuelle où le pic a été enregistré en Juillet avec une valeur de (35.7°C), qui est considéré comme le mois le plus chaud, et en Janvier pour le mois le plus froid la température a été enregistrée à (12°C).

5.5.2 Humidité relative

Rapport entre la quantité de vapeur d'eau contenue dans un volume d'air à une température donnée et la quantité maximale de vapeur d'eau que peut contenir ce même volume d'air à la même température et mesuré en %. Le tableau ci-dessus montre la variation de l'humidité moyenne mensuelle .Elle est très faible en Juillet avec une valeur de 22%, atteignant un maximum de 57 % au mois de Décembre.

5.5.3 Vent

Le tableau (5.1) montre que la région de Ouargla n'a pas un fort taux du vent annuel où il atteint (3.71 m/s), on note cependant la présence des vents de mousson pendant les mois de printemps et d'été atteindre jusqu'à (4,07 m/s – 4,44 m/s) respectivement. Ces vents peuvent être exploités dans les applications de petites ou moyennes puissances.

5.5.4 Insolation

On remarque d'après le tableau (5.1), qu'Ouargla dispose d'environ 3245 heures d'ensoleillement par an, bénéficiant d'une situation climatique favorable à l'application des techniques solaires. La durée moyenne d'ensoleillement atteint près (847 h -905 h) dans les deux saisons printemps et été et atteint (711 h-782 h) en hiver et en automne.

5.6 Analyse du potentiel énergétique solaire et éolien disponible dans la région d'Ouargla

Il existe une multitude de sites favorables pour la production d'énergie décentralisée sur le territoire national de l'Algérie. Notre point d'intérêt est de focaliser sur la production hybride PV/éolien, le choix du site a été basé sur la disponibilité des données météorologiques.

5.6.1 Estimation du potentiel solaire dans la région d'Ouargla

L'énergie solaire est la source d'énergie la plus abondante sur la Terre. Elle est à l'origine de la majorité des énergies renouvelables. Le rayonnement solaire peut être utilisé pour produire de l'électricité directement en utilisant des semi-conducteurs 'photovoltaïques', ou de la chaleur solaire thermique pour le chauffage.

5.6.1.1 Variation mensuelle de l'indice K_t et l'irradiation hors atmosphère et terrestre (sur surface horizontale et inclinée)

Le tableau 5.2 montre l'estimation mensuelle de l'indice K_t , l'irradiation hors atmosphère et au sol (horizontale, inclinée).

Tableau (5.2) : Estimation mensuelle de l'indice K_t , l'irradiation.

Mois	K_t	l'irradiation hors atmosphère (kWh)	Irradiation journalière globale sur surface horizontale ($\beta=0^\circ$) (kWh/m ² .j)	Irradiation journalière globale sur inclinée ($\beta=32^\circ$) (kWh/m ² .j)
Janvier	0.60	5.5837	3.5608	5.4900
Février	0.62	6.9315	4.3791	5.9097
Mars	0.62	8.5664	5.1674	5.9847
Avril	0.61	10.129	6.2121	6.2704
Mai	0.59	11.118	6.6314	6.0571
Juin	0.59	11.478	6.7337	5.8935
Juillet	0.64	11.271	7.1005	6.3081
Aout	0.63	10.483	6.7111	6.4854
Septembre	0.59	9.1107	5.5948	6.1359
Octobre	0.6	7.3956	4.5741	5.8506
Novembre	0.59	5.8909	3.7929	5.6624
Décembre	0.60	5.1977	3.0917	4.8409

L'indice de clarté exprime le rapport entre le rayonnement sur terre et le rayonnement hors atmosphère, qui est indiqué dans le tableau ci-dessus.

Les valeurs de cet indice varient entre 0,59 pour les quatre mois de (Mai, Juin, Septembre, Novembre) et 0,64 pour le mois de Juillet. On peut donc dire que le climat est ensoleillé toutes les saisons.

La figure (5.2) montre la variation mensuelle de l'irradiation globale aux niveaux horizontal ($\beta=0^\circ$) et incliné à l'angle de latitude ($\beta=32^\circ$). Nous pouvons remarquer sur cette figure que la collecte du flux solaire à l'angle de latitude en hiver et en automne était supérieure à la collecte du flux solaire à plan horizontal.

Ainsi, la puissance d'irradiation au plan horizontal en Janvier atteint 3.56 kWh/m².j, tandis qu'au plan incliné elle atteint 5.49 kWh/m².j du même mois, ainsi qu'au mois de Septembre, la puissance d'irradiation atteint 5.59 kWh/m².j au plan horizontal, tandis qu'au plan incliné atteint 6.13 kWh/m².j.

On note également que la densité du flux solaire pendant la saison estivale sur le plan incliné est légèrement inférieure au flux solaire sur le plan horizontal, cela est dû à la direction du Soleil, qui est verticale pendant l'été, donc afin de capter le flux solaire maximal, les panneaux solaires doivent être ajustés à un angle relativement faible. C'est-à-dire que pour obtenir un flux solaire maximal, les panneaux solaires doivent être réglés à des angles optimaux en fonction de chaque saison.

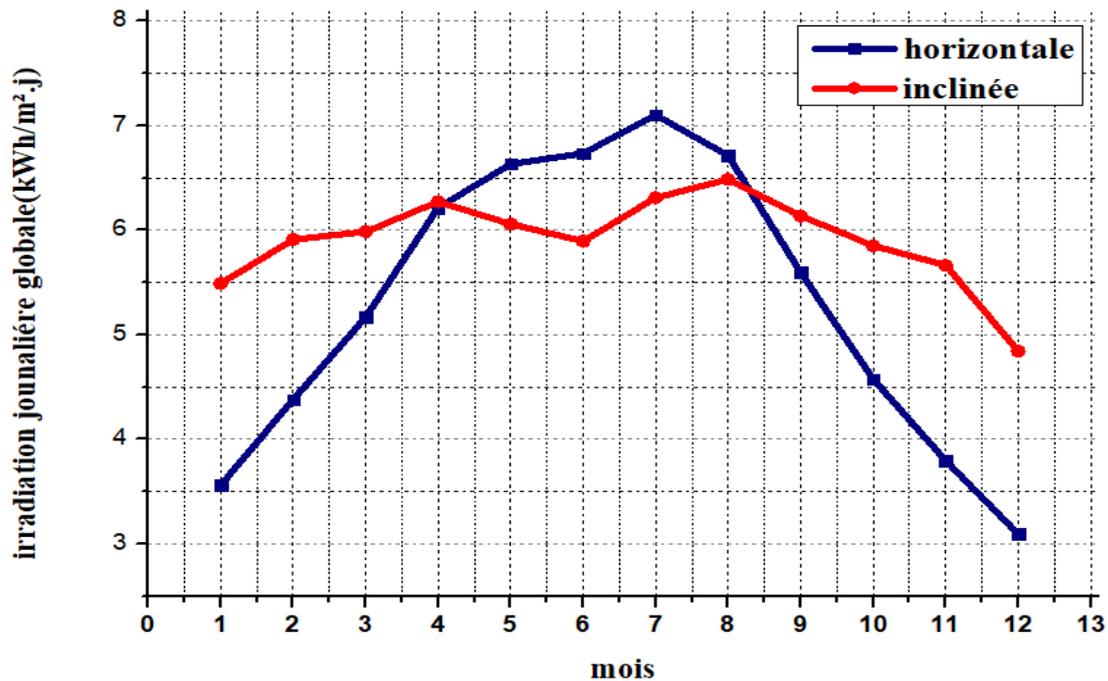


Figure (5.2) : Variation mensuelle de l'irradiation globale sur un plan horizontal et sur un plan incliné.

5.6.2 Estimation du potentiel du vent dans la région d'Ouargla

Nous avons obtenu les données utilisées dans cette étude auprès du service météorologique de la région d'Ouargla. Les mesures de la vitesse du vent ont été effectuées chaque jour pendant dix ans (2008-2017) à une hauteur de 10m.

La figure (5.3) représente la distribution mensuelle de la vitesse du vent, cette figure montre la vitesse du vent à une valeur maximale de 5.65 m/s en Juin, alors que la vitesse du vent minimale de 1.85 m/s est enregistrée en Décembre.

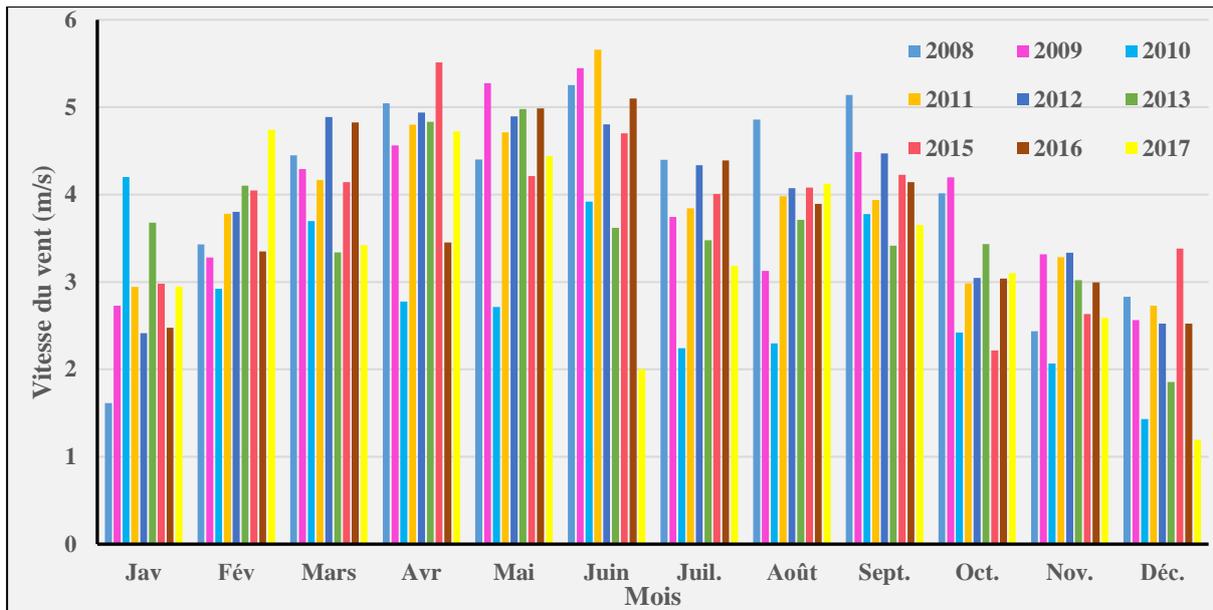


Figure (5.3) : Variation de la vitesse du vent mensuelle [SOURCE : ONM (2017)]

5.6.2.1 Evaluation de la densité de puissance moyenne éolienne

Pour une estimation approximative de la densité de puissance et la densité de l'énergie, nous proposons de prendre la résultante de méthode "PSO" afin d'éviter un surdimensionnement ou un sous-dimensionnement des aérogénérateurs à installer dans cette région.

Le tableau suivant présente les moyennes de densités des puissances et des énergies mensuelles calculées à base de la méthode « PSO ».

Tableau (5.3) : Densité de puissance mensuelle (W/m²) et l'énergie délivrée (kWh/m²).

Mois	Densité de Puissance (W/m ²)	Densité d'énergie délivre (kWh/m ²)
Janvier	46.0465	34.258
Février	59.8709	40.233
Mars	251.5078	187.121
Avril	95.479	68.744
Mai	107.0966	79.679
Juin	116.405	83.811
Juillet	55.4674	41.267
Aout	58.2199	43.315
Septembre	66.0531	47.558
Octobre	38.6788	28.777
Novembre	37.819	27.229
Décembre	28.7791	21.411

Les résultats présentés dans le tableau (5.3) montrent que les valeurs mensuelles de la densité de puissance et la densité d'énergie, ces valeurs variaient entre (28,77-251,50) W / m², et entre (21.14- 187.12) kWh / m² respectivement, où la valeur de puissance la plus élevée a été enregistrée au cours du mois de Mars (251.5078 W/m²), pour une vitesse moyenne mensuelle. Au contraire, nous trouvons au cours du mois de Décembre la densité de puissance descend à son niveau le plus bas (28.7791 W/m²).

5.6.2.2 Densité de puissance éolienne saisonnière

La figure (5.4) montre la variation de densité de puissance saisonnière, les valeurs maximales de 64,05 à 103,80 W / m² sont enregistrées au printemps pour les hauteurs (10m, 50m) respectivement, tandis que les valeurs minimales de (45.06-73.03) W / m², sont enregistrées en hiver pour les hauteurs (10m, 50m) respectivement. Ainsi, la densité de puissance est élevée sur le site d'Ouargla en deux saisons (printemps - été) et faible en hiver et en automne.

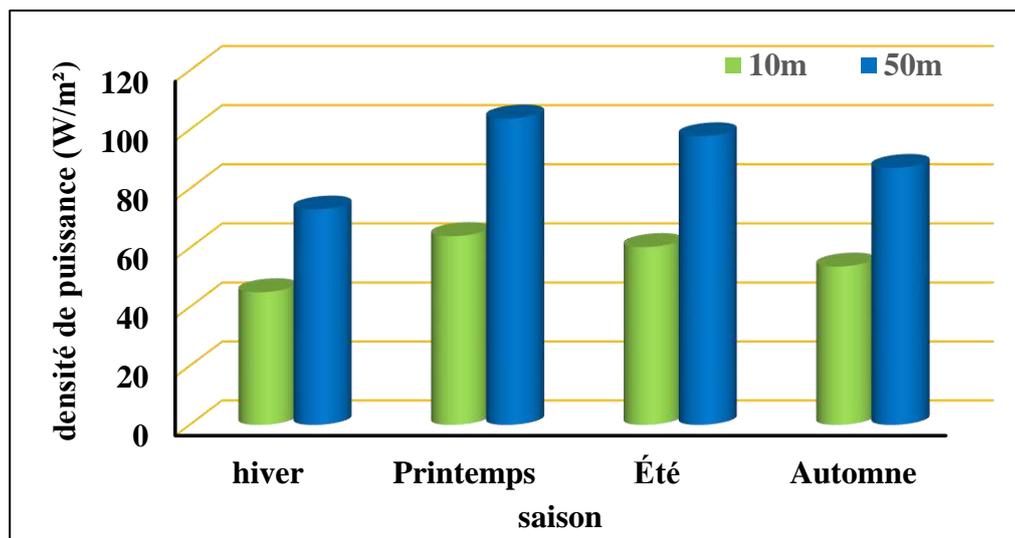


Figure (5.4) : La variation de densité de puissance saisonnière à Ouargla.

5.6.3 Exigence de pompage d'eau

5.6.3.1 Source d'eau

La puissance de la pompe est déterminée en fonction du niveau dynamique et de la profondeur du puits. Dans cette étude, la source d'eau est le puit de l'institut (DIF 150), qui présente les caractéristiques suivantes (voir tableau 5.4).

Tableau (5.4) : Les caractéristiques du puit, selon la direction de l'hydraulique d'Ouargla [7]

Nappe	méo pliocène
Profondeur	64 mètres
Niveau statique	7.26 mètres
Niveau dynamique	16.00 mètres
Débit d'exploitation	30 l/s
Diamètre du puit	13 " 3/8

5.6.4 Sélection de la pompe

La sélection de la pompe est basée sur deux facteurs :

- le débit d'eau horaire (Q) ;
- la hauteur manométrique totale (H_{mt}).

5.6.4.1 Débit horaire

Dans cette étude, le pompage de l'eau avec un système hybride conserve la méthode de pompage « au fil du soleil ». Ainsi, pour estimer le débit maximum de la pompe en m^3/h , la valeur de la demande journalière (V_j) de chaque mois a été divisée par le nombre d'heures d'ensoleillement journalier maximum pour le même mois. On observe dans la figure (5.5) que le débit d'eau le plus important a été enregistré au cours du mois de Juin avec une valeur de 20,09 (m^3/h), tandis que les mois d'hiver ont enregistré des débits d'étiage d'une valeur de 4,02 (m^3/h) au cours du mois de Janvier. Le débit horaire est indiqué par la courbe ci-dessous :

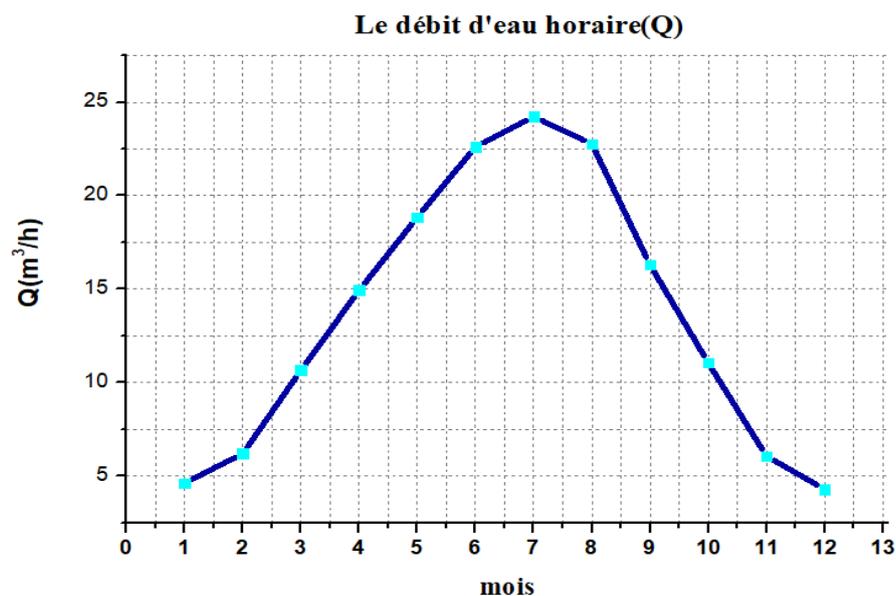


Figure (5.5) : L'évolution du débit d'eau pour chaque mois.

5.6.4.2 Hauteur manométrique totale (H_{mt})

A. Rabattement du puits :

Pour le débit de (30l/s) on a un rabattement : 8.74 m

Pour le débit de (1l/s) on a un rabattement : 0.291 m

Pour notre débit de pompage de (170 m³/j), et le temps de fonctionnement journalier moyen du système de (7 heures) donc le rabattement est 1.963 m.

B. Diamètre de colonne de refoulement :

Colonne de refoulement est constituée de tubes en acier qui ont la réputation bien méritée d'être les structures de forage les plus fiables. Elle garde l'eau propre et sert fidèlement ses propriétaires pendant cinquante ans. Ce tube est bien adapté pour une pompe de puits, Il peut être coupé, plié et soudé ; permettant très peu de pièces spéciales pour le champ de pose. En plus des tubes en acier traditionnels, le marché propose des variétés : émaillées ; galvanisées ; de l'acier inoxydable.

Le diamètre optimal est calculé par la relation (4.13), donc on a choisi $D_m = 63 \text{ mm}$.

C. Calculer les pertes de charge linéaires :

Pour calculer la valeur de la perte de charge linéaire dans les conduites de suspension jusqu'au bassin, on doit déterminer le nombre de Reynolds par la relation (4.17). Mais avant cela, il faut calculer la vitesse d'écoulement dans les tuyauteries par la relation (4.16) :

Alors, le régime d'écoulement turbulent pacque ($Re > 2300$), λ est déterminé par la relation de Nikuradse. Finalement ΔH_L est calculé par la relation (4.15).

D. Calculer les pertes de charges singulières

Pour calculer la perte de charges singulières pour chaque équipement de puit, nous utilisons la relation (4.19)

Donc les pertes de charge totale est :

$$\Delta H = \Delta H_L + \Delta H_S = 2.983 \text{ m} \quad (5.1)$$

Tableau (5.5) : Calcul la hauteur manométrique totale

Vitesse d'écoulement dans les tuyauteries :	
$V_m = 2.16 \text{ (m/s)}$	
Nombre de Reynolds :	
$R_e = 136080$	
Pertes de charge linéaires :	
$\Delta H_L = 1.909 \text{ m}$	
Pertes de charges singulières	
$\Delta H_s = 1.074 \text{ m}$	
la hauteur manométrique totale (H_{mt})	
23.94 m	

Choix de la motopompe utilisée est porté sur une gamme de pompes immergées proposées par le constructeur JETLY –DAB . Cette gamme est constituée de pompes de dimensions différentes ; chaque type de pompe est disponible avec un nombre de roues variable afin d’obtenir le point de fonctionnement requis. Pour notre étude, les caractéristiques de la pompe utilisée sont représentées dans le tableau suivant (La fiche technique est en annexe E).

Tableau (5.6) : Les caractéristiques techniques de la pompe immergée type JETLY –DAB (S4F-10 T)

Pompe Immergée (S4F-10 T)			
Caractéristiques électrique		Caractéristiques hydraulique	
Tension (V)	Triphasé 400V	Débit minimum (m ³ /h)	9
Intensité nominale (A)	7.8	Débit maximum (m ³ /h)	24
puissance mécanique (kW)	3	Débit nominal (m ³ /h)	18
vitesse de rotation	2800tr/min	HMT à débit minimum (m)	52
fréquence de moteur	50 Hz	HMT à débit maximum (m)	22

5.7 Caractéristiques de la charge électrique

Pour concevoir et optimiser n'importe quel système, il est essentiel de comprendre et d'étudier les exigences de charge de l'emplacement souhaité. Cette étape est cruciale lors de la conception d'un système dans lequel elle pourrait conduire à sous-estimer ou surestimer la consommation. Par conséquent, il est essentiel de comprendre le comportement stochastique de l'énergie disponible pour servir la charge.

Dans cette étude, l'énergie nécessaire pour élever une certaine quantité d'eau à une certaine hauteur pendant une journée est donnée par l'équation 4.23.

Tableau (5.7) : Évaluation de la charge totale.

Mois	Énergie hydraulique nécessaire par jour (kWh)	Énergie électrique requise par jour (kWh)
Janvier	2.28	3.53
Février	3.07	4.75
Mars	5.28	8.17
Avril	7.40	11.46
Mai	9.34	14.46
Juin	11.21	17.36
Juillet	12.01	18.60
Août	11.28	17.47
Septembre	8.08	12.51
Octobre	5.48	8.48
Novembre	3.00	4.64
Décembre	2.12	3.29

Dans cette étude, pour calculer l'énergie électrique nécessaire. Tout d'abord, l'énergie hydraulique a été calculée comme indiqué dans le tableau (5.7), dont la charge de type AC fonctionne en continu tout au long de l'année avec une moyenne de 10,39 kWh.

Le profil annuel de charge est donné sur la figure (5.6) l'énergie électrique nécessaire a enregistré des niveaux élevés au printemps et en été avec 18,60 (kWh/j) (cette valeur est enregistrée en juillet). En hiver et en automne, cependant, les valeurs d'énergie nécessaires sont moins par rapport aux mois intermédiaires de l'année, qui atteignent 3,29 (kWh/j) en Décembre.

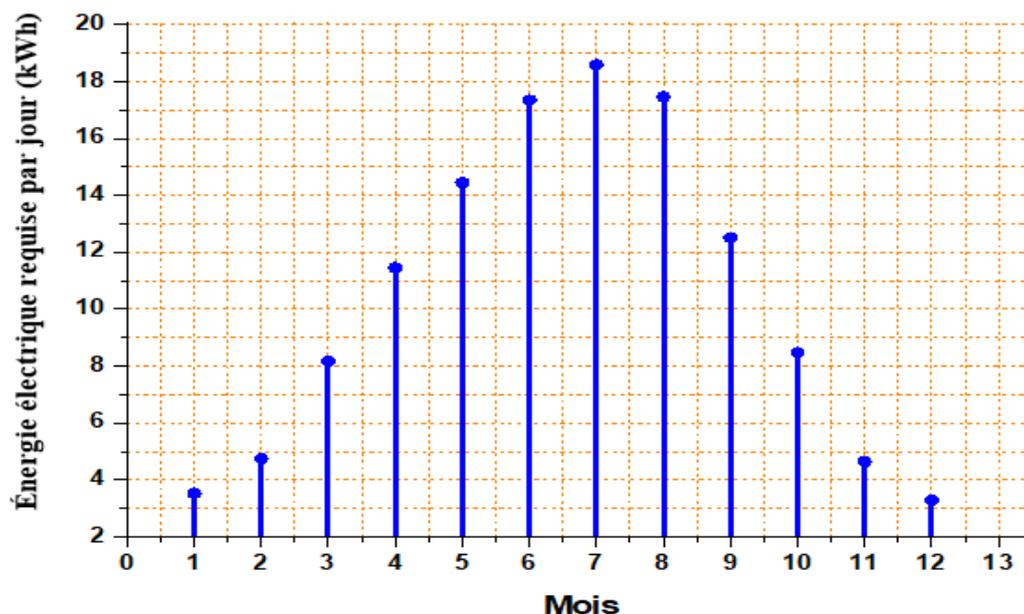


Figure (5.6) : Évolution de la charge annuelle.

5.8 Configuration du système hybride

Pour connaître les spécifications du système hybride, il est nécessaire d'avoir une bonne et complète compréhension des exigences de pompage du système d'irrigation goutte à goutte.

Le développement et la conception d'un système hybride d'énergie renouvelable et durable ont été réalisés à l'aide de deux méthodes et du logiciel HOMER.

Ce système alimente en électricité une pompe submersible pour irriguer un terrain de deux hectares de palmeraies situé dans la région d'Ouargla.

Dans ce travail, la méthode de pompage "au fil du soleil" a été sélectionnée. Cette méthode permet d'avoir un système hybride plus simple, plus fiable et moins cher qu'un système qui utilise des batteries pour stocker l'énergie. Dans la première technique, c'est l'eau elle-même qui est pompée et stockée lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement et de la vitesse du vent.

L'eau est pompée dans un réservoir à une hauteur au-dessus du sol pour être distribuée par gravité, et ce type de stockage d'énergie redondant assure le renouvellement de l'eau à l'intérieur du réservoir, et évite également de surcharger la pompe.

Il faut souligner ici que le réservoir d'eau peut souvent être construit localement. De plus, ça ne nécessite pas un entretien complexe et peut être réparé facilement. Selon le modèle et la consommation, la capacité de stockage de l'eau peut varier de un à plusieurs jours. Comme le montre la figure (5.7).

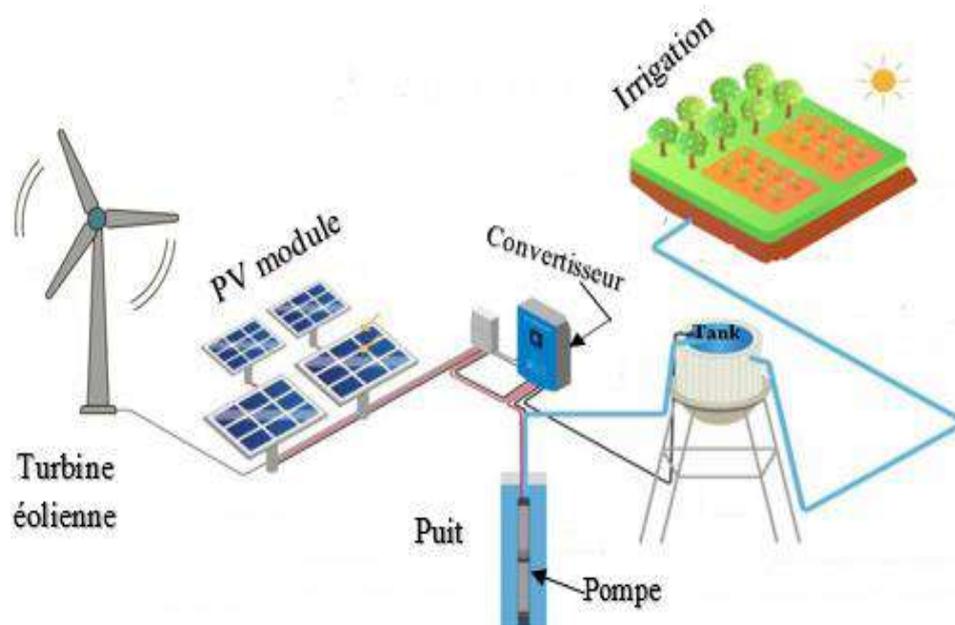


Figure (5.7) : Système d'énergie hybride (PV-éolien) pour système d'irrigation agricole [14].

5.8.1 Choix de l'éolienne

Après avoir recueilli des connaissances sur la densité de puissance moyenne du site Ouargla, où Ouargla était classée en catégorie (1) (la plus faible), et la densité énergétique annuelle pendant dix ans était égale ou inférieure à 100 kWh/ m² et densité annuelle de puissance ($P / A = 130 \text{ W/m}^2$). Cependant, dans certaines études, cette puissance est considérée comme une puissance équitable comme mentionné dans [4]. Cette puissance peut être utile pour certaines applications, en particulier pour les utilisations d'électricité à petite échelle. Par conséquent, 2 éoliennes de petite taille avec une puissance allant de 7 kW à 60 kW ont été sélectionnées chez différents fabricants. Il est important de noter que certains facteurs doivent être pris en compte lors du choix d'une éolienne : (1) Coût abordable. (2) Facteur de puissance acceptable. (3) Vitesse de coupe inférieure à la vitesse moyenne du vent. Quelques caractéristiques importantes d'une éolienne particulière sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau (5.8) : Caractéristiques des différents modèles de l'aérogénérateur [5-6]

Model	FLTXNY	ALLRUN
Puissance nominale (kW)	1	3
Hauteur du met (m)	-	8
Diamètre du rotor (m)	2.8	4
Vitesse de démarrage (m/s)	3	3
Vitesse nominale (m/s)	10	12
Vitesse d'arrêt (m/s)	40	30

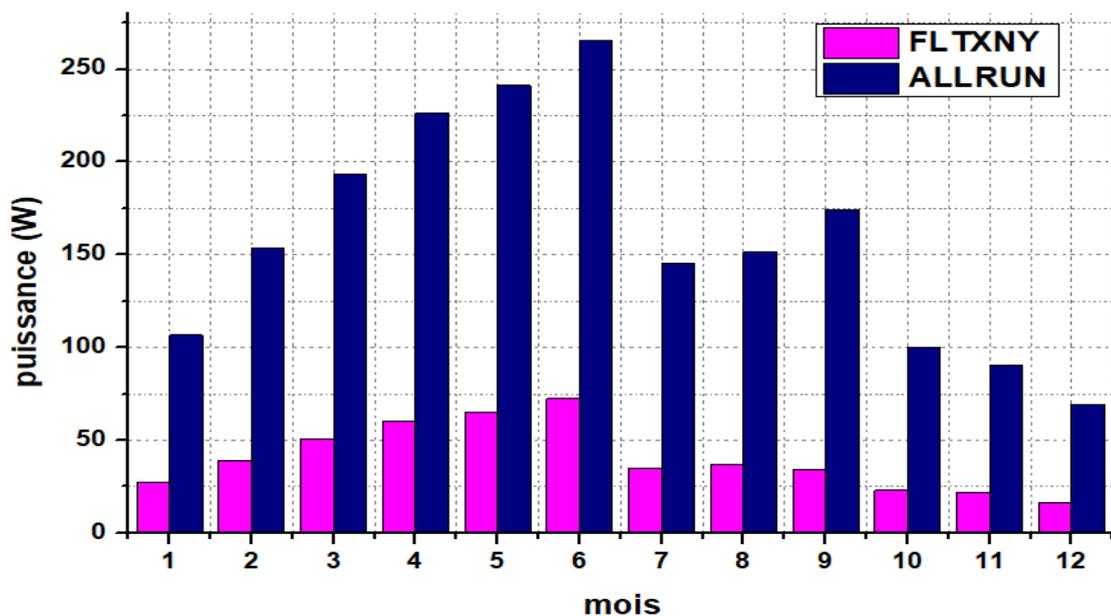


Figure (5.8) : Variations mensuelles de la puissance fournie par différents modèles de l'aérogénérateur.

Le graphique présenté à la figure (5.8) a été dessiné à partir du tableau (5.8), qui met en évidence les caractéristiques les plus importantes de différents modèles de l'aérogénérateur proposés.

La figure (5.8) présente les différentes variations mensuelles de la puissance fournie par une éolienne (exprimée en Wh/j/m²). On note que les puissances maximales fournies sont celles des FLTXNY (1kW) produit de puissance comprise entre 16 W – 72.3 W, ALLRUN (3kW) couvrant une gamme de 69.35 W à 265.36 W.

Nous remarquons d'après les résultats précédents que ALLRUN (3kW) offre des meilleures performances, il a été, donc, choisi dans la suite de notre dimensionnement du système, sa fiche technique peut être trouvée sur l'annexe (F).

5.8.2 Système PV

Les panneaux solaires convertissent les rayons (d'énergie) solaires en énergie électrique sous l'influence du PV, et ces panneaux sont connectés en série ou en parallèle ou en combinant les deux.

Il existe de nombreux paramètres qui ont un impact sur l'énergie produite par les panneaux, parmi ces paramètres nous mentionnons la puissance crête des panneaux et leur surface, ainsi que l'irradiation, qui est également affecté par la situation géographique, la saison et les conditions météorologiques.

L'énergie électrique quotidienne produite par le générateur photovoltaïque peut être calculée selon la relation suivante [7] :

$$E'_{pv} = K_p \cdot P_c \cdot E_i / G_{ref} \quad (5.2)$$

Avec , k_p : coefficient de productivité moyenne du générateur (PV).

P_c : puissance crête (kW).

E_i : l'irradiation globale journalière moyenne dans le plan des modules.

G_{ref} : l'éclairement énergétique de référence (1000 W/m²).

E'_{pv} est donnée en kWh/j, E_i en kWh/m².j, et G_{ref} en kW/m² avec $G_{ref} = 1 \text{ kW/m}^2$. Donc la relation (5.7) devient :

$$E'_{pv} = K_p \cdot P_c \cdot E_i \quad (5.3)$$

5.8.2.1 Puissance crête de générateur PV

À partir des équations ci-dessus et après avoir ajouté l'onduleur (transformateur CC à CA), la puissance crête peut être calculée à l'aide de la formule suivante [8] :

$$P_C = \frac{0.002725 \cdot V_j \cdot H_{mt}}{K_p \cdot E_i \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{mp}} \tag{5.4}$$

Dans cette étude, les modules utilisés sont en silicium Polycristallin avec une puissance maximale d'environ 220 Wc, les autres données nécessaires au calcul de la puissance crête sont résumées comme suit :

- ✚ les valeurs des volumes journaliers d'eau(V_j) nécessaire sont indiquées dans la figure (4.9).
- ✚ le rendement de l'onduleur est de 98% (les caractéristiques techniques sont représentées dans le tableau suivant).
- ✚ le rendement de motopompe est 68%.

Tableau (5.9) : Caractéristique de l'onduleur type SolarXhybrid-5[9]

Type D'onduleur	Puissance. (W)	Tension d'entrée (V)	Tension de sortie(V)	La fréquence Hz	Le rendement %
SolarXhybrid-5	5000	12-48	380/220	50/60 +/-0.5%	98%

La figure ci-dessous montre l'évolution des valeurs de puissance crête pour chaque mois avec deux inclinaisons ($\beta=0^\circ$ et $\beta=32^\circ$).

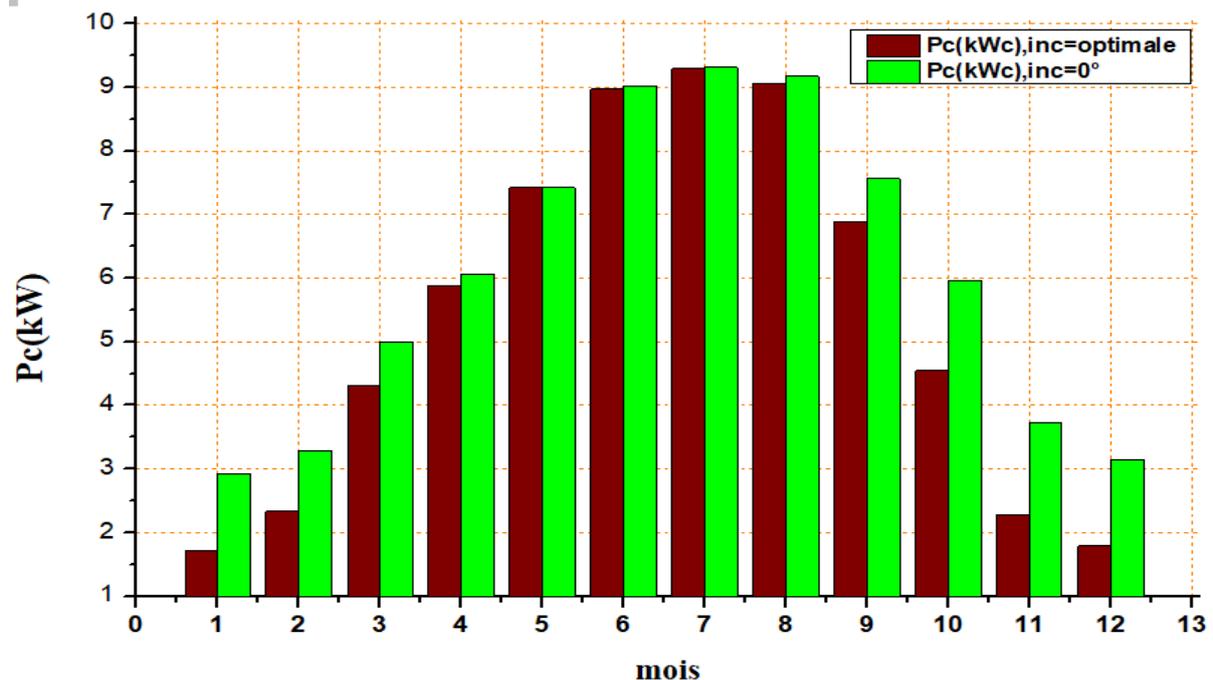


Figure (5.9) : L'évolution des valeurs de puissance crête.

5.9 Dimensionnement du système hybride (PV/Eolien) : Application au pompage d'eau d'irrigation

L'étape la plus importante pour le dimensionnement du système à sources d'énergies renouvelables (PV/Eolien) pour l'application au pompage qui dépend essentiellement des données climatiques (température, ensoleillement, la vitesse du vent) et de la hauteur HMT de l'eau.

Le but principal étant de déterminer la configuration optimale qui offre le moindre coût et qui répond au besoin énergétique de la charge, qui est dans ce cas le pompage de l'eau de la nappe albienne.

Pour atteindre cet objectif, nous avons utilisé deux méthodes : (méthode des moyennes mensuelles/ annuelles, méthode du mois le plus défavorable) et le logiciel HOMER afin de déterminer le dimensionnement du système hybride. Les résultats sont résumés ci-dessous.

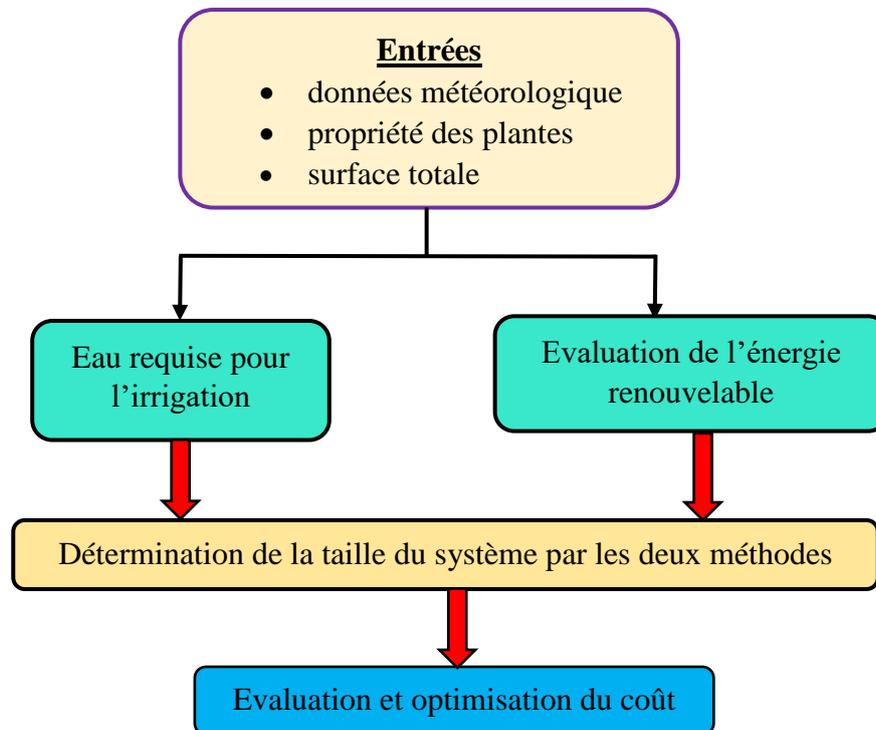


Figure (5.10) : Schéma de l'algorithme de dimensionnement.

5.9.1 . Application de la 1^{er} méthode, moyennes mensuelles annuelles

Le tableau (5.10) montre la production mensuelle d'énergie pour chacun des deux systèmes : solaire et éolien en fonction des potentiels énergétiques disponibles de la région pour répondre à la demande d'énergie avec une moyenne journalière de 10.39 kWh.

Tableau (5.10) : Nombre des turbines éoliennes et fraction de charge.

Mois	E _{pv} (kWh/*j)	E _{el} (kWh/*j)	EL (kWh)	NE	f
janv.	7,51	2,55	3,53	0	1
févr.	7,61	3,68	4,756	0	1
mars	7,38	4,64	8,17	1	0,90
avr.	7,89	5,43	11,46	1	0,68
mai	8,169	5,79	14,46	2	0,56
juin	8,33	6,36	17,36	2	0,48
juil.	8,76	3,49	18,60	3	0,47
août	8,35	3,63	17,47	3	0,47
sept.	7,56	4,18	12,51	1	0,60
oct.	7,39	2,39	8,48	1	0,87
nov.	7,63	2,16	4,64	0	1
déc.	6,70	1,66	3,29	0	1
Val. Moyenne	7,77	3,83	10,39	1,16	0,75

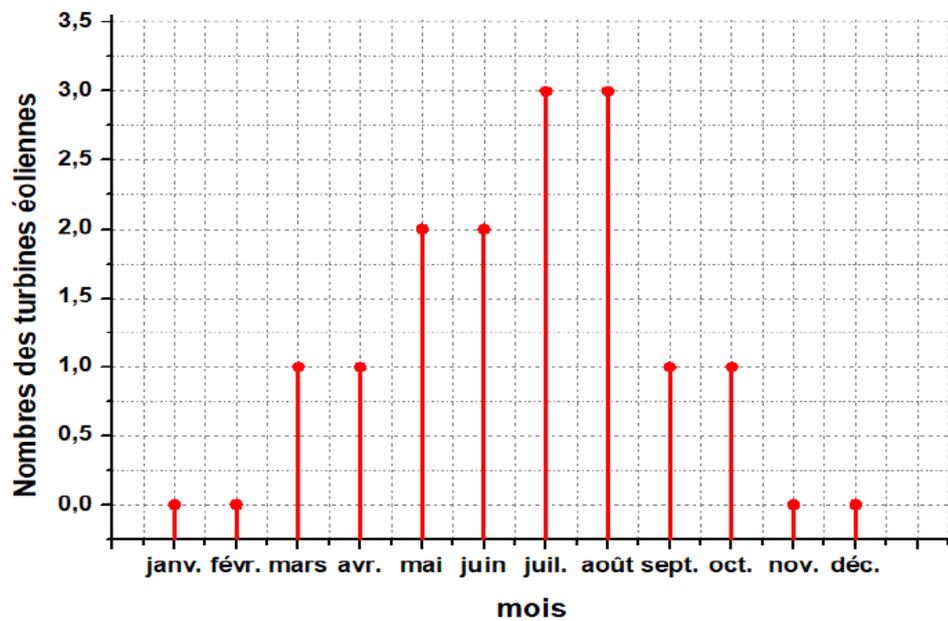


Figure (5.11) : Variation des nombres des turbines éoliennes.

La figure (5.11), montre une différence dans le nombre des turbines éoliennes d'un mois à l'autre, où nous remarquons qu'il change (de 0 à 3), atteignant un pic pendant les mois d'été (Juillet, Aout), cela est dû à la demande croissante d'énergie du mois d'Avril au milieu de l'année (les mois d'été). Puis le nombre des turbines éoliennes diminue progressivement pendant les mois d'automne, jusqu'à ce qu'il soit inexistant en hiver, lorsque le système photovoltaïque sera capable de couvrir les besoins énergétiques sans recourir à l'exploitation du système éolien.

Cette méthode de dimensionnement nécessite de prendre les valeurs moyennes de chacun " les panneaux solaires, les turbines éoliennes et la charge". Les résultats de cette méthode montrent que le nombre moyen des turbines au cours d'une année est de l'ordre de 1.

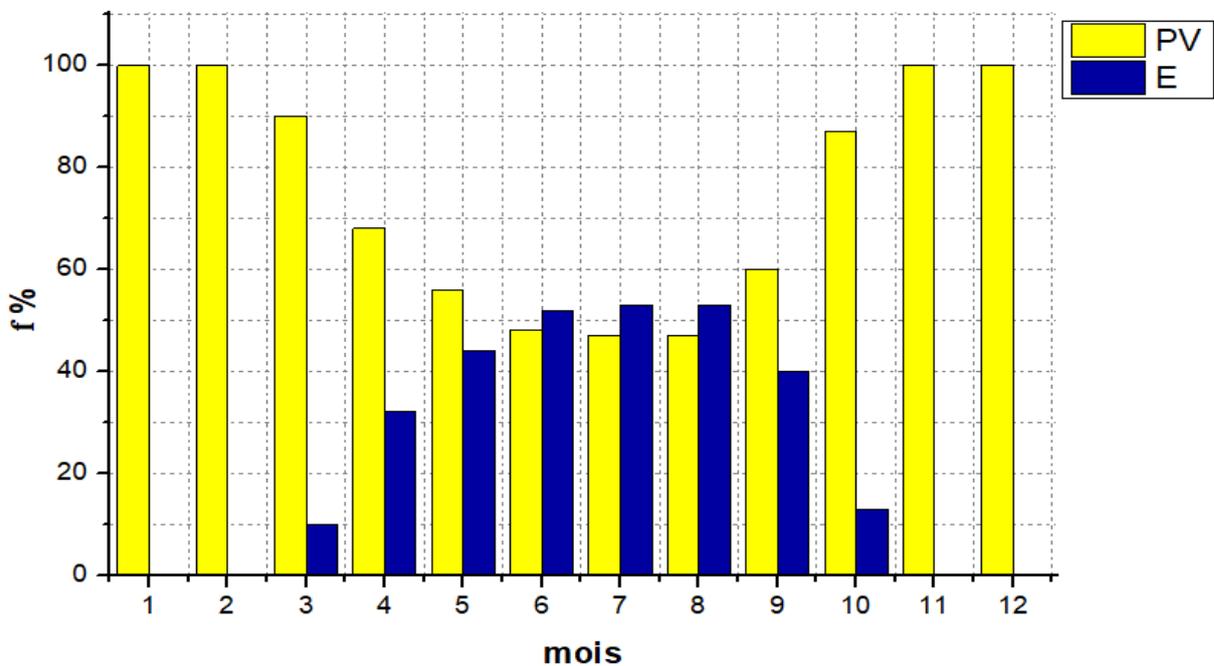


Figure (5.12) : Variation mensuelle de fraction de la charge.

f représente la fraction de la charge alimentée par la source photovoltaïque ou la source éolienne. Si $f=1$ la totalité de la charge est alimentée par la source photovoltaïque, quand $f= 0$ cela correspond à une alimentation 100% éolienne.

La figure (5.12) montre le changement de la fraction, où l'on constate qu'en début et en fin d'année (Janvier, Février, Novembre et Décembre) l'énergie photovoltaïque est suffisante pour alimenter la charge, cependant, les mois restants de l'année, le système éolien contribue à assurer les besoins énergétiques.

5.9.1.1 Bilan énergétique

La figure ci-dessous montre la production mensuelle d'un système hybride composé d'un générateur photovoltaïque et de turbines éoliennes.

Nous remarquons sur la figure (5.13) que l'énergie produite par le générateur photovoltaïque dépasse l'énergie produite par les éoliennes, en particulier pendant les mois d'automne et d'hiver, où la plus faible valeur d'énergie produite par les turbines a été enregistrée en Décembre (1664,6 Wh/j). Par contre, on constate que l'énergie produite par le système photovoltaïque atteint (6700,84 Wh/j) le même mois.

Le pic d'énergie produite par le générateur photovoltaïque atteint (8763,33 Wh/j) au cours du mois de Juillet, en ce qui concerne les turbines éoliennes, le pic d'énergie produite atteint (6368,8 Wh/j) au cours du mois de Juin

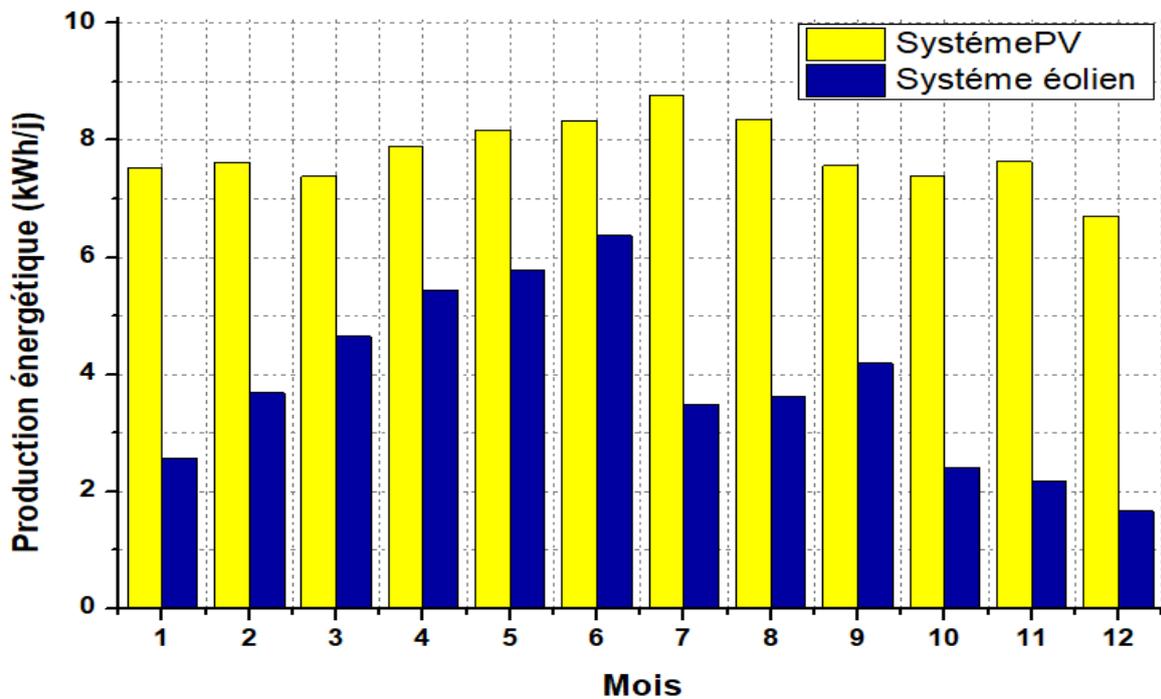


Figure (5.13) : La production énergétique mensuelle du système (PV/Eolien) selon la 1^{ère} méthode : moyennes mensuelles annuelles.

Le tableau (5.11), montre l'énergie, consommée et excédentaire, produite annuellement. On note que le générateur photovoltaïque produit 2800,28 kWh/an d'énergie, avec un pourcentage allant jusqu'à 67%. Alors que les 34% restants proviennent de la production des éoliennes avec une valeur de 1380,80 kWh/an. En ce qui concerne la consommation d'énergie, la valeur est de 3743,74 kWh/an avec un pourcentage de 90%, tandis que les 10% restants représentent un surplus (un excédent) d'énergie estimé à 437,35 kWh/an.

Tableau (5.11) : Bilan énergétique du système (PV/Eolien).

Composant	production		Consommation	Excès
	PV	E	La charge	
Energie (kWh/an)	2800,28	1380,80	3743,74	437,35
[%]	67	34	90	10

5.9.2 Application de la 2^{ème} méthode du mois le plus défavorable

Pour déterminer le dimensionnement du système hybride (le générateur PV et les turbines éoliennes) à l'aide de cette méthode qui dépend du mois le plus défavorable pour chacun 'PV, éolien et la charge'. Les résultats de cette méthode sont présentés dans le tableau ci-dessous

Tableau (5.12) : Dimensionnement du système par la méthode du mois le plus défavorable.

E_{pv} (kWh/*j)	E_{el} (kWh/*j)	E_L (kWh)	NE	$f(\%)$
6,70	1,664	18,60	8	36,02

D'après les résultats du tableau(5.12), nous constatons que le nombre de turbines nécessaires pour couvrir les besoins énergétiques est de l'ordre de 8 avec un générateur photovoltaïque 'Polycristallin ' d'une puissance nominale de 220 W_c et d'une superficie de 10,22 m², et la fraction de la charge devient 36,02 %.

5.9.2.1 Bilan énergétique

On note sur la figure (5.14) que la production des turbines pour l'énergie atteint 50,95 kWh/j au cours du mois de Juin. Cela est dû à une augmentation du nombre de turbines, qui a atteint 8 turbines (selon la méthode du mois le plus défavorable). A également enregistré la plus faible valeur d'énergie produite au mois de Décembre avec une valeur de 13,31 kWh/j.

Quant à l'énergie produite par le générateur photovoltaïque, elle varie entre (6,700 kWh/j et 8,76 kWh/j).

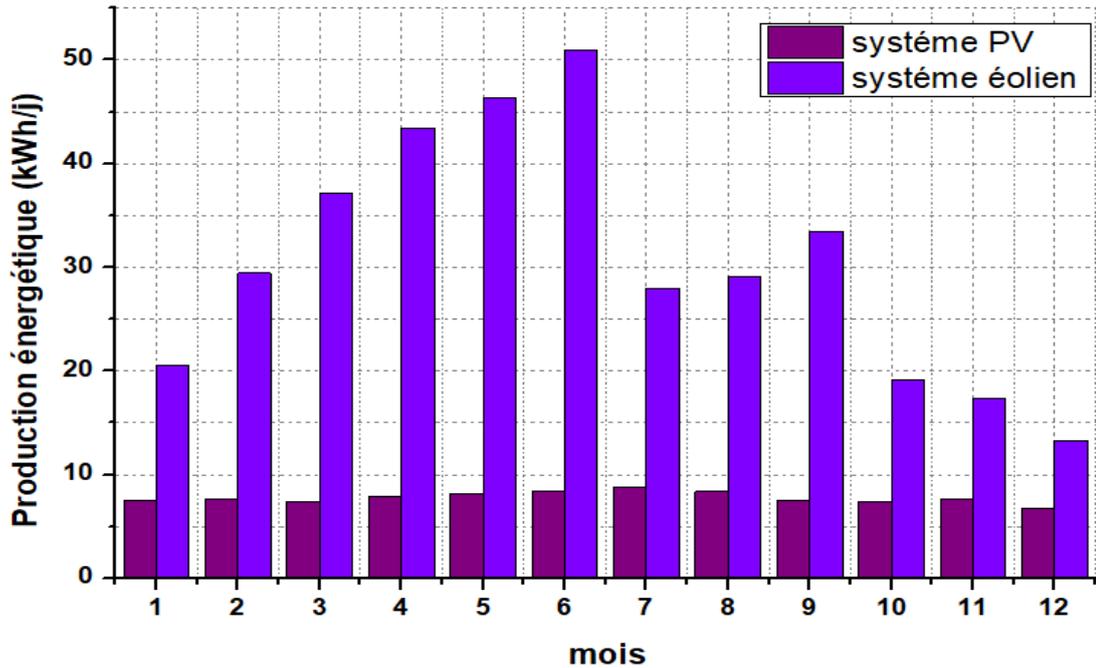


Figure (5.14) : La production énergétique mensuelle du système (PV/E) selon 2^{ème} méthode du mois le plus défavorable.

Le tableau (5.13) montre la production annuelle d'énergie, qui s'élevait, au total, à 13 846,72 kWh/an. 20,22% produits par le générateur photovoltaïque et 79,77% produits par éoliennes. Quant à l'énergie consommée, elle représente 27,03% et le reste est un surplus, qui est estimé à 10 102,99 kWh/an.

Tableau (5.13) : Bilan énergétique du système (PV/Eolien) selon la deuxième méthode.

Composant	production		Consommation	Excès
	PV	E	La charge	
Energie(kWh/an)	2800,28	11 046,44	9922,86	10 102,99
[%]	20,22	79,77	27,03	72,96

5.10 Evaluation du coût et comparaison entre les deux méthodes

La première étape de l'analyse économique est une connaissance précise des prix de tous les composants du système((générateur, onduleur, pompe, réservoir, forage).Il est également important de connaître le coût du financement en capital, en plus la valeur actuelle des coûts d'exploitation, d'entretien et de remplacement sur la durée de vie prévue du système de pompage.

5.10.1 Calcul de l'investissement initial total

Cela signifie l'investissement initial, qui est le prix que l'investisseur paie lors de l'installation de son système. Le coût total peut être calculé en utilisant la relation suivante [10] :

$$I_{\text{total}} = C_{\text{GPV}} + C_{\text{el}} + C_{\text{ond}} + C_{\text{mp}} + C_{\text{for}} + C_{\text{res}} + C_{\text{acc}} \quad (5.5)$$

Avec , C_{GPV} : Le coût du générateur PV est donné par la relation suivante.

$$C_{\text{GPV}} = P_{\text{module}} * N_{\text{module}} \quad (5.6)$$

Ou , P_{module} : prix de module, N_{module} : nombre de modules.

C_{el} , C_{ond} , C_{mp} , C_{for} , C_{res} , C_{acc} :coût de turbines éoliennes, coût de l'onduleur, motopompe, forage , réservoir et accessoires respectivement.

5.10.2 Calcul des coûts sur la durée de vie

Le coût global annuel de la valeur actualisée peut être calculé selon la relation suivante.

$$C_{\text{GA}} = A_{\text{tot}} + E_{\text{tot}} \quad (5.7)$$

Avec , A_{tot} : L'amortissement total. E_{tot} : L'entretien et la maintenance totale.

5.10.3 Calcul de l'amortissement total

Le coût de l'énergie peut être calculé en tenant compte de la consommation dans le temps et on prenant compte de deux facteurs principaux, à savoir, la durée de vie des composants du système et les bénéfices réalisés par le système pendant la durée de vie de son activité.

L'amortissement total annuel est donné par l'expression suivant [10-11] :

$$A_{\text{total}} = A_{\text{GPV}} + A_{\text{el}} + A_{\text{ond}} + A_{\text{mp}} + A_{\text{for}} + A_{\text{res}} + A_{\text{acc}} \quad (5.8)$$

Dans notre travail, la durée de vie de chaque composant du système est donnée dans la figure (5.15).L'amortissement de chaque composant est calculé par les formules suivantes [12] :

L'amortissement

Composant			
Générateur PV	Turbine éolien	Onduleur	Groupe motopompe
$A_{GPV} = \frac{C_{GPV}}{N_1}$	$A_{el} = \frac{C_{el}}{N_2}$	$A_{ond} = \frac{C_{ond}}{N_3}$	$A_{mp} = \frac{C_{mp}}{N_4}$

Composant		
Réservoir	Forage	Accessoires
$A_{res} = \frac{C_{res}}{N_5}$	$A_{for} = \frac{C_{for}}{N_6}$	$A_{acc} = \frac{C_{acc}}{N_7}$

Avec : N, Durée de vie active du composant

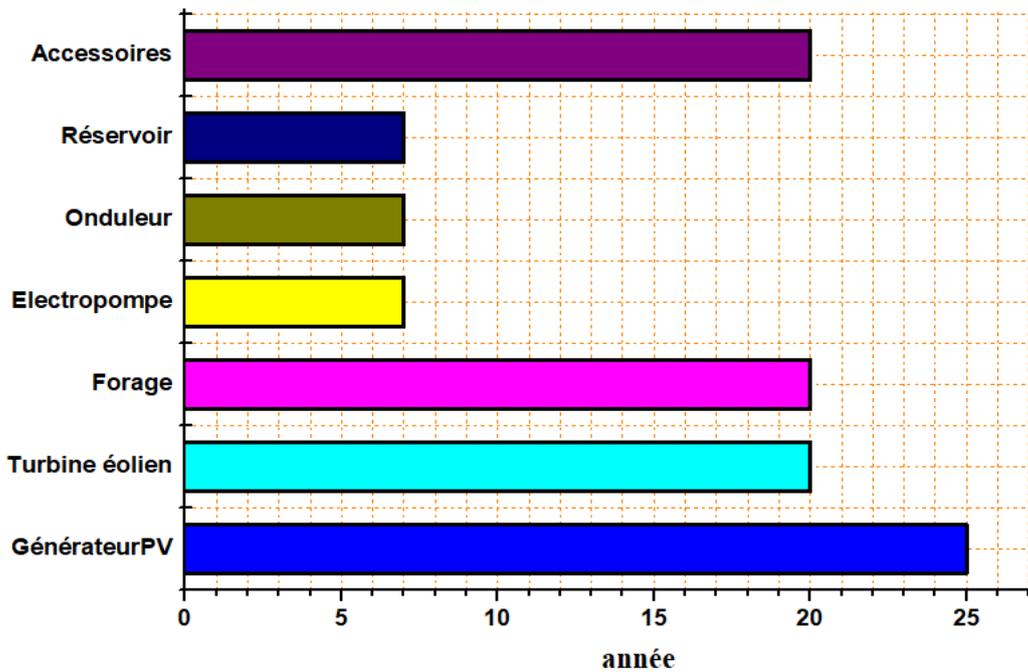


Figure (5.15) : Evaluation la durée de vie de chaque composant du système hybride (PV/Eolien).

Pour résumer et simplifier la compréhension et le calcul de l'investissement initial et de l'amortissement, nous donnons le diagramme suivant.

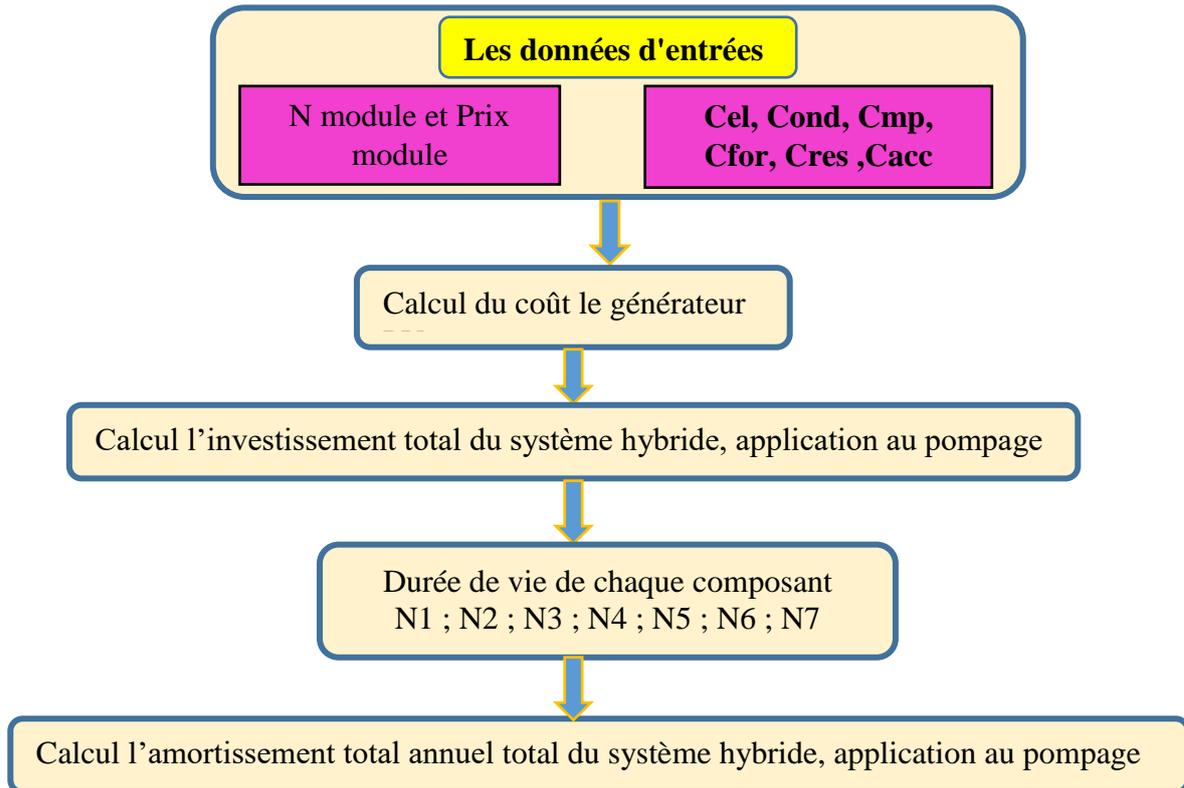


Figure (5.16) : Organigramme de calcul l'amortissement total.

5.10.4 Calcul de l'entretien et de la maintenance annuel total

Il est nécessaire d'entretenir périodiquement le système afin de s'assurer qu'il fonctionne correctement et dans ses meilleures conditions, mais il est difficile d'évaluer le coût de la maintenance dans le temps, car cela nécessite une réelle expérience sur le terrain, Cependant, théoriquement, il peut être donné un ordre de grandeur réaliste.

On peut calculer le coût de l'entretien annuel total par la relation suivante [12] :

$$E_{\text{total}} = E_{\text{GPV}} + E_{\text{el}} + E_{\text{ond}} + E_{\text{mp}} + E_{\text{for}} + E_{\text{res}} + E_{\text{acc}} \quad (5.9)$$

Considérant que le coût de l'entretien de chaque composant du système est donné par les relations suivantes :

l'entretien			
Composant			
Générateur PV	Turbine éolien	Onduleur	Groupe motopompe
$E_{GPV} = C_{GPV} * Rt_1$	$E_{el} = C_{el} * Rt_2$	$E_{ond} = C_{ond} * Rt_3$	$E_{mp} = C_{mp} * Rt_4$
Composant			
Réservoir	Forage	Accessoires	
$E_{res} = C_{res} * Rt_5$	$E_{for} = C_{for} * Rt_6$	$E_{acc} = C_{acc} * Rt_7$	
Avec : Rt, le coefficient d'estimation du coût de l'entretien			

5.11 Application pour les deux méthodes et comparaison entre eux

L'analyse des performances du système seule n'est pas suffisante car le coût du système est souvent le critère de conception le plus important pour l'investisseur. Par conséquent, le coût du projet a été calculé en fonction des résultats obtenus par les deux méthodes (moyennes mensuelles annuelles et mois le plus défavorable)

Le coût du projet est divisé en coût initial, c'est-à-dire le prix brut, coût d'amortissement et coût d'entretien et de maintenance.

Le tableau (5.14) montre le coût initial, l'amortissement et la maintenance pour chacun des composants du système, où la durée de vie des composants varie de 7ans (groupe motopompe) à 25 ans (générateur PV), le coefficient d'estimation du coût de l'entretien passe de 1% à 5%.

Tableau (5.14) : Evaluation du coût de chaque composant.

architecture de système	l'investissement initial (DA)	l'amortissement total(DA)	l'entretien annuel (DA)
Générateur PV	140000	5600	2800
Turbine éolien	673968	33698.4	13479.36
Onduleur	250064	35723.42	12503.2
Groupe motopompe	222507.59	31786.79	4450.15
Réservoir	300000	42857.14	3000
Accessoires	50000	25000	1000
réseau d'irrigation	200000	10000	4000

***Pour la 1^{ère} méthode :** Le coût d'investissement total du projet est de (20 39938,07 DA) et ceci après le calcul du coût d'amortissement estimé à (16 2165,77 DA) et du coût d'entretien, qui s'élevait à (41232,71 DA), OÙ le prix d'une turbine éolienne a été estimé à (673968 DA) qui est le prix le plus élevé parmi tous les équipements du projet.

***Pour la 2^{ème} méthode :** Le coût d'investissement total du projet est de (53 57742,57 DA) et ceci après le calcul du coût d'amortissement estimé à (31 7203,37 DA) et du coût d'entretien, qui s'élevait à (10 3247,75 DA).

Lorsque l'on compare deux méthodes en termes de coût total du projet, nous notons que le coût global annuel selon la méthode 2 est deux fois plus élevé que le coût total du projet en utilisant la première méthode et cela est dû au nombre élevé de turbines utilisées dans la méthode 2 qui s'est traduite par un surplus d'énergie avec une augmentation du coût total (voir le tableau 5.15).

Il est clair que la méthode 1 donne des résultats très satisfaisants en termes d'économie et de production énergétique.

Tableau (5.15) : Comparaisons des résultats des deux méthodes de calcul.

Méthodes	NE	f(%)	Coût globale de projet (DA)
Méthode des moyennes mensuelles annuelles	01	24,75	20 39938,07
Méthode du mois le plus défavorable	08	36,02	53 57742,57

5.12 Dimensionnement et optimisation du système hybride moyennant le logiciel HOMER

5.12.1 Description du système hybride et de son fonctionnement

Le logiciel HOMER a été utilisé pour estimer la conception optimale pour couvrir les besoins énergétiques, en tenant compte de la faisabilité économique à travers plusieurs paramètres : le nombre d'unités, les coûts d'investissement et d'exploitation, les coûts de remplacement, de maintenance (O&M) et les heures de fonctionnement.

L'optimisation du système dans HOMER est basée sur les coûts et les tailles. Dans cette partie, nous définissons la spécification technique, le coût initial et le coût de remplacement de chaque composant.

Les paramètres techniques des composants du système hybride sont illustrés dans le tableau (5.16).

- **Le générateur photovoltaïque :** Le coût initial et le remplacement des panneaux photovoltaïques est de 1000 \$/kW. Le coût de maintenance considéré en pratique est de 15 \$/an, la durée de vie des panneaux PV est de vingt-cinq ans, le rendement de la cellule est estimé à 13% en condition standard, et le panneau est fixé à l'altitude de Ouargla.
- **L'éolienne :** Dans ce travail, le type d'éolienne retenu est Générique 3kW avec une puissance nominale de trois kilowatts. Le coût en capital de cette turbine est de 2 000 \$ et le coût d'exploitation et d'entretien est de 180 \$ par année. La durée de vie de l'éolienne est de 20 ans.
- **Le convertisseur (DC/AC) :** Les deux générateurs (PV/E) produisent du courant continu, mais la charge est basée sur le courant alternatif. L'utilisation d'un convertisseur est nécessaire pour convertir le courant continu en courant alternatif. Le coût initial et le coût de remplacement par kilowatt du convertisseur sont estimés à 300 \$. De plus, le coût d'exploitation et d'entretien est d'environ cinq \$ par année. L'efficacité du convertisseur est de 95 %, avec une durée de vie maximale de 15 ans.

La figure (5.17) montre le schéma relatif au logiciel HOMER du système hybride. Le système étudié se compose d'une éolienne de type Générique de (3 kW), d'un générateur photovoltaïque de (2 kW), et une moyenne annuelle de charge électrique de 10,39 (kWh/j) avec un pic de 2,20 (kW). La charge électrique est liée à l'équipement via un convertisseur d'une puissance nominale de 2 kW. La durée de vie du projet est estimée à 25 ans.

Tableau (5.16) : Paramètres techniques pour les composants du système hybride.

Paramètres	Valeurs		
	Générateur PV	Turbine éolien	Convertisseur
puissance (kW)	1	3	1
Puissance nominale (kW)	1	3	300
Coût en capital (\$)	1000	2000	300
Coût de remplacement (\$)	1000	2000	0.5
O&M (\$/ans)	15	180	15
Durée de vie (années)	25	20	15

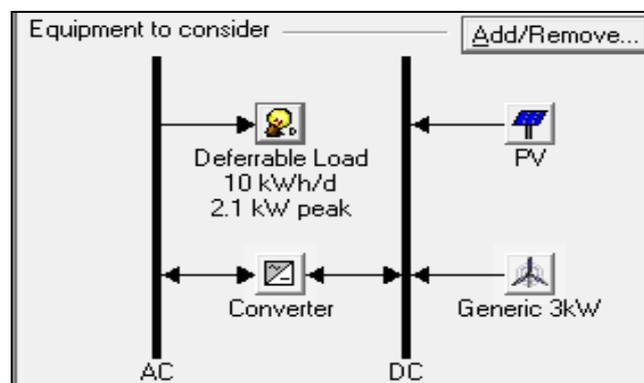


Figure (5.17) : Composantes du système hybride

5.12.2 Interprétation des résultats de simulation

Le logiciel HOMER repose sur deux algorithmes d'optimisation. Tout d'abord, il collecte des configurations possibles définies par lesquelles sont simulées par l'algorithme de recherche de réseau d'origine. Ensuite, il utilise un algorithme propriétaire sans dérivé pour rechercher le système le moins cher. Enfin, le logiciel HOMER affiche une liste de toutes les configurations possibles du système hybride classées selon NPC.

Généralement, le logiciel HOMER est utilisé pour le dimensionnement et l'optimisation d'un système hybride grâce à une analyse technique et économique. Le logiciel HOMER fournit une analyse économique du système hybride, prenant en compte les contraintes qui expriment la situation réelle afin de calculer le coût net.

Après la simulation par HOMER des configurations du système avec toutes les combinaisons possibles d'éléments comme indiqué dans l'entrée. HOMER a éliminé de l'agrégat toutes les configurations système infaisables, celles qui ne correspondent ni à la charge, ni aux ressources disponibles, ni aux contraintes spécifiées. Par conséquent, obtenu l'optimisation des

résultats présentés dans la figure (5.18) dans laquelle est affichée la liste des configurations possibles pour ce système du plus rentable au moins rentable.

HOMER classe les résultats dans une liste selon la valeur du NPC (Net Present Cost), et le coût initial du projet comme indiqué dans la figure (5.18). On remarque que le meilleur système utilisé est celui du premier résultat, comme indiqué dans le tableau (5.17) où le système se compose de générateur PV de 2kW, une turbine éolienne de 3 kW et un système de convertisseur de 2 kW.

  	PV (kW)	G3	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
  	2	1	2	\$ 7,900	503	\$ 14,989	0.303	1.00
  	2	1	3	\$ 8,200	511	\$ 15,406	0.309	1.00
  	2	2	2	\$ 9,900	737	\$ 20,291	0.379	1.00
  	2	2	3	\$ 10,200	746	\$ 20,708	0.386	1.00
  	1	3	2	\$ 10,900	946	\$ 24,226	0.510	1.00
  	1	3	3	\$ 11,200	954	\$ 24,643	0.517	1.00
  	2	3	1	\$ 11,600	963	\$ 25,176	0.515	1.00
  	2	3	2	\$ 11,900	972	\$ 25,593	0.477	1.00
  	2	3	3	\$ 12,200	980	\$ 26,010	0.485	1.00
  	1	4	2	\$ 12,900	1,180	\$ 29,528	0.604	1.00
  	1	4	3	\$ 13,200	1,188	\$ 29,945	0.611	1.00
  	2	4	1	\$ 13,600	1,198	\$ 30,478	0.602	1.00
  	2	4	2	\$ 13,900	1,206	\$ 30,895	0.576	1.00
  	2	4	3	\$ 14,200	1,214	\$ 31,312	0.584	1.00

Figure (5.18) : Résultats de l’optimisation du système.

Tableau (5.17) : Architecture du système

Composant	PV	Turbines éoliennes	Système de convertisseur
Nom	PV modules	Generic 3 kW	Convertisseur
Valeur	2 kW	1	2 kW

5.12.3 Analyse de la production énergétique du système hybride (PV/Eolien)

Le système photovoltaïque à couvert 72 % des besoins de charge totaux de 3 511 kWh / an, tandis que la source éolienne génère une énergie estimée à 1 259 kWh / an couvrant les 28% restants pour répondre à la consommation au cours de l’année comme indiqué dans le tableau (5.18).

On note également qu'au printemps et en été les éoliennes sont plus performantes avec une production de 26% de la production totale, mais moins par rapport à l'hiver et à l'automne, ceci est dû à la présence des moussons dans la région. D'autre part, nous trouvons que la source photovoltaïque est la plus productive, surtout pendant les saisons d'hiver et d'automne.

Tableau (5.18) : La fraction d'énergie photovoltaïque/éolienne

Composant	Production	%
Générateur PV	3 159 (kWh/an)	72
Turbines éoliennes	1 259 (kWh/an)	28
Totale	4 415 (kWh/an)	100

Comme la montre le tableau (5.19) on a constaté que l'énergie électrique totale produite (4 415 kWh/an) est consommée comme suit :

- ✓ Le système d'irrigation consomme (3 511 kWh/an).
- ✓ La quantité restante qui représente 513 kWh/an, peut être utilisée dans d'autres applications.

Tableau (5.19) : La consommation d'énergie par la charge et L'excès de l'électricité

Consommation	kWh/an	%
Charge AC	3 511	88,4
L'excès de l'électricité	513	11,6

Figure (5.19), indique ci-dessous l'énergie électrique produite par (générateur PV, générateur éolien) au cours des mois de l'année, nous remarquons que la plus grande valeur de la production d'énergie solaire sera au mois de Juin, environ (1,6 kW), et la valeur la plus basse en Décembre, environ (0,8 kW), cette diminution est due à l'évolution du rayonnement solaire au cours de l'année à Ouargla.

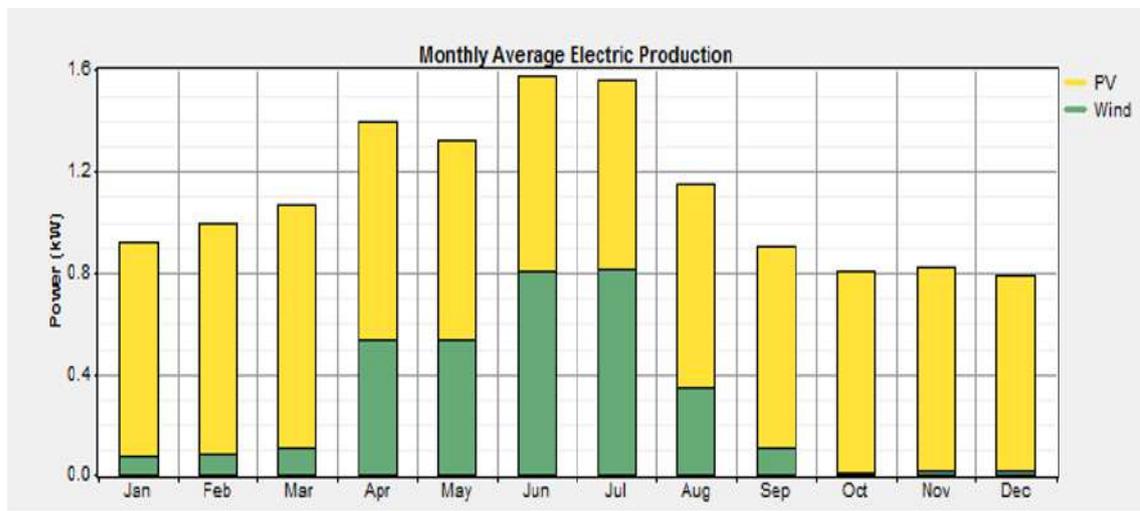


Figure (5.19) : Production moyenne mensuelle d'électricité par le système hybride.

5.12.4 La puissance générée par le système hybride

❖ La puissance générée par le panneau photovoltaïque

La production de l'énergie électrique commence après le lever du soleil à tout moment, entre (7 h et 9 h), en automne et en hiver, et entre (5 h et 7 h) au printemps et en été d'une quantité minimale d'environ (200 à 400W). Toujours est-il qu'après cette heure, puisqu'à (10h et 11h), elle augmente entre (0,8 et 1,8 kW), mais à midi elle atteint son maximum de (2 kW). Progressivement décroissante voire inexistante au coucher du soleil entre (16h à 17h30) à chacune des deux saisons : hiver et automne et entre (17h à 19h) en été et au printemps (voir Figure 5.20). Pour un fonctionnement total de 4 389 h/an au prix de 0,0614 \$/kWh.

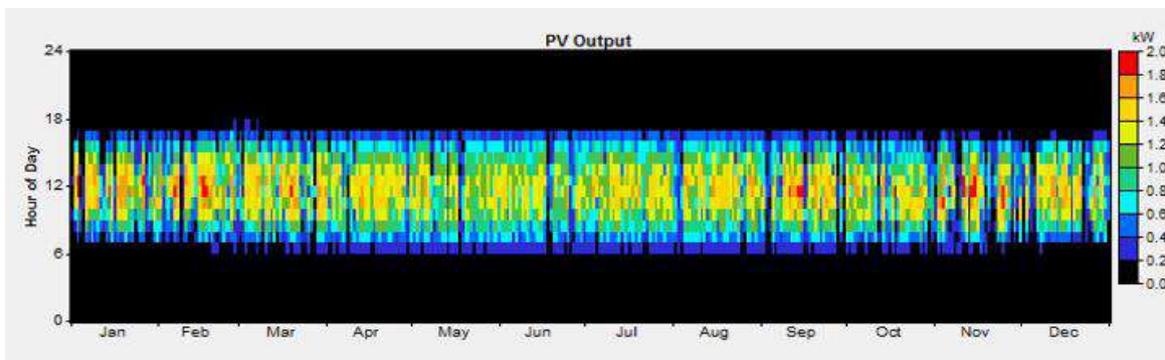


Figure (5.20) : La distribution d'énergie photovoltaïque pendant l'année.

❖ La production d'énergie éolienne

L'énergie produite entre (5 h et 7 h) au printemps et en été est une quantité minimale d'environ (0,3 à 1,8 kW). Toujours après cette heure, entre (10h et 11h) elle augmente entre (2,1 et 2,7 kW), mais à midi elle atteint son maximum de (3 kW) car l'atmosphère n'est pas stable toute l'année sur le site d'Ouargla et l'existence de vents saisonniers (printemps et été). Le fonctionnement total de l'éolienne est de 4 997 h/an au prix de 0,300 \$/kWh. (Voir Figure 5.21)

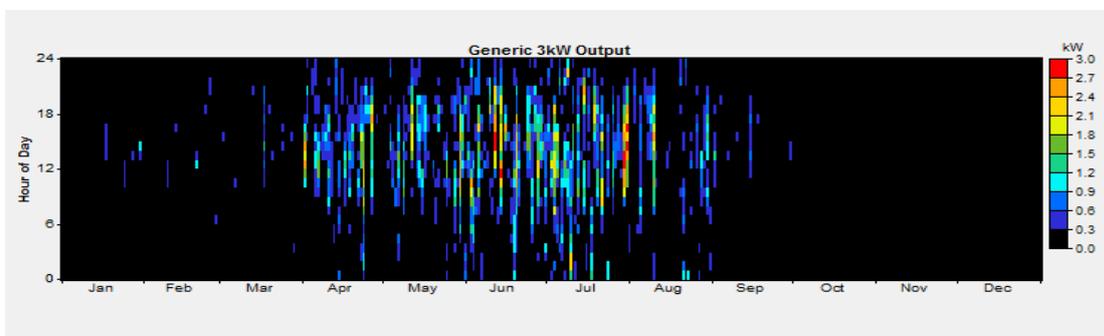


Figure (5.21) : Production éolienne durant l'année

5.12.5 Gestion de l'énergie dans HOMER

Le logiciel HOMER fonctionne pour concevoir des décisions de gestion de l'énergie entre les sources d'énergie, le réseau, les dispositifs de stockage et les charges. Les données peuvent être stockées par la passerelle pour une analyse ultérieure dans HOMER ou analysées en temps réel pour surveiller l'impact des décisions de gestion de l'énergie.

Tout d'abord, les sources d'énergie et la variation horaire de la charge seront présentées dans les figures (5. 22), (5.23).

Les résultats de la variation horaire de la puissance de sortie du système (PV/Eolien) sont indiqués dans la Figure (5.24). Puis d'autres figures contenant des données mixtes seront utilisées pour analyser la pénétration des énergies renouvelables et la manière dont la charge est globalement satisfaite.

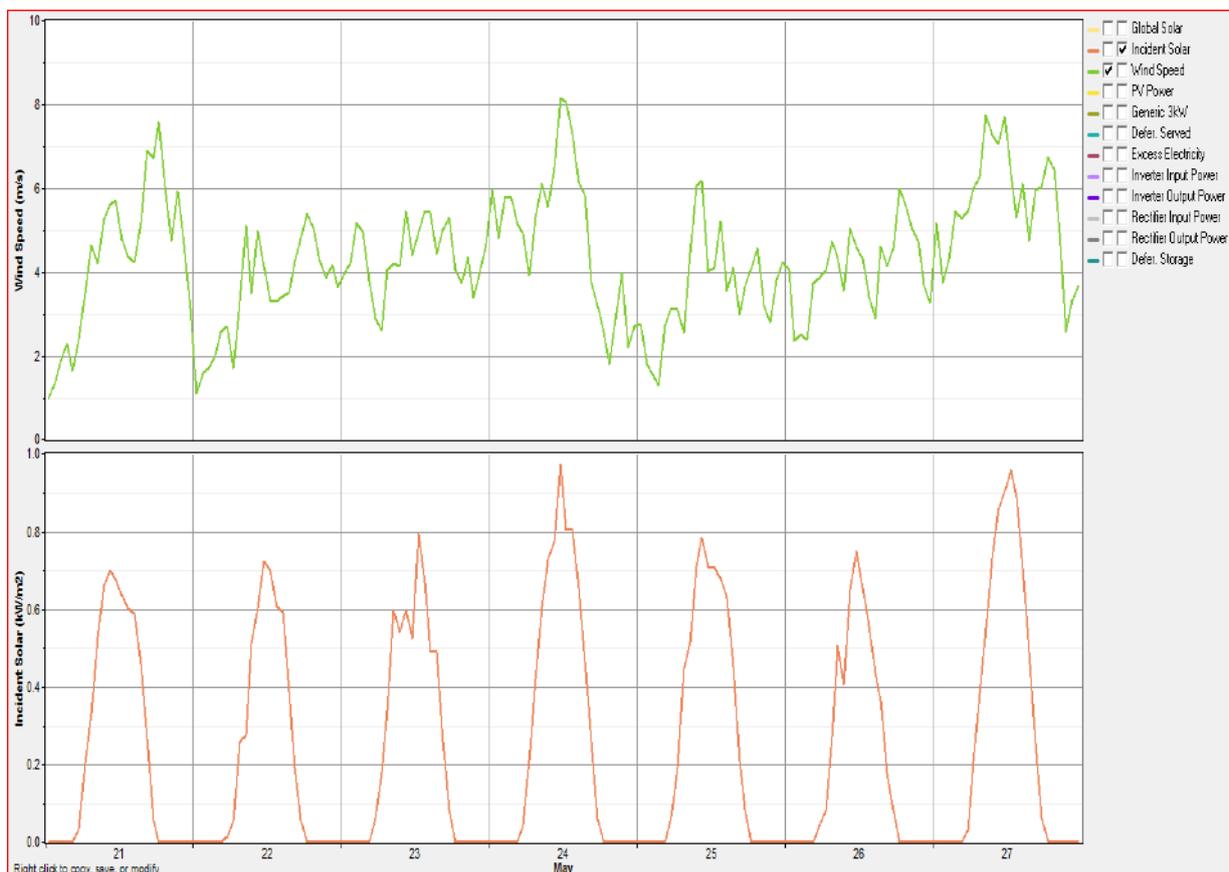


Figure (5.22) : Variation de l'éclairement et vitesse du vent pendant un jour dans le mois Mai.

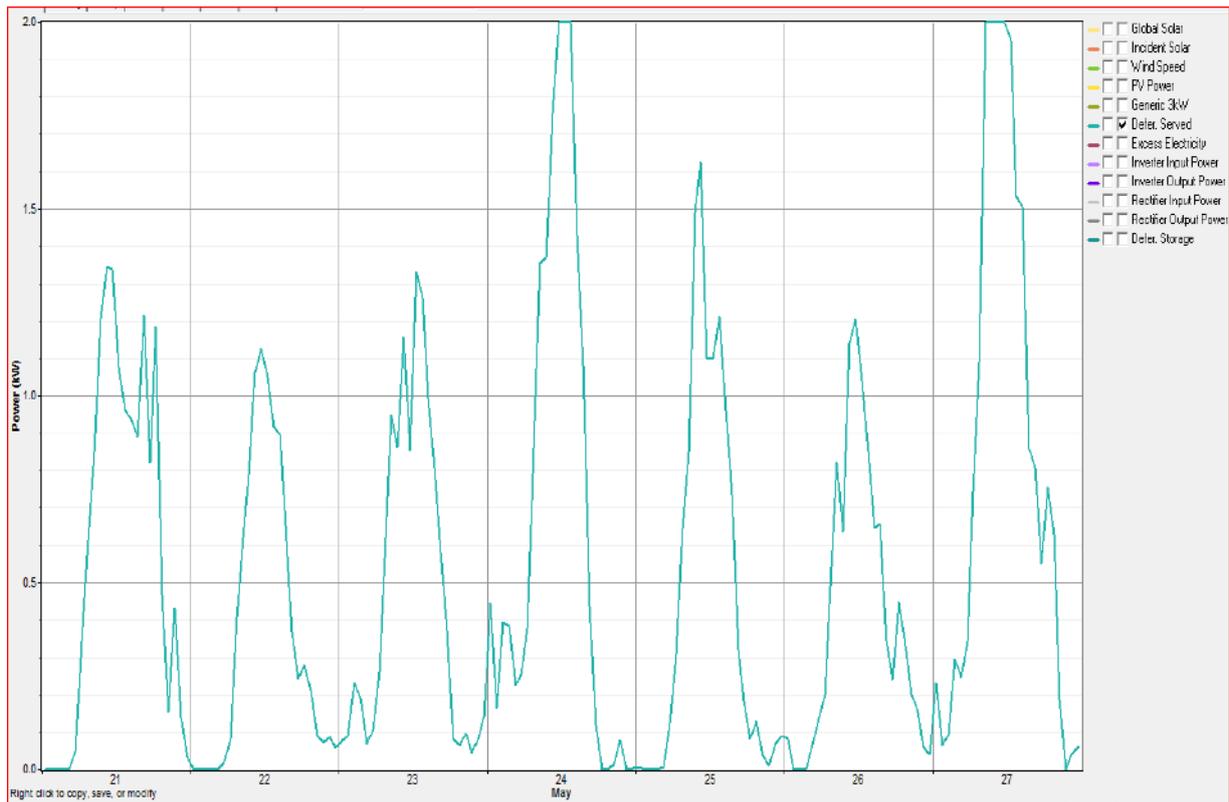


Figure (5.23) : Variation horaire de la charge.

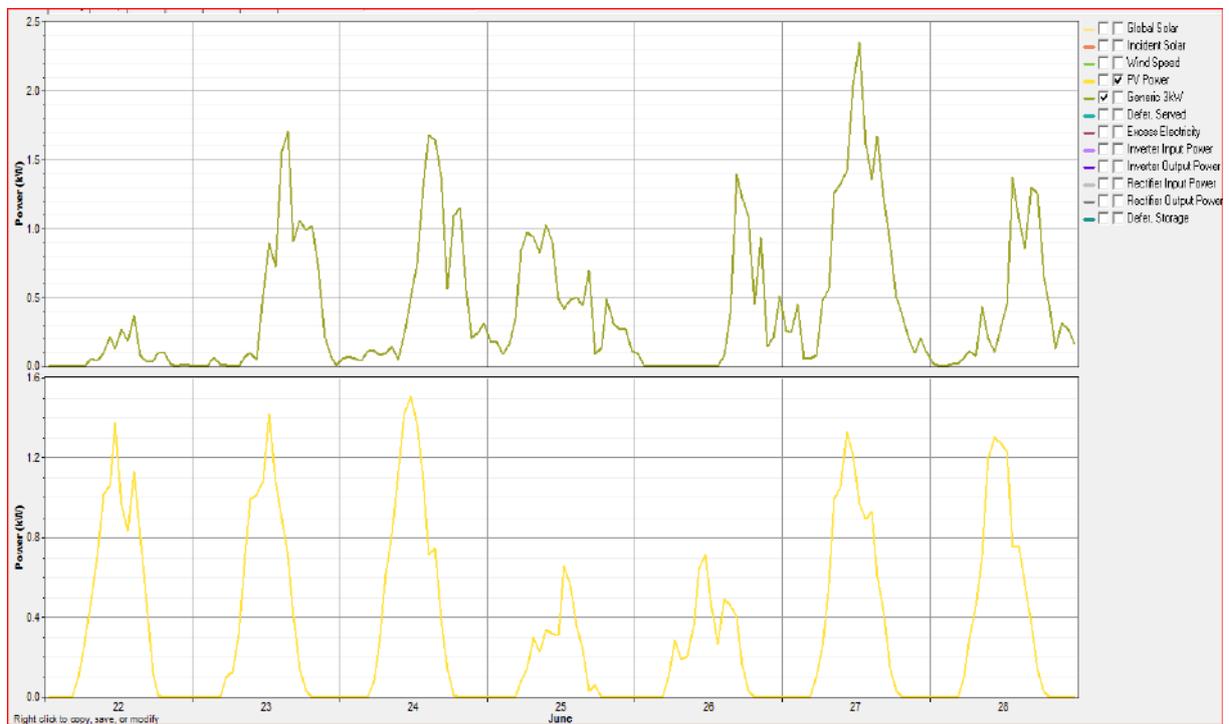


Figure (5.24) : Variation horaire de la puissance de sortie du système (PV/E).

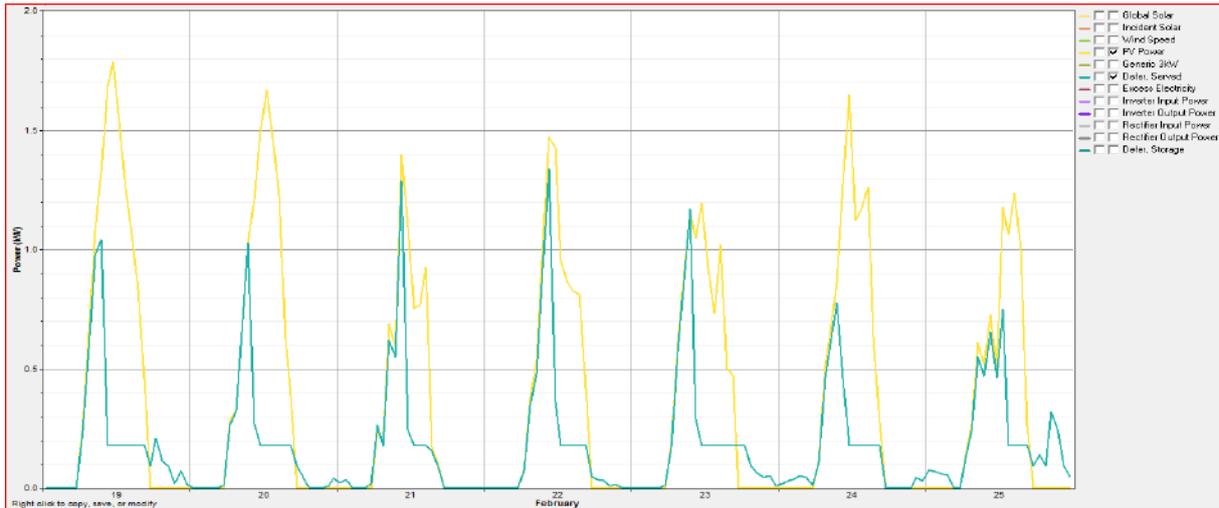


Figure (5.25) : Gestion de l'énergie du système PV/éolien pour un mois (février) à fort rayonnement

Dans la figure (5.25), la charge est tracée avec les courbes de la puissance de sortie pour le système photovoltaïque. La partie majeure de la charge a été fournie par le système photovoltaïque cela est dû à une diminution de la demande d'énergie avec un fort rayonnement et des températures autour de $T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$ au cours de ce mois (février).

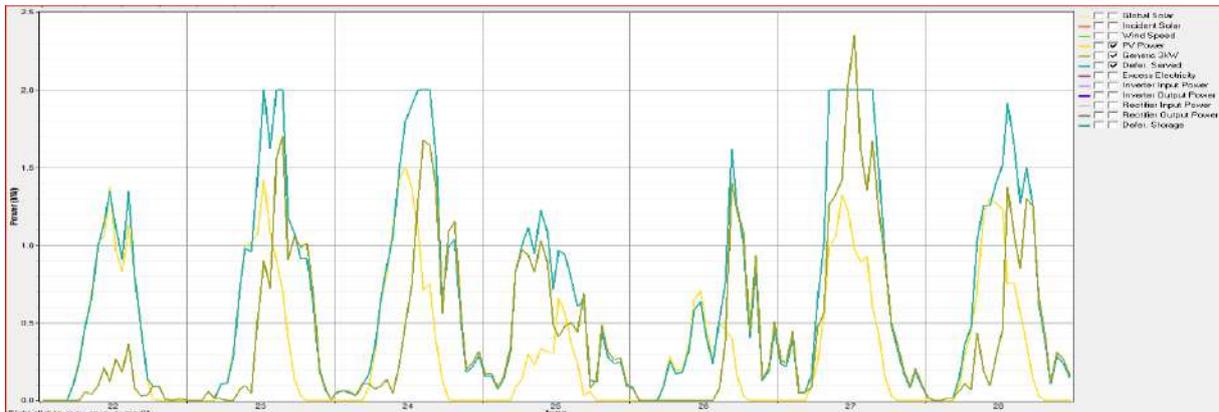


Figure (5.26) : Gestion de l'énergie du système PV/éolien pour un mois (Juin) à faible rayonnement

Pour évaluer le fonctionnement du système, les détails du flux de puissance entre les différentes sources d'énergie sont analysés pour les mois de la saison des vents où le rayonnement solaire est disponible par intermittence, c'est-à-dire d'Avril à Septembre (Figure 5.26). La charge électrique totale, la puissance de sortie PV et la puissance éolienne sont étudiées. Nous remarquons sur la figure (5.26) que le système photovoltaïque ne peut pas couvrir la charge, c'est pourquoi l'éolienne est utilisée pour fournir la puissance manquante. Cela est dû à l'augmentation de la charge pendant les mois d'été avec une diminution de la puissance de sortie du système photovoltaïque.

5.13 Compression entre la méthode moyenne annuelle mensuelle /HOMER

Dans cette étape, nous avons comparé entre la première méthode et logiciel HOMER selon le dimensionnement calculé par chacune d'elles.

Tableau (5.20) : Le dimensionnement de système hybride selon (première méthode/HOMER).

Composant	Logiciel HOMER	1 ^{er} méthode
PV	2kW	1.5 kW
Turbines éoliennes	1 Turbine de 3 kW 'Generic'	1 Turbine de 3 kW 'ALLRUN'
Convertisseur	2kW	5kW

D'après le tableau (5.20), nous remarquons que le dimensionnement selon la méthode "moyenne annuelle mensuelle" est proche du dimensionnement selon HOMER, bien qu'il y ait une légère différence du coût total du projet et cela est dû à une différence dans la qualité des équipements choisis.

Lors du dimensionnement du système par la première méthode, nous sommes conscients de tous les détails et les équations mathématiques, qui sont liés aux conditions climatiques ou aux systèmes (PV/Eolien).

Contrairement à HOMER, qui est une boîte noire, nous ne connaissons pas les équations avec lesquelles il fonctionne, ni la méthode utilisée pour déterminer le dimensionnement du système hybride, pourtant les résultats obtenus ont montré l'utilité de l'étude économique avec le logiciel HOMER et opter pour une meilleure configuration du système étudié, donc HOMER est un outil très efficace, qui permet de designer des systèmes d'alimentation multi-sources de manière optimale avec une étude techno-économique.

Le générateur PV est utilisé comme une source principale, tandis que la turbine éolienne est employée comme une source supplémentaire. La somme algébrique de l'énergie générée par ces deux sources est directement fournie à la charge (motopompe).

5.14 Comparaison avec d'autres sources d'énergie (réseau classique)

Les énergies renouvelables sont considérées comme respectueuses de l'environnement et comme une source inépuisable, c'est pourquoi tous les pays développés se sont tournés vers des systèmes énergétiques renouvelables, mais malgré cela, l'aspect économique a un impact sur le choix du type de source d'énergie pour alimenter un projet. , nous présentons une comparaison entre deux sources d'énergie (renouvelable et classique) Afin d'alimenter en électricité une zone isolée pour irriguer un hectare de palmiers dattiers, le résumé des étapes est présenté ci-dessous.

5.14.1 Définition du réseau électrique

Un réseau électrique est un ensemble des composants électriques interconnectés qui permettent le transport de l'énergie électrique des centres de production aux consommateurs d'électricité. L'énergie électrique est transmise et distribuée des centrales aux utilisateurs dans leurs divers emplacements à travers un réseau électrique complexe contenant un grand nombre de stations de commutation de tension différentes et à partir de lignes de transmission qui transmettent l'énergie électrique, il existe quatre types de lignes, qui sont les suivantes :

- **Lignes de distribution à basse tension (BT)** : généralement ce type de ligne aérienne et la tension varie entre (220V-380V), ce sont les lignes installées à l'intérieur des édifices, usines et maisons pour alimenter divers récepteurs ; tel que, moteurs, installations d'éclairage et électroménagères.
- **Lignes de distribution à moyenne tension (MT)** : Ce sont des lignes de transmission qui sont des tensions comprises entre 1 kV et 35kV. ces lignes relient les clients aux postes de transformation principaux de la compagnie d'électricité.
- **Les lignes de transport à haute tension (HT)** : Câbles électriques sortant d'une centrale électrique pour fournir du courant à utiliser dans les usines et les maisons. Le câble transporte des tensions très élevées de 100 000 volts ou plus. ces lignes relient les postes de transformation principaux aux centrales de génération.

5.14.2 Différents composants de notre installation

Notre installation moyenne tension(M.T) est composée de plusieurs éléments (voir la figure suivante), qui sont répertoriés comme suit :

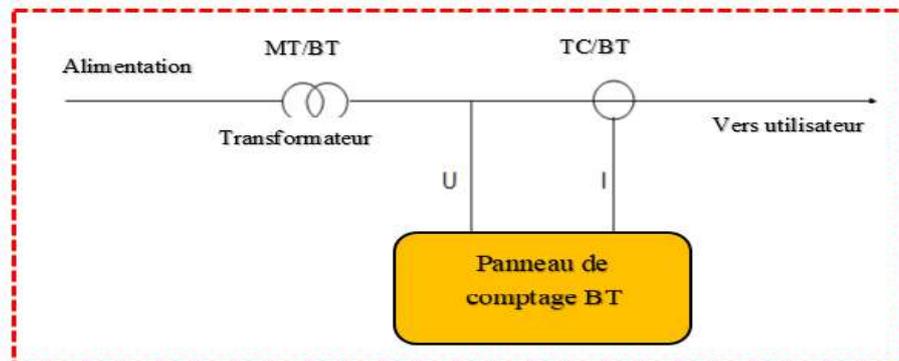
- A. **Première ligne existante (MT)** : dérivée de la ligne principale, elle a deux types de tension (30kv) pour les zones rurales et (10kv) pour les agglomérations.
- B. **IACM** : Il s'agit d'un interrupteur aérien à commande manuelle, qui est destiné à isoler l'installation en cas de réparation ou d'entretien, et ce après avoir coupé la basse tension, Il existe deux types (ligne IACM et poste IACM).
- C. **Supports d'alignements** : Ce sont des colonnes de fer de différentes formes qui portent seulement la charge de la ligne .Il y a des distances entre ces tours qui dépendent de la valeur de la tension et du type de conducteur.
- D. **Poste** : Il reçoit la haute tension et la convertit en moyenne tension ou inversement(en passant d'un niveau de tension à une autre), et elle est distribuée à travers le poste vers plusieurs zones appartenant à ce dernier via des lignes de tension de 30 KV ou 10 KV. Ces lignes sont des lignes électriques aériennes ou des câbles .Il reçoit la haute tension

et la convertit en moyenne tension ou inversement(en passant d'un niveau de tension à une autre), et il est distribué à travers la poste vers plusieurs zones appartenant à ce poste via des lignes de tension de 30 kV ou 10 kV. Ces lignes sont des lignes électriques aériennes ou des câbles. Le poste contient généralement les exigences pour recevoir les lignes électriques entrantes et sortantes à travers des interrupteurs et des disjoncteurs. il contient également des transformateurs électriques qui convertissent la tension électrique reçue en tension électrique requise pour l'utilisation. La station contient également une salle de contrôle qui comprend des appareils de mesure.il existe trois types de postes (poste de livraison, poste de distribution, poste mixte).

- E. **Comptage** : un système de comptage est un ensemble d'équipements permettant le décompte des énergies et la collecte des données associées .Le comptage peut être classé en trois types, qui sont divisés selon de puissance requise :
- F. **Comptage** : système de comptage est un l'ensemble des équipements permettant le décompte des énergies et la collecte des données associées .Le comptage peut être classé en trois types, qui sont divisés selon de puissance requise :

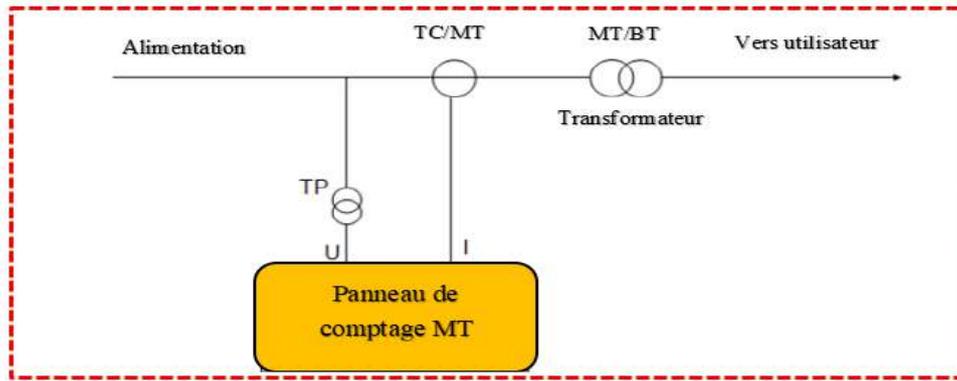
*** comptage de type A :**

Ce type de comptage est réalisé sur la basse tension pour un abonné HTA et PMD Inférieure ou égale à 500 KW. (Donc ce type qui convient à notre installation parce que les puissances des moteurs de toute la gamme de pompes sont inférieures à 50kW).



***Comptage de type B :**

Ce type de comptage est réalisé sur la moyenne tension en amont du transformateur avec la Puissance du transformateur entre ($630\text{kVA} < S_{TR} \leq 2500 \text{ kVA}$), et PMD supérieure à 500 KW et inférieure ou égale à 2000 kW.



***Comptage de type C :**

Ce type de comptage sera réalisé sur la moyenne tension en amont du transformateur de l'abonné et la puissance du transformateur supérieure à 2500 kVA, PMD supérieure à 2000 kW.

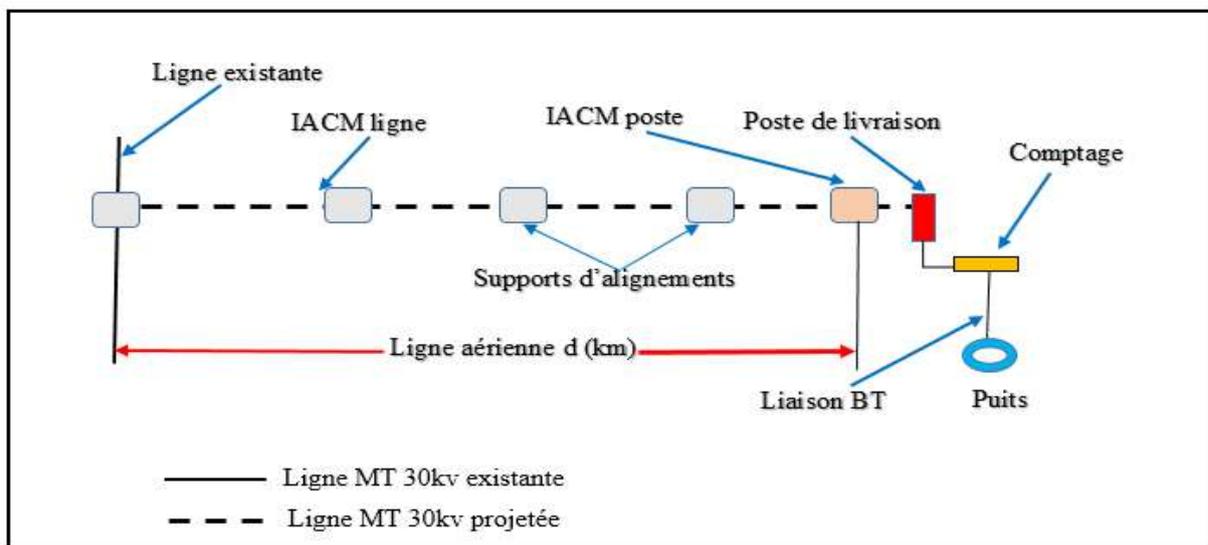


Figure (5.27) : Schéma explicatif de notre installation.

5.14.3 Caractéristique de conducteurs

Généralement, deux types des conducteurs électriques sont utilisés pour la moyenne tension (30kV), les deux types sont : nus en Almelec (alliage cuivre aluminium), avec section 34.4 mm³ et 93.3mm³, En raison de la demande accrue de la ligne moyenne tension, la société nationale de l'électricité et du gaz (Sonelgaz) est devenue dépendante de l'utilisation du conducteur de type 93.3 mm³. (Pour notre installation nous choisissons la section de 93.3mm³). Toutes les caractéristiques de ces conducteurs sont données dans le tableau suivant :

Tableau (5.21) : Caractéristique des conducteurs [7]

Désignation	Section	
	34.4 mm ³	93.3mm ³
Diamètre extérieur	7.5 mm	12.5 mm
Masse linéique	108kg/km	256kg/km
Charge de rupture	1105dan	2605dan
Coefficient de dilatation	23*10 ⁻⁶	23*10 ⁻⁶
Résistance linéique à 20°C	0.957Ω/km	0.357Ω/km
Intensité admissible	140A	270A

5.14.4 Facturation MT

Après avoir raccordé la zone isolée à l'électricité avec une ligne de moyenne tension, il faut calculer le montant mensuel de l'énergie consommée par l'investisseur, qui est donné par la relation suivante [7] :

$$R = a + c.P_c + d.P_a + \sum e_h E_h + g(W - r.E) \quad (5.15)$$

R : montant mensuel ;

a : Redevance Fixe : c'est le premier terme.

C'est le terme constant fixé en DA/mois, qui ne varie pas en fonction de la consommation d'électricité. Elle est calculée pour couvrir les frais de gestion technique et commerciale : entretien courant, l'entretien du raccordement au réseau ,vérification du comptage, la relève et la facturation.

c.Pc et d.Pa : c'est le deuxième terme.

Il facture la puissance selon ses deux grandeurs : c et d est le prix unitaire en DA /KW/ mois, et Pc : puissance mise à disposition ; Pa : puissance maximale absorbée .

eh*Eh + g (W- r E) = Troisième terme.

Ce terme facturant l'énergie active et l'énergie réactive.

eh : prix d'énergie active par poste horaire (h) ;

Eh : énergie consommé au cours du mois dans le poste horaire, $h(\sum E_h = E)$;

E :énergie consommée au cours du mois ;

g : prix de l'énergie réactive ;

W : énergie réactive consommé au cours du mois ;

r : valeur de rapport $tg(\varphi = \frac{W}{E})$, égal 0.5.

5.14.5 Evaluation du coût de raccordement MT

Notre objectif est d'évaluer le coût d'alimentation d'un puits avec une ligne moyenne tension dans une zone à un kilomètre du centre-ville d'Ouargla.

En se basant sur les données de la Société Nationale d'Electricité et de Gaz (Sonelgaz) à Ouargla, le coût du projet a été évalué et il est présenté dans le tableau ci-dessous.

Tableau (5.22) : Evaluation le coût de raccordement MT.

Désignation	Prix (DA)
Total travaux neufs (MT) aériens	4446100.00
Transformateur (100 kva)	1400000.00
Accessoires de transformateur	600000.00
Comptage type (A)	6666.67
Disjoncteur	50000.00
Mis en œuvre (transfo,disj)	40000.00
Liaison basse tension (BT)	80000.00
TVA (19%) +farris généraux (15%)	530640.00
Totale	7153406.67

5.14.6 Evaluation du coût de facture

Les factures sont effectuées selon des tarifs spécifiques, et selon les différentes poste horaire existantes, pour lesquelles la facturation de l'énergie est moins chère, c'est à dire le temps de fonctionnement de notre système est dans des heures où le prix d'énergie est faible.

A compter du 1er Janvier 2016, la facturation de l'électricité livrée par les Sociétés de distribution chargées de la commercialisation se fait uniformément sur tout le territoire national (Annexe G), sur la base des tarifs hors taxes ci-après :

Tableau (5.23) : Tarifs applicables aux clients moyenne tension classe A [13]

Code Tarif	Redevance Fixe DA/mois	Prix de la puissance DA/kW/mois	Prix de l'énergie active cDA/kWh							Prix de l'énergie réactive cDA/kWh	
			Mis à disposition	Absorbée	pointe	Pleine	Nuit	Hors jour pointe	Poste unique	Malus	Bonus
41	38 673,35	25,85	116,15	872,02	193,76	102,40	-	-	-	45,53	9,11
42	515,65	38,70	180,58	872,02	-	-	180,64	-	-	45,53	9,11
43	515,65	38,70	154,56	-	-	102,40	-	428,30	-	45,53	9,11
44	515,65	38,70	180,58	-	-	-	-	-	357,62	45,53	9,11

La Sonelgaz a défini un système de tarification, pour les entreprises industrielles, basé sur une différenciation du prix du kWh en fonction des périodes de consommation. Elle en a défini trois postes horaires comme suit :

* les heures pleines (6h à 17 h et 21 h à 22h 30) : ce sont les heures de tous les jours de l’année de (6heures à 17 heures et 21 h à 22h 30), il s’agit des heures moyennement chargées.

* les heures de pointe (17h à 21 h) : ce sont les heures de tous les jours de l’année de (7 heures à 21 heures), il s’agit des heures les plus chargées de la journée.

* les heures creuses (22h30 à 6 h) : ce sont les heures de tous les jours de l’année de 22 h 30 à 6 heures. Il s’agit de tranches horaires les moins chargées.

Les tarifs des heures de pointe sont onze fois plus élevés que ceux des heures creuses et cinq fois plus élevés que ceux des heures pleines. Ce qui signifie que le prix du kWh est différent selon les heures de consommation. La consommation en heures de pointe est fortement décourageante.

Donc, le facteur d’énergie selon les Tarifs applicables aux clients moyenne tension classe A :

$$P_c=60\text{kW} \quad , \quad P_a=4.46 \text{ kW}$$

Tableau (5.24) : Le facteur d’énergie selon les différents Tarifs .

Tarif	Montant hors TVA (19%) (DA)	Montant mensuel (DA)
41(nuit)	41313.64	49163,23
42(hors pointe)	6454.66	7681,04
43(nuit)	4098.25	4876,92
44(unique)	5771.63	6868,24

5.15 Calcul du coût du m³ d’eau pompée par (Réseau/Système hybride)

Le tableau (5.25) montre l’évaluation du coût total du projet, (raccordement à ligne de moyenne tension, la facture au cours de l’année, le réseau d’irrigation avec tous les équipements nécessaires). Pour faire une comparaison entre les deux systèmes (réseau classique /système hybride basé sur les énergies renouvelables), le prix d’un mètre cube d’eau pompé dans le système de réseau a été estimé à 5.54 DA.

Tableau (5.25) : Le coût du m³ d'eau pompée par Réseau/Système hybride.

Désignation	Prix (DA)	Durée(année)	Annuité (DA)
Total travaux neufs (MT) aériens	4446100.00	50	88922
Liaison basse tension (BT)	80000.00	50	1600
Total (transfo,comp,disj)	2 096 666.67	20	104833.334
TVA (19%) + faris généraux (15%)	530640.00	50	10612.8
Total de raccordement (MT)	7 153 406.67	/	205968.134
Motopompe type(DAB S4F-10 T))	222507.59	7	31786.79
Accessoires et mis en œuvre	50000.00	20	2500.00
Réseau d'irrigation	200000.00	20	10000.00
Réservoir	300000.00	20	15000.00
Total général	7 625914,26	/	265254.932
entretien	20000.00	1	20000.00
Facturation	58523.04	1	58523.04
Total par an	/	/	343777.972
Eau productible	170(m ³ /j)*365= 62050 (m ³ /an)		
Coût par m³ d'eau pompée par réseau électrique			5.54 DA
Coût par m³ d'eau pompée par système hybride (PV/Eolien)			3.27 DA

5.16 Résultats et discussion

Sur la base des résultats obtenus précédemment, on constate que le prix du mètre cube pompé par le réseau électrique est supérieur au prix du mètre cube pompé par le système hybride qui dépend entièrement des énergies renouvelables.

Pour comparer le système hybride autonome avec l'extension au réseau à l'aide du logiciel HOMER, il doit être d'abord spécifié via la fenêtre "Ajouter/Supprimer". Ensuite, via un choix de comparer le système autonome et l'extension de réseau (considérant que l'extension de réseau est une alternative au système autonome). Après cela, la fenêtre de saisie apparaît (Coût du capital \$/km, Coût (O&M \$/an/km), Prix d'énergie (\$/kWh)) [14].

HOMER compare le coût d'extension du réseau avec le coût du système hybride autonome, en calculant la distance d'extension du réseau au seuil de rentabilité. C'est la distance à laquelle le total des coûts actuels nets (\$) de l'extension du réseau est égal au coût total net actuel (\$) du système hybride autonome.

Les résultats présentés à la figure (5.27) ont noté que le coût d'extension du réseau est directement proportionnel à la distance.

La distance (0,265 km) est la distance de rentabilité entre les deux systèmes. Avant cette distance, l'extension du réseau était moins cher que le système autonome. A un point de (0, 265 km) le coût du système hybride équivaut au coût d'extension du réseau, mais la préférence va au système hybride, parce que la facture de consommation d'électricité s'ajoute annuellement au coût d'extension du réseau. Après (0,265 km), le système hybride autonome est meilleur en termes de coût. Cela va continuer ainsi, car le coût de l'extension du réseau ne cesse d'augmenter.

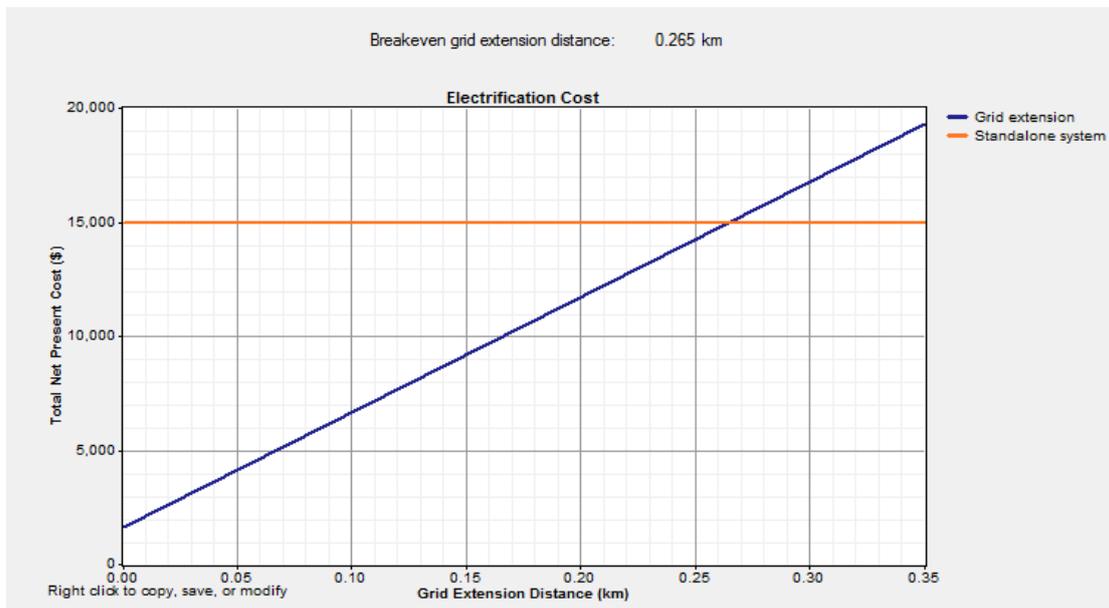


Figure (5.28) : Comparaison d'un système hybride avec une extension du réseau [14].

Les raisons de cette différence dans le prix du mètre cube pompé sont résumées dans les points suivants :

* Concernant le réseau électrique: il y a plusieurs facteurs, qui sont:

-Éloignement du réseau électrique car le coût de raccordement à la moyenne tension est très élevé.

-Une augmentation des redevances et du prix de l'énergie active. (Note les figures 5.28 ,5.29,5.30).

-La relation inverse entre la consommation et le prix de l'énergie.

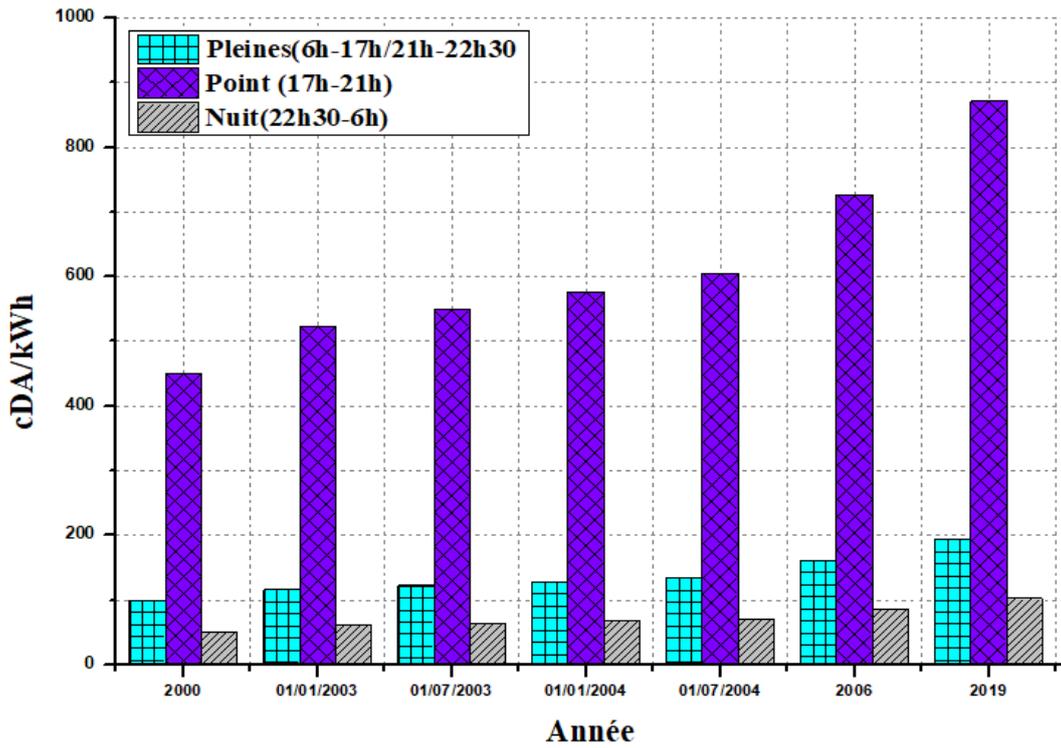


Figure (5.29) : Le prix unitaire d'énergie active selon tarif 41.

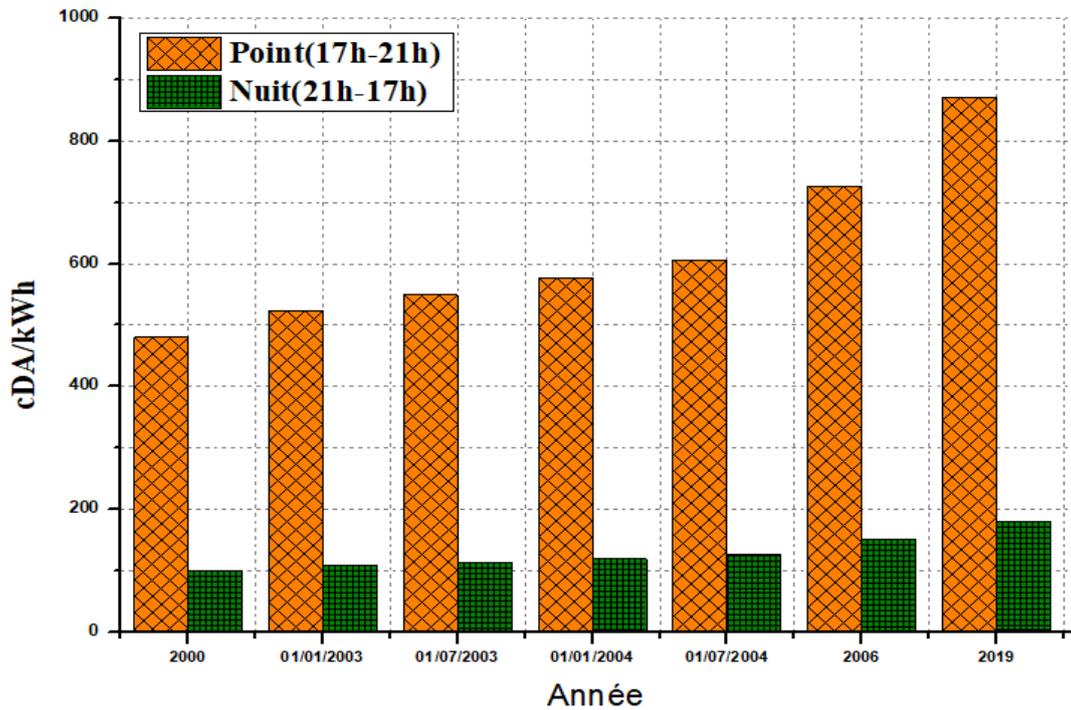


Figure (5.30) : Le prix unitaire d'énergie active selon tarif 42

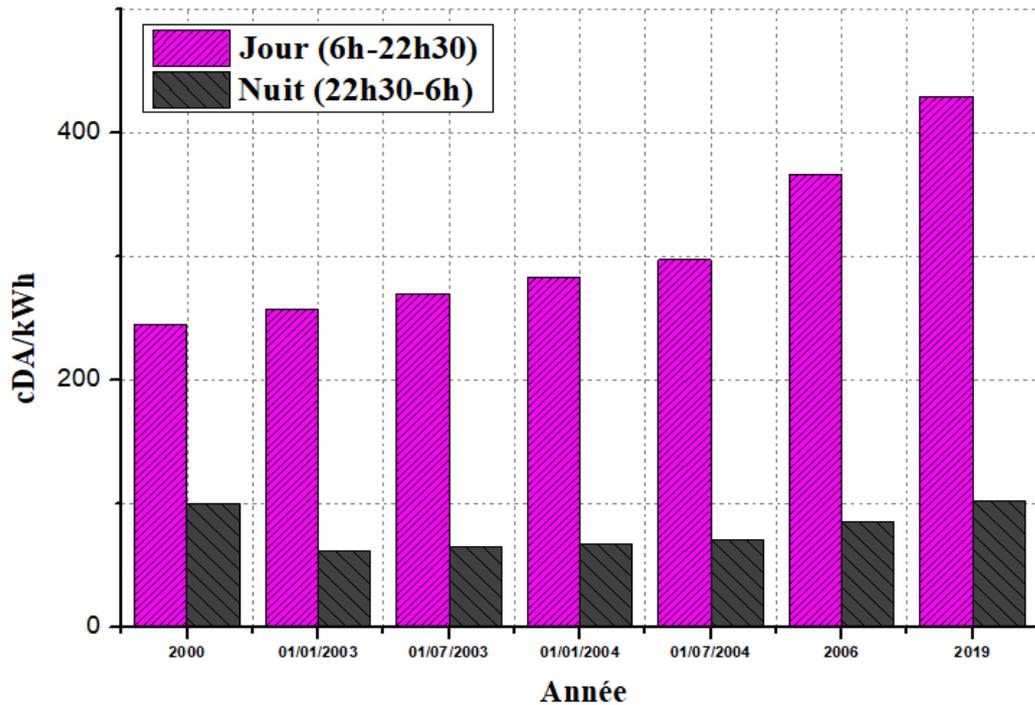


Figure (5.31) : Le prix unitaire d'énergie active selon tarif 43.

* Concernant le système hybride (PV/E) : Parmi les facteurs qui ont conduit à la baisse du prix du mètre cube d'eau pompée sont :

- Le client ou l'investisseur n'est pas pénalisé pour sous-consommation car le prix de l'énergie est principalement lié aux conditions climatiques (l'ensoleillement et vitesse du vent).
- Baisse importante du prix des panneaux photovoltaïques et des turbines.(Voir les figures 5.32, 5.33).

Le coût de production d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque a diminué de 82 % entre 2010 et 2019. Cela est principalement dû à une baisse de 90 % des prix des panneaux et à une baisse des coûts d'équilibrage du système. Ces facteurs ont contribué à réduire les coûts d'installation de l'énergie solaire photovoltaïque d'environ quatre cinquièmes au cours de la dernière décennie.

Le coût de la production d'électricité à partir de l'énergie éolienne terrestre et offshore a diminué de 55 à 29 %, respectivement, au cours de la dernière décennie, enregistrant respectivement 0.053 \$/kWh et 0.115 \$/kWh, en 2019. La baisse des prix des éoliennes terrestres - qui a variait entre 55 % - 60% depuis 2010. Pour réduire les coûts d'installation, tandis que l'augmentation des hauteurs d'arbre de turbine et des plages de rotation a stimulé le facteur de puissance en conjonction avec des coûts d'exploitation et de maintenance réduits.

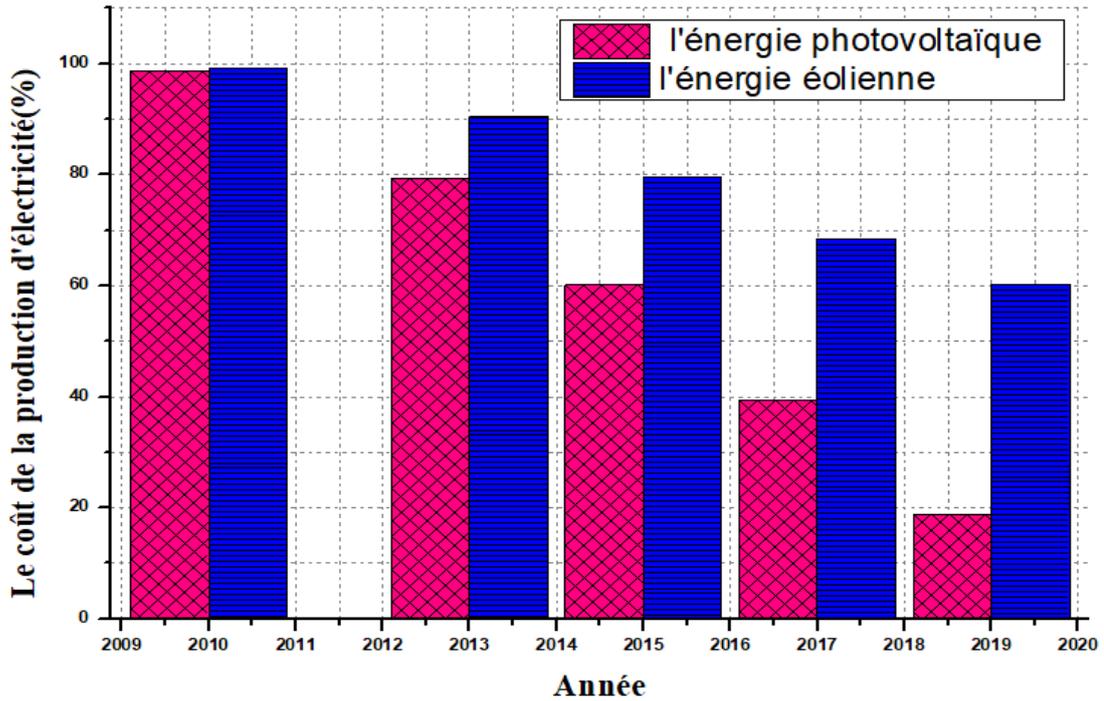


Figure (5.32) : Le coût de production d'électricité à partir de l'énergie (PV/Eolien).

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du coût actualisé de l'énergie de 2012 à 2020 et le rapport du coût complet d'une énergie (incluant le coût d'investissement, de fonctionnement et de fin de vie de l'équipement) sur l'énergie totale produite durant la période de vie de l'équipement.

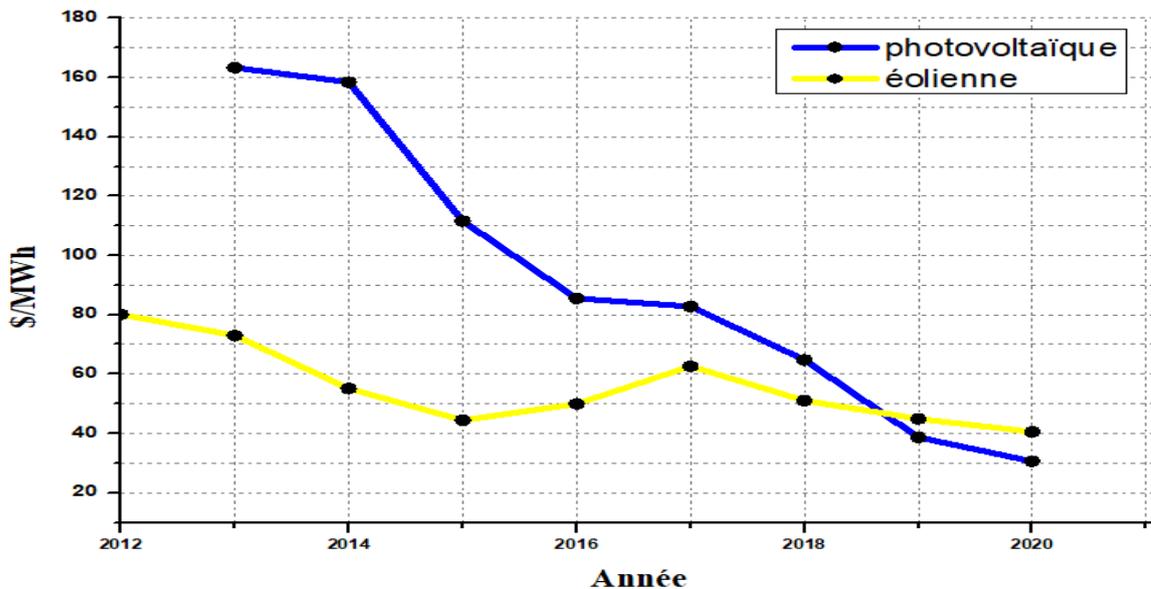


Figure (5.33) : Évolution du coût du kW des énergies solaire et éolienne entre (2012-2020).

Source : IEA

Considérant que les zones agricoles situées dans la région de Ouargla sont éloignées et isolées, et que la densité de population est très faible, et aussi le raccordement de ces zones au réseau électrique coûte très cher.

D'autre part, nous constatons que le prix de la technologie des énergies renouvelables est devenu raisonnable (abordable pour l'investisseur) et que la région bénéficie d'un énorme potentiel solaire et de forts vents saisonniers, ce qui encourage son exploitation comme source d'énergie renouvelable dans le domaine de l'investissement agricole.

5.17 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats d'une étude qui a conduit au dimensionnement d'un système hybride (PV/Eolien) pour irriguer 02 hectares de palmiers qui sont situés dans la région d'Ouargla ; Ce dimensionnement a permis d'utiliser les résultats dans le volet économique. On a choisi les équipements de façon à satisfaire la charge électrique. Le logiciel HOMER fait une étude économique et énergétique du système hybride (photovoltaïque/éolien).

Le résultat économique calculé est estimé à un coût initial nécessaire de 7 900 \$ équivalent à 1 110 850.60 DA et un coût annuel de 14 989 \$ équivalent à 2 103 719.64 DA , ce système se compose d'un générateur éolien de 3kW et un générateur PV de 2kW, malgré la convergence des résultats obtenus, à la fois, pour la première méthode et le logiciel HOMER, les résultats obtenus ont montré l'utilité de l'étude économique avec le logiciel HOMER ce qui nous a permis de choisir la meilleure configuration pour le système étudié.

- [1] <https://www.univ-ouargla.dz/index.php/fr/accueil/presentation-de-l-universite/willaya-de-ouargla.html>.
- [2] Station Météorologique (NOM) d'Ouargla dans [2008-2017].
- [3] FAO, “*Crop Evapotranspiration -Guidelines for Computing Crop Water Requirements-FAO Irrigation and Drainage.*” Rome, Italy,1998, vol.N°56,pp 7–65.
- [4] F. Fazelpour, E. Markarian,N. Soltani, ’’*Wind energy potential and economic assessment of four locations in Sistan and Balouchestan province in Iran*’’. *Renewable Energy*,vol. 109,2017 ,pp 646-667.
- [5] <https://www.flytpower.com/fltxny-2kw-horizontal-wind-turbine-generator-48v-96v-120v-230v-with-2000w-grid-tie-mppt-inverter-bult-in-wifi-limiter-product/>
- [6] https://www.alibaba.com/product-detail/ALLRUN-brand-vertical-Wind-generator-vawt_515719720.html.
- [7] A.Djafour, ’’*Etude d’une station de pompage photovoltaïque dans une région saharienne*’’, Thèse de magister, université d’Ouargla, p.39,2000.
- [8] M.Al-Smailan., ’’ *Application of photovoltaic array for pumping water as an alternative to diesel engines in Jordan Badia, Tall Hassan station: Case study*’’,*Renewable and Sustainable Energy Reviews*.vol.16 ,2012,pp 4500-4507.
- [9] <https://www.wattneed.com/fr/onduleurs-et-convertisseurs/17814-onduleur-monophasé-solax-x1-hybride-hv-de-3t-5t-0768563816727.html>.
- [10] B.Chabot From cost to prices: ‘’*Economic analysis of PV energy and services progress in photovoltaics research and applications* ‘’, Vol 6,1998,pp 55-68 .
- [11] B. Bouzidi, ‘’*Analyse de la faisabilité et la rentabilité économique de systèmes de pompage d’eau par énergie solaire photovoltaïque*’’, mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger,2004.
- [12] M.L.Louazene, ’’ *Etude technico-économique d’un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla*’’,mémoire de magister université de Batna,2008.
- [13] <https://www.sonelgaz.dz/fr#filiales>.
- [14] H.Boutelli, A.Djafour ,M. B.Danoune , ’’*An optimal design of wind -solar hybrid system using HOMER for drip irrigation application. A case study Ouargla*’’, *International Journal of Ambient Energy*,Vol.43,NO.1,2022,pp 8861–8877, DOI: [10.1080/01430750.2022.2111352](https://doi.org/10.1080/01430750.2022.2111352).

Conclusion générale

Conclusion générale

L'interconnexion de plusieurs sources d'énergie renouvelable (panneaux photovoltaïques, petites centrales hydroélectriques ou éoliennes), dans un système d'énergie hybride, peut avoir une incidence profitable sur la production d'énergie électrique en termes de coût et de disponibilité. Dans ce contexte le travail développé dans cette thèse a pour but de déterminer le dimensionnement optimal et la réalisation d'une analyse technico-économique d'un système hybride d'énergies renouvelables (PV-Eolien) destiné à alimenter un profil de charge (irrigation de 2 hectares de palmier). Le système (PV/Eolien) est totalement autonome, l'objectif de ce système est de produire de l'électricité pour satisfaire à tout instant la demande d'une motopompe pour irriguer une surface dans un site isolé à Ouargla.

Le système étudié est composé essentiellement d'un générateur photovoltaïque, d'une éolienne, et d'une pompe immergée de type (JETLY –DAB /S4F-10 T) avec la présence de convertisseurs.

Au début de ce travail un état de l'art a été abordé sur les rayonnements solaires et les énergies, photovoltaïque et éolienne. Une étude sur l'aspect énergétique des deux sources hybrides (solaire et éolienne) a été menée pour la caractérisation et la modélisation du flux solaire incident et aussi pour la chaîne de production éolienne.

De nombreux modèles empiriques ont été développés dans la littérature pour prédire le rayonnement solaire global sur la surface horizontale. Dans cette étude, deux modèles globaux de rayonnement solaire ont été développés, ces modèles se concentrant sur les coordonnées géographiques et les conditions atmosphériques telles que la visibilité de l'atmosphère.

Les modèles de rayonnement solaire horaire ont été développés à l'aide du code MATLAB (Math Works R2016A), qui est un outil interactif de simulation de systèmes dynamiques. Le code MATLAB fournit un ensemble complet d'outils de modélisation qui peuvent être utilisés pour développer rapidement des schémas fonctionnels détaillés des systèmes. Le programme écrit en MATLAB permet de déterminer le rayonnement solaire global sur une surface horizontale pour deux modèles après introduction des coordonnées géographiques et le numéro du jour de l'année et également quelques données atmosphériques.

Pour la chaîne de production éolienne, nous avons développé un code Matlab qui permet de calculer la puissance générée par l'éolienne choisie, en utilisant la distribution de Weibull (fonction de probabilité) de la vitesse de vent pour chaque heure. La vitesse mensuelle moyenne du vent sur le site d'Ouargla était relativement variée entre (1,85-5,65 ms⁻¹), Les paramètres de Weibull ont été calculés par cinq méthodes.

Ensuite, nous présentons une étude basée, les caractéristiques du sol de la région de Ouargla et la méthode moderne d'irrigation qui a conduit grâce au données météorologiques de la région et l'utilisation au logiciel CROPWAT 8.0 développé par le FAO à la détermination de L'évapotranspiration de référence ETP et par la suite au calcul du volume optimal d'eau nécessaire pour l'irrigation de notre périmètre.

Finalement et pour établir un dimensionnement optimal de ce système, notre étude s'est appuyée sur deux méthodes et le logiciel HOMER pour l'optimisation économique et le dimensionnement du système c.-à-d. de trouver le couple (Nombre de panneaux, Nombre de turbine éolienne), qui permet de satisfaire la demande de la motopompe et de minimiser le coût du système. Pour évaluer la compatibilité technique et la fiabilité économique du notre système.

Les principaux résultats de notre étude montrent que

- 1 – Les quantités d'eau nécessaires à l'irrigation sont très influencées par le type de culture, les paramètres du climat local, les caractéristiques du sol et la technique d'irrigation.

- 2 – La configuration du système de pompage au fil de soleils et la meilleure façon de diminuer le prix du système et d'utiliser rationnellement les quantités d'eau pompées par l'installation.

- 4 –L'évaluation du coût du système hybride de pompage (PV/Eolien) montrent que le coût du mètre cube d'eau se situe aux environs de **3.27 DA**, mais plusieurs facteurs peuvent influencer ces résultats.

- 5 – En comparant le coût de cette technique avec celle du réseau électrique, nous remarquons que le coût du système alimenté par réseau électrique est déterminé par les investissements élevés du raccordement au réseau moyenne tension en plus la facturation mensuelle, notre estimation du coût du mètre cube d'eau pompée par utilisation du réseau électrique avec réalisation de 1km de ligne moyenne tension a donné dans le cas de l'irrigation par goutte à goutte, une valeur de **5.54 DA/m³** , ces résultats montrent :

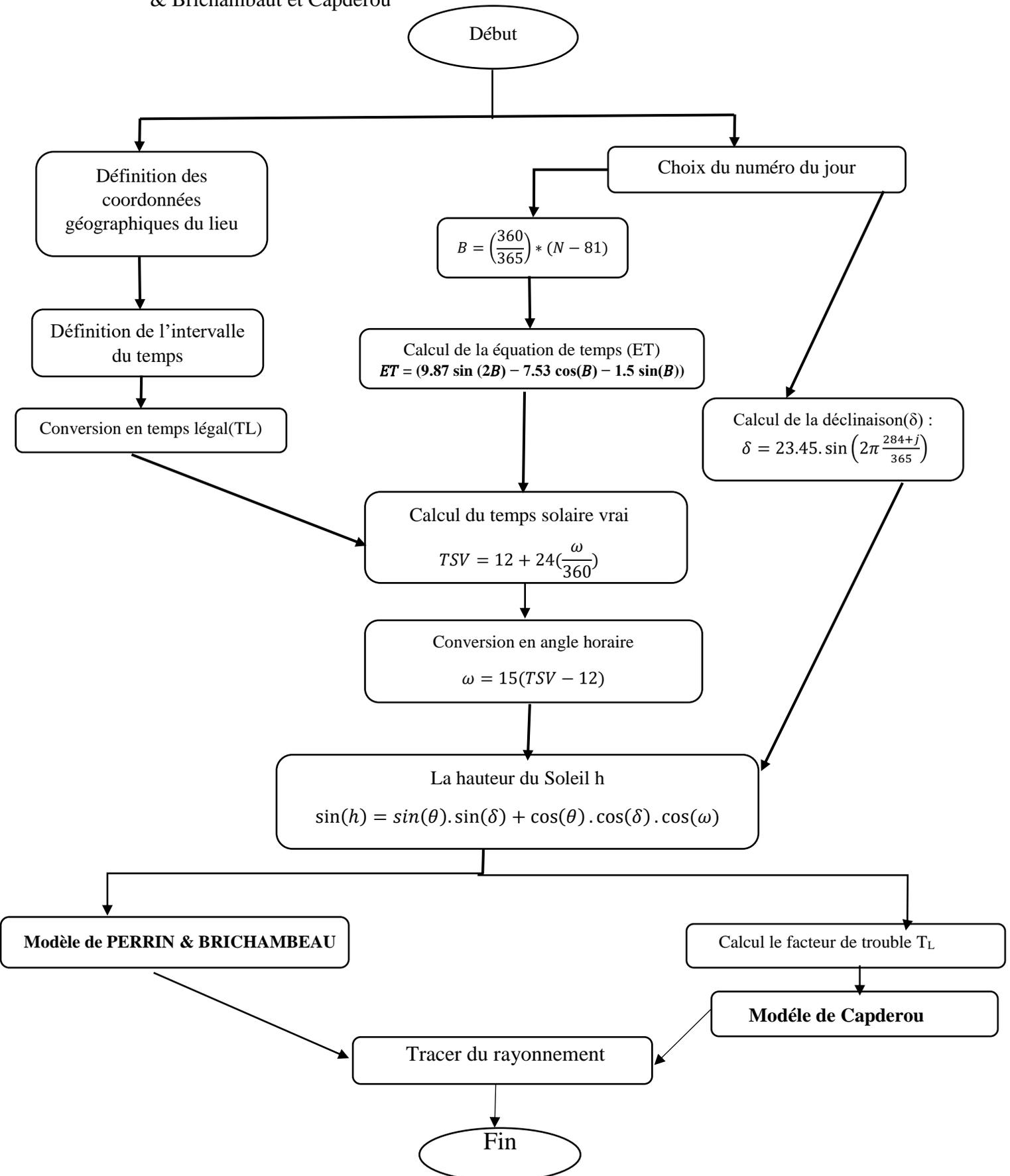
- Dans le cas d'utilisation du réseau L'influence de la consommation et l'éloignement de première ligne existante sur le prix de l'énergie.
- Dans le cas d'utilisation des systèmes hybrides (PV- Eolien) pour le pompage l'influence du prix des modules solaires et le prix de l'installation éolienne influe sur le prix de l'énergie produite, car l'installation de ces systèmes est déterminée par l'investissement initial lourd en capital.

Donc nous pouvons conclure pour le présent que les applications les plus prometteuses de pompage hybride (PV/Eolien) pour l'irrigation à Ouargla se situent dans les lieux isolées avec faible densité de population et qui présentent de faibles profondeurs des eaux souterraines. Mais l'utilisation du réseau pour le pompage est en fait réservée aux zones où la densité d'abonnés potentiels /km de ligne est supérieure.

Comme perspective, pour le futur plusieurs facteurs laissent prévoir une diminution des frais d'investissement et une amélioration de la compétitivité du pompage avec les systèmes hybrides (PV/Eolien) parmi ces facteurs :

- L'expérience aidant, la conception s'améliorera et l'adéquation entre les composants du système sera optimisée, amenant un accroissement du rendement et une diminution de la taille requise pour les générateurs.
- Plusieurs améliorations techniques dans la conception des générateurs photovoltaïques et éoliens, et dans leur processus de fabrication les rendent moins chères.

Annexe A : Organigramme de calcul du rayonnement solaire par les modèles de Perrin & Brichambaut et Capderou



Annexe B : Programme MATLAB développé pour tracer les courbes caractéristiques de module ‘NeMo54P ‘

```

clear all;close all;clc

N1=input('Donner le nombre de courbes a tracer =: ');
for n2=1:N1;

T1=input('Donner la valeur de température de la cellule
en °C =: ');%
G=input('Donner la valeur de rayonnement solaire en W/m2
=: ');%
%Rs=input('Donner la valeur de resistance en W/m2 =: ')
G0=1000;
ai=(0.05/100);% coefficient de variation de coutant
T=T1+273.6;
av=-0.32/100;%coefficient de variation de tension
Icc_ref=8.62;% courant de court-circuit de STC
Vco_ref=33.77;% tension de circuit ouvert de STC
Tref= 25 +273.6;% temperatur de reference
Iopn=8.08;
Vopn=27.54;
dT=T-Tref;
Icc=Icc_ref+ai*dT; %courant de court-
circuit pour n'importe quelle valeur de T°
Vco=Vco_ref-av*dT; %tension de circuit
ouvert pour n'importe quelle valeur de T°
Iop=Iopn+ai*(G/G0)
Vop=Vopn-av*(dT
Ns=36;% nombres des cellules dans le panneau PV
Rs=0.5;%resistance serie de cellule
q=1.6*power(10,-19);% constante de une charge electrique
K=1.38*power(10,-23);% constante de bouzelmen
Vt_ref=(K*T/q);
Vt=Vt_ref*(T/Tref);%tension thermique de la diode
V=0;% initialisation de vecteur de tension(pour le 2 eme
poucle for )
s=0.5;%pas de tension
Eg=1.11;%energie de gap
n=1.2;% facteur de idealite de diode
L=1;Np=1;
%Rs=(( (Vt*log((1-
(Iop./Icc))*(exp(Vco./Vt))+(Iop./Icc))))-Vop)./Iop%%
%Rs= ( (Ns*n*K*T)/q *log(1-(Iopn/Icc_ref))+Vco_ref-Vopn
)/ Iopn

I=Icc;% valeur initiale de courant pour newton Raphson

%% debut de calcule de courbe I-V et P-V
VV=0:s:ceil(Vco);% vecteur de tension de sortie
for n1=1:length(VV);

```

```

Iph=Icc_ref*(1+ai*(dT))*(G/1000);% courant de photopile
Iss=(Icc)/( exp( (Vco+av*dT)/(Ns*Vt) )-1 );%courant de
saturation dans (STC)
Is=Iss*( (T/Tref)^3 ) * exp ( ( q*Eg)/(n*K) )*((1/Tref)-
(1/T) ) ;% courant de saturation dans n'amprot quelle T°
%% debut de Newton Raphson
for n=1:20
II=I-( (Np*Iph-I-Np*Is*( exp( ( V+(Rs*I) ) / (Ns*Vt) )-1) )
)./( -1-((Np)*(Rs*Is)/(Ns*Vt) ) *exp((V+(Rs*I)
)/(Ns*Vt) ) );%-(Np/(Rp*Ns))*(Rs/1) );
I=II;
end
%% fin de NR
if I<0% debut de condition de courant negative pour V
proche de Vco
    I=0;
end% fin de condition
In(L)=I;
V=V+s;
L=L+1;
end
%% fin de calcule de courbe I-V et P-V de sous-champ
P=VV.*In;
Pn(n2)=max(P);
figure(1)
hold on
plot(VV,In,'linewidth',1.5)
grid on
figure(2)
hold on
plot(VV,P,'r','linewidth',1.5)
grid on

end

```

Annexe C

Leistungsdaten NeMo® 54 P
Performance Data NeMo® 54 P

		Standardleistungsklassen (weitere auf Anfrage erhältlich)			
		215	220	225	230
Nennleistung P_{MPP} Maximum Power P_{MPP}	Wp	215 STC 151 NOCT	220 STC 155 NOCT	225 STC 159 NOCT	230 STC 163 NOCT
Maximal garantierte Toleranz Maximum Guaranteed Tolerance	W	 0/+4,99			
25 Jahre Leistungsgewährleistung 25 years performance warranty		10 Jahre 90 %, 25 Jahre 80 % 10 years 90 %, 25 years 80 %			
Modulwirkungsgrad STC Efficiency of the Module STC	%	14,6	15,0	15,3	15,7
Black Edition *		Auf Anfrage erhältlich Available upon request			
Kurzschlussstrom I_{sc} Short circuit current I_{sc}	A	8,53 STC 6,98 NOCT	8,62 STC 7,02 NOCT	8,73 STC 7,05 NOCT	8,83 STC 7,08 NOCT
Leerlaufspannung U_{oc} Open circuit voltage U_{oc}	V	33,53 STC 29,94 NOCT	33,77 STC 30,41 NOCT	34,01 STC 30,88 NOCT	34,27 STC 31,36 NOCT
Spannung bei Maximalleistung U_{MPP} Voltage at maximal load U_{MPP}	V	27,23 STC 22,93 NOCT	27,54 STC 23,40 NOCT	27,76 STC 23,88 NOCT	28,01 STC 24,35 NOCT
Strom bei Maximalleistung I_{MPP} Current at maximal load I_{MPP}	A	7,98 STC 6,58 NOCT	8,08 STC 6,62 NOCT	8,16 STC 6,65 NOCT	8,25 STC 6,68 NOCT
Maximale Systemspannung VDC Maximum System Voltage VDC	V	1000			
Rückwärtsbestromung I_R Reverse current feed I_R	A	15,0			
Temperaturkoeffizient I_{sc} Temperature coefficient I_{sc}	%/K	0,05			
Temperaturkoeffizient V_{oc} Temperature coefficient V_{oc}	%/K	-0,32			
Leistungskoeffizient P_{max} Performance coefficient P_{max}	%/K	-0,42			
Zertifizierte Schneelast Certified Snow Load	Pa	5400			
Zellen Cells		54 polykristalline 6" Zellen, 3 Busbar, 3 Bypass-Dioden 54 polycrystalline 6" High Efficiency Cells, 3 busbar, 3 bypass diodes			
Glas Glass		3,2mm hochtransparentes, antireflexbeschichtetes ESG-Glas 3,2 mm highly transparent, anti-reflective coating ESG-glass			
Rahmen Frame		38 mm silber eloxierter Aluminiumrahmen 38 mm silver anodized Aluminum Frame			
Solarbox Solar box		Tyco Solarlok 4mm² Stiftstecker +/-, Schutzklasse IP65 (Nichtbrennbarkeitsstufe 5VA) Tyco Solarlok 4mm² Male Cable Coupler +/-, Protection Class IP65 (flammability level 5VA)			
Anschlusskabel Connecting Cable		Tyco Solarlok 4 mm2 Buchsenstecker +/-, Schutzklasse IP67 Tyco Solarlok 4 mm2 Female Cable Coupler +/-, Protection class IP67			
Modulabmessungen B x H x T Dimensions of the Module W x H x D	mm	991 x 1481 x 38			
Modulgewicht Weight of the Module	kg	16,3			
TÜV Zertifikate TÜV Certificate		IEC 61215; IEC 61730; IEC 62716; Factory Inspection Certificate			



Standard Testbedingungen STC: Einstrahlung 1000 Watt/m² mit Spektrum AM 1,5 bei einer Zelltemperatur von 25°C. Geringe Wirkungsgradreduktion im Teillastverhalten bei 25°C: bei 200 W/m² werden 100% (+/- 2%) des STC Wirkungsgrades (100 W/m²) erreicht.

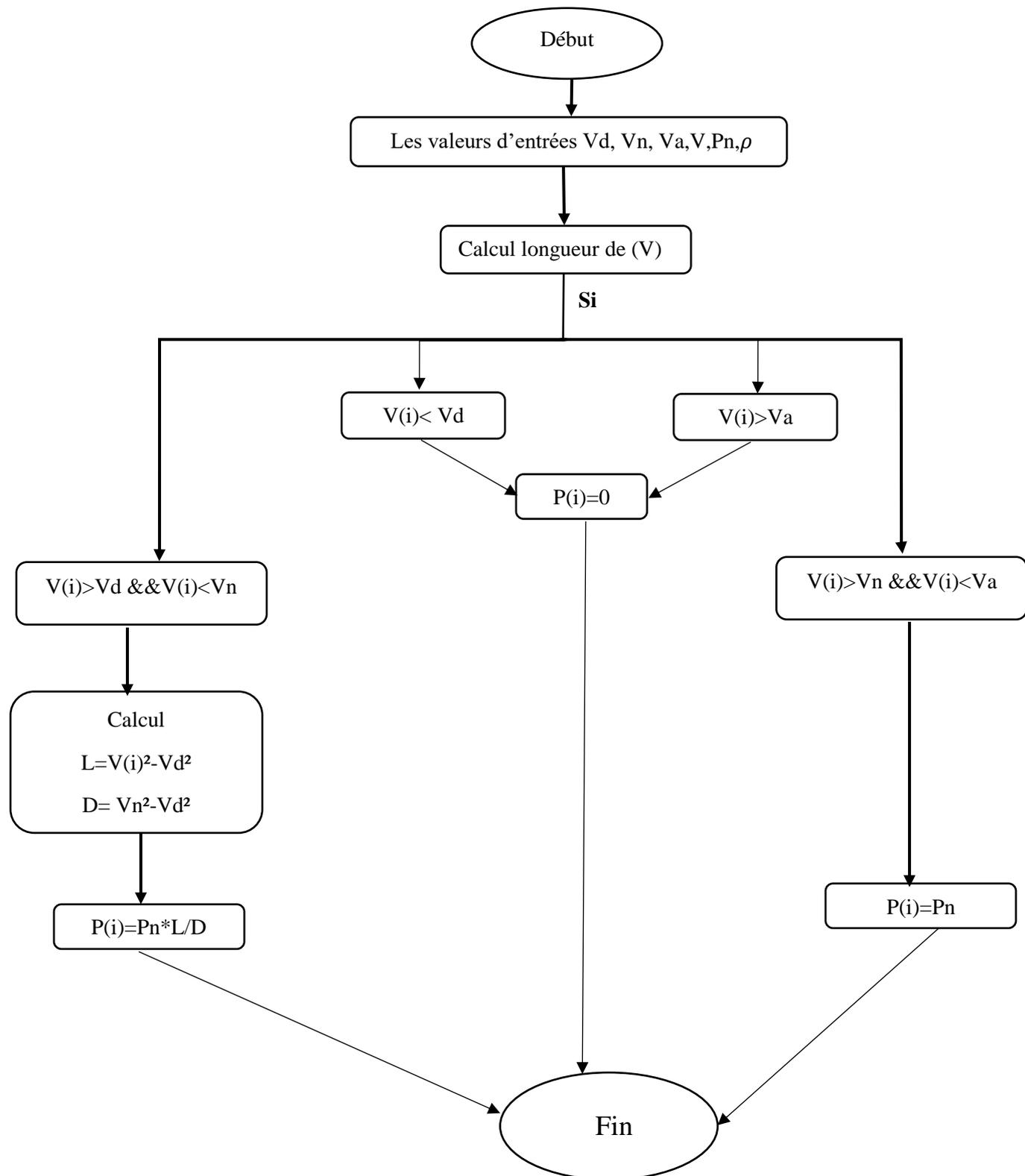
Nominal operating cell temperature NOCT: Einstrahlung 800 Watt/m² mit Spektrum AM 1,5 bei einer Umgebungstemperatur von 20°C und einer Nennbetriebstemperatur von 48,2°C. Abmaße +/- 3 mm. Nennleistung Messtoleranzen +/- 3,5%, Datenblatt Toleranzen +/- 10% (außer Nennleistung). Technische Änderungen vorbehalten. Alle Angaben ohne Gewähr. *Wir weisen darauf hin, dass der Ertrag der schwarzen Module (Black Edition) um bis zu 5% geringer sein kann (pro 1°C erhöhte Modultemperatur sinkt die Leistung P_{max} um 0,42 %). Bitte sorgen Sie deshalb für eine verbesserte Hinterlüftung.

Standard Test Conditions STC: Radiation 1000 watt/m² with a spectrum of AM 1,5 at a cell temperature of 25°C. Slight reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: in case of an irradiance of 200 W/m² 100% (+/- 2%) of the STC efficiency is reached (100 W/m²).

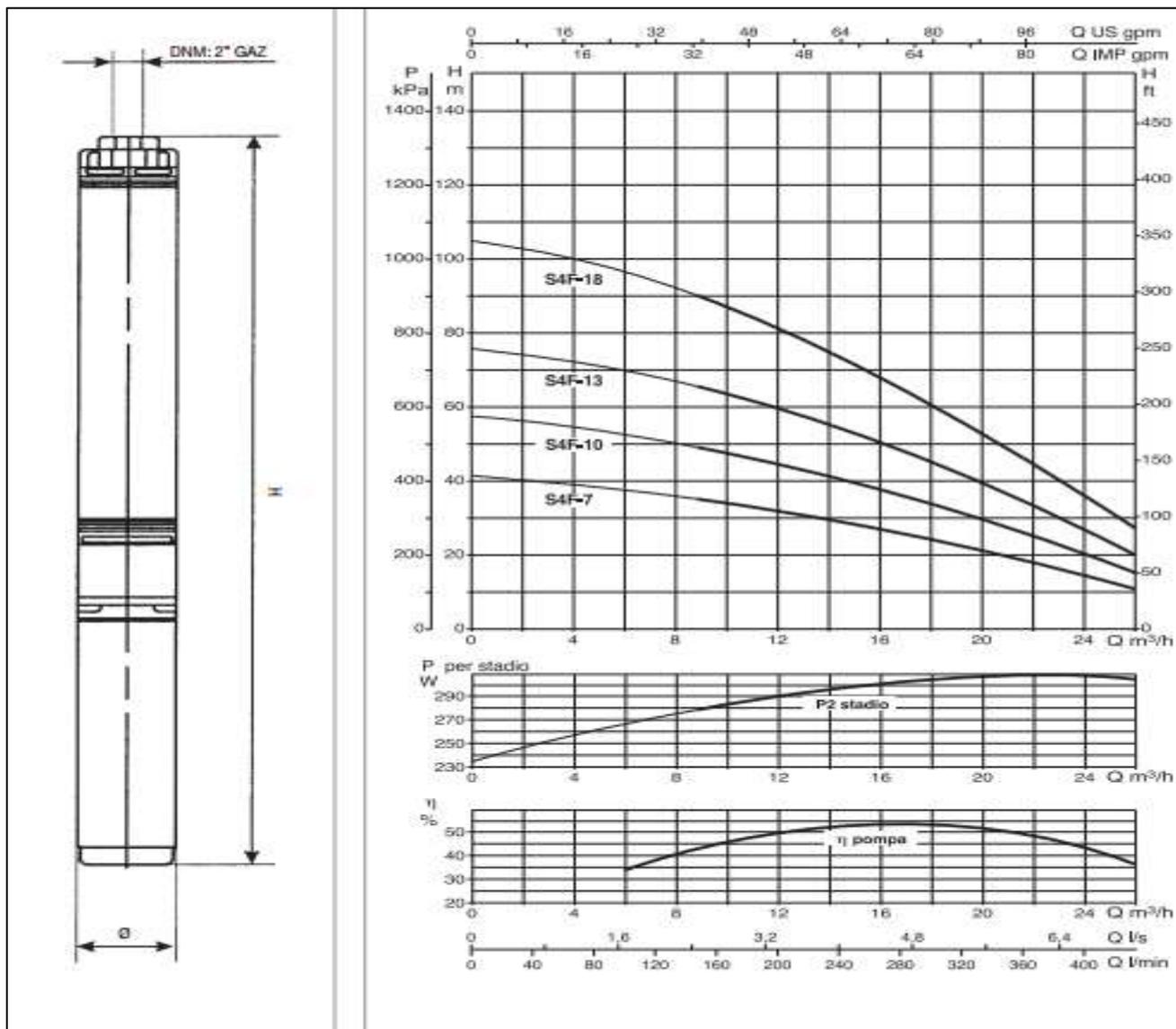
Nominal operating cell temperature NOCT: Radiation 800 Watt/m² with a spectrum of AM 1,5 at a surroundings temperature of 20°C and a nominal operating cell temperature of 48,2°C. All measurements: +/- 3 mm. Maximum power measurement tolerances +/- 3,5% except maximum power. Subject to technical alterations. No liability is assumed for particulars. *We point out that the output of black modules can be up to 5 % less (increased module temperature per + 1 °C the output P_{max} drops by 0,42 %). Please arrange a better rear ventilation.

überreicht durch: | handed out by:

Annexe D : organigramme de calcul de la puissance fournie par un aérogénérateur



Annexe E : La fiche technique de motopompe (S4F-10T)



S4 F

ÉLECTROPOMPES IMMERGÉES 4"

PERFORMANCES À 50 Hz

MODÈLE	DONNÉES ÉLECTRIQUES		CARACTÉRISTIQUES HYDRAULIQUES															
	P2 NOMINALE		Q=m³/h	0	0,6	1,2	1,5	1,8	2,4	3	4,2	4,8	6	9	11,4	18	24	27
	kW	ch	Q=l/min	0	10	20	25	30	40	50	70	80	100	150	190	300	400	450
S4 F 7	2,2	3		40,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36	33	24	15	11
S4 F 10	3	4	H	58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50,8	47	34	22	16
S4 F 13	4	5,5	(m)	76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	66	62	44,7	28	20
S4 F 18	5,5	7,5		104,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	91	84	61,2	39	28

Annexe F: Spécification de turbine éolienne type (ALLRUN 3kW).

CUSTOM CHART

Qingdao Allrun New Energy Co., Ltd.

Horizontal-axis wind turbine	
Blade form	Propeller
Blade number	3 pieces
Blade material	Glass fibre reinforced plastic
Type of generator	Permanent-magnet 3 phase AC
Type of tower	Guy wire or free standing
Power	2000W
Blade diameter	3.2m
Rated rotor speed	300r/min
Rated speed	8m/s
Rated power	2000W
Max power	3000W
Output voltage	48/96/216V
Start up wind speed	3m/s
Work speed	3-30m/s
Security wind speed	50m/s
High of tower	6m
Top quality except tower	68kg
Tower Steel tube model	φ89mm
Speed regulation	Leaning tail + electric brake

Overview

Essential details

Place of Origin:	Shandong, China	Brand Name:	ALLRUN
Model Number:	AR3.2-2KW	Warranty:	5years
Certification:	CE TUV	Customized:	Yes
Output Voltage:	48v	Rated Power:	2KW 3KW 5KW 10KW 15KW 20KW
rotor diameter:	upon to the wind turbine size	CAPALITY:	2KW
producta name:	small wind turbine motor	Color:	white or red or to what you need
Generator type:	Permanent Magnet	Max power:	3500W
Certificate:	ISO CE	Rated rotor speed:	300r/min
Rated speed:	8m/s	Work speed:	3-30m/s
High of tower:	6m		

Annexe G



I. Dispositions générales :

Article 1 - La présente décision a pour objet de fixer, dans les conditions et selon les modalités ci-dessous précisées, les tarifs hors taxes de l'électricité et du gaz applicables aux clients finals.

Elle fixe également les modalités de rémunération des activités de transport de l'électricité et de transport du gaz, ainsi que les quotes-parts correspondant aux frais de fonctionnement de la commission de régulation de l'électricité et du gaz au titre des coûts permanents du système électrique et du système gazier.

Article 2 - Les définitions et les dispositions tarifaires applicables à la présente décision sont celles énoncées dans les articles 2 et 3 du décret exécutif n° 05-182 du 9 Rabie El-Thani 1426 correspondant au 18 mai 2005 sus visé.

Tarifs applicables aux clients haute tension classe B (HTB) :

Code Tarif	Redevance fixe DA/mois	Prix de la puissance DA / kW /mois		Prix de l'énergie active cDA / kWh				Prix de l'énergie réactive cDA/kvarh	
		Mise à disposition	Absorbée	Pointe	Pleine	Nuit	Poste Unique	Malus	Bonus
31	505 413,28	37,93	189,46	660,85	136,62	59,03	-	31,01	6,20
32	505 413,28	100,94	505,38	-	-	-	136,94	31,01	6,20

Tarifs applicables aux clients haute tension classe A (HTA) :

Code Tarif	Redevance fixe DA/mois	Prix de la puissance DA / kW /mois		Prix de l'énergie active cDA / kWh						Prix de l'énergie réactive cDA/kvarh	
		Mise à disposition	Absorbée	Pointe	Pleine	Nuit	Hors pointe	Jour	Poste unique	Malus	Bonus
41	38 673,35	25,85	116,15	872,02	193,76	102,40	-	-	-	45,53	9,11
42	515,65	38,70	180,58	872,02	-	-	180,64	-	-	45,53	9,11
43	515,65	38,70	154,56	-	-	102,40	-	428,30	-	45,53	9,11
44	515,65	38,70	180,58	-	-	-	-	-	375,62	45,53	9,11

المخلص

لقد شهد العالم توجه نحو أنظمة الطاقة المتجددة الهجينة والتي تعد البديل الواعد لمستقبل الطاقة بعيدا عن الوقود الاحفوري. ان الغرض من هذا العمل هو انشاء نظام هجين فعال يتكون من الواح كهروضوئية وتوربينات الرياح لتغذية محطة ضخ المياه لري مساحة (02 هكتار) مستقلة عن الشبكة في منطقة ورقلة في بداية العمل تم تقييم الإمكانيات الشمسية في المنطقة من خلال تطوير نموذجين للإشعاع الشمسي في بيئة ماتلاب وتمت مقارنتها مع البيانات المسجلة من محطة ارضاد جوية صغيرة تم تركيبها في مختبر LAGE بجامعة ورقلة. توضح النتائج التي تم الحصول عليها ان نموذج Perrin & Brichambaut أكثر فعالية لتقدير الإشعاع الشمسي في المنطقة. كما تم تقييم الإمكانيات الرياحية باستخدام بيانات الأرصاد الجوية (2008-2017) وبرنامج CROPWAT 8.0، تم حساب الحجم الأمثل للمياه لري مساحة 02 هكتار من النخيل في الأخير، تم اعتماد طرق (طريقة متوسط السنوي الشهري وطريقة الشهر الأسوأ) وبرنامج HOMER من اجل تطوير النظام بطريقة مثل للحصول على اقل تكلفة للمشروع. اظهرت النتائج النهائية تقارب في أبعاد النظام الهجين التي تم اعتمادها من قبل برنامج HOMER وطريقة متوسط السنوي الشهري. حيث ان النظام المتكون من 2kW، 3kW لكل من الخلايا الكهروضوئية و طاقة الرياح على التوالي، قادرا على تلبية احتياجات الطاقة لضخ المياه بشكل سنوي مع وجود فائض قدر ب (11.6%) من اجمالي انتاج الطاقة. اثبت تحليل الجدوى الاقتصادية ان التكلفة الاجمالية للمشروع قدرت (14,989 \$) ما يعادل 2103661,18 (دج)، مع مراعاة ان النظام يتم انشائه ليعمل لمدة 20 عاما. وفي الاخير اشارت المقارنة بين النظام المستقل وتمديد الشبكة الى افضلية النظام المستقل في المناطق المعزولة ذات الكثافة السكانية المنخفضة.

الكلمات المفتاحية: انظمة الطاقة المتجددة الهجينة، الكهروضوئية، طاقة الرياح، ضخ المياه، التحجيم، برنامج هومر، تقييم التكلفة.

Résumé

Le monde c'est dirigé vers les systèmes d'énergie renouvelable hybrides, qui constituent une alternative prometteuse pour l'avenir de l'énergie loin des combustibles fossiles, Le but de ce travail est de créer un système hybride efficace qui se compose de panneaux photovoltaïques et d'une éolienne pour alimenter la station de pompage d'eau pour irriguer une superficie non connecté au réseau électrique dans la région de Ouargla. Au début de travail, le potentiel solaire de la région a été évalué en développant deux modèles de rayonnement solaire dans l'environnement MATLAB, et ils ont été comparés aux données enregistrées à partir d'une petite station météorologique installée au laboratoire LAGE de l'Université d'Ouargla. Les résultats obtenus montrent que le modèle de Perrin & Brichambaut est plus efficace pour estimer le rayonnement solaire dans la région d'Ouargla. Le potentiel du vent a été évalué à l'aide de la distribution de Weibull, qui montra une variation relative de la vitesse moyenne mensuelle du vent estimée à (1,85-5,65 m/s). Ensuite nous présentons une étude sur les caractéristiques de sol et les méthodes d'irrigation modernes qui a conduit grâce au de données météorologiques (2008 -2017) et le logiciel CROPWAT 8.0 à la détermination de L'évapotranspiration de référence ETP, et par la suite le volume d'eau optimal a été calculé pour irriguer 02 hectares de palmiers. Pour atteindre les objectifs souhaités de ce travail, des méthodes (la méthode moyenne mensuelle annuelle et la méthode du mois le plus défavorable) et le logiciel HOMER ont été adoptés afin de développer un système optimal pour obtenir le coût de système le plus bas. Les résultats finaux ont montré une convergence dans les dimensions du système hybride qui a été adopté par HOMER et la méthode de moyenne mensuelle annuelle. Comme de telle sorte que le système qui est composé de 2kW, 3kW pour l'énergie photovoltaïque et éolienne respectivement, est capable de répondre aux besoins énergétiques du pompage de l'eau annuellement avec un surplus estimé à (11,6%) de la production totale d'énergie. L'analyse de faisabilité économique a prouvé que le coût total du projet était estimé à 14 989 \$ équivalent 2 103661,18 DA, en tenant en compte que le système a été établi pour fonctionner au moins 20 ans. Enfin, la comparaison entre le système hybride (PV/Eolien) et l'extension du réseau électrique a indiqué la préférence du système hybride dans les zones isolées avec une densité faible de population.

Mots clés : Systèmes d'énergie renouvelable hybrides, photovoltaïque, énergie éolienne, pompage d'eau, dimensionnement, HOMER, évaluation des coûts.

Abstract

The world is headed towards hybrid renewable energy systems, which are a promising alternative for the future of energy away from fossil fuels, The goal of this work is to create an efficient hybrid system consists of photovoltaic panels and a wind turbine to power the water pumping station to irrigate an area not connected to the electricity grid in the Ouargla region. At the beginning of work, the solar potential of the region was assessed by developing two models of solar radiation in the MATLAB environment, and they were compared with data recorded from a small weather station installed at the LAGE laboratory of Ouargla University. The results obtained in this study depict that Perrin & Brichambaut model is more effective to estimate the total solar intensity on a horizontal surface for clear sky over Ouargla city. The wind potential was assessed using the Weibull distribution, which showed a relative variation in the monthly mean wind speed estimated at (1.85-5.65 m/s). Then we present a study on soil characteristics and modern irrigation methods who led grace to meteorological data (2008 -2017) and CROPWAT 8.0 software, to the determination of ETP reference evapotranspiration, and subsequently, optimal water volume was calculated to irrigate 02 hectares of palm trees. To achieve the desired objectives of this work, methods (the annual monthly average method and the worst month method) and the HOMER software were adopted in order to develop an optimal system to obtain the lowest system cost. The final results showed a convergence in the dimensions of the hybrid system that was adopted by HOMER and the annual monthly mean method. As the system consisting of 2kW, 3kW for photovoltaic and wind power respectively, is able to meet the energy needs of water pumping annually with an estimated surplus of (11.6%) of the total energy production. The economic feasibility analysis showed that the total cost of the project was estimated at 14,989 \$ equivalent 2 103661,18DA, taking into account that the system was established to operate for at least 20 years. Finally, the comparison between the hybrid system (PV/Wind) and the extension of the electricity grid indicated the preference of the hybrid system in isolated areas with low population density.

Keywords: Hybrid renewable energy systems, photovoltaics, wind energy, water pumping, sizing, HOMER, cost evaluation.