

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

**UNIVERSITÉ ABOU-BAKR BELKAÏD de TLEMCEM
FACULTÉ DE SCIENCES**



Département de Physique

Unité de recherche Matériaux et Energies Renouvelables

Mémoire de Magister

Ecole Doctorale : Energies Renouvelables

THEME

**Systeme hybride photovoltaïque-éolien, de production
d'électricité. Application aux sites de Tlemcen et de
Bouzaréah**

Présenté par : Mr. FELLAH Boumediene

SOUTIENU EN Octobre 2012 devant la commission d'examen

Président	: N.CHABANE SARI	Professeur	(U .A.B.Tlemcen)
Directeur de thèse	: B. BENYOUCEF	Professeur	(U .A.B.Tlemcen)
Examineurs	: N.BIBI TRIKI	Professeur	(U .A.B.Tlemcen)
	: A.BENMANSOUR	MCA	(U .A.B.Tlemcen)
	: K.RAHMOUN	MCA	(U .A.B.Tlemcen)

Année Universitaire : 2011 - 2012

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à

Mes chère parents symbole de tendresse profonde et permanente, de sacrifice et d'amour éternel, que dieu les protègent pour moi et leur accordent une bonne santé et une longue vie.

Mes cher frères et sœurs ;

Mes neveux et nièces ;

Ma grand-mère ;

Mes beaux-frères ;

Mes enseignants depuis mon enfance ;

Mes amis (es) et mes collègues membres de l'unité de recherche URMER ;

A tout ceux qui m'ont aidé à réaliser de près ou de loin ce mémoire ;

A ceux qui me sont chère et ceux que j'ai aimé du fond de mon cœur.

Boumediène.

Remerciements

Ce travail a été réalisé à l'unité de recherche de matériaux et des énergies renouvelables (URMER) du département de physique de la faculté des sciences de l'université Aboubakr BELKAID Tlemcen.

*Avant tout, Je remercie **ALLAH** le Tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail dans des meilleures conditions.*

*Je remercie vivement en premier lieu Monsieur : **B.BENYOUCEF**, professeur à l'université de Tlemcen et directeur de l'URMER, et mon directeur de mémoire de magister, qui par sa compétence, ses encouragements, ses critiques constructives et son soutien moral a su m'informer, me conseiller, et me rendre de plus en plus autonome pour bien réaliser ce travail.*

*Mes remerciements vont également à Mr. **N.CHABANE SARI** professeur à l'université de Tlemcen, a bien voulu présider ce jury de thèse.*

*Mes remerciements vont également à Mr. **N.BIBI TRIKI** professeur à l'université de Tlemcen, Mr. **A.BENMANSOUR** maître de conférences à l'université de Tlemcen, et Mme **K.RAHMOUN** maître de conférences à l'université de Tlemcen, qui m'ont fait l'honneur de faire partie de ce jury.*

*Mes remerciements vont également à Mr. **SAAdi Abdellah** Chef de service au niveau de l'APC d'EL HENNAYA, pour son aide et sa tolérance et compréhension durant mon travail au sein de l'Annexe d'EL HENNAYA.*

*Mes remerciements vont également à Mr : **BOUROUAHA Mohammed** et Mr : **BENSEDDIK Abdelwahheb** pour leur aide et leur disponibilité sans limite, et à tous les personnes qui ont de près ou de loin participé à la réalisation de ce travail.*

SOMMAIRE

Sommaire :

<i>Introduction générale</i>	02
 <i>Chapitre I : Généralités sur les énergies renouvelables : Solaire et Eolienne.</i>	
I.1 Introduction.	07
I.2 Evaluation des énergies renouvelables en Algérie.....	07
I.3 Energie solaire.....	07
I.3.1 Généralités sur le soleil.....	07
I.3.2 Définition.....	08
I.4 Position du soleil.....	11
I.4.1 Coordonnées géographiques terrestres.....	11
I.4.2 Déclinaison δ	12
I.4.3 Angle horaire du soleil (H).....	12
I.4.4 Equation du temps ET	13
I.4.5 Durée du jour.....	14
I.4.6 Durée d'ensoleillement D_{IS} d'un capteur(α, γ)	15
I.5 Energie solaire photovoltaïque.....	16
I.5.1 Définition.....	16
I.5.2 Bref historique.....	16
I.5.3 Électricité solaire par effet photovoltaïque.....	17
I.5.3.1 Principe de fonctionnement.....	17

I.5.3.2	Cellules photovoltaïques.....	18
I.5.3.3	Fonctionnement des cellules photovoltaïques.....	19
I.5.4	Différents types des cellules photovoltaïques.....	20
I.5.4.1	Cellules monocristallines.....	20
I.5.4.2	Cellules polycristallines.....	21
I.5.4.3	Cellules amorphes.....	21
I.5.5	Modules (ou panneaux).....	22
I.5.6	Générateur photovoltaïque.....	23
I.5.7	Conversion de l'énergie solaire photovoltaïque.....	25
I.5.8	Avantages et inconvénients de la technologie photovoltaïque.....	26
I.5.8.1	Avantages.....	26
I.5.8.2	Inconvénients.....	27
I.6	Énergie éolienne.....	27
I.6.1	Introduction.....	27
I.6.2	Historique de l'éolien.....	28
I.7	Définition de l'énergie éolienne.....	29
I.8	Architecture d'une éolienne.....	29
I.8.1	Rotor.....	30
I.8.2	Nacelle.....	30
I.8.3	Tour.....	31
I.9	Fonctionnement d'une éolienne.....	31
I.10	Caractéristiques des éoliennes.....	32
I.10.1	Eolienne à axe horizontal.....	32

I.10.2	Eolienne à axe vertical.....	33
I.11	Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne.....	34
I.12	Notions théoriques sur l'éolien.....	35
I.12.1	Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.....	35
I.12.2	Loi de Betz.....	36
I.12.3	Vitesse spécifique ou normalisée.....	37
I.12.4	Coefficient de puissance.....	38
I.12.5	Coefficient de couple.....	38
I.12.6	Distribution de Weibull.....	39
I.13	Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne.....	39
I.13.1	Avantages.....	39
I.13.2	Inconvénients.....	40
I.14	Conclusion.....	40
	Références bibliographiques.....	42
 <i>Chapitre II : Caractéristiques du système hybride photovoltaïque-éolien.</i>		
II.1	Introduction.....	46
II.2	Position du problème.....	46
II.3	Définition du système d'énergie hybride (S.E.H).....	46
II.4	Etat De l'art.....	49
II.5	Présentation du système hybride photovoltaïque-éolien.....	52
II.6	Principaux composantes du système d'énergie hybride photovoltaïque –éolien.	53

II.7 Descriptions des composantes du système hybride photovoltaïque-éolien.....	53
II.7.1 Générateurs photovoltaïques.....	53
II.7.2 Modèle d'une cellule solaire photovoltaïque.....	53
II.7.3 Caractéristique électrique d'une cellule photovoltaïque.....	54
II.7.4 Présentation du modèle mathématique.....	55
II.7.5 Paramètres externes d'une cellule photovoltaïque.....	56
II.7.6 Influence des résistances série et shunt.....	58
II.7.6.1 L'influence de la résistance série R_S	58
II.7.6.2 L'Influence de la résistance parallèle R_p	59
II.7.7 Influence de l'éclairement.....	60
II.7.8 Influence de la température.....	61
II.8 Générateur éolien.....	62
II.8.1 Introduction.....	62
II.8.2 Types d'aérogénérateur dans les systèmes éoliens.....	62
II.8.3 Différentes classes d'un système éolien.....	67
II.9 Systèmes de stockage.....	67
II.10 Convertisseurs.....	68
II.11 Charges.....	68
II.12 Conclusion.....	69
Références bibliographiques.....	71
 <i>Chapitre III : Modélisation et dimensionnement du système hybride Photovoltaïque-éolien.</i>	
III.1 Introduction.....	75

III.2	Caractéristiques des énergies photovoltaïque et éolienne.....	75
III.2.1	Générateur photovoltaïque.....	75
III.2.2	Générateur éolien.....	76
III.3	Modélisation du système hybride photovoltaïque-éolien.....	76
III.4	Modélisation mathématique.....	77
III.4.1	Modélisation du gisement solaire.....	77
III.4.1.1	Modèle de reconstitution des moyennes mensuelles des irradiations globales sur un plan incliné.....	77
III.4.1.1.a	Reconstitution des moyennes mensuelles des irradiations directes sur un plan incliné.....	77
III.4.1.1.b	Reconstitution des moyennes mensuelles des irradiations diffuses sur un plan incliné.....	78
III.4.1.1.c	Reconstitution des moyennes mensuelles des irradiations réfléchies sur un plan incliné.....	78
III.4.2	Potentiel solaire.....	78
III.4.3	Modélisation du gisement éolien.....	81
III.4.4	Potentiel éolien.....	81
III.4.5	Modélisation du système photovoltaïque.....	82
III.4.6	Modélisation du système éolien.....	84
III.4.7	Modélisation du système de stockage.....	85
III.4.7.1	Modèle de Copetti de batterie au plomb.....	85
III.4.7.2	Caractéristiques de décharge et de charge.....	86

III.5 Dimensionnement du système hybride photovoltaïque-éolien.....	88
III.5.1 Méthode de dimensionnement hypothèses technico-économiques.....	88
III.5.2 Données climatiques et l'énergie demandée.....	88
III.5.3 Performance du système et détermination du mois le plus défavorable.....	88
III.5.4 Taille des composantes renouvelables.....	90
III.5.5 Scénario 1 ($s = 1$), les moyennes annuelles pour chaque mois.....	90
III.5.6 Scénario 2 ($s = 2$), la méthode du mois le plus défavorable.....	91
III.5.7 Surfaces retenues des composantes renouvelables.....	91
III.5.8 Coefficient d'autonomie R.....	91
III.5.9 Capacité du système de stockage.....	92
III.6 Calcul des charges.....	92
III.6.1 Sites d'implantations.....	92
III 6.2 Caractéristiques de la maison choisie.....	93
III.6.3 Bilan énergétique.....	94
III.6.4 Détermination de la consommation énergétique.....	94
III.7 Conclusion.....	95
Références bibliographiques.....	97
 <i>Chapitre IV : Simulation du système hybride photovoltaïque-éolien.</i>	
IV.1 Introduction.....	100
IV.2 Système de conversion d'énergie hybride.....	100
IV.3 Modélisation du rayonnement solaire.....	101
IV.4 Dimensionnement du système hybride photovoltaïque-éolien.....	102
IV.5 Données météorologiques.....	102

IV.5.1 Energie solaire photovoltaïque récupérer sur un plan incliné.....	102
IV.5.2 Température ambiante.....	103
IV.5.3 Vitesse de vent	104
IV.5.4 Puissance effective de l'éolienne.....	106
IV.5.5. Energie hybride reçu durant l'année 2009.....	107
IV.6 Simulation du système hybride (Photovoltaïque et Eolien).....	109
IV.6.1 Procédure	109
IV.6.2 Résultats.....	109
IV.6.2.1. « Scénario 1 ».....	109
IV.6.2.1.a Coût des panneaux photovoltaïques et des éoliennes.....	110
IV.6.2.1.b Surfaces et nombres des panneaux photovoltaïques et des éoliennes.....	111
IV.6.2.2 « Scénario 2 ».....	113
IV.6.2.2.a Coût des panneaux photovoltaïques et des éoliennes	113
IV.6.2.2.b Surfaces et nombres des panneaux photovoltaïques et des éoliennes	114
IV.7 Comparaison entre les résultats de simulation pour les Scénarios 1 et 2.....	116
IV.7.1 Comparaison des Coûts entre les deux scénarios.....	116
IV.7.2 Bénéfice rapportée au choix des scénarios 1 et 2.....	117
IV.8 Conclusion	117
Références bibliographiques.....	119
Conclusion générale	122
Annexe 1	125
Annexe 2	126
Annexe 3	127
Annexe 4	128
Annexe 5	129

Liste des figures :

Figure I.1 : Carte du monde de l'irradiation moyenne annuelle sur un plan horizontal.....	8
Figure I.2 : Les deux types d'énergie solaire.....	9
Figure I.3 : Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM.....	10
Figure I.4 : Spectres solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM.....	11
Figure I.5 : Définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné.....	12
Figure I.6 : Système photovoltaïque.....	16
Figure I.7 : Effet photovoltaïque.....	17
Figure I.8 : Diagrammes de bandes d'énergie au voisinage de la jonction.....	18
Figure I.9 : Coupe transversale d'une cellule PV typique.....	19
Figure I.10: Cellule photovoltaïque (monocristalline).....	20
Figure I.11: Cellule PV polycristalline.....	21
Figure I.12 : Cellules, module et panneau photovoltaïques.....	22
Figure I.13 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de n_s cellules en série.....	24
Figure I.14 : Caractéristiques résultant d'un groupement de n_p cellules en parallèle.....	24
Figure I.15: Installation photovoltaïque autonome.....	25
Figure I.16 : Installation photovoltaïque couplée au réseau.....	26
Figure I.17: Capacité mondiale totale installée en (MW).....	28

Figure I.18: Composants d'une éolienne.....	29
Figure I.19: Eléments d'une nacelle.....	31
Figure I.20: Principe de fonctionnement d'une éolienne.....	31
Figure I.21: Eoliennes à axes horizontal.....	33
Figure I.22.a: Eolienne à axe horizontal en amont.....	33
Figure I.22.b: Eolienne à axe horizontal en aval.....	33
Figure I.23: Eoliennes à axes vertical.....	34
Figure 1.24 : Diagramme de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent.....	34
Figure I.25 : Colonne d'air animée d'une vitesse V	35
Figure I.26 : Théorie de Betz, Schéma de principe.....	36
Figure I.27 : Vitesse de vent (V) et vitesse tangentielle de l'aubage $\Omega_t R_t$	37
Figure II.1 : Système d'énergie hybride photovoltaïque-éolien.....	47
Figure II.2 : Position du parafoudre dans le système d'énergie hybride.....	48
Figure II.3 : Architecture d'un système d'énergie hybride.....	51
Figure II.4 : Schéma synoptique du système hybride étudié.....	52
Figure II.5 : Circuit équivalent de la cellule solaire.....	53
Figure II.6 : Caractéristiques $I=f(v)$ sous obscurité et sous éclairement d'une cellule photovoltaïque.....	54
Figure II.7 : Caractéristique d'une cellule solaire photovoltaïque.....	56
Figure II.8 : Notion de facteur de forme FF pour une cellule photovoltaïque.....	58
Figure II.9: Influence de R_s sur la caractéristique $I=f(V)$	59
Figure II.10 : Influence de R_p sur la caractéristique $I= f(V)$	60

Figure II.11 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique $I=f(V)$	61
Figure II.12 : Influence de la température sur la caractéristique $I= f (V)$	62
Figure II.13 : Schémas équivalent électrique d'une génératrice à courant continu à excitation séparée.....	66
Figure III.1 : Schéma de principe du système hybride photovoltaïque-éolien.....	77
Figure III.2 : Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontale au mois de Juillet.....	79
Figure III.3 : Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontale au mois de décembre.....	79
Figure III.4 : Irradiation globale journalière reçue sur plan normal au mois de Juillet	80
Figure III.5 : Irradiation globale journalière reçue sur plan normal au mois de Décembre.....	80
Figure III.6 : Tracé des vitesses moyennes du vent à 10 m du sol.....	82
Figure III.7 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	82
Figure III.8 : Schéma bloc du Générateur Photovoltaïque.....	83
Figure III.9 : Modèle de la voile.....	84
Figure III.10 : Schéma électrique équivalent de nb éléments de batteries en séries.....	85
Figure III.11 : Modèle électrique de la batterie.....	86
Figure III.12 : Caractéristique de décharge.....	87
Figure III.13 : Caractéristique de charge.....	87

Figure III.14: Durée du jour en fonction du numéro du jour de l'année N	
pour le site de Tlemcen et de Bouzaréah.....	93
Figure IV.1 : Schéma de principe du système hybride photovoltaïque- éolien.	101
Figure IV.2: Comparaison entre l'énergie solaire photovoltaïque reçue	
à Tlemcen et Bouzaréah.....	103
Figure IV.3 : Température ambiante des panneaux annuelle à Tlemcen et Bouzaréah.....	104
Figure IV.4 : Profil de la vitesse du vent annuelle pour Tlemcen et Bouzaréah.....	105
Figure IV.5 : Comparaison entre l'énergie du vent récupérer à Tlemcen et Bouzaréah.....	105
Figure IV .6 : Puissance effective de l'éolienne à Tlemcen.....	106
Figure IV.7 : Puissance effective de l'éolienne à Bouzaréah.....	107
Figure IV.8 : Energie hybride photovoltaïque- éolienne reçue à Tlemcen.....	107
Figure IV.9 : Energie hybride photovoltaïque – éolienne reçue à Bouzaréah.....	108
Figure IV.10: Coût des panneaux photovoltaïques et des éoliennes	
à la région de Tlemcen.....	110
Figure IV.11 : Coût des panneaux photovoltaïques et des éoliennes	
à la région de Bouzaréah.....	110
Figure IV.12 : Surfaces des panneaux photovoltaïques et des éoliennes	
obtenues à la région de Tlemcen.....	111
Figure IV.13 : Nombre de panneaux photovoltaïques et des éoliennes	
obtenues à la région de Tlemcen.....	111
Figure IV.14 : Surfaces des panneaux photovoltaïques et des éoliennes	
obtenues à la région de Bouzaréah.....	112
Figure IV.15 : Nombre de panneaux photovoltaïques et des éoliennes	

obtenues à la région de Bouzaréah.....	112
Figure IV.16 : Coût des panneaux photovoltaïques et des éoliennes	
à la région de Tlemcen.....	113
Figure IV.17 : Coût des panneaux photovoltaïques et des éoliennes	
à la région de Bouzaréah.....	113
Figure IV.18 : Surfaces de panneaux photovoltaïques et d'éoliennes	
obtenues à la région de Tlemcen.....	114
Figure IV.19 : Nombre de panneaux photovoltaïques et d'éoliennes	
obtenues à la région de Tlemcen.....	114
Figure IV.20 : Surfaces de panneaux photovoltaïques et d'éoliennes	
obtenues à la région de Bouzaréah.....	115
Figure IV.21 : Nombre de panneaux photovoltaïques et d'éoliennes	
obtenues à la région de Bouzaréah.....	115
Figure IV.22 : Comparaison des Coûts des deux scénarios 1 et 2	
pour la région de Tlemcen.....	116
Figure IV.23 : Comparaison des Coûts des deux scénarios 1 et 2	
pour la région de Bouzaréah.....	116
Figure IV.24 : Bénéficie rapportée au choix des scénarios 1 et 2.....	117

Liste des tableaux :

Tableau I.1 : Répartition de la puissance installée par application.....	7
Tableau I.2 : Comparatif des différentes technologies.....	22
Tableau II.1 : Classification des S.E.H par gamme de puissance.....	52
Tableau III.1 : Potentiel solaire en Algérie.....	78
Tableau III.2 : Jours types de chaque mois.....	89
Tableau III.3: Caractéristiques des sites de Bouzaréah et Tlemcen.....	92
Tableau III.4 : Estimation des besoins énergétiques journalier.....	94
Tableau III.5 : Durée de jour, lever et coucher du soleil maximale et minimale sur le site de Bouzaréah et de Tlemcen.....	95

Nomenclature :

λ_o	Longueur d'onde	<i>m</i>
h	Constante de Planck	<i>j · s</i>
C	Vitesse de la lumière	<i>ms⁻¹</i>
ϕ	Latitude du lieu	°
λ	Longitude du lieu	°
δ	Déclinaison du soleil	°
H	L'angle horaire du soleil	°
E_g	L'énergie de gap de semi-conducteur	J
E_C	L'énergie de la bande de conduction	J
E_V	L'énergie de la bande de valence	J
E_c	L'énergie cinétique du vent	J
M	Masse d'air qui traverse l'éolienne	Kg
P_{aer}	Puissance aérodynamique de l'éolienne	W
F	Force de l'air sur l'éolienne	N
V_1	Vitesse d'air en amont de l'éolienne	<i>ms⁻¹</i>
V_2	Vitesse d'air en aval l'éolienne	<i>ms⁻¹</i>
C_p	Coefficient de puissance de l'éolienne	--
λ_n	Vitesse spécifique ou normalisée	<i>ms⁻¹</i>
R_t	Rayon de la surface balayée	<i>m</i>
C_m	Coefficient de couple de l'éolienne	--
P_m	Puissance mécanique disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur	W
T_t	Couple de la turbine éolienne	<i>N · m</i>
C	Facteur d'échelle de Weibull	<i>ms⁻¹</i>
K	Facteur de forme de Weibull	--
$I(V)$	Courant délivré sur une charge par une cellule PV éclairée	A
I_{ph}	Photo-courant de cellule	A
I_d	Courant de jonction I_d (courant traversant la diode)	A
I_r	Courant dérivé par la résistance shunt	A
I_{cc}	Courant de court-circuit d'une cellule photovoltaïque	A
I	Courant de cellule	A
V	Tension de cellule	V
T	Température de la jonction	°K
q	Charge de l'électron ($1,6 \cdot 10^{-19} C$)	C
I_0	Courant de saturation inverse de la diode	A
v	Tension de seuil de diode ($1,1V$)	V
n	Facteur d'idéalité de la photopile	--

R_S	Résistance série de la cellule	Ω
R_{sh}	Résistance parallèle ou Shunt de la cellule	Ω
V_{CO}	Tension en circuit ouvert	V
E	Force électromotrice F.E.M	V
ϕ	Flux par pôle	Wb
U	Tension extraite de la génératrice	V
R_a	Résistance de l'induit	Ω
L_a	L'inductance de l'induit	H
I	Courant extrait de la génératrice	A
P_{em}	Puissance électromagnétique	W
R_t	Rayon de la turbine	m
Ω_t	Vitesse angulaire de la turbine	$\text{rad} \cdot \text{s}^{-1}$
V, V_x	Vitesse du vent	ms^{-1}
β	Angle de calage des pales	$^\circ$
T_t	Couple développé par la turbine	$\text{N} \cdot \text{m}$
ρ	Masse volumique de l'air [$\rho = 1,225 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$]	$\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$
G_{inc}	L'irradiation solaire sur plan incliné	KWh/m^2
T_a	Température ambiante moyenne journalière	$^\circ\text{C}$
T_C	Température cellule moyenne journalière	$^\circ\text{C}$
$NOCT$	Température nominale de fonctionnement de la cellule	$^\circ\text{C}$
θ_i	Angle d'incidence	$^\circ$
E_S	Ensoleillement dans le plan des modules	W / m^2
T_j	Température de jonction de la cellule	$^\circ\text{C}$
I_G	Courant fourni par le groupe de modules	A
V_G	Tension aux bornes du groupe de modules	V
K	Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23} \text{ J}/\text{K}$)	J/K
E_0	Tension à vide de la batterie chargée	V
R_b	Résistance interne de la batterie	Ω
I_b	Courant de décharge de la batterie (> 0)	A
Q_0	Capacité de la batterie	Ah

INTRODUCTION GENERALE

Introduction Générale

Depuis le début du siècle, la consommation énergétique mondiale est en très forte croissance dans toutes les régions du monde. Il semble que tendanciellement, les consommations d'énergie vont continuer à augmenter, sous l'effet de la croissance économique d'une part, et de l'augmentation de la consommation d'électricité par habitant d'autre part, quels que soient les cas de figures envisagés.

Pour cela les énergies renouvelables apparaissent à nos jours et à long terme comme la solution adéquate qui couvre ce besoin énergétique en diminuant l'inconvénient majeur émis par les énergies fossiles et fissiles: le gaz à effet de serre.

Elles sont devenues une forme d'énergie indispensable par leur souplesse, la simplicité d'utilisation et la multiplicité des domaines d'activités où elles sont appelées à jouer un rôle. Ces modes de production ainsi que les moyens de distribution associés sont amenés à subir de profonds changements au cours des prochaines décennies.

Disponibles en quantité supérieure aux besoins énergétiques actuels de l'humanité, les ressources d'énergie renouvelable représentent par ailleurs une chance pour plus de deux milliards de personnes, habitant des régions isolées, d'accéder à l'électricité. Ces atouts, alliés à des filières de plus en plus performantes, favorisent le développement des énergies renouvelables.

En ce qui concerne notre pays : l'Algérie, l'enjeu du développement des énergies renouvelables est encore plus important. En effet, ces énergies permettront de plus en plus de couvrir la croissance nécessaire et légitime des services énergétiques de base dans les domaines du développement rural, de l'habitat, de la santé, de l'éducation puis à long terme, de l'industrie.

Ainsi de sa part sa situation géographique, l'Algérie favorise le développement et l'épanouissement de l'utilisation des énergies solaire et éolienne .En effet vu l'importance de l'intensité du rayonnement solaire reçu (169.440 TWh/an), le plus important de tout le bassin méditerranéen , et représente 5.000 fois la consommation Algérienne en électricité et 60 fois la consommation de l'Europe des 15 (estimée à 3.000 TWh/an)[1], notre pays couvre certains de ses besoin en énergie solaire.

Tandis que l'énergie éolienne qui représente un potentiel important à la région sud Adrar très précisément, donne un autre extension pour notre pays pour se diversifier au point de production d'électricité d'origine renouvelables dans les décennie à venir.

Cependant, la production d'électricité à partir seulement d'une des deux sources d'énergie citées ci-dessus, est un objectif très souvent limité par le prix de revient final du KWh électrique produit, en raison de l'intégarité du vent et de la discontinuité dans le temps du rayonnement solaire qui posent le problème du stockage d'énergie. Or cet aspect de ces énergies est encor aujourd'hui un de ceux qui ralentissent le plus leur développement, car ce stockage, d'autant plus important que les régimes de vent soient irréguliers ou que les temps d'ensoleillement soient faibles, constitue souvent une grande part (environ 20%).

De l'investissement d'une installation de production d'énergie électrique à partir du vent ou du rayonnement solaire.

Considérant leurs caractéristiques saisonnières respectives, ces deux énergies ne se concurrencent pas mais au contraire peuvent se valoriser mutuellement. C'est pourquoi on propose ici un système hybride composé de ces deux sources d'énergie, qui consiste en l'exploitation optimale de la complémentarité entre elles.

Ainsi cette complémentarité d'énergie est accompagnée par un système de stockage assuré par des batteries au plomb, pour cela le dimensionnement de stockage optimale basé sur la partie de modélisation des composants constituant ce système et la charge de l'utilisation.

L'objectif de notre travail est de maintenir un meilleur rendement avec un coût minimal du système hybride photovoltaïque – éolien. Cela entraîne une étude des paramètres de dimensionnement de ce type d'application et leur simulation permettra de mètre en évidence les stratégies de contrôles disponible et d'évaluer les techniques d'optimisations. Pour cette raison on présente une méthode de dimensionnement optimale de la taille du système hybride de production d'électricité.

Pour atteindre cet objectif, nous avons scindé notre mémoire en quatre chapitres :

- Le premier chapitre présente et expose les deux sources d'énergies renouvelables, que sont l'énergie solaire et éolien, ainsi que le principe de fonctionnement des systèmes qui les entraînent.
- Le deuxième chapitre est consacré a une étude qui décrit et justifie les différentes composantes du système hybride photovoltaïque-éolien proposée.
- Le troisième chapitre est dédiée à l'optimisation du système hybride (Photovoltaïque et éolienne) en introduisons une analyse des charges et des caractéristiques des deux sites : Tlemcen et Bouzaréah, ainsi que les méthodes de dimensionnements basées sur les moyennes mensuelles et le mois le plus défavorable de chacun des deux sites, du point de vue de

l'estimation de la production d'énergie à partir de données météorologiques : l'irradiation solaire et la vitesse du vent.

- Le quatrième chapitre présente une analyse des résultats de l'optimisation et de la simulation numérique du système hybride traitée à l'aide du logiciel MATLAB, pour les deux méthodes citée précédemment.

Enfin, nous concluons ce modeste travail par une synthèse des travaux réalisés et des perspectives d'amélioration.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES:

- [1] Ministère de l'Énergie et des Mines (Algérie), « Guide des Énergies Renouvelables », Edition 2007.

CHAPITRE I

GENERALITES SUR LES ENERGIES

RENOUVELABLES : SOLAIRE ET EOLIENNE

I.1. Introduction

On appelle énergie renouvelable un ensemble de sources d'énergie qui sont inépuisables à l'échelle humaine, largement disponibles, essentiellement gratuites et sont compatibles avec un certain respect environnemental [1]. Elles peuvent être converties, selon les besoins, en électricité ou en chaleur. La cogénération d'électricité et de chaleur est possible dans le cas de la géothermie, de la biomasse et de l'énergie solaire [2].

- Le solaire est une utilisation directe des rayons du soleil pour produire chaleur ou électricité.
- La biomasse regroupe l'ensemble des énergies provenant de la dégradation de la matière organique. C'est de l'énergie solaire transformée par les plantes chlorophylliennes qui sont utilisées soit directement (bois de chauffage) soit après de nouvelles transformations chimiques (biogaz, biocarburant).
- L'éolienne utilise l'énergie du vent de manière mécanique.
- La géothermie est l'utilisation directe des gradients des températures terrestres ou de sources chaudes [1].

Dans ce premier chapitre, nous allons décrire les différentes caractéristiques des deux énergies renouvelables étudiées dans ce mémoire : le solaire et l'éolien.

I.2. Evaluation des énergies renouvelables en Algérie

Le potentiel des énergies renouvelables en Algérie est le plus important d'Afrique du Nord. Le marché des énergies renouvelables est prometteur et leur promotion constitue l'un des axes de la politique énergétique et environnementale du pays [3]. Parmi les objectifs affichés par les pouvoirs publics, le marché local doit atteindre 600MW en 2015, amenant la part de l'électricité produite par les énergies renouvelables à 6% de l'électricité totale produite.

Application	Puissance installée (KW)	Pourcentage
Electrification	1353	58%
Télécommunication	498	21%
Pompage	288	12%
Eclairage public	48	2%
Autres	166	7%

Tableau I.1 : Répartition de la puissance installée par application. [3]

I.3. Energie solaire

I.3.1. Généralités sur le soleil

Le soleil est une sphère avec une matière extrêmement chaude et gazeuse avec un diamètre de $1,39 \cdot 10^9 m$, et est à distance moyenne de $1,49 \cdot 10^{11} m$ de la terre. Comme vu de la terre, le soleil

tourne autour de son axe une fois toutes les quatre semaines, cependant il ne tourne pas comme un corps solide; une rotation est faite en 27 jours à l'équateur et en 30 jours aux régions polaires [4].

Il est considéré comme un corps noir avec une température effective de $5777^{\circ}K$, et rayonne principalement dans le visible et le proche infra rouge (de $300nm$ à $1200nm$) avec un maximum aux environs de $500nm$.

Cette énergie est produite par les réactions de fusion dans le soleil et est filtrée par l'atmosphère. Le rayonnement solaire apporte sur terre une énergie de 2000 à $2500 kWh/m^2$ par an, ce qui est supérieur à la totalité des ressources fossiles jamais découvertes (Voir Figure I.1).

La quantité d'énergie exploitable de ces ressources malheureusement "non renouvelables" ne représente que 0,5 % de ce que nous recevons chaque année par rayonnement solaire [1].

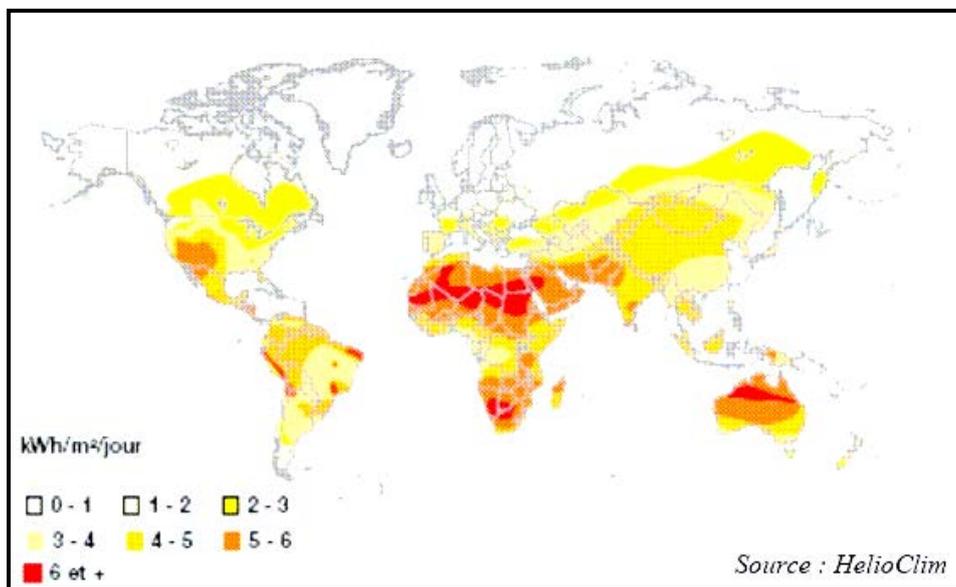


Figure I.1 : Carte du monde de l'irradiation moyenne annuelle sur un plan horizontal. [5]

I.3.2. Définition

L'énergie solaire est la ressource énergétique la plus abondante sur terre. Elle est à l'origine de la majorité des énergies renouvelables, mais elle est très atténuée.

Le rayonnement solaire peut être utilisé pour produire soit directement de l'électricité à l'aide de semi-conducteur photovoltaïque, soit de la chaleur solaire thermique pour le chauffage ou la production électrique [1] (Voir Figure I.2).

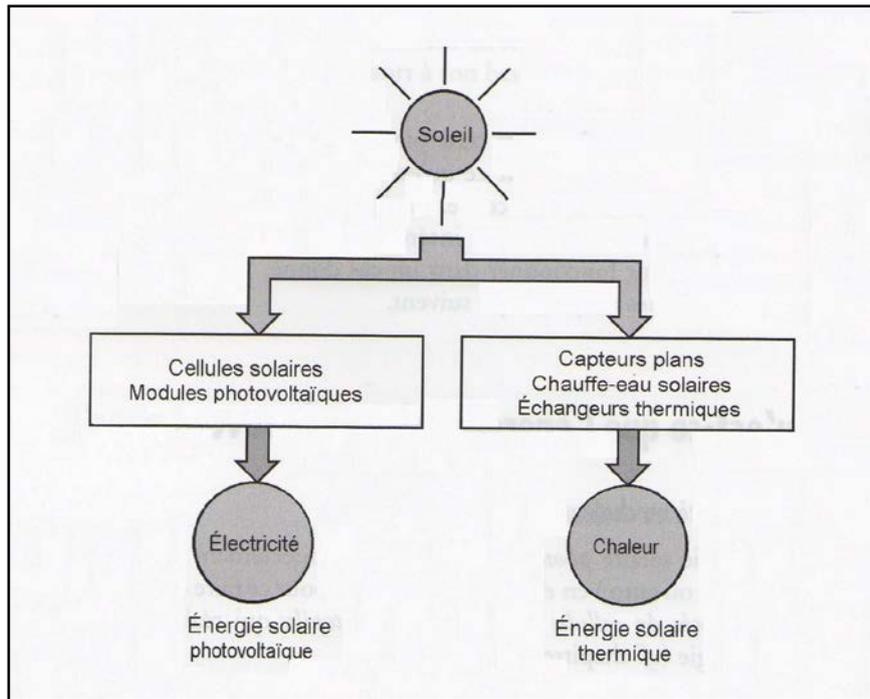


Figure I.2 : Les deux types d'énergie solaire. [6]

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet ($2,5\mu\text{m}$) à l'infrarouge lointain ($2,5\mu\text{m}$), et transportant chacun une énergie E_{ph} , qui répond elle-même à la relation suivante :

$$E_{ph} = h \frac{c}{\lambda_0} \quad (I.1)$$

Dans laquelle :

- λ_0 : Longueur d'onde (m) ;
- h : Constante de Planck ;
- c : Vitesse de la lumière (m/s).

D'après l'équation (I.1), l'énergie transportée par un photon est inversement proportionnelle à sa longueur d'onde, c'est-à-dire plus la longueur d'onde est courte, plus l'énergie du photon est grande.

On utilise la notion AM pour Air Mass afin de caractériser le spectre solaire en termes d'énergie émise [7]. L'énergie totale transportée par le rayonnement solaire sur une distance soleil-terre est de l'ordre de $1350\text{W}/\text{m}^2$ (AM0) dans l'espace hors atmosphère terrestre (Voir Figure. I.3).

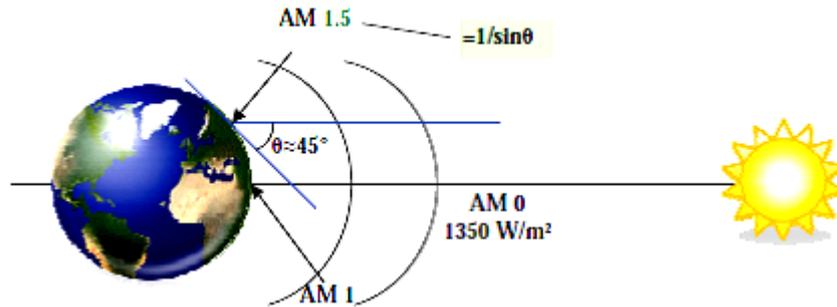


Figure. I.3 : Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM. [7]

Lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère, il subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite de phénomènes d'absorption et de diffusion dans les gaz, l'eau et les poussières. Ainsi, la couche d'ozone absorbe une partie du spectre lumineux provenant du soleil, et en particulier une partie des ultraviolets dangereux pour la santé. Le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol (à 90° d'inclinaison) atteint 1000 W/m^2 du fait de l'absorption dans l'atmosphère (AM1). Cette valeur change en fonction de l'inclinaison des rayons lumineux par rapport au sol. Plus l'angle de pénétration θ est faible, plus l'épaisseur atmosphérique que les rayons auront à traverser sera grande, d'où une perte d'énergie conséquente. Par exemple, l'énergie directe transportée par le rayonnement solaire atteignant le sol avec un angle de 48° avoisine les 833 W/m^2 (AM1.5).

Pour connaître le rayonnement global reçu au sol, il faut ajouter à ce dernier le rayonnement diffus. Le rayonnement diffus concerne tout le rayonnement dont la trajectoire entre le soleil et le point d'observation n'est pas géométriquement rectiligne et qui est dispersé ou réfléchi par l'atmosphère ou bien le sol. En considérant ceci, on obtient une référence du spectre global notée AM1.5 avec une puissance de 1000 W/m^2 , la Figure I.4 correspondant à nos latitudes.

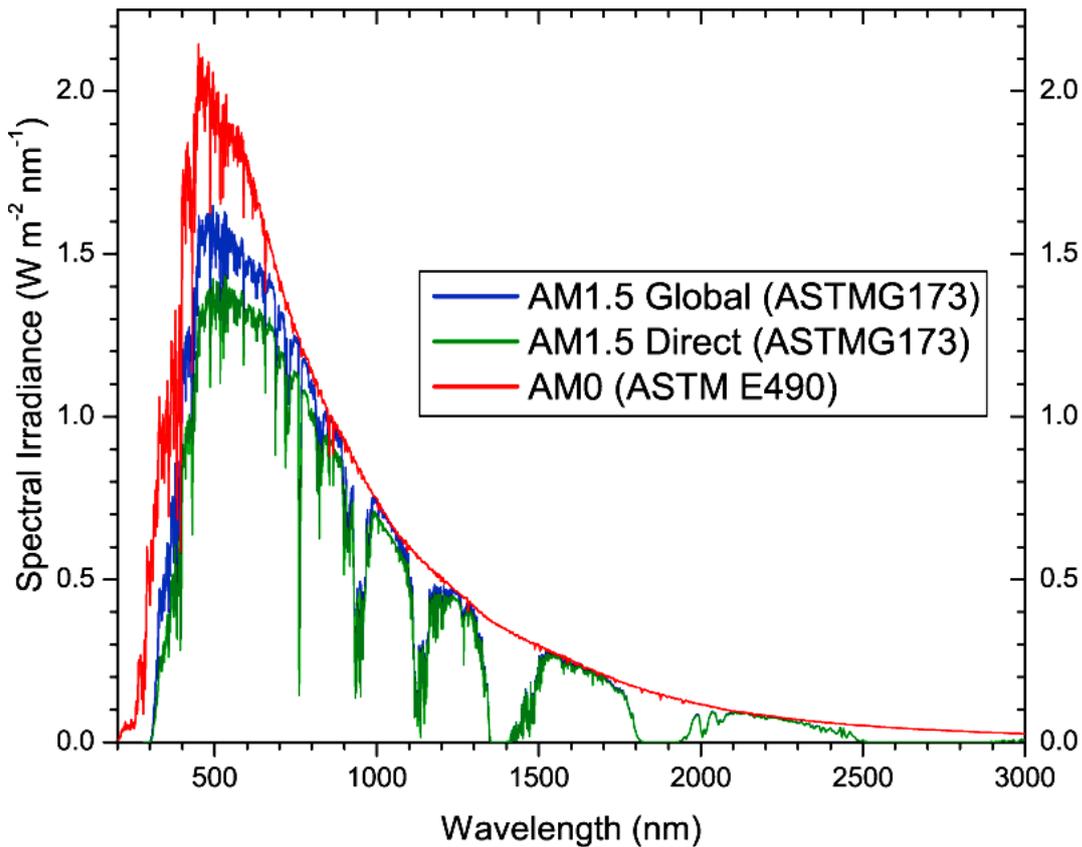


Figure I.4 : Spectres solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM.

Source NREL solar spectrum

I.4. Position du soleil

Les ondes électromagnétiques provenant du soleil portent l'énergie, la projection de cette énergie dépend de l'orientation de la surface réceptrice. Pour récupérer le maximum d'énergie en provenance du soleil, il est nécessaire d'orienter au mieux le récepteur par rapport aux rayons lumineux. La connaissance de la position du soleil en fonction du temps est primordiale.

I.4.1. Coordonnées géographiques terrestres

Ce sont les coordonnées angulaires qui permettent de repérer un point sur la terre.

➤ Latitude ϕ

Une des coordonnées terrestres d'un point de notre planète. C'est l'angle que fait le plan de l'équateur avec la direction reliant le centre de la terre au point considéré. Sa valeur est positive dans l'hémisphère nord, et est négative dans l'hémisphère sud [8].

➤ Longitude λ

Une des coordonnées terrestres d'un point de notre planète. C'est l'angle que fait le méridien local passant par le point considéré avec le méridien d'origine passant par la ville de Greenwich. Sa valeur est positive à l'ouest et est négative à l'est de la méridienne origine [8].

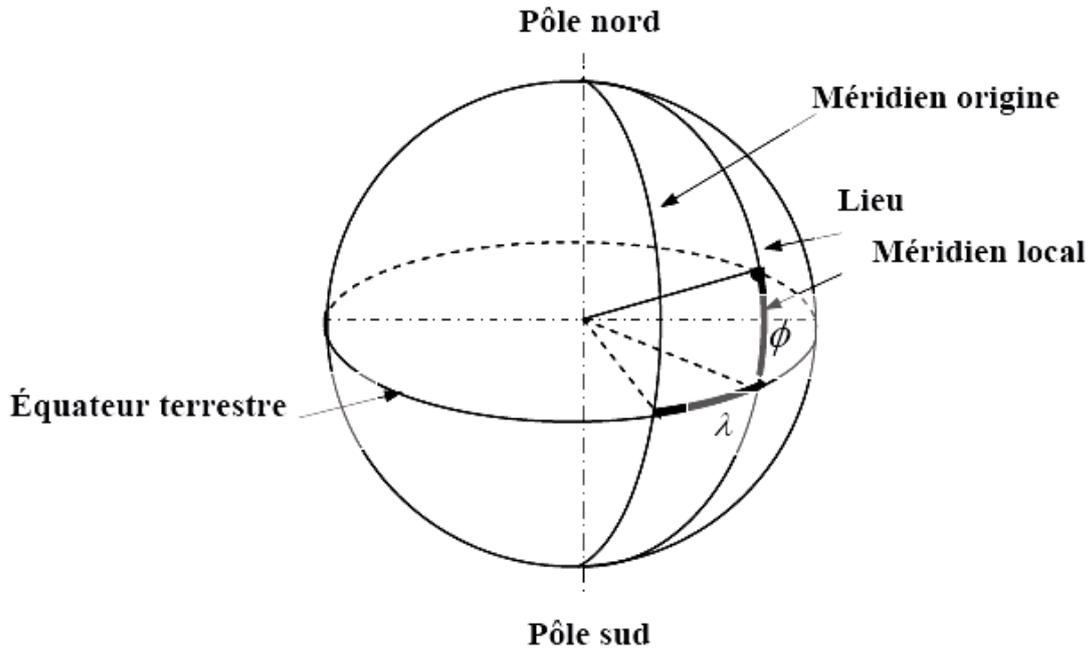


Figure I.5 : Définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné. [9]

I.4.2 Déclinaison δ

C'est l'angle formé par le vecteur Soleil Terre avec le plan équatorial. Elle est due à l'inclinaison de l'axe des pôles terrestre par rapport au plan écliptique, ce qui est traduit par les différentes saisons. Elle varie au cours de l'année entre $-23,45^\circ$ et $+23,45^\circ$. Elle est nulle aux équinoxes de printemps (21 mars) et d'automne (23 septembre), et maximale aux solstices d'été (22 juin) et d'hiver (22 décembre) [10].

La variation journalière de la déclinaison est d'environ de $0,5^\circ$. Elle est calculée par une équation simple approximative [4] :

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left(\left(\frac{360}{365} \right) (284 + n) \right) \quad (I.2)$$

Ou par une série de Fourier [4] :

$$\delta = (0,006918 - 0,399912 \cos \beta + 0,070257 \sin \beta - 0,00678 \cos 2\beta + 0,000907 \sin 2\beta - 0,002697 \cos 3\beta + 0,00148 \sin 3\beta) \frac{180^\circ}{\pi} \quad (I.3)$$

I.4.3 Angle horaire du soleil (H)

C'est l'angle que font les projections de la direction du soleil avec la direction de méridien du lieu [11], l'angle horaire du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation :

$$H = 15 \cdot (TSV - 12) \quad (I.4)$$

Avec :

$$\left\{ \begin{array}{l} TSV = TL - DE + \left(\frac{E_t + 4\lambda}{60} \right) \\ E_t = 9,87 \cdot \sin 2N' - 7,35 \cos N' - 1,5 \sin N' \\ N' = \frac{360}{365} \cdot (N - 81) \\ DE = +1 \text{ pour l'Algérie.} \end{array} \right.$$

DE : Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich ;

TSV : Temps solaire vrai = temps repéré de façon que le soleil se trouve au zénith à midi ;

TL : Temps légal = temps donné par une montre ;

E_t : Correction de l'équation du temps ;

λ : Longitude du lieu.

L'angle horaire H varie de -180° à $+180^\circ$.

$$\text{On prend: } \left\{ \begin{array}{l} H > 0 \text{ après midi.} \\ H < 0 \text{ le matin.} \\ H = 0 \text{ midi TSV.} \end{array} \right.$$

I.4.4 Equation du temps ET

C'est l'écart entre le temps solaire moyen TSM et le temps solaire vrai TSV selon le jour de l'année considérée [11].

$$ET = TSV - TSM \quad (I.5)$$

Avec :

TSV : Temps Solaire Vrai c'est le temps repéré de façon que le soleil se trouve au zénith à midi ;

TSM : Temps Solaire Moyen c'est le temps qui " s'écoule " à vitesse constante de la Terre sur son orbite au cours de l'année (celui mesuré par les horloges).

La variation de ET durant l'année est donnée par la formule suivante [4]:

$$ET = 0,258 \cos x - 7,416 \sin x - 3,648 \cos 2x - 9,228 \sin 2x \quad (I.6)$$

Avec :

$$x = \frac{360(N - 1)}{365 \cdot 25} \quad (I.7)$$

Où l'angle x est défini en fonction du numéro du jour N . Le décompte commence à partir du 1^{er} janvier où $N = 1$.

I.4.5. Durée du jour

Le jour est le temps qui sépare le lever et le coucher du soleil. Deux instants particuliers de la journée qui donne une hauteur h du soleil nulle sont appelés: le lever et le coucher du soleil [12].

La relation donnant la hauteur du soleil peut s'écrire :

$$\sin h = \cos \delta \cos H \cos \phi + \sin \delta \sin \phi \quad (\text{I.8})$$

Avec:

- δ : Déclinaison du soleil ;
- H : L'angle horaire du soleil ;
- ϕ : Latitude du lieu.

Cette équation peut être écrite sous la forme suivante:

$$\sin h = \cos \delta \cos \phi (\cos H + \tan \delta \tan \phi) \quad (\text{I.9})$$

On pose:

$$T = -\tan \delta \tan \phi$$

Alors l'équation (I.8) devient comme suit:

$$\sin h = \cos \delta \cos \phi (\cos H - T) \quad (\text{I.10})$$

Le cas des deux points « pôles » étant écartés, la résolution de $\sin h = 0$ est équivalent à la résolution de $\cos H = T$.

$$\cos H = T \Rightarrow \cos H = -\tan \delta \tan \phi = T .$$

$$\text{Si } |T| > 1 \Leftrightarrow |\phi| + |\delta| > 90^\circ$$

($\sin h$) ne peut pas être nul. Quel que soit H . On ne peut pas parler de lever ou de coucher du soleil

dans ce cas Si T est négatif: $T < -1 \Leftrightarrow |\phi + \delta| > 90^\circ$

$$\Leftrightarrow \sin h > 0$$

$$\Leftrightarrow h > 0.$$

Le soleil est toute la journée au-dessus de l'horizon: "Jour polaire"

Si T est positif: $T > -1 \Leftrightarrow |\phi + \delta| < 90^\circ$

$$\Leftrightarrow \sin h < 0$$

$$\Leftrightarrow h > 0.$$

Le soleil est toute la journée au-dessous de l'horizon: « Nuit polaire »

$$\text{Si } |T| \leq 1 \Leftrightarrow |\phi| + |\delta| \leq 90^\circ$$

L'équation $\sin h = 0$ à deux racines, un pour le lever et l'autre pour le coucher.

Le coucher correspond à la valeur positive HC et le lever à la valeur négative HL .

$$\begin{cases} H_c = \arccos(-\operatorname{tg} \delta \operatorname{tg} \phi) \\ H_L = -H_c \end{cases} \square$$

$$D_j = \frac{H_c - H_L}{15} = \frac{2}{15} \cdot \operatorname{Arc} \cos T \quad (\text{I.11})$$

Avec:

$$T = -\operatorname{tg} \delta \cdot \operatorname{tg} \phi$$

I.4.6. Durée d'ensoleillement D_{IS} d'un capteur (α, γ)

La durée d'insolation (D_{IS}) est la durée effective d'ensoleillement d'un capteur mesurée par héliographe et définie à partir d'un seuil minimum ($\approx 250 \text{w/m}^2$).

Pour un plan (α, γ) , un lieu ϕ et un jour donné, i est uniquement fonction de l'angle horaire H [13], on exprimera donc $\cos i$ en faisant bien apparaître la variable H .

$$\operatorname{Cos}(i) = A \cdot \operatorname{Sin}(H) + B \cdot \operatorname{Cos}(H) + C \quad (\text{I.12})$$

Avec :

$$\begin{cases} A = A' \operatorname{Cos}(\delta) & A' = \operatorname{Sin}(\alpha) \operatorname{Cos}(\gamma) \\ B = B' \operatorname{Cos}(\delta) & B' = \operatorname{Cos}(\alpha) \operatorname{Cos}(\gamma) \operatorname{Sin}(\phi) + \operatorname{Sin}(\gamma) \operatorname{Cos}(\phi) \\ C = C' \operatorname{Sin}(\delta) & C' = -\operatorname{Cos}(\alpha) \operatorname{Cos}(\gamma) \operatorname{Cos}(\phi) + \operatorname{Sin}(\gamma) \operatorname{Sin}(\phi) \end{cases}$$

Le lever H_L , et le coucher H_C , du soleil sur un capteur sont définis pour:

$$i = \pm 90^\circ \Rightarrow \operatorname{Cos}(i) = 0$$

$$\Rightarrow A \cdot \operatorname{Sin}(H) + B \cdot \operatorname{Cos}(H) + C = 0$$

La résolution de cette équation nous donne deux solutions une pour le lever et l'autre pour le coucher :

$$\begin{cases} H_L = \rho(\alpha) \arccos\left(\frac{B'}{D'}\right) - \arccos\left(\frac{-C'}{D'} \operatorname{tg}(\delta)\right) \\ H_C = \rho(\alpha) \arccos\left(\frac{B'}{D'}\right) + \arccos\left(\frac{-C'}{D'} \operatorname{tg}(\delta)\right) \end{cases}$$

Avec:

$$D' = \sqrt{A'^2 + B'^2}$$

$$\rho(\alpha) = \operatorname{Singe} \text{ de } \alpha$$

La durée d'ensoleillement d'un capteur est donnée par:

$$D_{IS} = \frac{H_2 - H_1}{15} \quad (I.13)$$

Avec :

$$\begin{cases} H_1 = H_L, & \text{si } |H_L| \leq |H_L| \\ H_1 = H_L, & \text{si } |H_L| \geq |H_L| \\ H_2 = H_C, & \text{si } |H_C| \leq |H_C| \\ H_2 = H_C, & \text{si } |H_C| \geq |H_C| \end{cases}$$

I.5. Energie solaire photovoltaïque

I.5.1. Définition

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) provient de la conversion directe de l'énergie provenant de photons, compris dans le rayonnement lumineux (solaire ou autre) en énergie électrique. Elle utilise pour ce faire des modules photovoltaïques composés de cellules ou de photopiles fabriqués avec des matériaux sensibles aux longueurs d'ondes du visible qui réalisent cette transformation d'énergie [5].

L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) qui a une caractéristique statique courant-tension I(V) non linéaire et présentant un point de puissance maximale (PPM). Cette caractéristique dépend du niveau d'éclairement et de la température de la cellule ainsi que du vieillissement de l'ensemble [14].

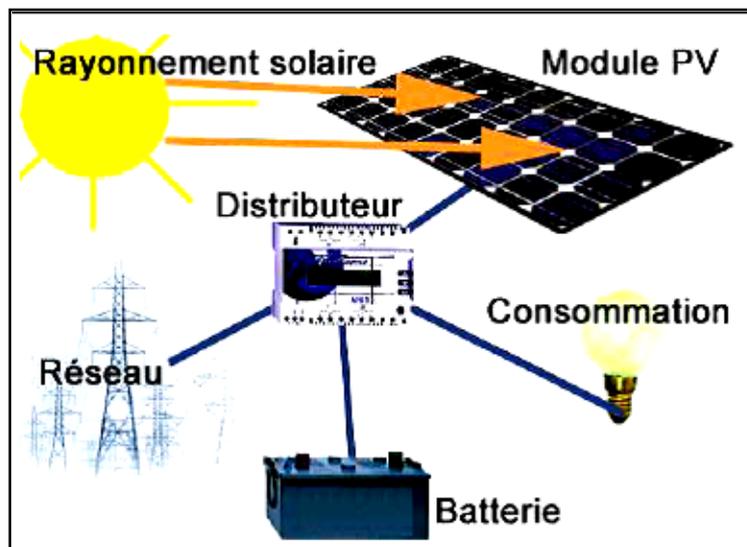


Figure I.6 : Système Photovoltaïque. [15]

I.5.2. Bref historique

L'héliélectricité, qui traite de la transformation directe de l'énergie solaire en énergie électrique, est apparue en 1930 avec les cellules à oxydes cuivreux puis au sélénium, mais ce n'est qu'en 1954, avec la

réalisation de premières cellules photovoltaïques au sélénium dans les laboratoires de la compagnie Bell téléphonent, que l'on entrevoit la possibilité de fournir de l'énergie. Très rapidement utilisées pour l'alimentation des véhicules spatiaux, leur développement et de rapides progrès ont été motivés par la conquête de l'espace. Au cours des années 80, la technologie photovoltaïque terrestre a progressé régulièrement par la mise en place de plusieurs centrales de quelque mégawatt, et même devenue familière des consommateurs à travers de nombreux produits de faibles puissances y faisant appel : montres, calculatrices, balises radio et météorologique, pompes et réfrigérateurs solaires. Des événements tels que les courses de véhicules solaires offrant une image de haute technologie futuristes et écologique y ont également contribué [15].

I.5.3. Électricité solaire par effet photovoltaïque

I.5.3.1. Principe de fonctionnement

Découvert par le physicien français A. BECQUEREL dès 1839, l'effet photovoltaïque permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires (photon) en électricité (Volt), par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière.

Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p. La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p [5].

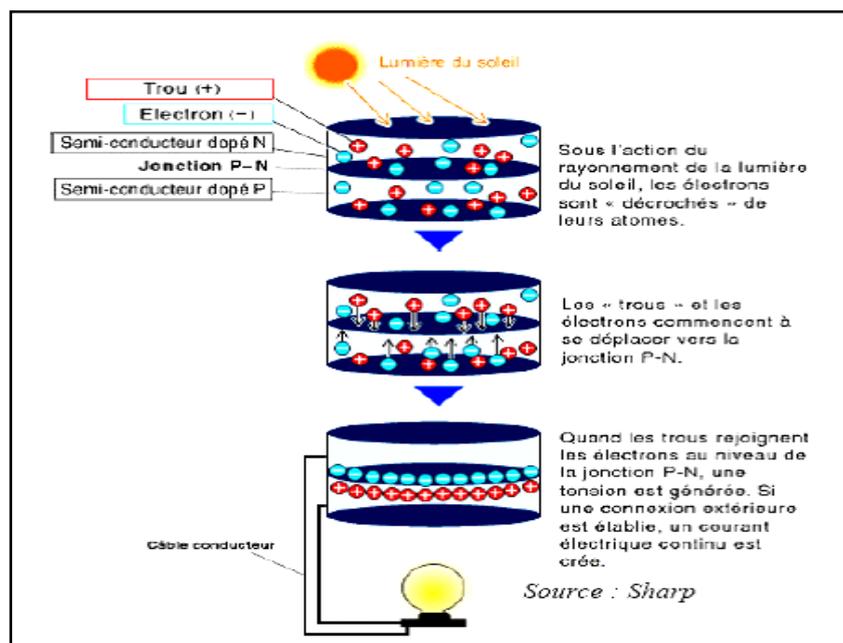


Figure I.7 : Effet photovoltaïque. [5]

Donc ce principe réside en une collision des photons incidents (flux lumineux) avec les électrons libres et les électrons de valence en leur communiquant une énergie($h\nu$).

- ❖ Si cette énergie est supérieure ou égale à l'énergie de gap de ce semi-conducteur ($E_g = E_C - E_V$), l'électron passe de la bande de valence à la bande de conduction en laissant un trou derrière lui, d'où l'apparition des paires électron- trou dans différents points de la jonction. Donc toute particule minoritaire près de la jonction a une probabilité très forte pour la traverser et la jonction s'oppose uniquement le passage des porteurs majoritaires (Voir Figure I.8).
- ❖ Si les photons ont une énergie très supérieure à E_g , ils passent de la bande de valence à un niveau instable de la bande de conduction. L'excès d'énergie sera transmis sous forme de photons réseau cristallin puis perdue en chaleur et l'électron prendra un niveau stable dans la bande de conduction.
- ❖ Si les photons ont une énergie inférieure à E_g , ils ne seront pas absorbés et leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque [16].

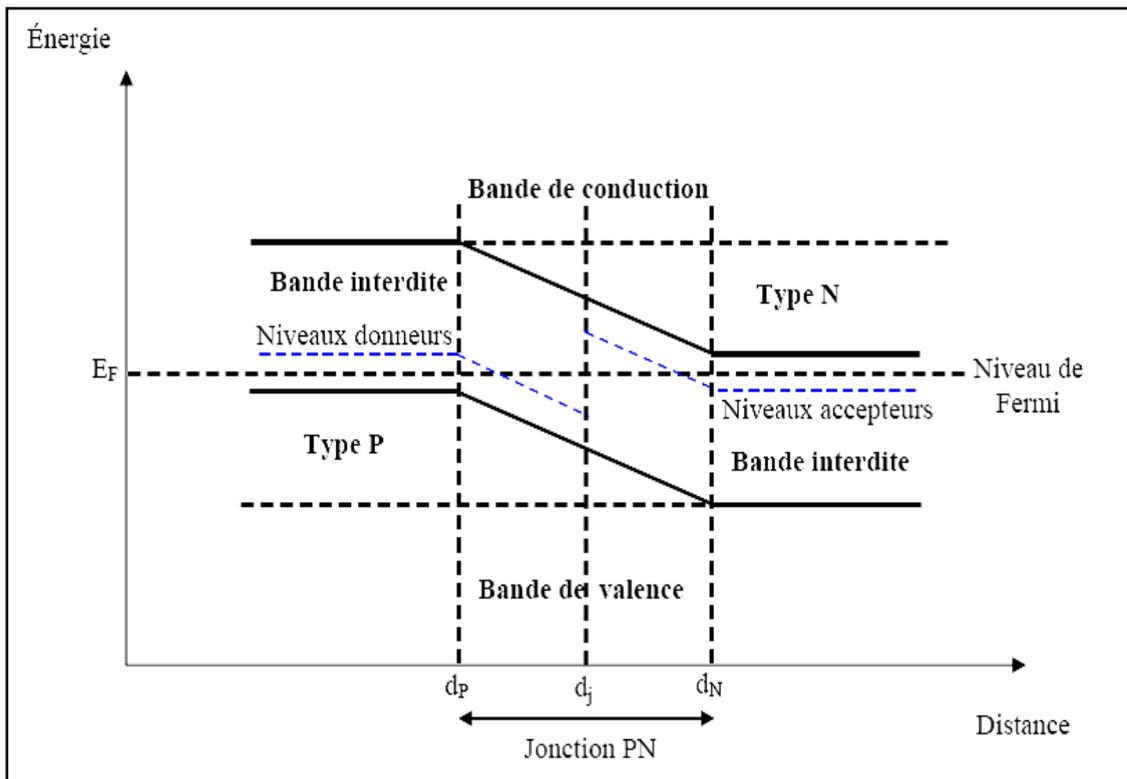


Figure I.8 : Diagrammes de bandes d'énergie au voisinage de la jonction. [16]

I.5.3.2. Cellules photovoltaïques

La cellule photovoltaïque est un moyen de conversion de la lumière en énergie électrique par le processus « effet photovoltaïque ». Elle est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P

(dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction P-N avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction P-N de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule. A travers une charge continue, on peut en plus récolter des porteurs. La tension maximale de la cellule est d'environ $0,6v$ pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{oc}), (Voir Figure I.9). Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit (I_{cc}) et dépend fortement du niveau d'éclairement [14].

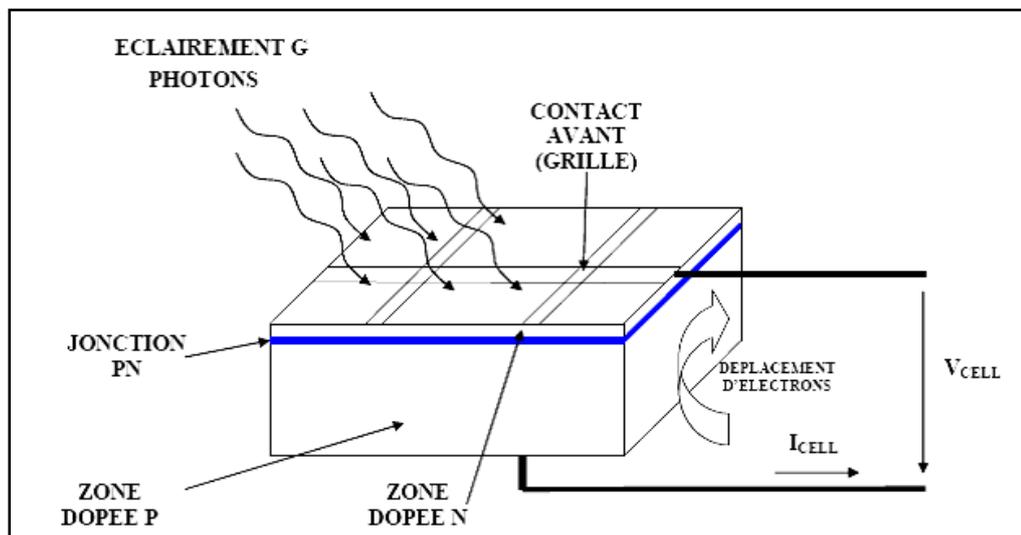


Figure I.9 : Coupe transversale d'une cellule PV typique. [14]

I.5.3.3. Fonctionnement des cellules photovoltaïques

La cellule photovoltaïque est composée d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme directement en courant électrique. Le régime photovoltaïque est un régime où aucun potentiel n'est appliqué, mais où un courant circule à travers une charge.

Le système développe donc une puissance électrique. Le principe de fonctionnement de la cellule fait appel aux propriétés du rayonnement et celles des semi-conducteurs.

La conversion de photons en électrons dans un matériau pouvant produire un courant électrique nécessite :

- Absorption des photons par le matériau (absorption optique) et la génération des porteurs de charges.
- Collecte des porteurs excités avant qu'ils ne reprennent leur énergie initiale (relaxation).

Une cellule photovoltaïque produit une tension de $0,5v$ en circuit ouvert. L'intensité du Courant fourni par cette cellule dépend des conditions environnantes et en fonction de la charge [17].

I.5.4. Différents types des cellules photovoltaïques

Il existe différents types de cellules solaires ou cellules photovoltaïques. Chaque type de cellule est caractérisé par a un rendement et un coût qui lui sont propres. Cependant, quel que soit le type, le rendement reste assez faible : entre 8 et 23 % de l'énergie que les cellules reçoivent.

Actuellement, il existe trois principaux types de cellules [18]:

I.5.4.1 Cellules monocristallines

Les cellules monocristallines sont les photopiles de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal (Voir Figure I.10).

Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie; plus onéreux, il est cependant plus efficace que le silicium poly-cristallin. Du silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau. Lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un monocristal.

Un Wafer (tranche de silicium) est alors découpé dans le barreau de silicium. Après divers traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction P-N, dépôt de couche anti-reflet, pose des collecteurs), le Wafer devient cellule.

Les cellules sont rondes ou presque carrées et, vues de près, elles ont une couleur uniforme. Elles ont un rendement de 15 à 22 %, mais la méthode de production est laborieuse [5].

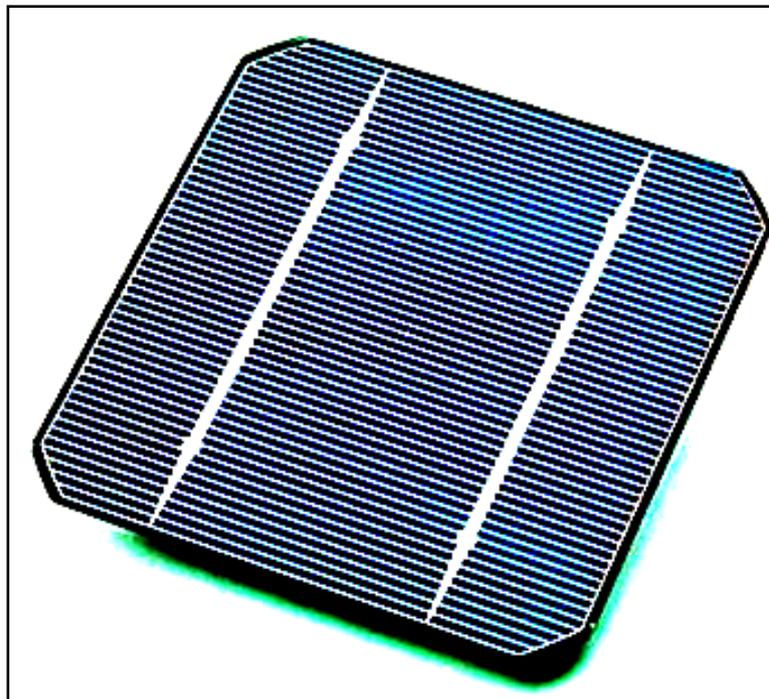


Figure I.10: Cellule photovoltaïque (monocristalline). [5]

I.5.4.2. Cellules polycristallines :

Les cellules polycristallines sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vus de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux (tonalités différentes), (Voir Figure I.11).

Elles ont un rendement de 11 à 15%, mais leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines.

Ces cellules, grâce à leur potentiel de gain de productivité, se sont aujourd'hui imposées. L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles produisent peu de déchets de coupe et qu'elles nécessitent 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur fabrication.

Le wafer est scié dans un barreau de silicium dont le refroidissement forcé a créé une structure Poly-cristalline. Durée de vie estimée : 30 ans [5].

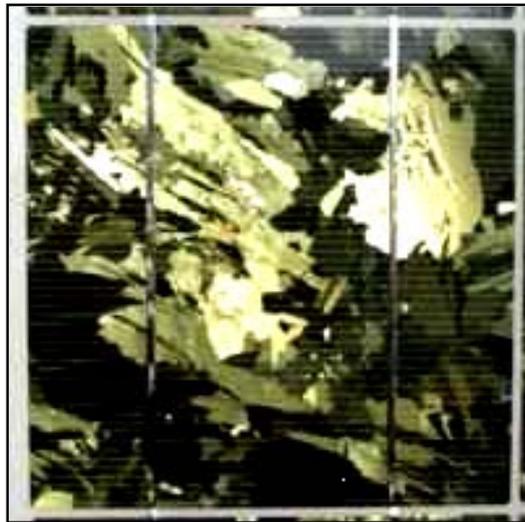


Figure. I.11 : Cellule PV polycristalline. Source: Wikipédia

I.5.4.3. Cellules amorphes

Les modules photovoltaïques amorphes ont un coût de production bien plus bas, mais malheureusement leur rendement n'est que 6 à 8% actuellement. Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide.

Le rendement de ces panneaux est moins bon que celui des technologies Poly-cristallines ou monocristallines.

Cependant, le silicium amorphe permet de produire des panneaux de grandes surfaces à bas coût en utilisant peu de matière première [5].

Matériau	Rendement	Longévité	Caractéristiques	Principales utilisations
Silicium monocristallin	12 à 18% <i>(24,7% en laboratoire)</i>	20 à 30 ans	<ul style="list-style-type: none"> * Très performant * Stabilité de production. * Méthode de production coûteuse et laborieuse. 	Aérospatiale, modules pour toits, façades,...
Silicium polycristallin	11 à 15% <i>(19,8% en laboratoire)</i>	20 à 30 ans	<ul style="list-style-type: none"> * Adapté à la production à grande échelle. * Stabilité de production, Plus de 50% du marché mondial. 	Modules pour toits, façades, générateurs...
Amorphe	5 à 8% <i>(13% en laboratoire)</i>		<ul style="list-style-type: none"> * Peut fonctionner sous la lumière fluorescente. * Fonctionnement si faible luminosité. * Fonctionnement par temps couvert. * Fonctionnement si ombrage partiel * La puissance de sortie varie dans le temps. En début de vie, la puissance délivrée est de 15 à 20% supérieure à la valeur nominale et se stabilise après quelques mois. 	Appareils électroniques (montres, calculatrices...), intégration dans le bâtiment

Tableau I.2 : Comparatif des différentes technologies. [5]

I.5.5. Modules (ou panneaux)

Typiquement une cellule photovoltaïque produit moins de 2 watts sous approximativement 0,5 Volt. Alors Pour produire plus de puissance les cellules sont assemblées pour former un module Une association série de plusieurs cellules donne un module et une association série et/ou parallèle de plusieurs modules permet de réaliser un panneau photovoltaïque (Voir Figure I.12). [19].

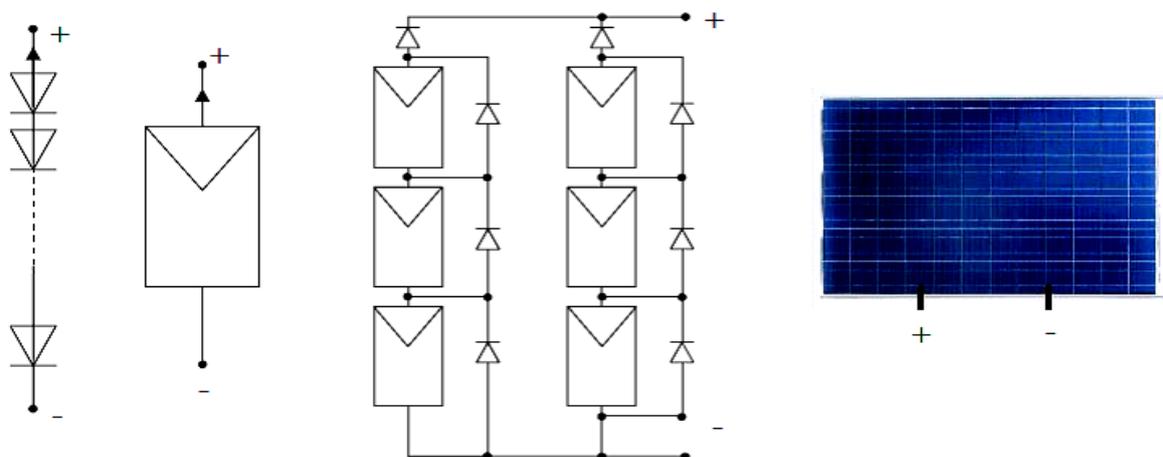


Figure I.12 : Cellules, module et panneau photovoltaïques. [20]

Un module photovoltaïque se compose généralement d'un circuit de 36 cellules en série, protégées de l'humidité par un capsulage de verre et de plastique. L'ensemble est ensuite muni d'un cadre et d'une boîte de jonction électrique [20].

Le passage d'un module à un panneau se fait par l'ajout de diodes de protection, une en série pour éviter les courants inverses et une en parallèle, dite diode by-pass, qui n'intervient qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules pour limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser la perte de production associée [19].

Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. La puissance crête, obtenue sous un éclairage maximal sera proportionnelle à la surface du module. La rigidité de la face avant (vitre) et l'étanchéité sous vide offerte par la face arrière soudée sous vide confèrent à l'ensemble sa durabilité [20].

I.5.6. Générateur photovoltaïque :

Dans des conditions d'ensoleillement standard ($1000\text{W}/\text{m}^2$; 25°C ; AM1.5), la puissance maximale délivrée par une cellule silicium de 150 cm^2 est d'environ 2.3 Wc sous une tension de 0.5V . Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue donc un générateur électrique de faible puissance insuffisante en tant que telle pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait réalisés par association, en série et/ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules élémentaires [6].

$$V_{co(n_s)} = n_s \cdot V_{co} \quad \text{avec: } I_{cc} = I_{cc(n_s)} \quad (\text{I.14})$$

Une association de n_s cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, (Voir Figure I.13). L'équation (I.13) résume les caractéristiques électriques d'une association série de n_s cellules.

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. L'association série permet ainsi d'augmenter la tension de l'ensemble et donc d'accroître la puissance de l'ensemble. Les panneaux commerciaux constitués de cellules de première génération sont habituellement réalisés en associant 36 cellules en série

($V_{cons} = 0,6 \times 36 = 21,6V$) afin d'obtenir une tension optimale du panneau V_{opt} proche de celle d'une tension de batterie de 12V.

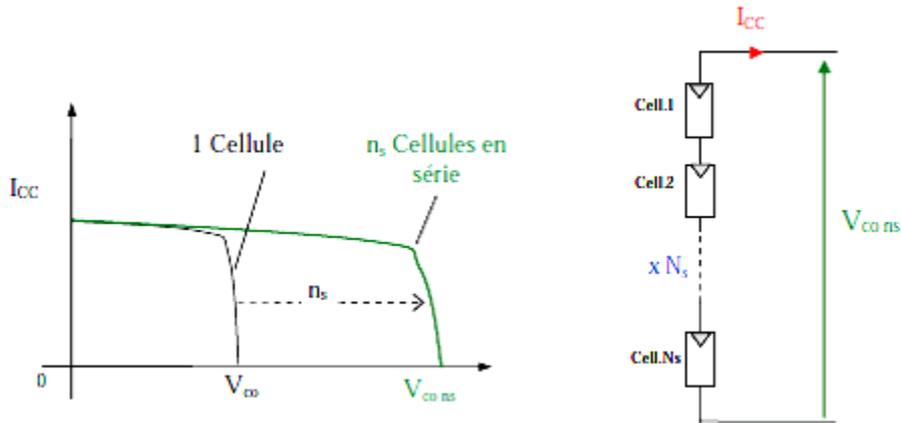


Figure I.13 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de ns cellules en série. [7]

D'autre part, une association parallèle de n_p cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants, (Voir Figure I.14). L'équation (I.14) résume à son tour les caractéristiques électriques d'une association parallèle de n_p cellules.

$$I_{sc}(n_p) = n_p \times I_{sc} \quad \text{avec: } V_{co}(n_p) = V_{co} \tag{I.15}$$

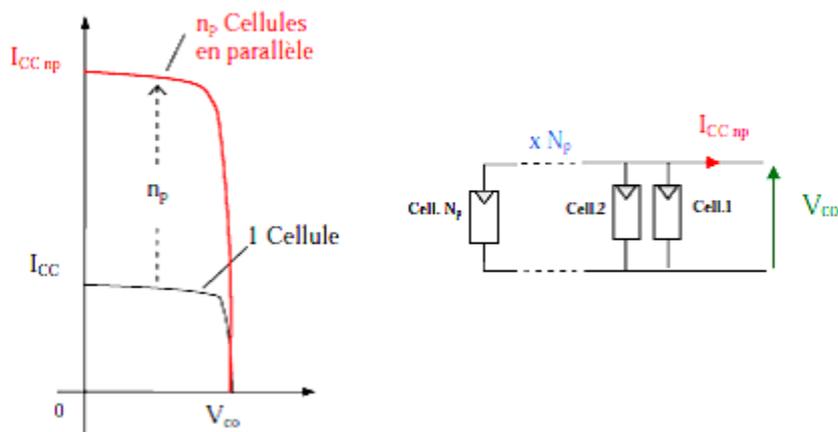


Figure I.14 : Caractéristiques résultant d'un groupement de n_p cellules en parallèle. [7]

Les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaités.

Ainsi, pour n_s cellules en série, constituant des branches elles-mêmes n_p en parallèle, la puissance disponible en sortie du générateur PV est donnée par :

$$P_{pv} = n_s V_{pv} \cdot n_p I_{pv} \quad (I.16)$$

Si l'on désire avoir un générateur PV ayant un courant de sortie plus intense, on peut soit faire appel à des cellules PV de plus grande surface et de meilleur rendement, soit associer en parallèle plusieurs modules PV de caractéristiques similaires. Pour qu'un générateur PV ainsi constitué puisse fonctionner de façon optimale, il faut que les (n_s, n_p) cellules se comportent toutes de façon identique. Elles doivent pour cela être issues de la même technologie, du même lot de fabrication et qu'elles soient soumises aux mêmes conditions de fonctionnement (éclairage, température, vieillissement et inclinaison).

La puissance du générateur PV sera optimale si chaque cellule fonctionne à sa puissance maximale notée P_{max} . Cette puissance est le maximum d'une caractéristique P(V) du générateur, et correspond au produit d'une tension optimale notée V_{opt} et d'un courant optimal noté I_{opt} [15].

Cette caractéristique dépend fortement de l'éclaircement auquel est soumis le générateur et de sa température.

I.5.7. Conversion de l'énergie solaire photovoltaïque

➤ Chaîne de conversion électrique

Dans le cas d'installations autonomes, l'énergie produite par les panneaux solaires photovoltaïques est utilisée immédiatement (pompage, ventilation, etc....) ou stockée dans des batteries pour une utilisation différée (Voir Figure I.15). Le courant continu produit alimente directement des appareils prévus à cet effet ou est transformé en 230 Volts alternatif [19].

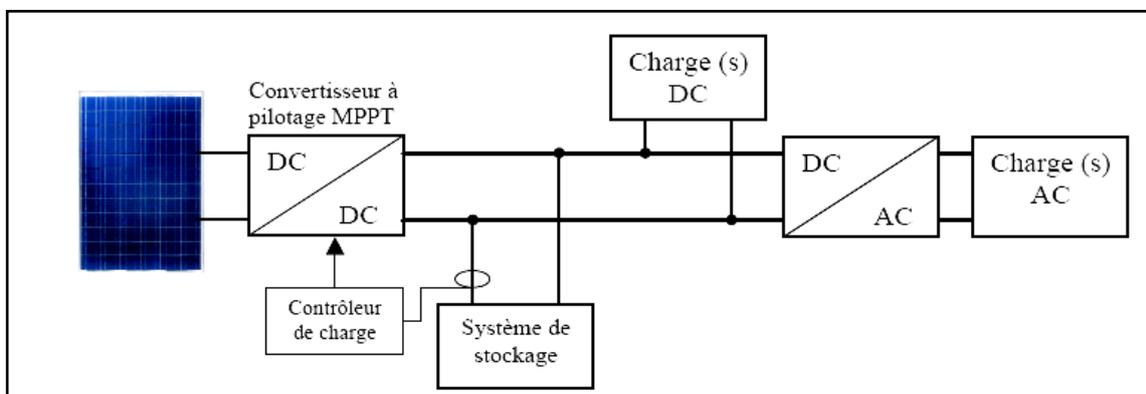


Figure I.15: Installation photovoltaïque autonome. [19]

Le système peut également être connecté au réseau. L'avantage du raccordement est de se dispenser du coûteux et problématique stockage de l'électricité. Dans ses versions les plus économiques l'onduleur ne peut fonctionner qu'en présence du réseau, une éventuelle panne de ce dernier rend inopérant le système de production d'origine renouvelable. Un onduleur réversible est nécessaire si on a une charge à courant continu (Voir Figure I.16). Si la consommation locale est supérieure à la production de la centrale, l'appoint est fourni par le réseau. Dans le cas contraire, l'énergie est fournie au réseau public et sert à alimenter les consommateurs voisins [19].

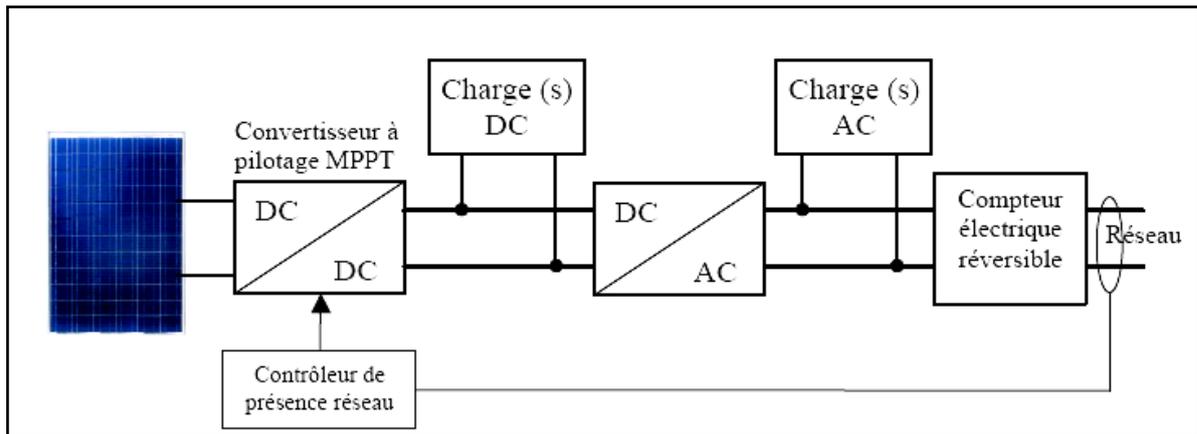


Figure I.16 : Installation photovoltaïque couplée au réseau. [19]

I.5.8. Avantages et inconvénients de la technologie photovoltaïque

I.5.8.1. Avantages

- Haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- Caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du Milliwatt au Mégawatt.
- Coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé.
- Technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant (électricité propre), silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.
- Fonctionnent de façon rentable dans les régions éloignées et dans de nombreuses applications résidentielles et commerciales.
- Flexibilités et peuvent être élargis à n'importe quel moment pour répondre à vos besoins en matière d'électricité.

- Temps de réalisation d'une centrale PV minimum.
- Longue durée de vie.
- Elimination des frais des risques de transport associé des énergies fossiles [21].

I.5.8.2 Inconvénients

- Fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des Investissements d'un coût élevé.
- Rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % avec une limite théorique pour une cellule de 28%.
- Générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- Tributaire des conditions météorologiques.
- Beaucoup d'appareils vendus dans le marché fonctionnent au 220 à 230V alternatif. Or, l'énergie issue du générateur PV est unidirectionnelle et de faible voltage (< 30V), elle doit donc être transformée par l'intermédiaire d'un onduleur.
- Stockage de l'énergie électrique dans des accumulateurs qui sont les plus souvent des batteries au Plomb. Sachant que les batteries ne doivent pas se décharger à plus de 60% (70% maximum) de leur capacité maximale. En outre, les batteries ont une faible durée de vie (3 à 5ans), ce qui entraîne un surcoût au fonctionnement [21].

I.6. Energie éolienne

I.6.1. Introduction

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres, une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement [22, 23]. Cette énergie est tirée du vent au moyen d'un dispositif aérogénérateur comme une éolienne ou un moulin à vent (Voir Figure I.17).

Après avoir pendant longtemps oublié cette énergie pourtant exploitée depuis l'antiquité, elle connaît depuis environ 30 ans un essor sans précédent qui est dû notamment aux premiers chocs pétroliers. A l'échelle mondiale, l'énergie éolienne depuis une dizaine d'années maintient une croissance de 30% par an [23, 24].



Figure I.17 : Capacité mondiale totale installée en (MW).
Source: <http://www.wwindea.org/WWEAE.V>

I.6.2 Historique de l'éolien

Parmi toutes les énergies renouvelables, à part l'énergie du bois, c'est l'énergie du vent qui a été exploitée en premier par l'homme. Depuis l'antiquité, elle fut utilisée pour la propulsion des navires et ensuite les moulins à blé et les constructions permettant le pompage d'eau. Les premières utilisations connues de l'énergie éolienne remontent à 2 000 ans avant J.-C environ [25].

La Première description écrite de l'utilisation des moulins à vent en Inde date d'environ 400 ans avant J.-C. En Europe, ce n'est qu'au VII^{ème} siècle que l'on voit apparaître les premiers moulins à vent. Utilisés tout d'abord pour moudre le grain, d'où leur nom de " moulins ", ils furent aussi utilisés aux Pays-Bas pour assécher des lacs ou des terrains inondés [25].

A l'arrivée de l'électricité donne l'idée au britannique Lord Kelvin en 1802 de songé pour la première fois à transformer l'énergie éolienne en énergie électrique. En effet il essaya d'associer une génératrice d'électricité à un moteur éolien, mais en fait il faudra attendre 1850 et l'avènement de la dynamo pour qu'on puisse voir ce que l'on appellera les « aérogénérateurs ». Cette nouvelle application de l'énergie éolienne a connu un certain succès, et l'on comptait en 1920 jusqu'à 300 constructeurs d'aérogénérateurs. « Malheureusement », à cette époque, le faible coût du pétrole avait mis le kilowatt fourni par l'énergie thermique à un niveau de compétitivité inaccessible à l'énergie éolienne [24.25].

Dés 1973, le processus inverse a, petit à petit, relancé les programmes d'études et de réalisation d'aérogénérateurs. Mais les budgets de recherche et de développement, ainsi que les aides gouvernementales fluctuent avec le prix du baril de pétrole, et les aides accordées aux autres énergies (photovoltaïque en particulier). Toutefois au court des dernières années se dessine une nette tendance au

développement de « fermes éoliennes » ou « parcs éoliens » raccordés aux réseaux de distribution avec les machines de 300KW à 1.5MW [25].

Ces éoliennes servent aujourd'hui à produire du courant alternatif pour les réseaux électriques, au même titre qu'un réacteur nucléaire, un barrage hydro-électrique ou une centrale thermique au charbon. Cependant, les puissances générées et les impacts sur l'environnement ne sont pas les mêmes.

I.7. Définition de l'énergie éolienne

L'énergie en provenance du vent traverse la turbine éolienne qui est un élément d'interface entre le domaine de la mécanique des fluides et de la mécanique traditionnelle. L'intérêt d'une éolienne se justifie par la possibilité qu'elle apporte de récupérer l'énergie cinétique présentée dans le vent et la transformée en énergie mécanique de rotation, Cette énergie mécanique peut être exploitée principalement de deux manières [25] :

- Soit Conservation de l'énergie mécanique : le vent est utilisé pour faire avancer un véhicule (navire à voile ou char à voile), pour pomper de l'eau (moulins de Majorque, éoliennes de pompage pour abreuver le bétail) ou pour faire tourner la meule d'un moulin.
- Soit Transformation en énergie électrique : l'éolienne est accouplée à un générateur électrique pour fabriquer du courant continu ou alternatif, le générateur est relié à un réseau électrique ou bien il fonctionne de manière autonome avec un générateur d'appoint (par exemple un groupe électrogène) et/ou un parc de batteries ou un autre dispositif de stockage d'énergie [24].

I.8. Architecture d'une éolienne

On peut considérer trois composants essentiels dans une éolienne, le rotor, la nacelle et la tour, (Voir Figure (I.18)) [23] :

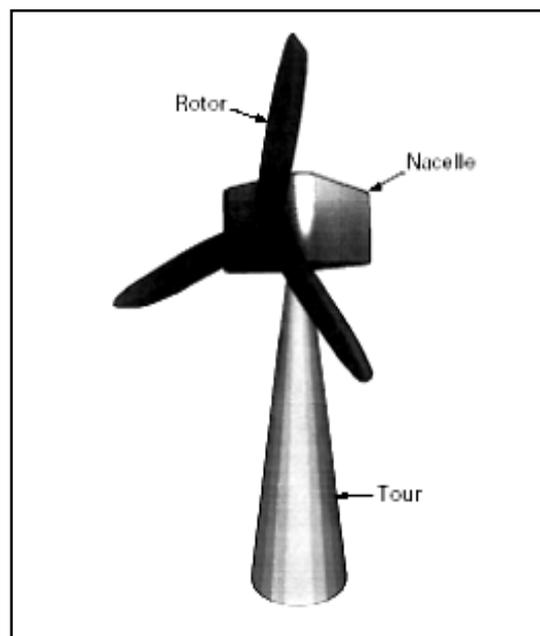


Figure I.18 : Composants d'une éolienne. [23]

I.8.1. Rotor

C'est le capteur d'énergie qui transforme l'énergie du vent en énergie mécanique. Le rotor est un ensemble constitué de pales et de l'arbre primaire, la liaison entre ces éléments étant assurée par le moyeu. Sur certaines machines, l'arbre primaire qui tourne à faible vitesse comporte un dispositif permettant de faire passer des conduites hydrauliques entre la nacelle (repère fixe) et le moyeu (repère tournant). Cette installation hydraulique est notamment utilisée pour la régulation du fonctionnement de la machine (pas des pales variables, freinage du rotor...) [25, 26].

I.8.2. Nacelle

Son rôle est d'abriter l'installation de génération de l'énergie électrique ainsi que ses périphériques. Différentes configurations peuvent être rencontrées suivant le type de la machine. La figure (1.19) présente une coupe d'une nacelle avec ses différents composants :

- Multiplicateur de vitesse : il sert à élever la vitesse de rotation entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire qui entraîne la génératrice électrique. En effet, la faible vitesse de rotation de l'éolienne ne permettrait pas de générer du courant électrique dans de bonnes conditions avec les générateurs de courant classiques.
- L'arbre secondaire comporte généralement un frein mécanique qui permet d'immobiliser le rotor au cours des opérations de maintenance et d'éviter l'emballement de la machine [23, 26].
- Génératrice : Différents types de génératrices peuvent être rencontrés.
- Contrôleur électronique chargé de surveiller le fonctionnement de l'éolienne. Il s'agit en fait d'un ordinateur qui peut gérer le démarrage de la machine lorsque la vitesse du vent est suffisante (de l'ordre de 5 m/s), gérer le pas des pales, le freinage de la machine, l'orientation de l'ensemble rotor, nacelle face au vent de manière à maximiser la récupération d'énergie et réduire les efforts instantanés sur l'installation. Pour mener à bien ces différentes tâches, le contrôleur utilise les données fournies par un anémomètre (vitesse du vent) et une girouette (direction du vent), habituellement situés à l'arrière de la nacelle. Enfin, le contrôleur assure également la gestion des différentes pannes éventuelles pouvant survenir [23].
- Divers dispositifs de refroidissement (génératrice, multiplicateur) par ventilateurs, radiateurs d'eau, ou d'huile.
- Dispositif d'orientation de la nacelle : Il permet la rotation de la nacelle à l'extrémité supérieure de la tour, autour de l'axe vertical. L'orientation est généralement assurée par des moteurs électriques, par l'intermédiaire d'une couronne dentée. De nombreuses éoliennes comportent un système de blocage mécanique de la position de la nacelle suivant une orientation donnée ; cela évite de solliciter constamment les moteurs et permet aussi de bloquer l'éolienne durant les opérations de maintenance [23, 26].

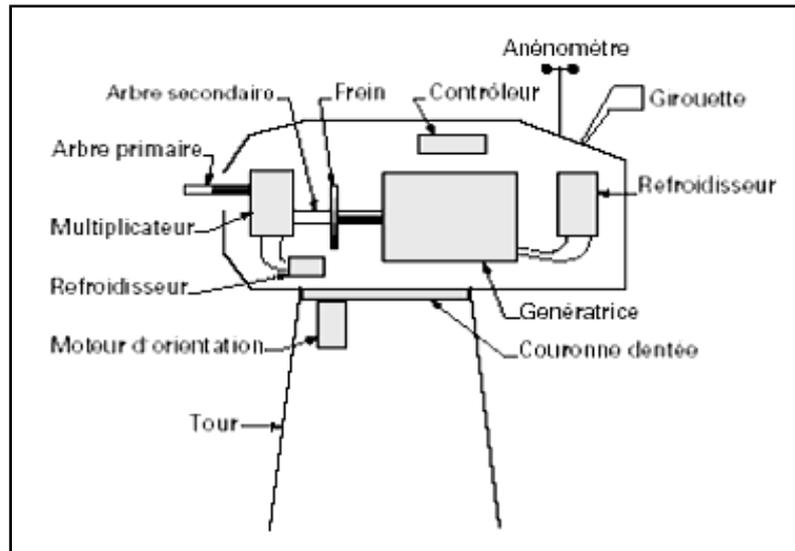


Figure I.19: *Eléments d'une nacelle.* [23]

I.8.3. Tour

Son rôle est d'une part de supporter l'ensemble rotor, nacelle pour éviter que les pales ne touchent le sol, mais aussi de placer le rotor à une hauteur suffisante, de manière à sortir autant que possible le rotor du gradient de vent qui existe à proximité du sol, améliorant ainsi le captage de l'énergie. Certains constructeurs proposent ainsi différentes hauteurs de tour pour un même ensemble (rotor, nacelle) (Voir Figure I.20), de manière à s'adapter au mieux aux différents sites d'implantation [23].

I.9. Fonctionnement d'une éolienne

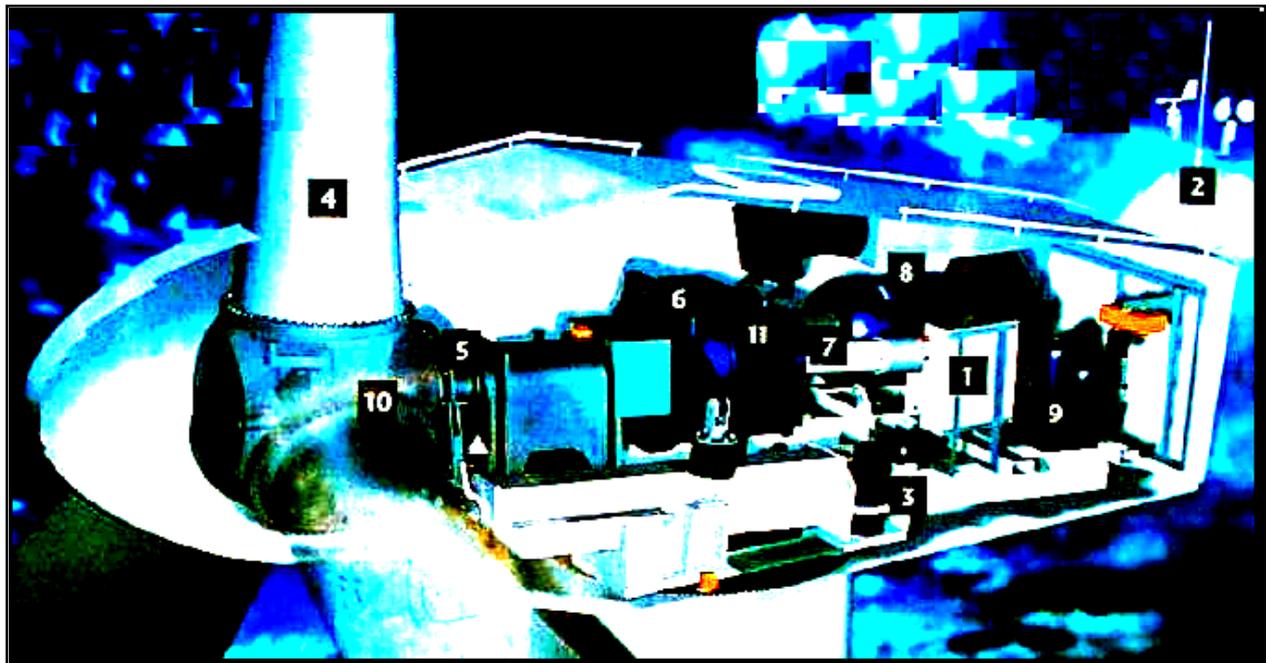


Figure I.20 : *Principe de fonctionnement d'une éolienne.* [27]

Quand le vent se lève, l'automate (1), grâce à sa girouette (2) située à l'arrière de la nacelle commande un moteur d'orientation (3) de placer l'éolienne face au vent. Les trois pales (4) sont mises en mouvement par la seule force du vent. Elles entraînent avec elles l'axe lent (5), le multiplicateur (6), l'arbre rapide (7), et la génératrice (8).

Lorsque le vent est suffisant (4 m/s soit 14.5 km/h), l'éolienne peut-être couplée au réseau électrique. Le rotor tourne alors à sa vitesse nominale aux environs de 30 tr/min et la génératrice à 1500 tr/min. Ces vitesses de rotation vont rester constantes tout au long de la période de production. La génératrice délivre alors un courant électrique alternatif à la tension de 690V et dont l'intensité varie en fonction de la vitesse du vent. Ainsi, lorsque la vitesse du vent croît, la portance s'exerçant sur le rotor augmente et la puissance délivrée par la génératrice s'accroît [27].

Quand le vent atteint 50 km/h, l'éolienne fournit sa puissance nominale. Cette puissance est alors maintenue constante en réduisant progressivement la portance des pales. L'unité hydraulique (9) régule la portance en modifiant l'angle de calage des pales qui pivotent sur leurs roulements (10).

Lorsque le vent dépasse 90 km/h, les pales sont mises en drapeau et leur portance devient quasiment nulle, l'éolienne ne produit pas d'électricité. Tant que la vitesse du vent reste supérieure à 90 km/h, le rotor tourne en roue libre et la génératrice est déconnectée du réseau. Dès que la vitesse du vent diminue, l'éolienne se remet en mode de production.

Toutes ces opérations sont automatiques et entièrement gérées par ordinateur.

En cas d'arrêt d'urgence, un frein à disque (11) placé sur l'axe rapide permet de mettre la machine en sécurité [27].

I.10. Caractéristiques des éoliennes

On classe les éoliennes suivant la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice. Il existe principalement deux types de turbines éoliennes [23] :

- Eolienne à axe horizontal;
- Eolienne à axe vertical.

I.10.1. Eolienne à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent (Voir Figure I.21). Elles sont constituées de plusieurs pales profilées aérodynamiquement à la manière des ailes d'avion. Dans ce cas, la portance n'est pas utilisée pour maintenir un avion en vol mais pour générer un couple moteur entraînant la rotation. Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité varie classiquement entre 1 et 3, le rotor tripale étant le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien [28].



Figure I.21 : Eoliennes à axes horizontales. [28]

On peut distinguer des éoliennes dont l'hélice est en amont par rapport au vent, « hélice au vent » Voir Figure (I.22.a), et ceux dont l'hélice est en aval par rapport au vent, « hélice sous le vent » (Voir figure (I.22.b) [29].

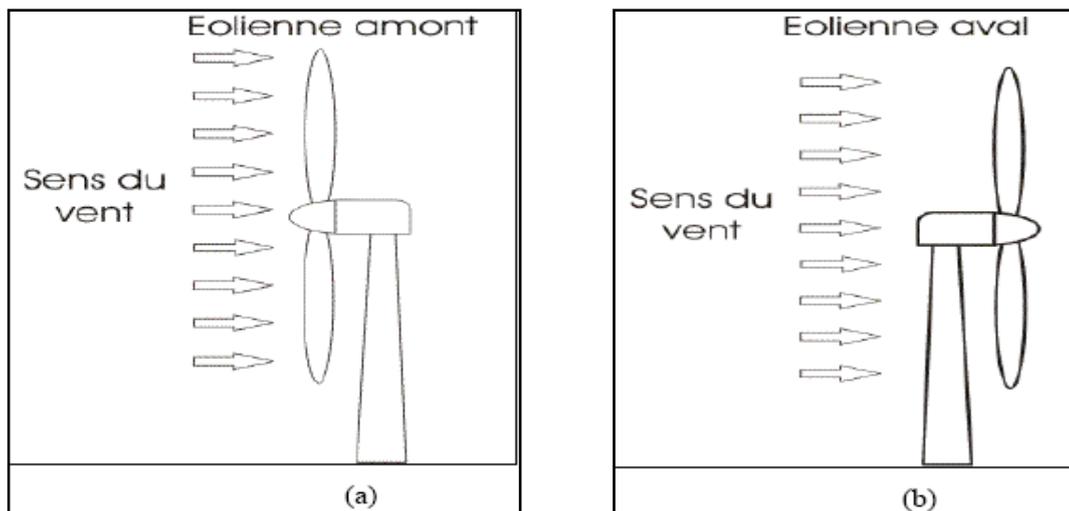


Figure I.22 : Eolienne à axe horizontal. [29]

I.10.2. Eolienne à axe vertical

Elles présentent certains avantages : machineries au sol, pas besoin d'orientation en fonction de la direction du vent, construction souvent simple. Elles tournent à faible vitesse et sont de ce fait peu bruyantes. Elles présentent par contre des difficultés pour leur guidage mécanique, le palier bas devant supporter le poids de l'ensemble de la turbine [23, 25].

Il existe principalement trois technologies de ce type d'éoliennes (Voir Figure I.23) [23, 25] :

- ❖ Turbines Darrieus classiques,
- ❖ Turbines Darrieus à pales droites (type-H),
- ❖ Turbines Savonius.



Figure I.23 : Eoliennes à axes vertical. [28]

I.11. Régulation mécanique de la puissance d’une éolienne

La régulation d’une source éolienne de secours est un facteur primordial pour son bon fonctionnement. Ce système permet d’assurer la sécurité de l’éolienne en cas de trop forte vitesse de l’avion au déploiement, mais aussi, de limiter sa puissance pour éviter une détérioration des composants mis en jeu. Cette source éolienne est dimensionnée pour développer sur son arbre une puissance nécessaire, dénommée puissance nominale P_n . Cette puissance P_n est obtenue à partir de la vitesse V_n (vitesse nominale) du vent relatif. Lorsque la vitesse du vent est supérieure à V_n la turbine éolienne doit modifier ses paramètres afin d’éviter sa destruction mécanique, en faisant de sorte que sa vitesse de rotation reste pratiquement constante. A côté de la vitesse nominale V_n du vent relatif, on spécifie aussi :

- Vitesse de démarrage, V_D , à partir de laquelle l’éolienne commence à fournir de l’énergie.
- Vitesse maximale du vent relatif, V_M , pour laquelle la turbine ne convertit plus l’énergie éolienne, pour des raisons de sûreté de fonctionnement. Les vitesses V_n , V_D et V_M définissent quatre zones sur le diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent (Voir Figure I.24) [28, 29].

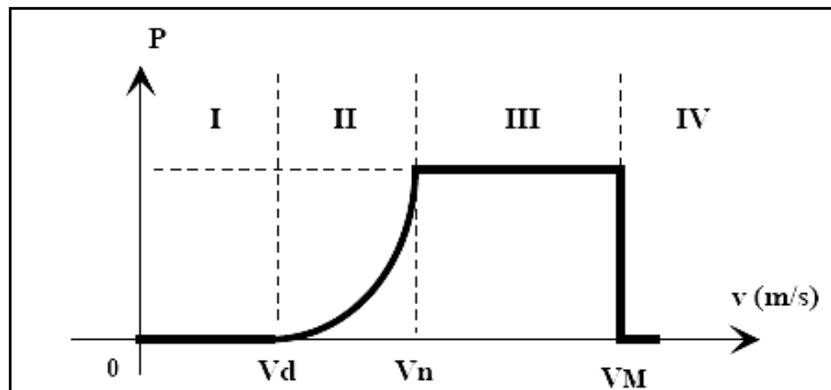


Figure I.24 : Diagramme de la puissance utile sur l’arbre en fonction de la vitesse du vent. [28, 29]

- Zone I, où $P = 0$ (la turbine ne fonctionne pas).
- Zone II, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent V .
- Zone III, où la vitesse de rotation est maintenue constante et où la puissance P fournie reste égale à P_n .
- Zone IV, dans laquelle le système de sûreté de fonctionnement arrête le transfert de l'énergie.

I.12. Notions théoriques sur l'éolien

I.12.1 Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. L'énergie cinétique d'une colonne d'air de longueur dx , de section S , de masse volumique ρ , animée d'une vitesse v , (Voir Figure I.25) s'écrit [25]:

$$dE_c = \frac{1}{2} \rho S dx v^2 \tag{I.17}$$

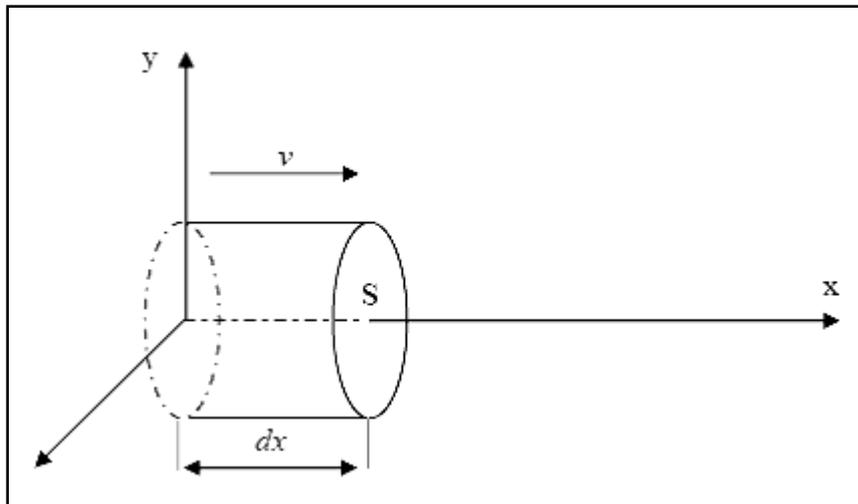


Figure I.25 : Colonne d'air animée d'une vitesse V . [25]

La puissance P_m extraite du volume d'air en mouvement est la dérivée de l'énergie cinétique par rapport au temps [25].

En supposant $dx = v dt$, on déduit l'expression de P_m :

$$P_m = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \rho S_0 v^3 \tag{I.18}$$

ρ : Densité volumique de l'air (Kg/m³) ;

v : Vitesse instantanée du vent (m/s);

E_c : Energie cinétique du vent (Joules).

I.12.2 Loi de Betz

La théorie globale du moteur éolien à axe horizontal a été établie par Albert BETZ en 1929, qui suppose que le moteur éolien est placé dans un air animé à l'infini en amont d'une vitesse V_1 et à l'infini en aval d'une vitesse V_2 . La production d'énergie ne pouvant se faire que par la conversion de l'énergie cinétique du vent, la vitesse V_2 est nécessairement inférieure à V_1 . Il en résulte que la veine de fluides traverse le générateur éolien en s'élargissant [30, 31]. Soit V' la vitesse au travers de S , la section balayée par les pales de l'éolienne (Voir Figure (I.26)), et M la masse d'air qui traverse l'éolienne, la variation de l'énergie cinétique ΔE_c est :

$$\Delta E_c = \frac{1}{2} \cdot M \cdot (V_1^2 - V_2^2) \tag{I.19}$$

La puissance aérodynamique de l'éolienne P_{aer} s'écrit alors :

$$P_{aer} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V' \cdot (V_1^2 - V_2^2) \tag{I.20}$$

Par ailleurs, la force de l'air (F) sur l'éolienne est donnée par:

$$F = \rho \cdot S \cdot V' \cdot (V_1 - V_2) \tag{I.21}$$

D'où :

$$P_{aer} = F \cdot V' = \rho \cdot S \cdot V'^2 \cdot (V_1 - V_2) \tag{I.22}$$

En identifiant les équations (I.19) et (I.21), il vient :

$$V' = \frac{V_1 + V_2}{2} \tag{I.23}$$

Et donc :

$$P_{aer} = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot S \cdot (V_1^2 - V_2^2) \cdot (V_1 + V_2) \tag{I.24}$$

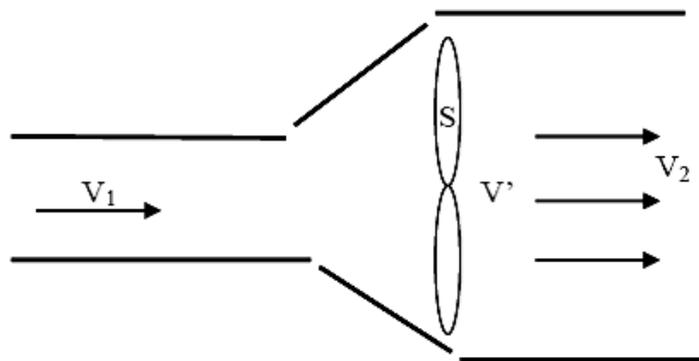


Figure I.26 : *Théorie de Betz : Schéma de principe.*

La puissance de l'éolienne sera alors maximale quand sa dérivée $\frac{\partial P_{aer}}{\partial V_2}$ est nulle, soit pour $V_2 = \frac{V_1}{3}$, la puissance est maximale et vaut [30, 31] :

$$P_{aer} = P_{aer \max} = C_{p \max} \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V_1^3}{2} = \frac{16}{27} \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V_1^3}{2} \quad (I.25)$$

On peut donc en déduire que même si la forme des pales permet d'obtenir $V_2 = \frac{V_1}{3}$, on ne récupère au mieux que 0.593 fois l'énergie cinétique de la masse d'air amont, on écrira alors :

$$P_{aer} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V_1^3}{2} \quad (I.26)$$

Où C_p est le coefficient de puissance de l'éolienne (valeur maximale 0.593). Ce coefficient dépend de la vitesse du vent en amont V_1 , du nombre de pales, de leur rayon, de leur angle de calage et de leur vitesse de rotation.

I.12.3. Vitesse spécifique ou normalisée

On définit la vitesse spécifique ou normalisée λ comme étant le rapport de la vitesse linéaire en bout de pales de la turbine ΩR sur la vitesse instantanée de vent V (Voir Figure 1.27) et donné par l'expression suivante [25, 32]:

$$\lambda_n = \frac{\Omega_t \cdot R_t}{V} \quad (I.27)$$

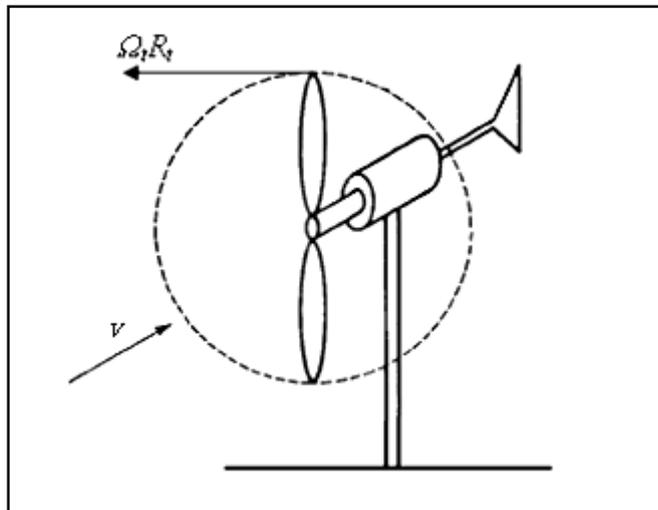


Figure I.27 : Vitesse de vent (V) et vitesse tangentielle de l'aubage $\Omega_t R_t$

R_t : Rayon de la surface balayée (m) ;

V : Vitesse de vent (m/s) ;

Ω_t : Vitesse de rotation avant multiplicatrice (rad/s).

I.12.4. Coefficient de puissance

On définit le coefficient de puissance, le rapport entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible [23, 25, 32].

$$C_p = \frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \left(\frac{V_2}{V_1}\right)\right)\left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2\right)}{2} \quad (I.28)$$

Le coefficient C_p est variable, il est en fonction de la vitesse du vent, de la vitesse de rotation de la turbine Ω_t , et les paramètres des pales de la turbine comme l'angle d'incidence et l'angle de calage [23, 25, 32]. Il est souvent représenté en fonction de la vitesse spécifique λ . La valeur maximale théorique possible du coefficient de puissance, appelée limite de BETZ, est de 16/27 soit 0.593 [23, 25, 32, 33]. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte, et les meilleures machines à axe horizontal, bipale ou tripale, se situent à 60-65% de la limite de BETZ ; on ne récupère globalement que 40% de l'énergie due au vent. On déduit alors le rendement aérodynamique [25, 32]:

$$\eta = \frac{16}{27} C_{pmax} \quad (I.29)$$

C_{pmax} Étant la valeur maximale que peut prendre le coefficient de puissance C_p . Cette valeur est associée à une vitesse spécifique nominale λ_{opt} pour laquelle la turbine a été dimensionnée suivant une vitesse de vent nominale V_n et une vitesse de rotation nominale Ω_{tn} [23, 25, 32].

I.12.5. Coefficient de couple

Le coefficient de couple C_m est assez proche du coefficient de puissance C_p . Il est fort utile afin d'estimer la valeur des couples pour différents points de fonctionnement, notamment à vitesse de rotation Ω_t nulle, ce qui correspond à une valeur de C_p nulle pour une valeur de C_m non nulle [34].

En combinant les équations (I.25), (I.26), et (I.27), la puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur peut s'exprimer par :

$$P_m = \frac{1}{2} C_p(\lambda) \rho \pi R^2 V_1^3 \quad (I.30)$$

Avec :

$$\lambda_n = \frac{\Omega_t R}{V_1}$$

D'où l'expression du couple est la suivante :

$$T_t = \frac{P_m}{\Omega_t} = \frac{R_t P_m}{\lambda V} = \frac{C_p}{\lambda} \frac{1}{2} \rho \pi R_t^3 V^2 \quad (\text{I.31})$$

La valeur du coefficient de couple est déterminée par la formule suivante :

$$C_m = \frac{C_p}{\lambda} = \frac{2T_t}{\rho S_t R_t V^2} \quad (\text{I.32})$$

T_t : Couple de la turbine éolienne (N.m).

I.12.6. Distribution de Weibull

Le modèle le plus utilisé pour traduire la variation des vitesses de vent est la loi de distribution de Weibull Sa densité de probabilité se présente sous la forme, [35] :

$$f(V) = \left(\frac{K}{C}\right) \left(\frac{V}{C}\right)^{K-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{C}\right)^K\right) \quad (\text{I.33})$$

En assimilant les fréquences aux probabilités, la densité de probabilité $f(V)$ représente la distribution en fréquences des vitesses mesurées.

K et C sont des paramètres appelés communément les paramètres de Weibull. Le paramètre K (facteur de forme) est sans dimension et caractérise la forme de la distribution de fréquence alors que C détermine la qualité du vent (facteur d'échelle). Ce dernier a la dimension d'une vitesse.

La détermination de ces paramètres permet la connaissance de la distribution des vents pour un site donné. Le traitement peut se faire directement ou en passant par les fréquences par classes en considérant les moyennes.

La fonction de répartition est donnée par :

$$f(V \leq V_x) = \int_0^{V_x} f(V) dV = 1 - \exp\left(-\left(\frac{V_x}{C}\right)^K\right) \quad (\text{I.34})$$

$$f(V \geq V_x) = \int_{V_x}^{\infty} f(V) dV = \exp\left(-\left(\frac{V_x}{C}\right)^K\right) \quad (\text{I.35})$$

I.13. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

I.13.1. 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.
- Mode d'exploitation des éoliennes et la possibilité de les arrêter à n'importe quel moment, leur donne l'avantage d'avoir un bon rendement, contrairement aux modes de fonctionnement continus de la plupart des centrales thermiques et nucléaires [36].

I.13.2. 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 [36].

I.14. Conclusion

Nous avons présenté dans ce présent chapitre d'une part les différentes notions qui entrent dans la conception des deux énergies : solaire photovoltaïque et éolienne. Et d'autre part, nous avons évoquée tous les éléments constitutifs des deux systèmes photovoltaïques et éoliens, ainsi que leurs principes de fonctionnements, ce qui permet d'introduire à l'analyse du système hybride formé par ces deux systèmes au chapitre II.

Références Bibliographiques

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1]. O.DERUELLE, « Mise au point d'un système de spectroscopie pour mesurer des sections efficaces neutroniques applicables à un possible développement du nucléaire comme source d'énergie », Thèse de Doctorat en sciences, Université de Paris XI ; pp.9-12, 2002.
- [2]. EurObserv'ER, « Seventh inventory of worldwide electricity production from renewable energy sources », 2005.
- [4]. L. BROMAN, J.A. DUFFIE, and E. LINDBERG, « A Concentrated Course in Solar Thermal Process Engineering », 2^{ed}, Inc., ISES Solar World Congress, 1991.
- [5]. B. FLECHE, D. DELAGNES, « Energie solaire photovoltaïque », STI ELT Approche générale, Juin 2007.
- [6]. A.LABOURET, M.VILLOZ, « Energie solaire photovoltaïque », Edition Dunod, Paris, 2006.
- [7]. S.PETIBON, « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, 2009.
- [8]. C.P.de BRICHAUMBOT et C.VAUGE, « Le Gisement solaire », Edition tech. & doc, Paris, 1982.
- [9]. J. BERNARD, « Energie solaire Calculs et optimisation », Edition ellipses, 2004.
- [10]. M. GEYER, and W.B.STINE, « Power From the Sun », Journées de Thermiques, Lyle Center, 2001.
- [11]. B. BENYOUCEF, « les énergies renouvelables », Cours de Magister, 2008.
- [12]. Y. JANNOT, « Thermique solaire », Cours de Transferts thermiques, 2003.
- [13]. A. BENATIALLAH, « Etude expérimentale et simulation des performances d'une installation photovoltaïque de faible puissance », Thèse de Magister, Université de Tlemcen, 1998.
- [14]. C. ZIDANI, F. BENYAROU et B. BENYOUCEF, « Simulations de la position apparente du soleil et estimation des énergies solaires incidents sur un capteur plan photovoltaïque pour la ville de Tlemcen (Algérie) », Revue énergies renouvelables, Vol.6, pp.69-76, 2003.
- [15]. F. LASNIER, T.G. ANGEL, « Photovoltaic Engineering Handbook », IOP Publishing Ltd. 1980. ISBN 0-85274-311-4.
- [16]. A. RICAUD, « Photopiles solaires », Presses polytechniques et universitaires romandes, 1997.

- [17]. T. FOGELMAN, « Système photovoltaïque pour les pays en développement », Manuel d'installation et d'utilisation, Agence Française pour la Maîtrise de l'Energie, (AFME) – septembre 1982.
- [18]. F.Z.ZERHOUNI, « Adaptation Optimale d'une Charge à un Générateur Photovoltaïque », Mémoire de Magister, Institut d'Electronique, USTO, 1996.
- [19]. Olivier GERGAUD, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », Thèse de Doctorat en électrotechnique, Ecole normale supérieure de Cachan, 2002.
- [21]. L.PROTIN and S.ASTIER, « Convertisseurs photovoltaïques », Technique d'ingénieur, D 3360, 1996.
- [22]. B. SORENSEN, « Renewable Energy Its physics, engineering, use, environmental impacts, economy and planning aspects », Elsevier Academic Press, 2004
- [23]. P. LECONTE, M. RAPIN, E. SZECHENYI, « Éoliennes », Techniques de l'Ingénieur, BM 4 640-2005.
- [24]. J. M.MARTIN-AMOUREUX, « Perspectives énergétiques mondiales », Techniques de l'Ingénieur, BE 8 515 -2004.
- [25]. G.CUNTY, « Eoliennes et aérogénérateurs, guide de l'énergie éolienne », Edisud, Aix-en-Provence, 2001, www.edisud.com.
- [27]. C. GREZE, « Ce qu'il faut savoir sur : Les aérogénérateurs », Cours D'électrotechnique 2008/2009.
- [28]. B. MULTON, « Etat de l'art des aérogénérateurs électriques », Rapport ECRIN, Mai 2002.
- [29]. P. ENRICI, « Introduction à la conversion d'énergie éolienne », Cours de DEA Décembre 2003.
- [30]. A. I. BRATCU, « Modélisation À Evènements Discrets D'Un Système Éolien À Vitesse Variable En Vue De La Commande Supervisée » 6^{ème} Conférence Francophone de Modélisation et Simulation, MOSIM'06, 3 au 5 Avril 2006, Rabat, Maroc, 2006.
- [31]. T.BURTON, "Wind energy handbook», Copyright 2001 by John Wiley & Sons, Ltd Baffins Lane, Chichester West Sussex, PO19 1UD, England.
- [32]. J.L. Gary, « Wind Energy Systems », Chapter 4-Wind Turbine Power, Nov. 2001.
- [33]. L.LECLERCO, « Apport de stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes », Thèse de Doctorat, Université de Lille, n° d'ordre : 3563, UFRR IEEEA, Décembre 2004.

- [34]. N. KASBADJI MERZOUK, « Evaluation Du Gisement Energétique Eolien Contribution à La Détermination Du Profil Vertical De La Vitesse Du Vent En Algérie », Thèse de Doctorat en Physique Energétique et Matériaux, Université de Tlemcen, 2006.
- [35]. H. CAMBLONG, « Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable », Thèse de Doctorat, Ecole Nationale des Arts et Métiers de Bordeaux, Décembre 2003.

WEBOGRAPHIE :

- [3]. www.neal-dz.net : New Energy Algeria, 2009.
- [20]. www.solarelectripower.org : Solar Electric Power Association, 2010.
- [26]. <http://www.windpower.org/fr/tour/wtrb/comp/index.htm> : Danish Wind Industry Association, 2010.

CHAPITRE II

**Caractéristiques du système
hybride photovoltaïque-
éolien.**

II.1. INTRODUCTION

Pour un développement durable, le recours à l'utilisation des systèmes énergétiques à sources d'énergies renouvelables est devenu indispensable.

Les solutions technologiques nouvelles proposées par les générateurs hybrides, même si elles sont très complexes comparativement aux solutions courantes mono source, présentent par contre un intérêt évident considérable par leur flexibilité incomparable, leur souplesse de fonctionnement et leur prix de revient vraiment attractif. Cependant, ces solutions exigent au préalable un dimensionnement laborieux basé sur une connaissance approfondie du gisement en énergies renouvelables du site d'implantation à l'amont, une gestion rigoureuse de l'énergie électrique produite à l'aval et un savoir faire que seule l'expérience dans l'ingénierie des systèmes énergétiques pourra assurer.

Cette gestion rigoureuse de l'énergie s'appuie sur l'intelligence des dispositifs de régulation et de contrôle rendu possible grâce à des logiciels très performants. Ces installations hybrides vont connaître, à moyen terme un intérêt certain grâce à leur flexibilité vis-à-vis des sources d'énergie primaire.

Nous allons présentés dans ce chapitre les différentes caractéristiques du système hybride photovoltaïque-éolien, en ce basant sur les différentes définitions des constitutifs de ce système.

II.2. Position du problème

L'objectif est d'alimenter une charge à usage domestique sur deux sites spécifiques en Algérie, avec une énergie issue de la combinaison de l'éolien et du photovoltaïque.

Le problème est de trouver un équilibre entre l'apport énergétique de chaque source d'énergie : le rayonnement solaire la vitesse du vent, et la demande (type de charge) qui varie en fonction du temps de la journée, de la saison et de l'année.

L'équilibre entre l'apport énergétique et la demande n'est pas toujours possible. Ce manque sera compensé par l'introduction du stockage électrochimique dans le système.

II.3. Définition du système d'énergie hybride (S.E.H)

Le système hybride de production de l'énergie dans sa vue la plus générale, est celui qui combine et exploite plusieurs sources disponibles facilement mobilisables [1].

Il consiste en l'association de deux ou plusieurs technologies complémentaires de manière à accroître la fourniture d'énergie par une meilleure disponibilité. Les sources d'énergie comme le soleil et le vent ne délivrent pas une puissance constante, et leur combinaison peut permettre de parvenir à une production électrique plus continue. Dans bien de régions, les journées ensoleillées sont en général caractérisées par une activité éolienne faible alors que les vents forts sont observés plutôt lors de journées nuageuses ou la nuit (Voir Figure II.1) [2].

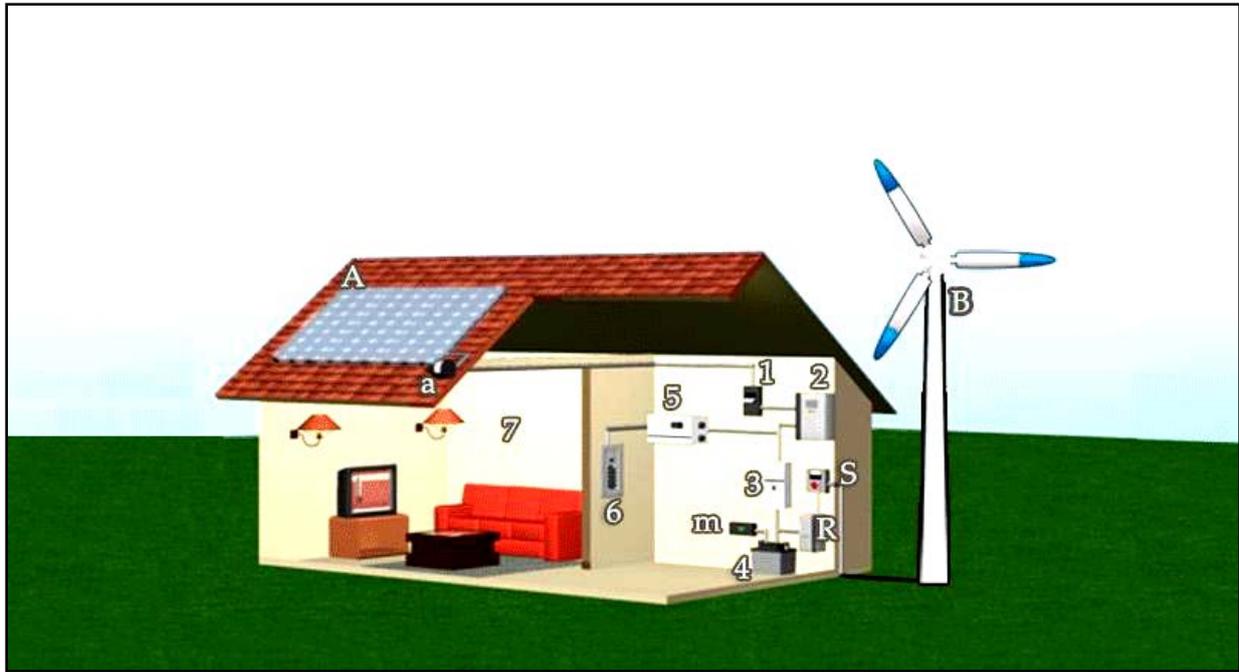


Figure II.1 : *Système d'énergie hybride photovoltaïque-éolien.* [3]

A : Panneau Photovoltaïque ; a : Parafoudre ; B : Éolienne ; m : Moniteur de batterie ; R : Chargeur de batterie ; S : Sectionneur ;

1 : Disjoncteur de protection ; 2 : Régulateur charge/décharge ;

3 : Disjoncteur CC ; 4 : Batterie ; 5 : Onduleur ;

6 : Coffret de branchement électrique ; 7 : Charge électrique ;

a : Parafoudre [3] :

- Le parafoudre ou « suppresseur de surtension » va protéger le système contre les surtensions d'origine atmosphérique comme la foudre, en dérivant le courant de surtension vers la mise à la terre. Il est habituellement placé après le panneau, dans la boîte de jonction, pour dissiper le surplus d'énergie et écrêter les hausses de tension. Dans le cas hybride il sera aussi placé dans la boîte de jonction associée à l'éolienne (Voir Figure II.2).

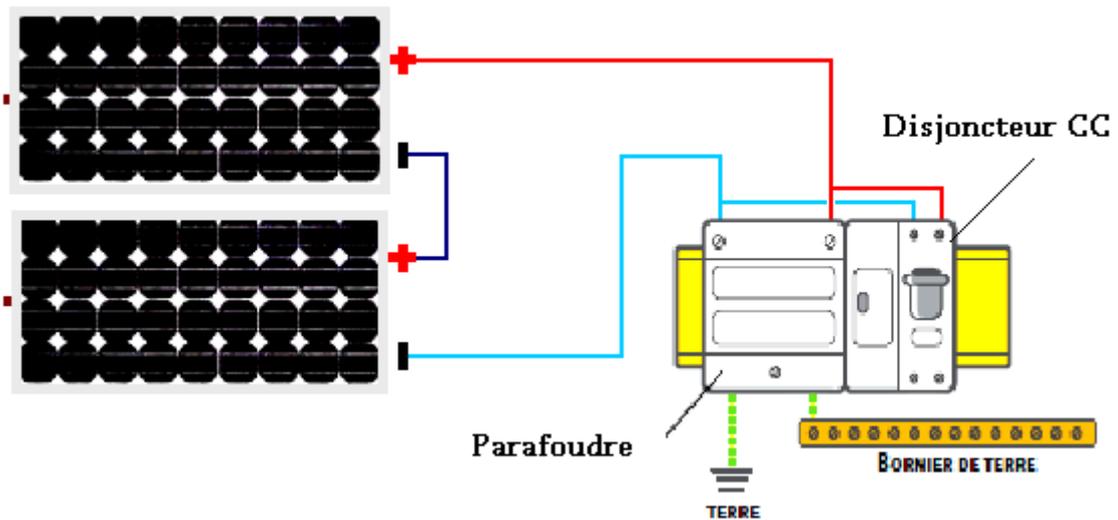


Figure II.2 : Position du parafoudre dans le système d'énergie hybride. [3]

m : Moniteur de batterie :

- Il affiche les valeurs de tension, de courant, et de capacité en ampère-heure de la batterie afin de vérifier et de contrôler son état.

R : Chargeur de batterie :

- Le rôle de cet appareil est de contrôler et réguler la charge de la batterie.

S : Sectionneur :

- C'est un interrupteur d'arrêt qui est placé après l'éolienne. Il a pour rôle d'isoler tout le système de l'éolienne, de façon à permettre l'entretien ou la réparation des équipements électriques. Il va assurer aussi la protection contre les surintensités dues à des défauts électriques.

1 : Disjoncteur de protection :

- C'est un disjoncteur à courant continu qui est installé entre le panneau photovoltaïque et le régulateur pour isoler et protéger le système lors de la maintenance du panneau ou quand survient un défaut électrique. Il doit pouvoir supporter le courant de court-circuit et la tension ouverte du panneau ou du champ PV.

2 : Régulateur charge/décharge :

- Il est installé entre la batterie et le panneau Photovoltaïque; Il sert à contrôler le courant qui rentre ou qui sort de la batterie afin d'éviter qu'elle ne soit endommagée par un excès de charge ou de décharge.

3 : Disjoncteur CC :

- C'est un disjoncteur à courant continu qui est installé entre la batterie et l'onduleur pour isoler et protéger le circuit batterie onduleur contre des défauts électriques. Il est indispensable lorsque l'onduleur n'est pas lui-même équipé d'une protection à basse tension. On peut cependant utiliser à la place du disjoncteur, un fusible branché sur le conducteur non mis à la terre. Tous ces dispositifs doivent être conformes aux normes et aux codes en vigueur pour les installations CC et CA.

4 : Batterie [3]:

- La batterie doit être installée si possible dans une enceinte isolée ou un bac en plastique avec couvercle et entreposée dans un endroit bien ventilé, car elle est sensible aux variations de températures.

5 : Onduleur :

- L'onduleur convertit le courant continu sortant de la batterie en courant alternatif nécessaire au fonctionnement de la majorité des appareils électriques domestiques. Faire attention dans le choix de l'onduleur car la forme d'onde qu'il reproduit peut ne pas convenir à certains appareils; aussi l'onduleur doit pouvoir absorber le pic de puissance lors de leur allumage. Privilégier un onduleur à rendement élevé et installer le aussi près que possible de la batterie pour diminuer les pertes électriques dans les fils conducteurs.

6 : Coffret de branchement électrique :

- Il contient le disjoncteur principal, les fusibles ou les disjoncteurs secondaires indispensables à la protection des appareils électriques de la maison. Les différents circuits électriques de la maison y sont rattachés pour être protégés (ex : le circuit de l'éclairage, celui des petits électroménagers et celui des gros électroménagers).

7 : Charge électrique [3]:

- La charge électrique est la quantité d'énergie que consomme l'ensemble des appareils présents dans la maison (ex : éclairage, électroménager, électronique, etc.). Il est conseillé choisir des appareils « éco énergie » et de changer sa façon de consommer l'électricité. Par exemple, éteindre les appareils que l'on n'utilise pas. Bien souvent les dysfonctionnements rencontrés sont dû à un choix inadapté d'appareils électriques à consommation trop élevée.

II.4. Etat de l'art

Il est important de noter que les systèmes d'énergie hybrides (S.E.H) participent au développement du marché de l'énergie renouvelable.

De même, ils constituent un compromis économique acceptable entre les frais d'immobilisation nécessités par les S.E.H autonomes et les frais d'exploitation et d'entretien des génératrices alimentées

aux combustibles fossiles qui sont tous deux élevés. L'ampleur de ces frais est étroitement liée aux fluctuations saisonnières du rayonnement solaire et à la vitesse moyenne du vent.

Les configurations du S.E.H que nous rencontrons dans la littérature peuvent incorporer une distribution :

- à courant alternatif CA;
- à courant continu CC ;
- avec un système de stockage, des convertisseurs, des charges, des charges de délestage et une option de gestion des charges ou un système de supervision [4].

Dans la plupart des cas, les systèmes hybrides classiques contiennent deux bus [5] : un bus à CC pour les sources, les charges à CC et les batteries et un bus à CA pour les générateurs à CA et le système de distribution (Voir Figure II.3). Les sources d'énergie renouvelable peuvent être connectées au bus à CA ou à CC en fonction de la dimension et la configuration du système. L'interconnexion entre les deux bus peut être réalisée par l'intermédiaire de l'électronique de puissance : onduleurs/redresseurs ou convertisseurs bidirectionnels. A part la charge principale, un système hybride peut contenir aussi des charges auxiliaires (charge différée, charge optionnelle, charge de délestage) pour réaliser l'équilibre énergétique. Si la charge principale est alimentée sans interruption, les charges auxiliaires sont alimentées en énergie par ordre de priorité, seulement quand il existe un surplus d'énergie. Ainsi, dans un S.E.H avec des batteries de stockage et charges auxiliaires, s'il existe un excès d'énergie (venant des sources d'énergie renouvelable), celui ci passera d'abord dans les batteries et ensuite, il sera utilisé pour alimenter les autres charges auxiliaires en fonction de leur priorité. Dans un tel système, les batteries de stockage jouent un double rôle : charge et source.

Ces systèmes sont largement instrumentés, avec des capteurs qui permettent d'obtenir les conditions météo :

- Vitesse du vent;
- Direction du vent;
- Ensoleillement dans le plan horizontal;
- Températures ambiantes;
- Ensoleillement dans le plan des panneaux;
- Températures des panneaux [4].

Des capteurs nous permettent de mesurer les courants, tensions et puissances de :

- Chaîne de production photovoltaïque;
- Chaîne de production éolienne ;
- Batterie;
- Bus continu;

- Réseaux;
- Charges : Les charges sont constituées par les éléments de consommation de chaque ménage (lampes, charge de batteries, ordinateurs, télévision et autres) et de ceux qui sont mises en commun (exemple l'éclairage public, la production d'eau et autres).

Ces données sont envoyées vers un système de gestion et de pilotage qui permet de commander le niveau de tension de la batterie. Avec une telle structure, nous pouvons contrôler les transferts d'énergie en intervenant sur le niveau de la tension batterie [4].

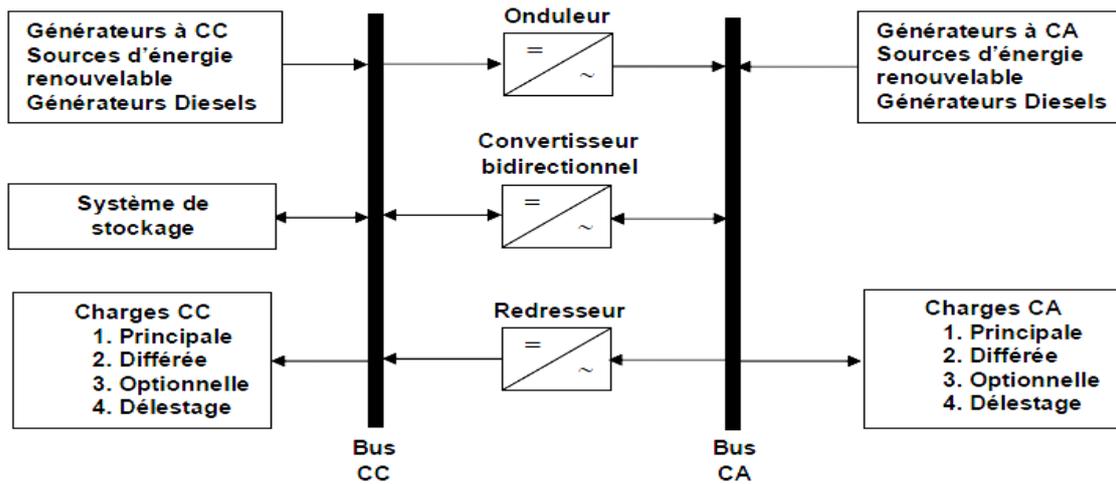


Figure II.3 : Architecture d'un système d'énergie hybride. [5]

Les systèmes d'énergies hybrides utilisés pour des applications de très faible puissance (en dessous de 5 kW) alimentent généralement des charges à CC [6].

Les systèmes plus grands, ayant une puissance supérieure à 100 kW, sont centrés sur le bus à CA, avec des sources d'énergie renouvelable conçues pour être connectées aux grands réseaux interconnectés [7]. Si ces systèmes contiennent des sous-systèmes de stockage, ce qui est rare, c'est pour lisser les variations de l'énergie de nature renouvelable.

Le champ d'application des S.E.H est très large et par conséquent, il est difficile de classer ces systèmes. On peut néanmoins essayer de réaliser un classement par gamme de puissance (Tableau II.1). Les seuils de puissance donnés ne sont que des ordres de grandeurs.

PUISSANCE DU SEH [KW]	APPLICATION
Faible : < 5	Système autonome : stations de télécommunications, de pompage de l'eau, autres applications isolées.
Moyenne : 10-250	Micro réseaux isolés : alimentation d'un village isolé, d'un hameau, des zones rurales...
Grande : > 500	Grands réseaux isolés (ex : réseaux insulaires).

Tableau II.1 : Classification des S.E.H par gamme de puissance. [7]

II.5. Présentation du système hybride photovoltaïque-éolien

Dans notre cas précis, on s'intéresse aux systèmes de petites puissances qui regroupent deux parties à savoir l'éolienne et les panneaux solaires. Ces deux sources de production de l'énergie passent par un stockage électrochimique (Voir Figure II.4), et produisent du courant continu facilement convertible en courant alternatif, grâce à l'intégration d'un onduleur autonome dans le circuit [8]. En couplant ces systèmes et en les associant à un dispositif de stockage de l'énergie, nous aurons alors les avantages suivants :

- Exploitation du système sans interruption;
- Possibilité de préserver le surplus d'énergie produite par ce système;
- Sécurité d'approvisionnement quelles que soient les conditions météorologiques [9].

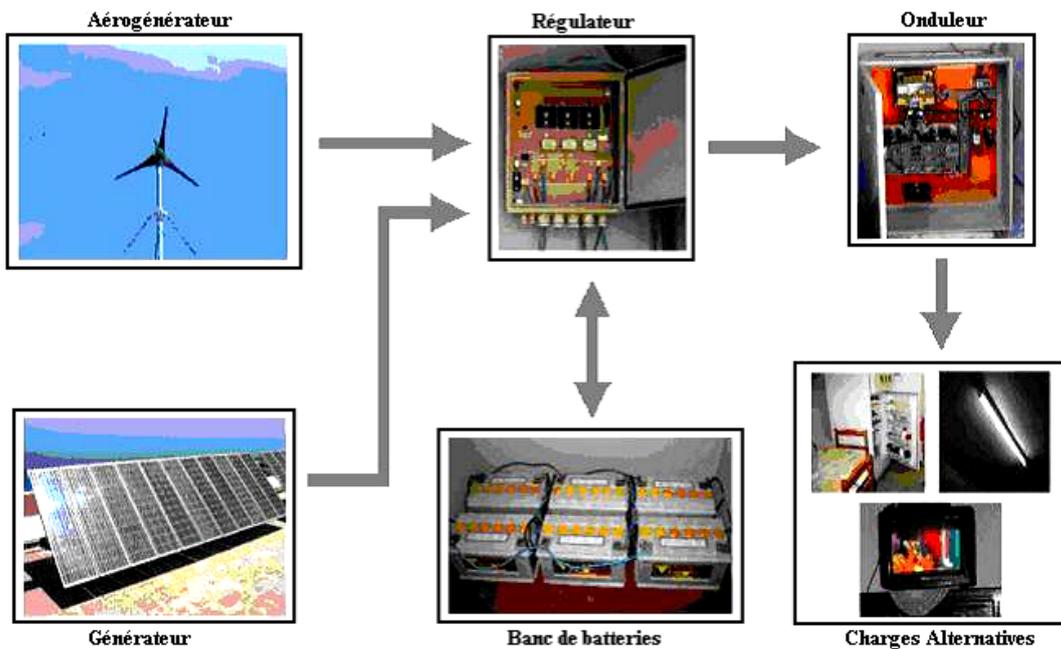


Figure II.4 : Schéma synoptique du système hybride étudié. [8]

II.6. Principaux composantes du Système d'énergie hybride photovoltaïque -éolien

Les systèmes hybrides photovoltaïque-éolien comprennent généralement :

- ❖ un système générateur ;
- ❖ un système de régulation ;
- ❖ un système de stockage ;
- ❖ des équipements de puissance ;
- ❖ une charge.

Le système générateur est composé par les modules photovoltaïques et les aérogénérateurs.

Il est indispensable que les deux fonctionnent à la même tension nominale 12 ou 24 V et en courant continu.

La régulation doit tenir compte du fait qu'il s'agit de deux courants de nature différents :

- Le photovoltaïque assez constant et d'un seuil bas [10],
- L'éolien, très variable.

Le système de régulation se chargera donc de faire fonctionner le système générateur en un point optimal pour la charge des batteries.

II.7. Descriptions des composantes du système hybride photovoltaïque-éolien

II.7.1. Générateurs photovoltaïques

Un générateur photovoltaïque est constitué à la base par des cellules photovoltaïques. Elles produisent de l'électricité du moment où elles sont exposées au rayonnement solaire. Elles ne polluent pas, n'ont aucune pièce mobile, ne nécessitent pratiquement aucun entretien et ne produisent aucun bruit. La cellule photovoltaïque est donc un moyen sûr et écologique de produire de l'énergie.

II.7.2. Modèle d'une cellule solaire photovoltaïque

Dans la littérature, une cellule photovoltaïque est souvent présentée comme un générateur de courant électrique dont le comportement est équivalent à une source de courant shuntée par une diode [11]. Pour tenir compte des phénomènes physiques au niveau de la cellule, le modèle est complété par deux résistances série R_s et R_{sh} . (Voir Figure II.5) [11, 12, 13].

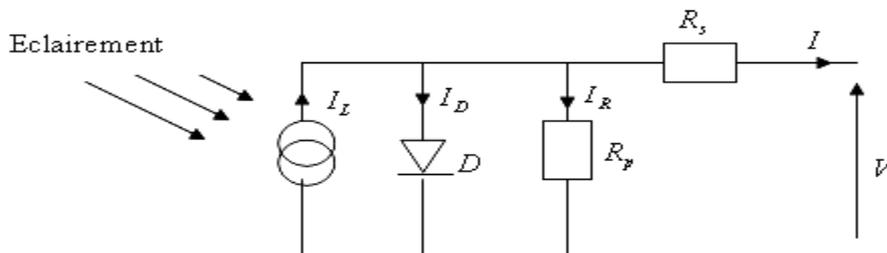


Figure II.5 : Circuit équivalent de la cellule solaire.

La cellule comporte une résistance série R_s et une résistance en dérivation ou Shunt R_p . Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique I-V de la photopile :

- La résistance série est la résistance interne de la cellule ; elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles ;
- La résistance shunt est une conséquence de l'état de surface le long de la périphérie de la cellule ; elle est réduite à la suite de pénétration des impuretés métalliques dans la jonction (surtout si elle est profonde), lors du dépôt de la grille métallique ou des prises de contacts sur la face diffusée de la cellule [14].

II.7.3. Caractéristique électrique d'une cellule photovoltaïque

Le courant délivré sur une charge par une cellule PV éclairée s'écrit [13] :

$$I(V) = I_{ph}(V) - I_{obs}(V) \quad (II.1)$$

Avec :

I_{ph} : Densité de courant photogénéré ;

I_{obs} : Densité de courant d'obscurité.

Dans une cellule photovoltaïque, deux courants s'opposent : le courant photogénéré et un courant de diode appelé courant d'obscurité qui résulte de la polarisation du composant. La caractéristique d'une cellule sous obscurité est identique à la cellule d'une cellule sous éclaircissement (Voir Figure II.6).

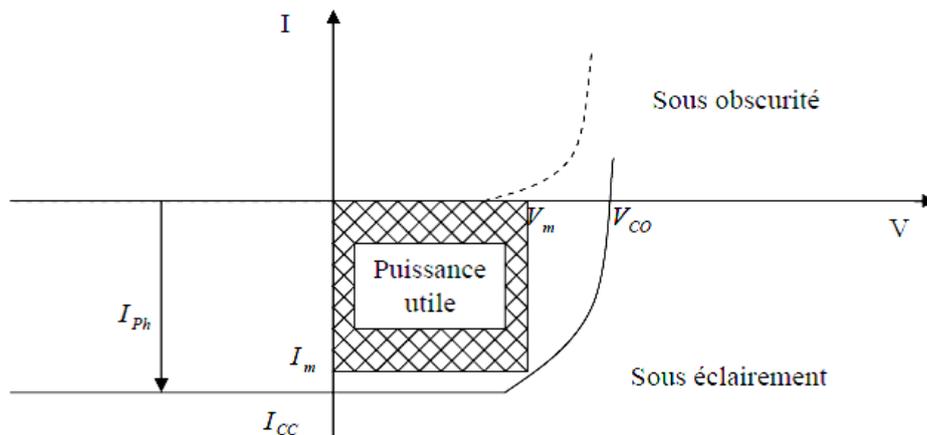


Figure II.6 : Caractéristiques $I=f(v)$ sous obscurité et sous éclaircissement d'une cellule photovoltaïque. [15]

II.7.4. Présentation du modèle mathématique

A partir de la figure (II.5), la loi de Kirchhoff (loi des nœuds) nous permet d'écrire la relation du courant photopile suivante [13, 16,17] :

$$I = I_{ph} - I_d - I_r \quad (II.2)$$

Avec :

$$I_{ph} = I_{SC} \left(\frac{\psi}{1000} \right) \quad : \text{Photo-courant de cellule,}$$

Le courant de jonction I_d (courant traversant la diode) est donné par :

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{q(V+R_S I)}{nKT}} - 1 \right) \quad (II.3)$$

Le courant dérivé par la résistance shunt, est :

$$I_r = \frac{V + R_S I}{R_{Sh}} \quad (II.4)$$

A partir de ces différentes équations, on peut en tirer l'expression implicite du courant délivré par une cellule photovoltaïque ainsi que sa caractéristique courant-tension (voir figure II.7).

$$I = I_{SC} \left(\frac{\psi}{1000} \right) - I_0 \left(e^{\frac{q(V+R_S I)}{nKT}} - 1 \right) - \frac{V + R_S I}{R_{Sh}} \quad (II.5)$$

Où :

- I : Courant de cellule [A] ;
- V : Tension de cellule [Volt] ;
- T : Température de la jonction en [°K] ;
- q : Charge de l'électron ($1,6 \cdot 10^{-19} C$) ;
- I_0 : Courant de saturation inverse de la diode en [A] ;
- K : Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot \frac{10^{-23} J}{K}$) ;
- v : Tension de seuil de diode (1,1V) ;
- n : Facteur d'idéalité de la photopile, compris entre 1 et 5 dans la pratique.
- R_S : Résistance série de la cellule [Ω].

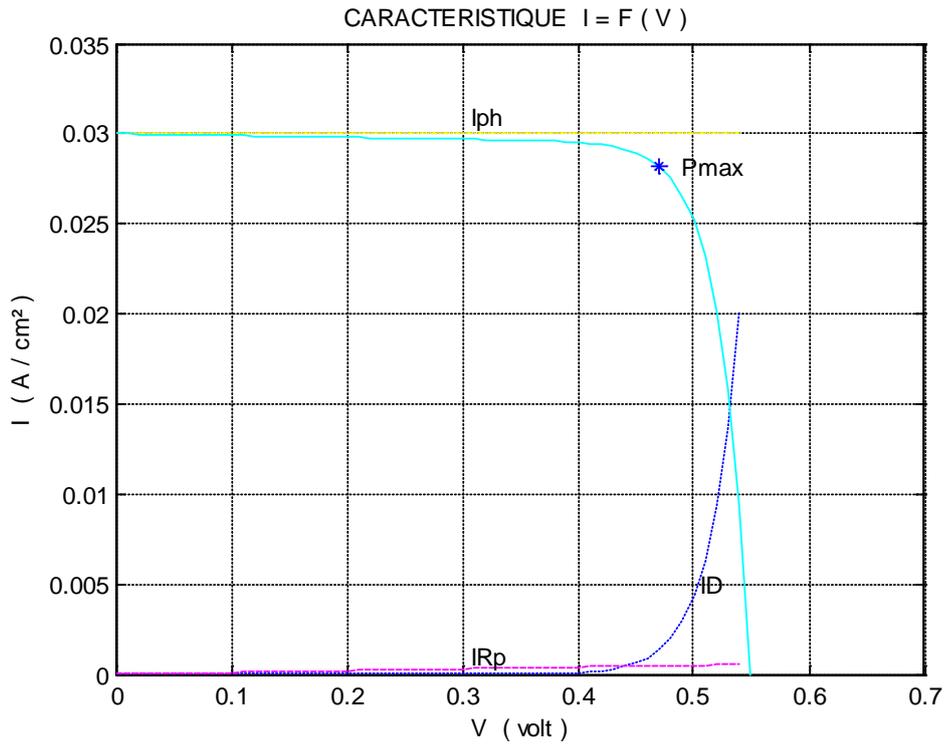


Figure II.7 : Caractéristique d’une cellule solaire photovoltaïque.

La figure II.7, illustre la caractéristique I-V (courant-tension) pour des conditions climatiques données. On y a représenté le courant pour une tension nulle.

On voit bien que pour un éclairement et une température donnés, il existe une valeur de la tension et de courant qui maximise la puissance produite par le module notée P_{max} [11].

II.7.5. Paramètres externes d’une cellule photovoltaïque

Ces paramètres peuvent être déterminés à partir des courbes courant-tension, ou de l’équation caractéristique. Les plus usuels sont les suivantes [13, 18] :

- **Courant de court –circuit I_{CC}** : C’est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule est nulle [15]. Dans le cas idéal (R_s est nulle et R_{sh} infinie), ce courant se confond avec le photo-courant I_{ph} dans le cas contraire, en annulant la tension V dans l’équation (II.5), on obtient :

$$I_{CC} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{R_s I_{CC}}{V_T}} - 1 \right) - \frac{R_s I_{CC}}{R_{sh}} \tag{II.6}$$

Pour la plupart des photopiles (dont la résistance série est faible),

On peut négliger le terme :

$$I_0 \left(e^{\frac{q(V+R_S I)}{nkt}} - 1 \right)$$

Devant I_{ph} L'expression approchée du courant de court circuit est alors :

$$I_{CC} \cong \frac{I_{ph}}{\left(1 + \frac{R_S}{R_{Sh}} \right)}$$

- **Tension en circuit ouvert V_{CO}** : C'est la tension pour laquelle le courant débité par le générateur photovoltaïque est nul (c'est la tension maximale d'une photopile ou d'un générateur photovoltaïque) [15].

$$0 = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{CO}}{V_T}} - 1 \right) - \frac{V_{CO}}{R_{Sh}} \quad (II.7)$$

Dans le cas idéal, sa valeur est légèrement inférieur à :

$$V_{CO} = V_T \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1 \right) \quad (II.8)$$

- **Puissance optimale** : La puissance utile maximale s'obtient en optimisant le produit courant tension, soit :

$$\frac{I_M}{V_M} = - \left(\frac{dI}{dV} \right) M \quad (II.9)$$

La puissance des modules photovoltaïques s'exprime en Watts crête. Cette dernière représente la puissance que peut fournir un module lorsqu'il est fermé sur sa charge nominale (optimale), sous un éclairement de $1000W/m^2$ et à une température de $25^\circ C$.

- **Facteur de forme FF**

Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée P_{max} (Voir Figure II.8.), et la puissance formée par le rectangle $I_{CC} \cdot V_{CO}$ (puissance optimale) [19] :

$$FF = \frac{P_{max}}{P_{opt}} = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{CC} \cdot V_{CO}} \quad (II.10)$$

Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales.

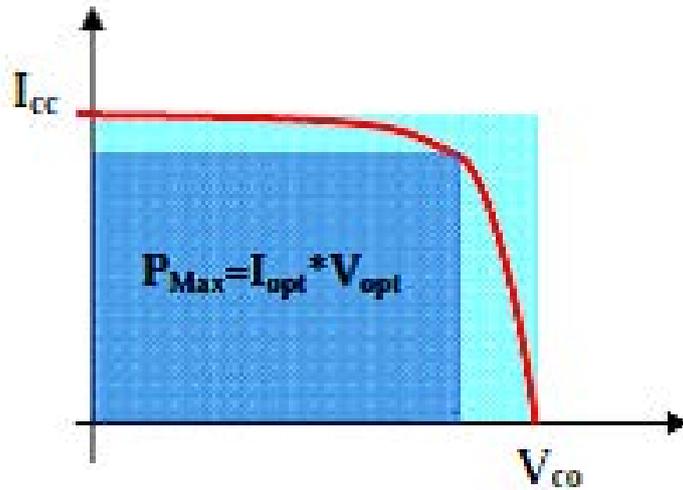


Figure II.8 : Notion de facteur de forme FF pour une cellule photovoltaïque. [19]

- Rendement énergétique maximum η_m :

Le rendement énergétique maximum η_m des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport de la puissance maximale (P_{max}) fournie par la cellule sur la puissance du rayonnement solaire incident (P_i) :

$$\eta_m = \frac{P_{max}}{P_i} = \frac{I_m \cdot V_m}{S\phi} = \frac{FF \cdot V_{CO} \cdot I_{CC}}{P_i} \quad (\text{II.11})$$

S : Surface de la cellule solaire (m^2);

ϕ : Flux incident (W/m^2);

I_m, V_m : Coordonnées de point de fonctionnement.

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court circuit et la tension à circuit ouvert [20].

II.7.6. Influence des résistances série et shunt

II.7.6.1. Influence de la résistance série R_s

Les performances d'une cellule photovoltaïque sont d'autant plus dégradées que la résistance série est grande ou que la résistance shunt est faible [13]. La figure (II.9) montre l'influence de la résistance série sur la caractéristique $I = f(V)$ de la cellule. Cette influence est traduite par une diminution de la pente de la courbe dans la zone où la cellule fonctionne comme source de tension. La chute de tension correspondante est liée au courant généré par la cellule.

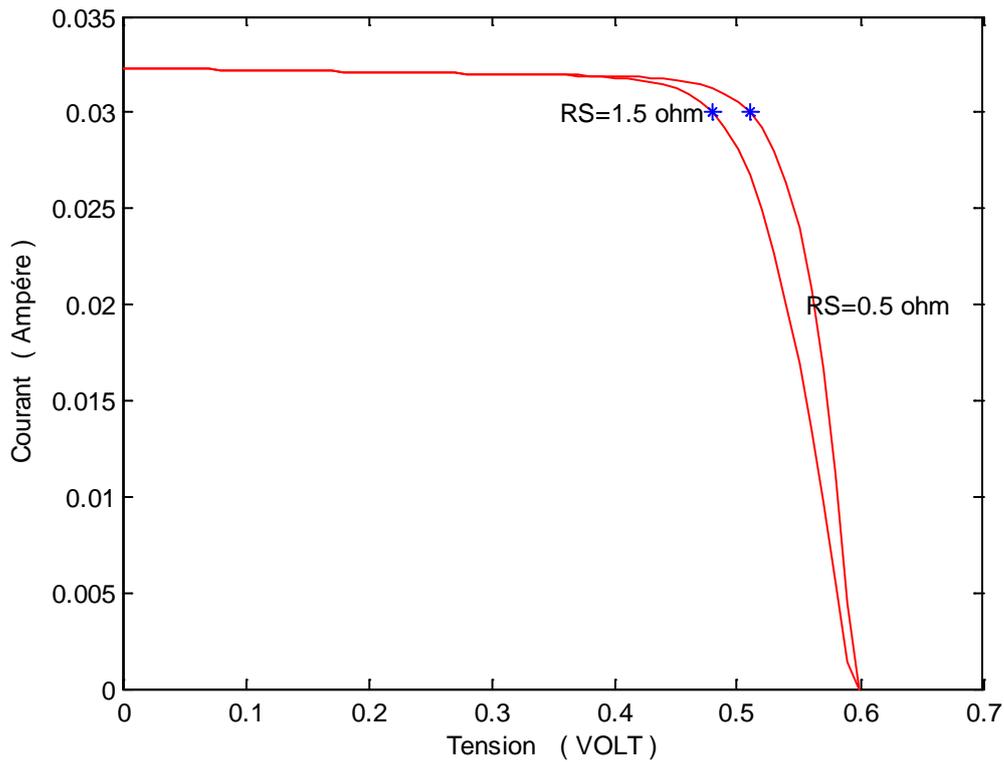


Figure II.9 : Influence de R_s sur la caractéristique $I=f(V)$.

II.7.6.2. Influence de la résistance parallèle

La résistance shunt, est liée directement au processus de fabrication, et son influence se montre que pour de très faibles valeurs de courant [13]. La figure (II.10) montre que cette influence se traduit par une augmentation de la pente de la courbe de puissance de la cellule dans la zone correspondant à un fonctionnement comme source de courant. Ceci provient du fait qu'il faut soustraire de la photo courant, outre le courant direct de diode, un courant supplémentaire variant linéairement avec la tension développée.

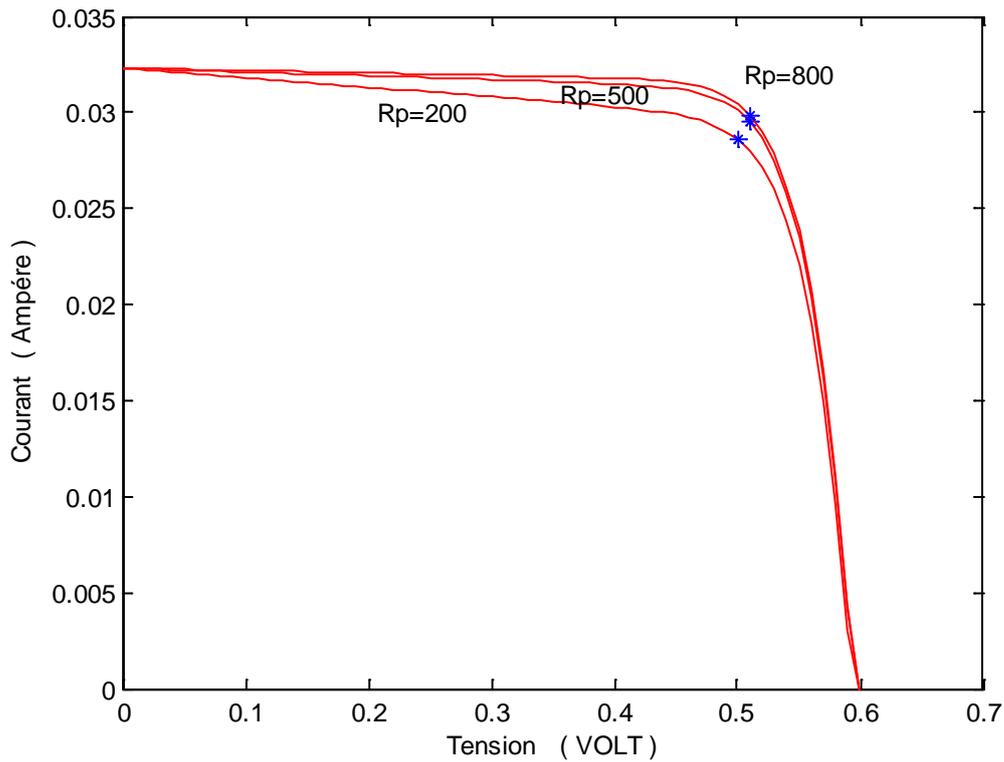


Figure II.10 : Influence de R_p sur la caractéristique $I=f(V)$.

II.7.7. Influence de l'éclairement

Le photo-courant I_{ph} est pratiquement proportionnel à l'éclairement ou au flux lumineux ψ . Le courant $I_d(V_d)$, étant par définition le courant direct de la jonction sous obscurité, et normalement non modifié. Ceci n'est valable que pour des cellules n'utilisant pas la concentration du rayonnement solaire ou travaillant sous une faible concentration. En effet, la densité des porteurs de charges et donc le courant de saturation sont modifiés par la variation de la température et de la concentration de l'éclairement. Le photo-courant créé dans une cellule solaire photovoltaïque est aussi proportionnel à la surface S de la jonction soumise au rayonnement solaire ; par contre la tension de circuit ouvert n'en dépend pas et n'est fonction que de la qualité du matériau et du type de jonction considérée. La figure (II.11) représente les caractéristiques $I = f(V)$ d'une cellule photovoltaïque (jonction p-n sur du silicium monocristallin de 57mm de diamètre) à 28°C et sous diverses valeurs de l'éclairement ψ [13].

A chacune de ces valeurs de flux lumineux correspond une puissance électrique maximale que pourrait fournir la cellule solaire. Notons aussi la légère diminution de la tension du circuit ouvert suite à une chute du flux lumineux.

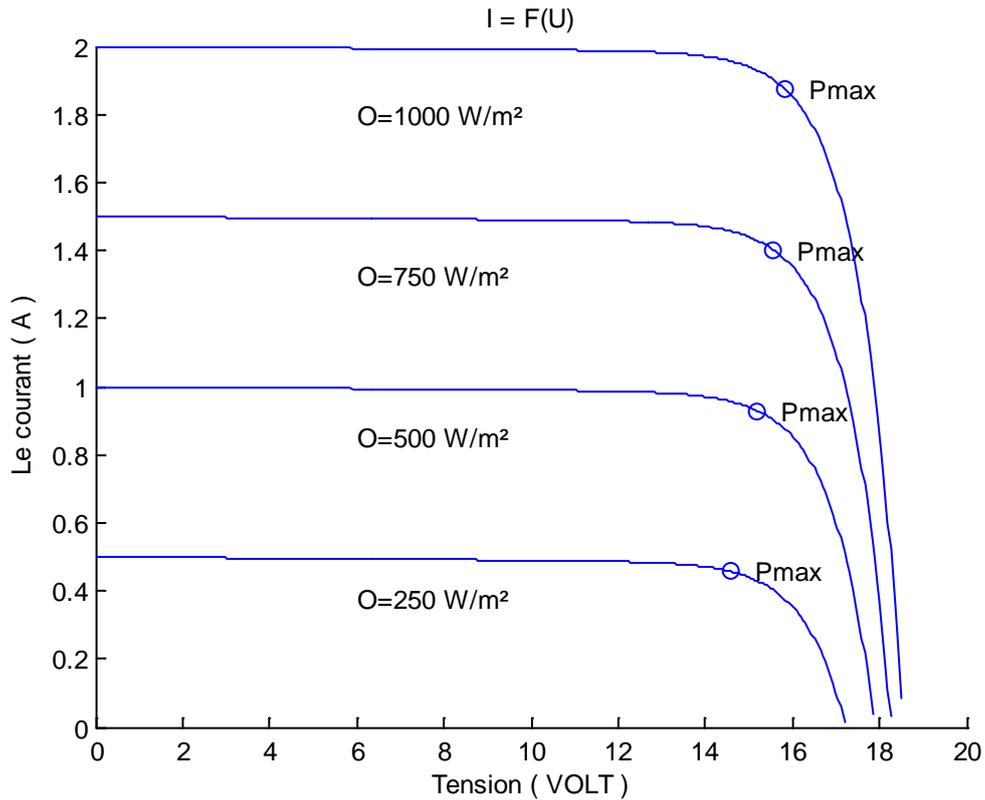


Figure II.11 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique $I=f(V)$.

II.7.8. Influence de la température

La température est un paramètre très important dans le comportement des photopiles [13]. En effet, si la température augmente, le photo-courant augmente à peu près de $3 \cdot 10^{-2} \text{mA} \cdot \text{K}^{-1}$ par cm^2 de cellule et par conséquent le courant I , ce qui engendre une diminution de la tension du circuit ouvert V_{CO} (figure (II.12)). L'augmentation de la température se traduit aussi par la diminution de la puissance maximale disponible, de l'ordre de $5 \cdot 10^{-5} \text{W/K}$ par cm^2 de cellule, soit une variation de 0,35% par degré.

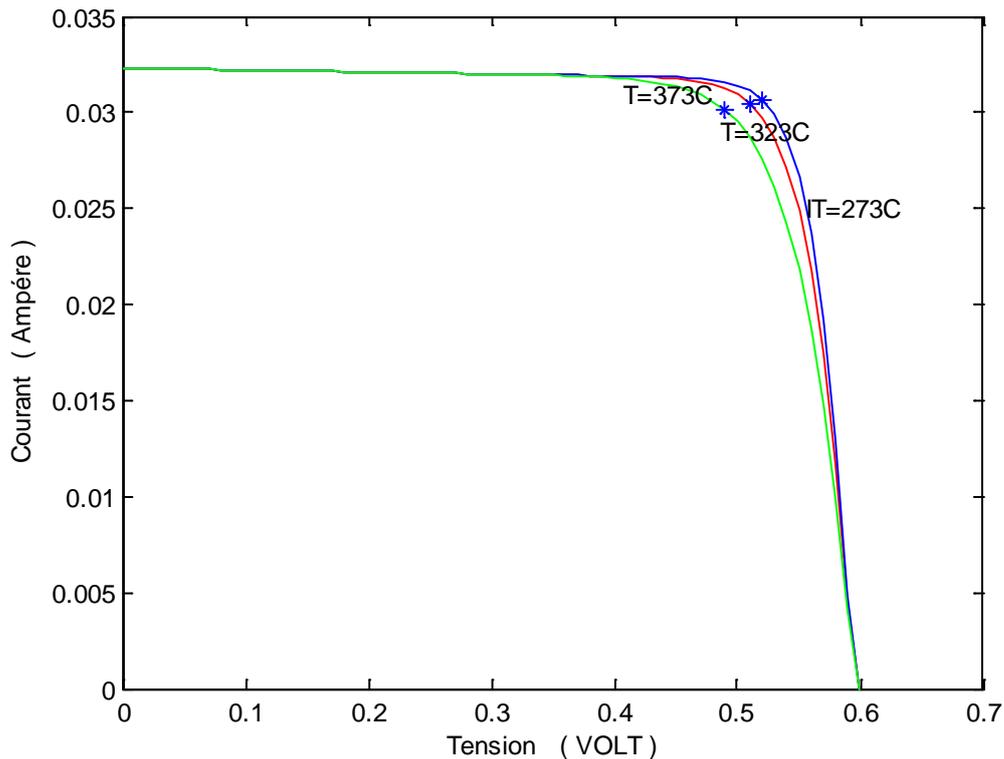


Figure II.12 : Influence de la température sur la caractéristique $I=f(V)$

II.8. Générateur éolien

II.8.1. Introduction

Un système éolien ou un aérogénérateur ou encore une éolienne peut être défini comme étant : un système composé d'éléments aptes à transformer une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique puis en énergie électrique [21].

La plupart des aérogénérateurs commerciaux, surtout les grands, sont à axe horizontal. La part de marché représentée par les systèmes à axe vertical est minuscule. Les aérogénérateurs de grande taille sont parfois construits isolément ou rassemblés en groupes (parcs d'éoliennes) comportant dix éléments ou plus, parfois même des centaines [22].

Les différents éléments d'une éolienne sont conçus d'une manière à maximiser la conversion énergétique, pour cela, une bonne adéquation entre les caractéristiques couple/vitesse de la turbine et de la génératrice électrique est nécessaire [23].

II.8.2. Types d'aérogénérateur dans les systèmes éoliens

La conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique peut être identifiée selon le générateur électrique utilisé :

▪ Générateur asynchrone

C'est une machine à induction asynchrone qui transforme de l'énergie mécanique en énergie électrique [14]. Pour réaliser la génération de l'énergie électrique la machine doit être entraînée au-delà de la vitesse de synchronisme (variable suivant la charge) le cas d'une génératrice à cage d'écureuil. Son rotor peut être à cage d'écureuil ou bobinée. La puissance nécessaire à sa magnétisation est fournie par le réseau lorsqu'elle est couplée en parallèle ou par une batterie de condensateurs dans le cas d'une utilisation isolée [14]. Pour les petites puissances, le rotor est à cage d'écureuil, pour des puissances plus importantes, le rotor est bobiné, relié à l'extérieur via un collecteur simplifié à trois bagues, et court-circuité en fonctionnement normal. Mais on peut aussi modifier les propriétés électromécaniques du générateur en agissant sur le rotor par ces connexions « Machine Asynchrone Double Alimentée MADA ».

Cependant, pour les machines asynchrones à cages, il faut néanmoins fournir la puissance de magnétisation "puissance réactive" correspondant à une composante du courant réactif. Ce courant peut être emprunté au réseau mais peut aussi bien être obtenu de façon statique en branchant en parallèle à la machine une batterie de condensateurs. En outre, en ajustant ces condensateurs de façon précise, il est possible, dans certaines conditions, d'utiliser une génératrice asynchrone en dehors d'un réseau, en fonctionnement autonome, pour alimenter une charge isolée. Son emploi est réservé aux générateurs de puissance moyenne dont l'arbre d'entraînement tourne à des vitesses fortement variables : mini centrale hydraulique, éolienne, turbine ou moteur à gaz de récupération, certains groupes électrogènes, ...etc.

Les machines asynchrones à rotor bobiné permettent, par un réglage dynamique du glissement, de s'adapter aux variations de puissances fournies par la turbine. La partie mécanique peut généralement subir les variations brutales du régime de vent, ce type de contraintes devient inacceptable pour les fortes puissances. La variation de vitesse devient donc de plus en plus justifiée à mesure qu'on augmente la puissance de l'éolienne.

Equations électriques: les équations des tensions s'écrivent dans le référentiel d-q sous la forme générale suivante :

$$V_{ds} = R_s \times I_{ds} + \frac{d\Phi_{ds}}{dt} - \theta_s \times \Phi_{qs} \quad (\text{II.12})$$

$$V_{qs} = R_s \times I_{qs} + \frac{d\Phi_{qs}}{dt} - \theta_s \times \Phi_{ds} \quad (\text{II.13})$$

$$V_{dr} = R_r \times I_{dr} + \frac{d\Phi_{dr}}{dt} - \theta_r \times \Phi_{qr} \quad (\text{II.14})$$

$$V_{qr} = R_r \times I_{qr} + \frac{d\Phi_{qr}}{dt} - \theta_r \times \Phi_{dr} \quad (\text{II.15})$$

Equations des flux: les expressions des flux s'expriment par:

$$\Phi_{ds} = L_s \times I_{ds} + M \times I_{dr} \quad (\text{II.16})$$

$$\Phi_{qs} = L_s \times I_{qs} + M \times I_{qr} \quad (\text{II.17})$$

$$\Phi_{dr} = L_r \times I_{dr} + M \times I_{ds} \quad (\text{II.18})$$

$$\Phi_{qr} = L_r \times I_{qr} + M \times I_{qs} \quad (\text{II.19})$$

Le couple mécanique et le couple électromagnétique sont donnés par les relations suivantes :

$$\Gamma_{mec} = \Gamma_r + f \times \Omega + J \times \frac{d\Omega}{dt} \quad (\text{II.20})$$

$$\Gamma_{em} = -P \times \frac{M}{L_s} (I_{dr} \times \Phi_{qs} - I_{qr} \times \Phi_{ds}) \quad (\text{II.21})$$

Equations d'auto excitation : l'auto amorçage du générateur asynchrone est assurée par la présence des condensateurs et de la saturation. Les condensateurs fournissent l'énergie réactive nécessaire et la saturation limite la tension du générateur. Ce processus est gouverné par la relation suivante, appelée équation d'amorçage du générateur.

$$\frac{dV_{ds}}{dt} = \frac{1}{C} \times i_{ds} \quad (\text{II.22})$$

$$\frac{dV_{qs}}{dt} = \frac{1}{C} \times i_{qs} \quad (\text{II.23})$$

▪ Générateur synchrone

La génératrice synchrone (ou alternateur) n'a pas besoin de magnétisation extérieure pour créer son champ magnétique. Celui-ci est créé par des bobines ou par des aimants permanents, placés sur le rotor tournant induisant un courant dans le stator bobiné. Cette génératrice étant indépendante du réseau, elle fournit une fréquence variable en fonction de la vitesse de rotation, donc de la vitesse du vent. Le raccordement au réseau, qui lui exige une fréquence fixe, s'effectue par un convertisseur qui comporte un étage redresseur, un bus continu et un onduleur : on reconstruit donc une onde sinusoïdale parfaite, ce qui permet aussi de gérer plus facilement la qualité de l'énergie produite.

La régulation de puissance s'effectue en partie au niveau de ce convertisseur. Elle permet un fonctionnement à vitesse variable, donc à rapport d'avance constant et rendement optimal. Elle permet aussi de limiter les efforts dynamiques en autorisant le rotor à accélérer en cas de forte rafale (stockage d'une partie de l'énergie cinétique du vent dans l'inertie du rotor). Plus complexe à construire et plus chère (aimants permanents, convertisseur), la génératrice synchrone est relativement peu utilisée [21].

▪ **Génératrice électrique à courant continu**

La génératrice à courant continu (à excitation séparée) [24] est une machine tournante qui transforme de l'énergie mécanique en énergie électrique apparaissant sous forme de tension et courant continu. Elle comporte deux circuits bobinés (Voir Figure II.13) :

1. l'un est un circuit inducteur, porté par le stator, et il crée un champ de direction fixe sous les pôles de la machine ; il est pour cela appelé « circuit de champ » ou encore « Circuit d'excitation »,
2. et l'autre est un circuit induit ou circuit d'armature, porté par l'armature du rotor ; il crée des forces électromotrices induites 'F.E.M'.

La force électromotrice F.E.M peut être exprimée par la relation suivante [25] :

$$E = \frac{P}{a} \cdot N \cdot n \cdot \phi \quad (\text{II.24})$$

Avec :

- E : Force électromotrice F.E.M (Volt) ;
 P : Nombre de paires de pôles ;
 a : Nombre de paires de voies en parallèles ;
 n : Vitesse (tr/s) ;
 N : Nombre total de conducteurs actifs ;
 ϕ : Le flux par pôle en Wb.

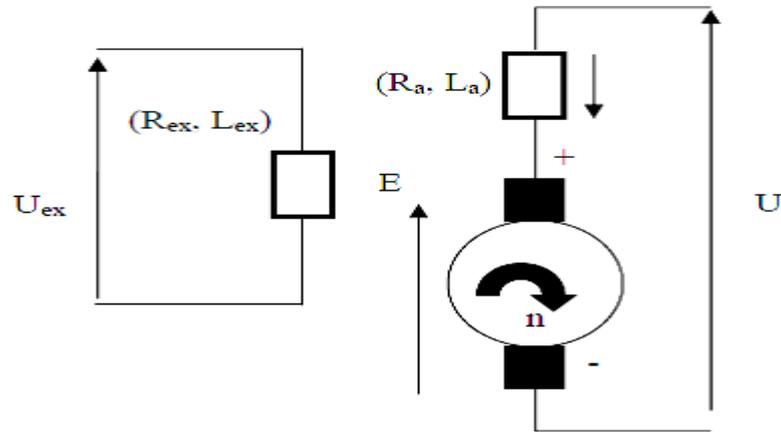


Figure II.13 : Schémas équivalent électrique d'une génératrice à courant continu à excitation séparée. [25]

La tension extraite de la génératrice notée «U» selon le schéma électrique équivalent (figure II.13) peut être donnée comme suit [25] :

$$U = R_a \cdot I + L_a \frac{dI}{dt} - E \quad (\text{II.25})$$

Avec :

- U : Tension extraite de la génératrice (Volt) ;
- R_a : Résistance de l'induit (Ω) ;
- L_a : Inductance de l'induit (Henry) ;
- I : Courant extrait de la génératrice (A) ;
- E : Force électromotrice (Volt).

La puissance électromagnétique P_{em} est donnée par [25] :

$$P_{em} = E \cdot I \quad (\text{II.26})$$

Avec :

- P_{em} : Puissance électromagnétique (Watt).

Le couple électromagnétique C_{em} de la génératrice s'exprime par [25] :

$$C_{em} = \frac{P_{em}}{\Omega} \quad (\text{II.27})$$

Avec :

- Ω : Vitesse angulaire (rad/s).

La puissance électrique générée s'écrit [25] :

$$P = U \cdot I \quad (\text{II.28})$$

- **Générateur à structures spéciales**

Des machines à structures spéciales avec un principe de fonctionnement spécial aussi. Le but de leurs fabrications est la réponse au besoin actuel, mentionnant par exemple : la machine à réluctance variable, la Machine Asynchrone Double Stator, ...etc.

II.8.3. Différentes classes d'un système éolien

On peut classer les systèmes éoliens à axe horizontal [23, 25] en deux différentes classes :

- **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.
- **Système éolien à vitesse variable** : Ce sont des systèmes aptes à travailler pour des vitesses égales ou différentes des vitesses nominales [23]. Pour cela plusieurs technologies sont mises en service afin d'assurer ce fonctionnement :
- **Technique mécanique** : C'est une technique qui utilise les paramètres aérodynamiques de la turbine comme outil de variation de la vitesse, et dans ce sens là on distingue deux modes [25, 26] : le « stall control » (basé sur l'accrochage et le décrochage de la génératrice à la turbine), robuste car c'est la forme des pales qui conduit à une perte de portance au-delà d'une certaine vitesse de vent, mais la courbe de puissance chute plus vite : il s'agit donc d'une solution passive, 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). Il faut noter que cette technique n'est fonctionnelle que pour des vitesses égales ou supérieures à la vitesse nominale.
- **Technique électrique** : C'est une technique qui utilise les convertisseurs statiques comme outil de variation de la vitesse [23].
- **Technique hybride** : C'est une technique qui utilise les deux techniques précédentes à la fois afin d'améliorer le rendement de production et de sécurité du système [21, 23].

II.9. Systèmes de stockage

Le stockage d'énergie est souvent utilisé dans les petits systèmes hybrides à fin de pouvoir alimenter la charge pour une durée relativement longue (des heures ou même des jours). Il est parfois aussi utilisé avec les SEH connectés à des grands réseaux de courant alternatif isolés. Dans ce cas, il est utilisé pour éliminer les fluctuations de puissance à court terme [27].

Le stockage d'énergie est généralement réalisé grâce aux batteries. Les batteries sont, d'habitude, du type plomb – acide. Les batteries nickel – cadmium sont rarement utilisées. Il y a d'autres formes de stockage, mais peu utilisées, comme le pompage de l'eau, les volants d'inertie et le stockage de l'hydrogène.

Dans le cas de stockage par pompage de l'eau, l'énergie produite sert à remplir un réservoir de stockage dont l'eau sera turbinée pour restituer l'énergie [27].

Le principe du volant d'inertie est simple. Il s'agit d'emmagasiner l'énergie en mettant en rotation une masse importante [28]. L'énergie cinétique obtenue peut être restituée à la demande sous forme d'énergie électrique, en utilisant une machine électrique en régime générateur.

L'hydrogène alimente les piles à combustible. Il possède un grand pouvoir énergétique gravimétrique (120 MJ/kg) en comparaison au pétrole (45 MJ/kg), au méthanol (20 MJ/kg) et au gaz naturel (50 MJ/kg). Cependant, il est aussi le gaz le plus léger. Ceci pose un véritable problème de stockage. La densité énergétique volumétrique de l'hydrogène n'est intéressante qu'à l'état liquide ou comprimé (700 bars). Il existe de multiples modes de stockage de l'hydrogène : comprimé, liquéfié, hydrures métalliques, charbon actif, nano fibres et nanotubes en carbone etc. Si les deux premiers modes de stockage sont actuellement les plus utilisés, ils sont loin d'être satisfaisants.

II.10. Convertisseurs

Dans un SEH, des convertisseurs sont utilisés pour charger des batteries de stockage et pour transformer le CC en CA et vice-versa. Trois types de convertisseurs sont souvent rencontrés dans les SEH : les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs.

Les redresseurs réalisent la conversion CA/CC. Dans le SEH, ils sont souvent utilisés pour charger des batteries à partir d'une source à CA. Ce sont des appareils relativement simples, pas chers et à bon rendement. Les onduleurs convertissent le CC en CA. Ils peuvent fonctionner en autonome pour alimenter des charges à CA ou en parallèle avec des sources à CA. Les onduleurs sont autonomes lorsqu'ils imposent leur propre fréquence à la charge. L'onduleur non autonome exige la présence d'une source à CA pour fonctionner. Il y a aussi des onduleurs qui peuvent assurer les deux régimes de fonctionnement : autonome ou en parallèle avec un autre générateur. Ceux-ci sont les plus flexibles, mais sont aussi les plus chers. Parfois, les fonctions de redresseur et d'onduleur sont réalisées par un seul appareil.

II.11. Charges

Les charges électriques rendent utile la puissance électrique. Il existe des charges à caractère résistif et inductif. Les charges résistives incluent les ampoules à incandescence, les chauffe-eau etc. Les appareils utilisant des machines électriques sont des charges résistives et inductives. Elles sont les

principaux consommateurs de puissance réactive. Les charges à CC peuvent avoir aussi des composants inductifs, mais les seuls effets introduits par ceux-ci sont les variations transitoires de tension et courant pendant les changements dans le fonctionnement du système.

II.12. Conclusion

Ce chapitre nous a permis de donner un aperçu général sur le système d'énergie hybride (S.E.H) qui combine deux systèmes très populaires actuellement dans le marché de la production d'énergie électrique d'origine renouvelable, les systèmes photovoltaïques et les systèmes éoliens.

Dans ce contexte, les principales notions liées à la technologie utilisée dans les S.E.H ont été données. Notre travail portant sur un S.E.H composé d'une éolienne, des panneaux photovoltaïques et de batteries de stockage, une attention particulière a été consacré à ce type de sources et de stockage. Les différents types d'architectures existants, les outils de dimensionnement, ainsi que les problèmes habituels des S.E.H ont également été présentés.

Le dimensionnement et le fonctionnement des composantes du S.E.H doivent tenir compte des variations de la charge et des ressources renouvelables disponibles pour maximiser l'utilisation des ressources renouvelables. Dans ce but, les sources du S.E.H étudié sont modélisées puis dimensionnées dans le chapitre suivant.

Références Bibliographiques

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] D. SAHEB-KOUSSA, M.BELHAMEL, « Production d'électricité sans interruption moyennant un système hybride (éolien – photovoltaïque – diesel) » Revue des Energies Renouvelables, ICRES-07 Tlemcen 121 – 128, 2007.
- [2] D. REKIOUA, Z. ROUMILA et T. REKIOUA, « Etude d'une centrale hybride photovoltaïque - éolien – diesel », Revue des Energies Renouvelables, Vol. 11 N°4 623 – 633, 2008.
- [4] A. OULD MAHMOUD, « Caractérisation, modélisation, fonctionnement et impact d'un système hybride pour l'alimentation de charges mixtes », Thèse de Doctorat, Université de DAKAR, 2008.
- [5] J. G. MCGOWAN, J.F. MANWELL, « Hybrid/PV/Diesel system experiences », Renewable Energy, 16, 928-933, 1999.
- [6]. E. KOUTROULIS, K. KALAITZAKIS, N. C. VOULGARIS, « A hybrid PV-Wind generator system using à maximum power point tracking technique », Renewable energies for islands, Chania, Crete Greece, 2001.
- [7] T. L. JENSEN, « Renewable Energy on Small Islands », Forum for Energy and development (FED), Second Edition Danemark August 2000.
- [8] A. KAABECHE, M. BELHAMEL, R. IBTIOUEN, S. MOUSSA et M. R. BENHADDADI, « Optimisation d'un système hybride (éolien – photovoltaïque) totalement autonome », Revue des Energies Renouvelables, Vol. 9, N°3 199 – 209, 2006.
- [9] B. BOURGESM, « Improuvement in Solar Declinaison Computation », Solar Energy, Vol. 35, N°4, pp. 367 - 369, 1985.
- [10] A. EL KHADIMI, « Modélisation de l'Irradiation Solaire Globale d'un Plan Horizontal et de la Vitesse du Vent en Vue de leur Utilisation dans le Dimensionnement d'un Système Hybride », Thèse de Doctorat de 3ème Cycle, Université Cadi Ayyad, Faculté des Sciences Semlalia, Marrakech, 1998.
- [11] M. ANGEL CID PASTOR, « Conception Et Réalisation De Modules Photovoltaïque Electronique », Thèse de Doctorat, INSA de Toulouse, 2006.
- [12] B. OULD ZEIDANE, « Contribution to the study of the grid connected photovoltaic system », Mémoire de Magister, Université de Batna, 2006.

- [13] Y. PANKOW, « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque », Thèse de Doctorat, Ecole Doctorale de L'ENSAM ED 432, Lille, 2004.
- [14] M. R. PATEL, « Wind and Solar Power Systems », U.S. Merchant Marine Academy Kings Point, New York, 1999.
- [15] N. OLEKSIY, « Simulation, fabrication et analyse des cellules photovoltaïque à contacts arrières interdigités », Thèse de Doctorat, INSA de Lyon, 2005.
- [16] B. BROUSSE, « Réalisation Et Caractérisation De Cellules Photovoltaïques Organiques Obtenues Par Dépôt Physique », Thèse Doctorat, Université de LIMOGES, 2004.
- [17] T. MARKVART, A. MCEVOY, L. CASTANER, « Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications », Edition 1 - 30 October 2003 - Ebook Kindle.
- [18] J. ROYER, « LE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE », Institut de l'Énergie des Pays ayant en commun l'usage du Français, 56 rue Saint-Pierre 3e étage, Québec (Québec) G1K 4A1 CANADA, Site Internet : <http://www.iepf.org>.
- [19] S. PETIBON, « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, France, 2009.
- [20] Ministère de l'Énergie et des Mines (Algérie), « Guide des Energies Renouvelables », Edition 2002.
- [21] F. POITIERS, « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne (machine asynchrone à cage autonome, machine asynchrone à double alimentation reliée aux réseaux) », Thèse de Doctorat, Université de Nantes, France, 2003.
- [22] V. ROGEZ, « Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des études de dynamique des réseaux. Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseaux de distribution insulaire », Thèse de Doctorat, Université d'Artois, France, 2004.
- [23] S. EL AIMANI, « modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans réseaux de moyenne tension », Thèse de Doctorat, Université Lille, France, 2004.
- [24] S. JEAN, « Electrotechnique et machines électriques », Editions Eyrolles 61, boulevard Saint-Germain, Paris, 1977.1976.
- [25] S. AMEZIANE, « Implantation expérimentale de l'MPPT pour un système de génération hybride solaire-éolien », Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université de Batna, Algérie, 2009.
- [26] M. IVAN, « Modélisation et réalisation d'une chaîne de conversion éolienne petite puissance », Laboratoire d'électrotechnique de Montpellier (LEM) meny@univ-montp2.fr.
- [27] I. CRUZ, F. ARIAS, F. AVIA, L. M. ARRIBAS, R. P. FIFFE, « Assessment of different energy storage systems for wind energy integration », European Wind Energy Conference, 2001.

- [28] F. FAURE, « Suspension magnétique pour volant d'inertie », Thèse de Doctorat, INPG, France, 2003.

WEBOGRAPHIE :

- [3] www.energie-propre.org : Énergie propre – Wikipédia, 2010.
- [18] <http://www.iepf.org> : Institut de l'Énergie et de l'Environnement de la Francophonie, 2010.

CHAPITRE III

Modélisation et dimensionnement du système hybride photovoltaïque-éolien.

III.1. Introduction

La modélisation est un moyen destiné à représenter par une forme mathématique une fonction ou un processus technologique. Elle a pour but d'étudier théoriquement le comportement de certains paramètres et de les optimiser en respectant une contrainte donnée.

A cet effet, la modélisation est nécessaire pour établir une relation directe entre l'énergie produite par l'installation et la demande de l'utilisation. Tandis que l'estimation des propriétés d'adaptation du système à chaque période de l'année est obtenue à partir d'une étude théorique et expérimentale.

Dans ce cadre, nous présenterons dans ce chapitre d'abord, la modélisation du système hybride photovoltaïque-éolien, en ce proposons l'élaboration des modèles mathématiques pour les deux systèmes de productions, afin de renforcer la maîtrise de leur exploitation, surtout du point de vue des écoulements des puissances de production en fonction des conditions météorologiques données ou estimées. Puis nous passons au dimensionnement des différents constituants de ce système hybride afin d'obtenir sa taille optimale.

III.2. Caractéristiques des énergies photovoltaïque et éolienne

III.2.1. Générateur photovoltaïque

L'énergie produite par un générateur photovoltaïque est estimée à partir des données de l'irradiation globale sur plan incliné, de la température ambiante et des données du constructeur pour le module photovoltaïque utilisé. L'énergie électrique produite par un générateur photovoltaïque est donnée par [1] :

$$E_{PV} = R_{PV} \cdot S_{PV} \cdot P_f \cdot H \quad (\text{III.1})$$

Où :

- S_{PV} : La surface totale du générateur photovoltaïque (m^2) ;
- R_{PV} : Le rendement du générateur photovoltaïque ;
- H : L'irradiation solaire sur plan incliné (KWh/m^2) ;
- P_f : Le facteur de remplissage du module, égal à 0.9.

Le rendement du générateur photovoltaïque est représenté par l'équation suivante :

$$R_{PV} = \eta_r \{1 - \gamma(T_C - 25)\} \quad (\text{III.2})$$

$$T_C = T_a + G_{inc} \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \quad (\text{III.3})$$

Avec :

- γ : Coefficient tenant compte de la variation du rendement du module photovoltaïque en fonction de la température, qui est pris à ($0.0045 / ^\circ C$) ;
- η_r : Le rendement de référence du générateur photovoltaïque ;
- T_a : Température ambiante moyenne journalière ($^\circ C$) ;

- T_c : Température cellule moyenne journalière (°C) ;
 $NOCT$: Température nominale de fonctionnement de la cellule.

III.2.2 Générateur éolien :

La puissance contenue sous forme d'énergie cinétique, P (W), dans le vent est exprimée par :

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (\text{III.4})$$

Avec :

- S : Surface traversée par le vent (m^2) ;
 ρ : Densité de l'air ($\rho = 1,225Kg/m^3$) ;
 V : Vitesse du vent (m/s) .

Le générateur éolien ne peut récupérer qu'une partie de cette puissance de vent et qui représente la puissance produite par le générateur éolien :

$$P_{eol} = \frac{1}{2} \rho C_e S V^3 10^{-3} \quad (\text{III.5})$$

Ou :

- C_e : Facteur d'efficacité, qui dépend de la vitesse du vent et de l'architecture du système [2].

Il est déterminé à partir des performances de l'unité de transformation.

$$C_e = C_p \cdot \eta_m \cdot \eta_g \quad (\text{III.6})$$

Ou :

- η_m et η_g : représentent le rendement respectivement du multiplicateur et de la génératrice.
 C_p : Le coefficient de performance de la turbine éolienne. Il ne peut théoriquement pas dépasser une limite dite limite de Betz (C_p limite = 0.593).

Par conséquent, l'énergie produite par le générateur éolien est exprimée par :

$$E_{eol} = P_{eol} \cdot \Delta t \quad (\text{III.7})$$

III.3. Modélisation du système hybride photovoltaïque-éolien

L'objectif est de disposer de modèles suffisamment fiables afin d'effectuer une étude d'optimisation du dimensionnement et de la gestion d'énergie du système complet.

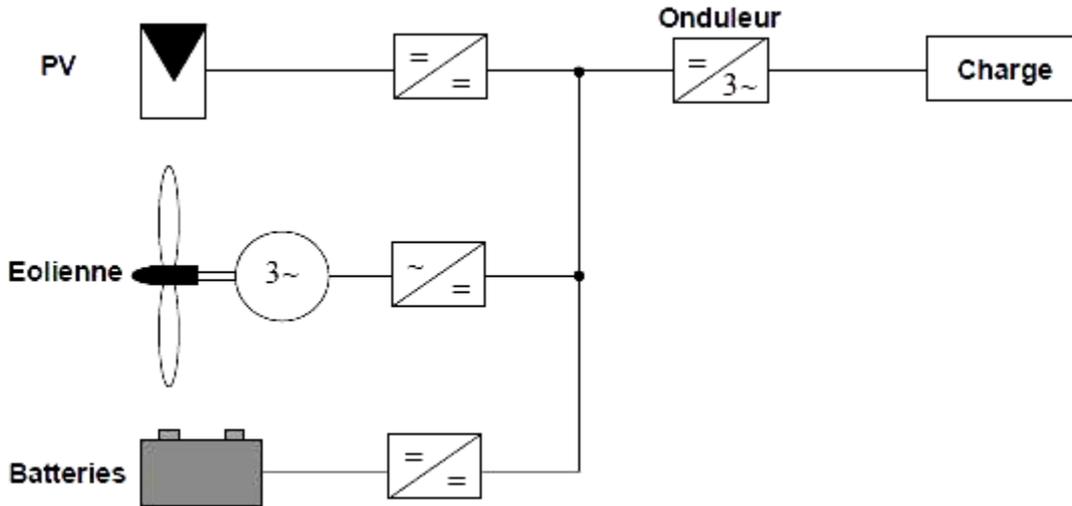


Figure III.1 : Schéma de principe du système hybride photovoltaïque-éolien.

III.4. Modélisation mathématique

III.4.1. Modélisation du gisement solaire

III.4.1.1. Modèle de reconstitution des moyennes mensuelles des irradiations globales sur un plan incliné :

L'irradiation globale sur un plan incliné [3] est calculée par la relation suivante :

$$H = B_{inc} + D_{inc} + R_{inc} \tag{III.8}$$

Avec :

- B_{inc} : Irradiation directe sur un plan incliné ;
- D_{inc} : Irradiation diffuse sur un plan incliné ;
- R_{inc} : Irradiation réfléchis sur un plan incliné.

III.4.1.1.a Reconstitution des moyennes mensuelles des irradiations directes sur un plan incliné :

$$B_{inc} = R_b \cdot (G_H - D_H) \tag{III.9}$$

Avec :

- G_H : Valeur horaire des irradiations globales ;
- D_H : Valeur horaire des irradiations diffuse ;
- R_b : Facteur de forme.

Le facteur de forme [3], est donné par la relation suivante :

$$R_b = \frac{\cos(\theta_i)}{\sin(h)} \quad (\text{III.10})$$

Avec :

- θ_i : Angle d'incidence ;
- h : Hauteur du soleil.

III.4.1.1.b Reconstitution des moyennes mensuelles des irradiances diffuses sur un plan incliné

L'irradiation diffuse sur un plan incliné est donnée par l'équation suivante :

$$D_{inc} = D_H \cdot \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) \quad (\text{III.11})$$

Avec :

- β : Angle d'inclinaison de la surface de captation ;
- D_H : Irradiation diffuse sur un plan horizontal.

III.4.1.1.c Reconstitution des moyennes mensuelles des irradiances réfléchies sur un plan incliné

L'irradiation réfléchie par le sol et incident sur un plan incliné est donnée par l'équation suivante :

$$R_{inc} = (B_n \cdot \sin h + D_H) \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \quad (\text{III.12})$$

Avec :

- ρ : Albédo du sol ;
- B_n : Irradiation directe sur un plan normal.

III.4.2. Potentiel solaire

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants du monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de $1m^2$ est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de $1700 \text{ KWh} / m^2 / an$ au Nord et $2650 \text{ KWh} / m^2 / an$ au sud du pays [4].

Régions	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Énergie moyenne reçue ($\text{KWh} / m^2 / an$)	1700	1900	2650

Tableau III.1 : Potentiel solaire en Algérie. [4]

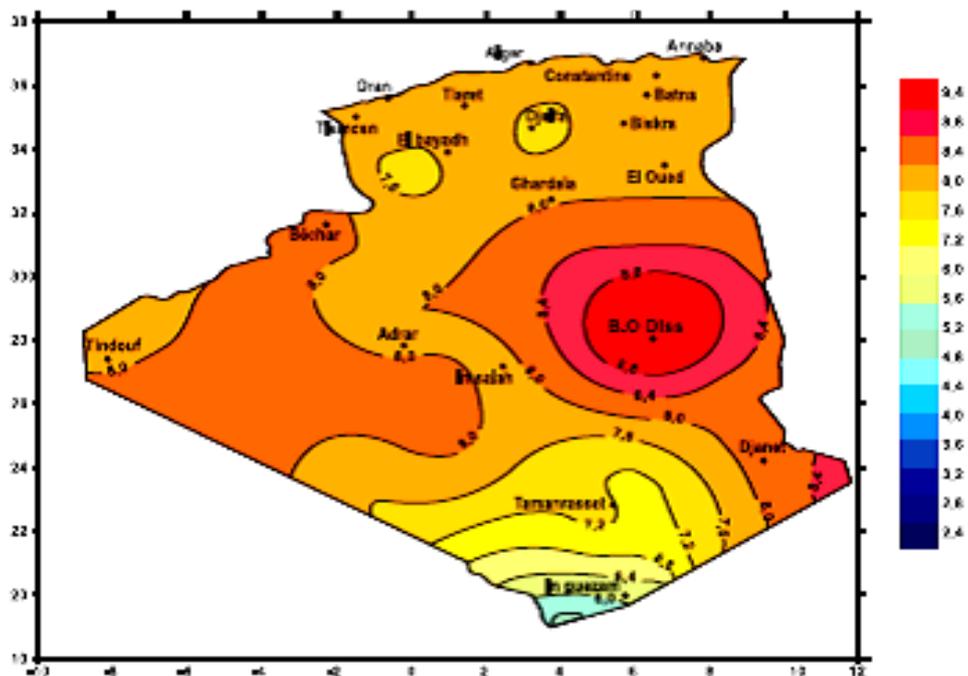


Figure III.2 : Irradiation globale journalière reçue sur un plan horizontale au mois de Juillet. [4]

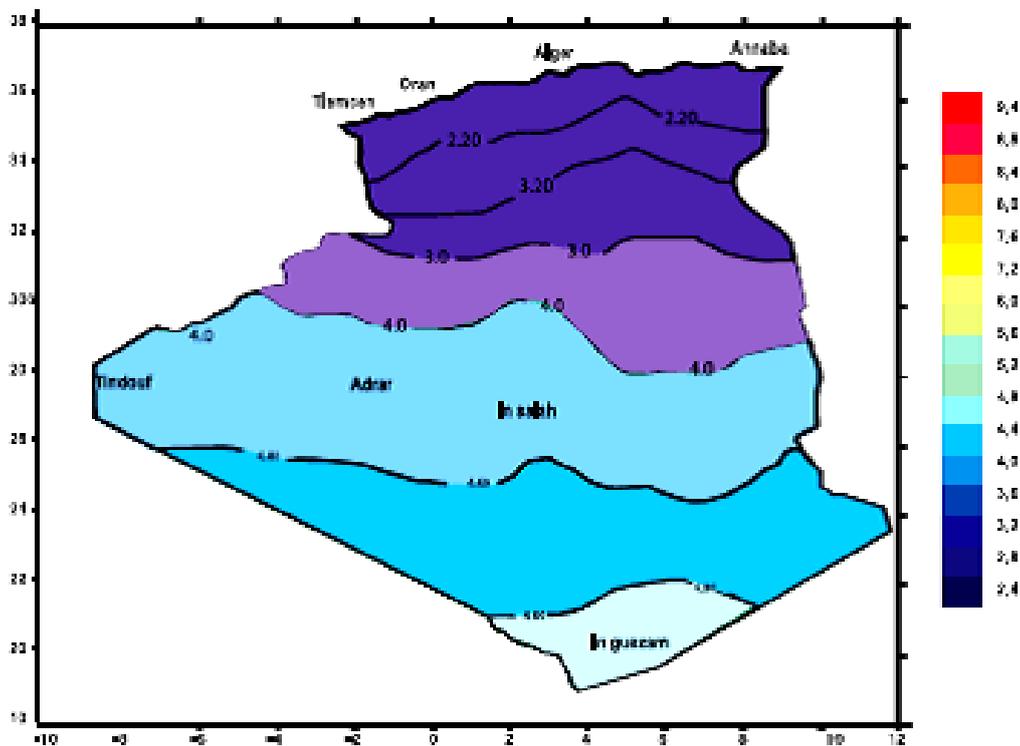


Figure III.3 : Irradiation globale journalière reçue sur un plan horizontale au mois de Décembre. [4]

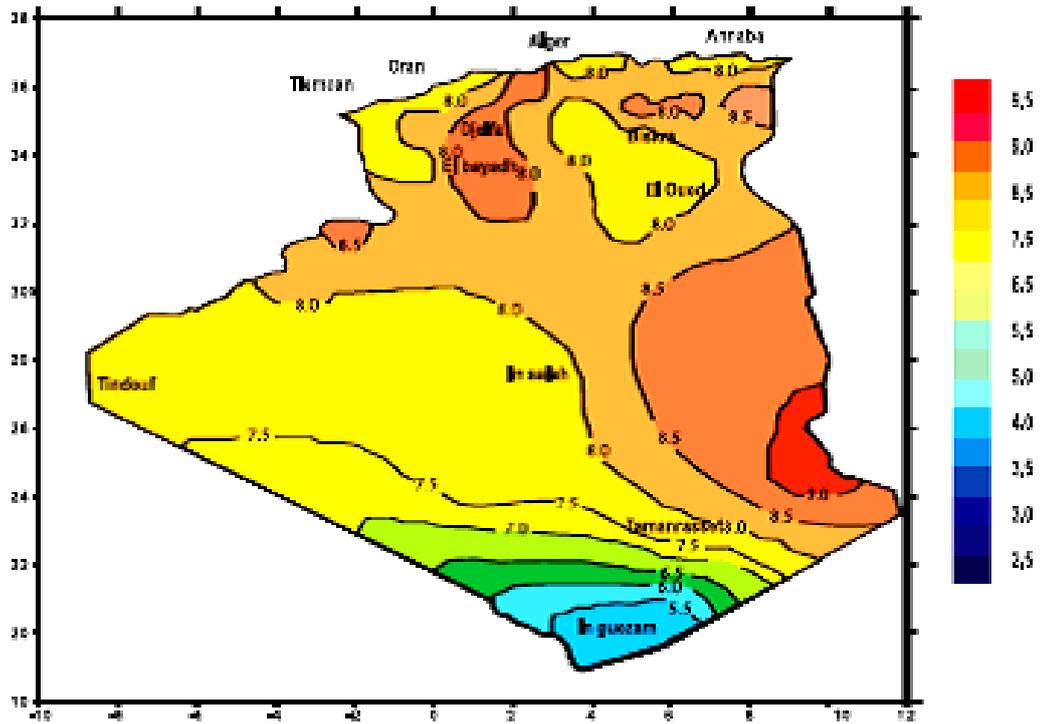


Figure III.4 : Irradiation globale journalière reçue sur un plan normal au mois de Juillet. [4]

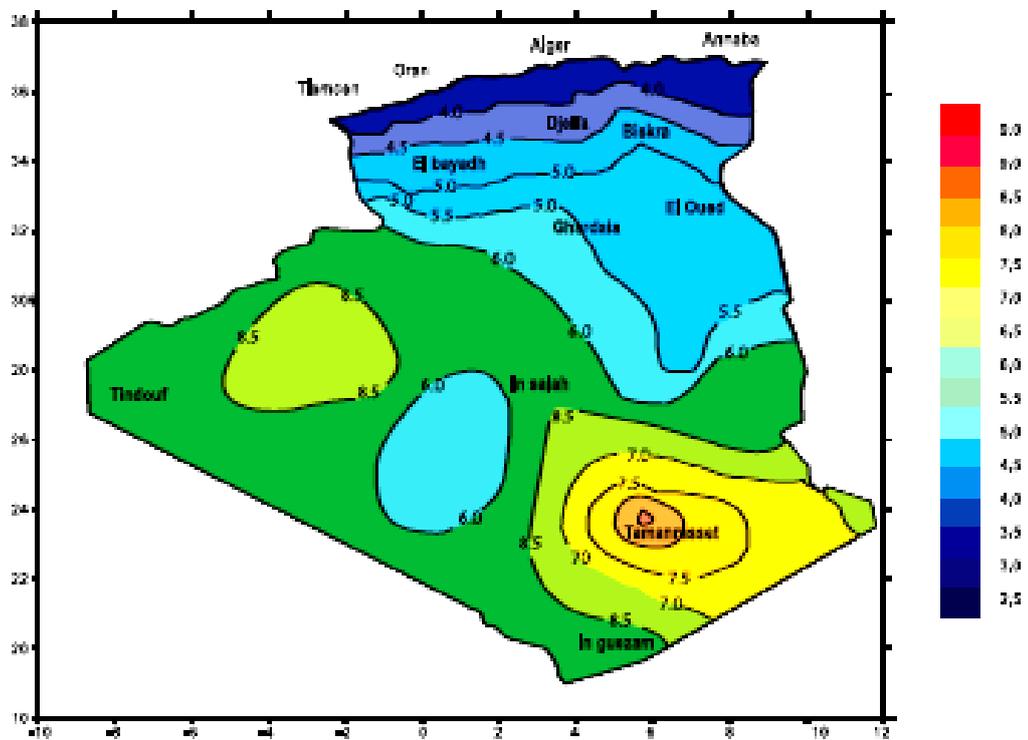


Figure III.5 : Irradiation globale journalière reçue sur un plan normal au mois de Décembre. [4]

III.4.3. Modélisation du gisement éolien

La distribution de Weibull [3] décrit la distribution en fréquence de la vitesse du vent. Elle s'est avérée appropriée pour la description des propriétés statistiques du vent. La fonction de Weibull est fonction de deux paramètres c et k et s'écrit :

$$F(V) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (\text{III.13})$$

Où :

- c : Facteur d'échelle (m/s) ;
- k : Facteur de forme sans dimension, il caractérise l'asymétrie de la distribution.

Ainsi, en utilisant la définition de $f(v)$, celle-ci s'écrit donc :

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (\text{III.14})$$

Pour différents paramètres de k et c .

III.4.4. Potentiel éolien

La ressource éolienne en Algérie varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et un climat très diversifiés. En effet, notre vaste pays, se subdivise en deux grandes zones géographiques distinctes (Voir Figure III.6).

Le Nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200 Km et un relief montagneux, représenté par les deux chaînes de l'Atlas tellien et l'Atlas saharien. Entre elles, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental. Le Sud, quant à lui, se caractérise par un climat saharien.

La carte représentée ci-dessous montre que le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement dans le Sud-ouest, avec des vitesses supérieures à 4 m/s et qui dépassent la valeur de 6 m/s dans la région d'Adrar.

Concernant le Nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée. On note cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers d'Oran, Bejaïa et Annaba, sur les hauts plateaux de Tiaret et Kheïter ainsi que dans la région délimitée par Bejaïa au Nord et Biskra au Sud [4].

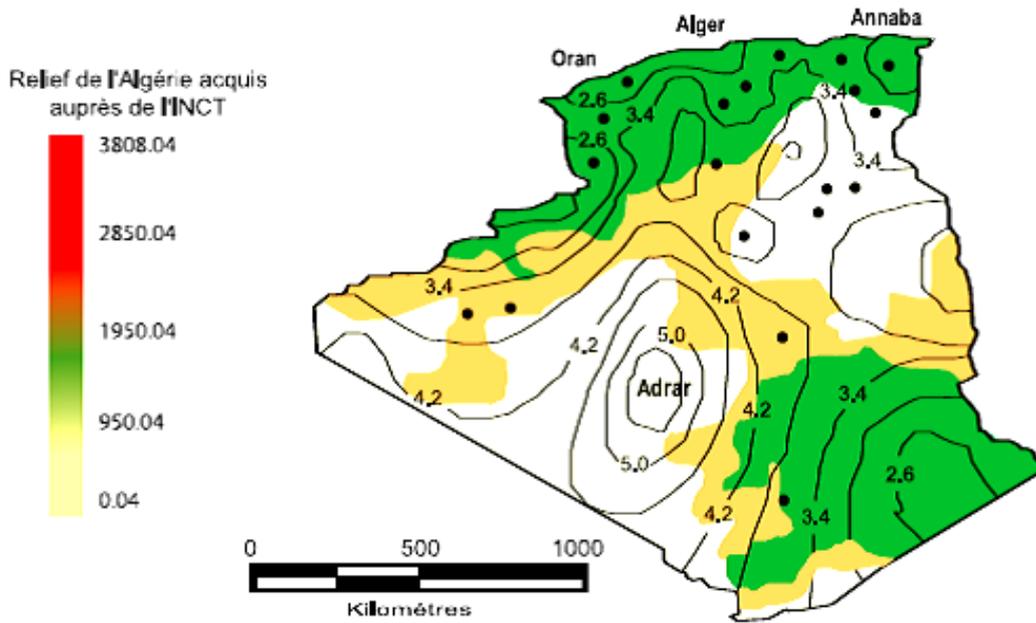


Figure III.6 : Tracé des vitesses moyennes du vent à 10 m du sol. [4]

III.4.5. Modélisation du système photovoltaïque

Le modèle à une diode est le modèle le plus classique de la littérature [5]. Il fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule, deux résistances (série et shunte) pour les pertes, le modèle d'une cellule est celui de la figure ci-dessous (Voir Figure III.7).

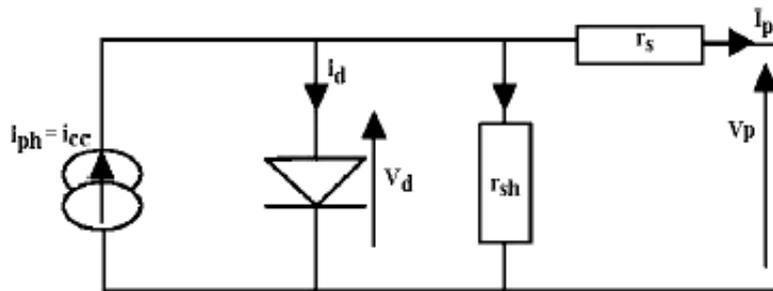


Figure III.7 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.

Ce modèle comporte quatre variables. Les deux variables d'entrée sont :

- E_s : Ensoleillement dans le plan des modules (W / m^2) ;
- T_j : Température de jonction de la cellule($^{\circ}C$).

Les deux variables de sortie sont :

- I_G : Courant fourni par le groupe de modules (A) ;
- V_G : Tension aux bornes du groupe de modules (Volts).

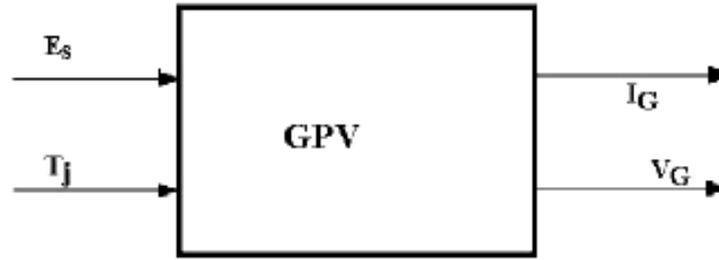


Figure III.8 : Schéma bloc du Générateur Photovoltaïque.

Nous obtenons alors l'équation caractéristique pour un groupe de modules photovoltaïques déduite du schéma électrique équivalent de la figure III.7

$$I_G = I_{Ph} - I_d - I \cdot R_{Sh} \tag{III.15}$$

Le courant, I_{Ph} est directement dépendant de l'ensoleillement et de la température des modules et peut se mettre sous la forme :

$$I_{Ph} = P_1 \cdot E_S \cdot [1 + P_2(E_S - E_{Sref}) + P_3(T_J - T_{Jref})] \tag{III.16}$$

Où :

- $E_{Sref} = 1000W/m^2$: Ensoleillement de référence ;
- $T_{Jref} = 25^\circ C$: Température de référence des modules ;
- P_1, P_2, P_3 : Paramètres constants.

Le courant de polarisation de la jonction P-N, I_d est donné par l'expression :

$$I_d = I_{Sat} \cdot \left[\exp\left(\frac{q}{K \cdot A \cdot n_S T_J} (V_G + R_S \cdot I_G)\right) - 1 \right] \tag{III.17}$$

Avec :

- I_{Sat} : Courant de saturation (A) ;
- K : Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23} J/K$) ;
- q : Charge élémentaire ($1,6 \cdot 10^{-19} C$) ;
- A : Facteur d'idéalité de la jonction.

Le courant de saturation de la diode est :

$$I_{Sat} = P_4 \cdot T_J^3 \cdot \exp\left(\frac{E_g}{K \cdot T_J}\right) \tag{III.18}$$

Où :

- E_g : Energie de gap ;
- P_4 : Paramètre constant.

Enfin, le courant traversant la résistance shunt s'écrit sous la forme :

$$I_{Sh} = \frac{V_G}{R_{Sh}} \quad (\text{III.19})$$

Nous pouvons alors écrire l'équation finale :

$$I_G = P_1 \cdot E_S \cdot \left[1 + P_2(E_S - E_{Sref}) + P_3(T_J - T_{Jref}) \right] - \frac{V_G}{R_{Sh}} - P_4 \cdot T_J^3 \quad (\text{III.20})$$

$$\cdot \exp\left(-\frac{E_G}{K \cdot T_J}\right) \cdot \left[\exp\left(\frac{q}{K \cdot A \cdot n_S \cdot T_J}(V_G + R_S \cdot I_G)\right) - 1 \right]$$

Nous obtenons une fonction implicite de la forme :

$$I_G = f(I_G, V_G, E_S, T_J)$$

Avec 7 paramètres à déterminer $A, P_1, P_2, P_3, P_4, R_S$ et R_{Sh} .

La résistance série doit être plus petite que possible et la résistance shunt doit être très grande pour que le maximum de courant soit délivré pour la charge.

$$P_1 = 0,0036 ; P_2 = 0,0001 ; P_3 = -0,0005 ; P_4 = 70,843 ; A = 1 ; R_S = 0,614 ; R_{Sh} = 151.16.$$

III.4.6. Modélisation du système éolien

Une voilure éolienne transforme l'énergie de la masse d'air en mouvement et délivre une puissance mécanique, caractérisée par la vitesse de rotation et le couple mécanique (Voir Figure III.9) [5].



Figure III.9 : Modèle de la voilure.

Selon la caractéristique propre de la voilure $C_p(\lambda)$ donnée par l'équation suivante:

$$C_p = \frac{2 \cdot P_{eol}}{\tau \cdot S \cdot V_V^3} \quad (\text{III.21})$$

On peut calculer la puissance éolienne qui est donnée par l'équation ci-dessous :

$$P_{eol} = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot S \cdot V_V^3 \quad (\text{III.22})$$

Le couple éolien est donné par l'équation suivante :

$$C_{eol} = C_{mec} = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot R \cdot S \cdot V_V^2}{\lambda} \quad (\text{III.23})$$

Dans notre travail, nous avons utilisé un modèle simplifié basé sur la connaissance de la densité de probabilité de Weibull et qui a donnée preuve de précision. Ce modèle suppose que la puissance moyenne produite par un aérogénérateur est estimée par la relation suivante et proposé par [3] :

$$P = \int_{V_{in}}^{V_{out}} P(v)f(v)dv \tag{III.24}$$

Ainsi, connaissant les caractéristiques de l'aérogénérateur choisi, de la moyenne mensuelle par jour de la vitesse du vent et de la densité de probabilité correspondante, nous pouvons déduire rapidement la puissance produite par l'aérogénérateur.

III.4.7. Modélisation du système de stockage

III.4.7.1. Modèle de Copetti de batterie au plomb

Parmi les modèles des batteries, celui basé sur l'observation du phénomène physico-chimique de la charge et de la décharge du système de stockage. Ce modèle [6] est basé sur le schéma électrique. (Voir Figure III.10), la batterie est alors décrite par seulement deux éléments dont les caractéristiques dépendent d'un certain nombre de paramètres : une source de tensions et sa résistance interne.

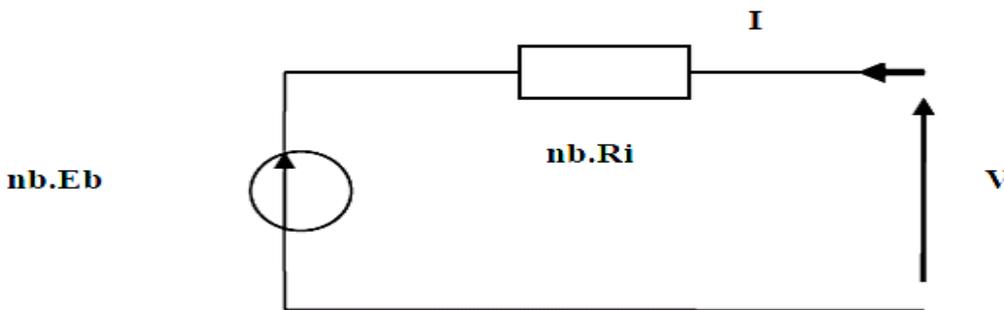


Figure III.10 : Schéma électrique équivalent de nb éléments de batteries en séries.

Le modèle de batterie implanté dans les programmes de simulations numériques s'inspire du modèle des batteries Ford [5]. Soit U, la tension aux bornes de la batterie (Voir la Figure III.11) :

$$U = E_0 - K \cdot \frac{\int I_b \cdot dt}{Q_0} - R_b \cdot I_b \tag{III.25}$$

Avec :

E_0 : Tension à vide de la batterie chargée (V);

K : Constante qui dépend de la batterie ;

R_b : Résistance interne de la batterie [Ω];

I_b : Courant de décharge (> 0) ;

Q_0 : Capacité de la batterie (Ah) ;

$\frac{\int I_b \cdot dt}{Q_0}$: Indique l'état de décharge de la batterie.

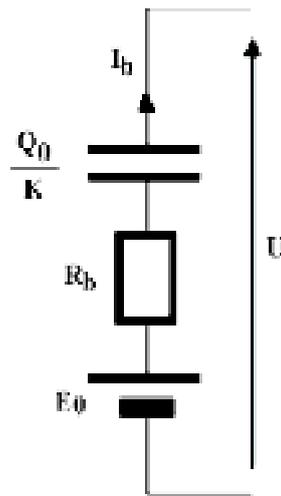


Figure III.11 : Modèle électrique de la batterie.

III.4.7.2. Caractéristiques de décharge et de charge

Plusieurs techniques de régulation ont été développées, se basant sur la tension mesurée aux bornes de la batterie comme étant le seul indicateur de son état de charge « State Of Charge-SOC ». La technologie de la batterie choisie permet 20% de décharge (SOC min=20%). Elle a un rendement énergétique η_{bat} de 100% à la décharge, et 90% à la charge. Une des technologies de contrôle de l'état de charge de la batterie (State Of Charge SOC), consiste en la mesure et le calcul des quantités d'électricité entrantes et sortantes dans les deux processus de charge et de décharge en termes d'ampères-heures. Cette technique est appelée la mesure coulomb métrique.

L'état de charge de la batterie à un instant donné dépend directement de l'état de charge précédent, qui doit être connu au préalable. Toutefois, cette méthode devient insuffisante en cas de mise en service de l'une des sources renouvelables. Ainsi, une approche complémentaire basée sur la mesure de la tension en circuit-ouvert de la batterie à l'état complètement stable permet de calculer le « SOC ». Cette approche considère que la tension de circuit-ouvert VOC est directement proportionnelle au « SOC », et que la température de l'électrolyte a peu d'influence.

Les caractéristiques tension – courant d'un élément batterie en cas de décharge (Voir Figures III.12 et III.13) et de charge sont données respectivement par les figures ci-dessous [3] :

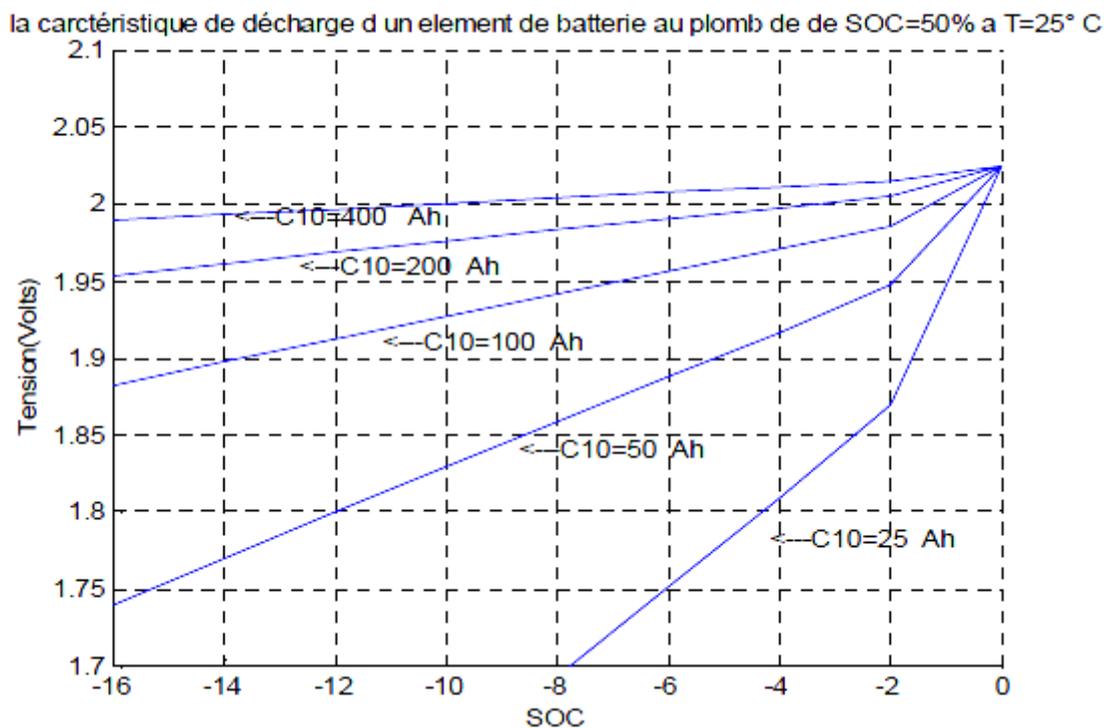


Figure III.12 : Caractéristique de décharge. [3]

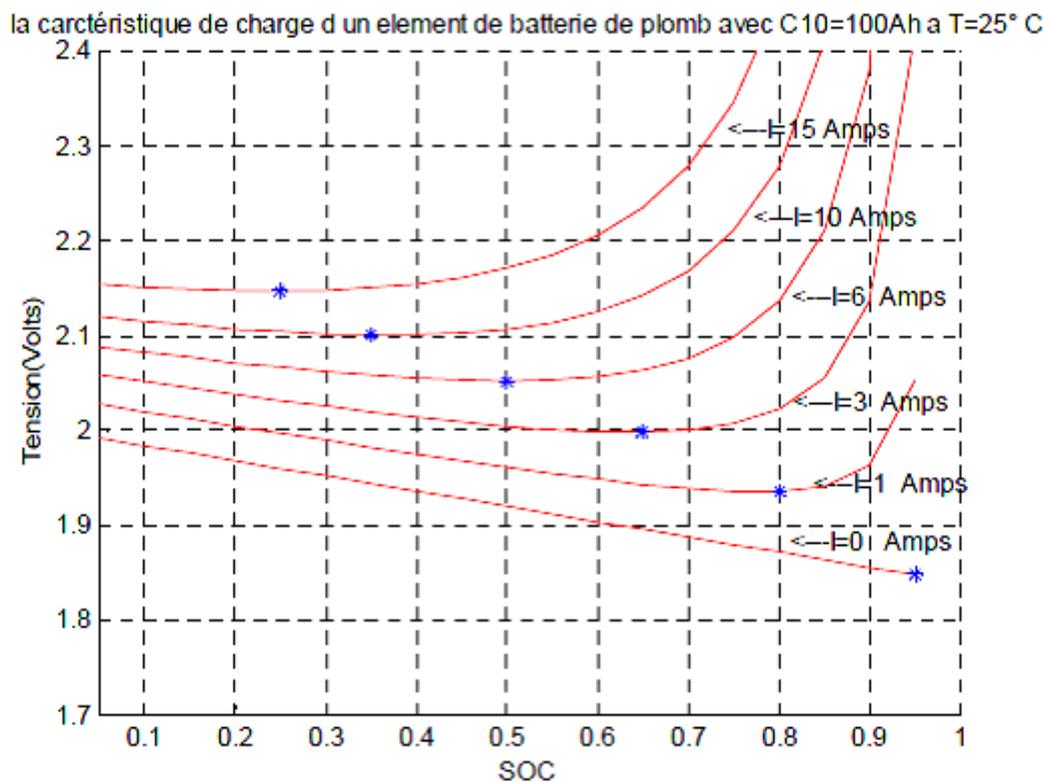


Figure III.13: Caractéristique de charge. [3]

III.5. Dimensionnement du système hybride photovoltaïque-éolien

III.5.1. Méthode de dimensionnement hypothèses technico-économiques

L'étape essentielle dans la conception d'un système couplé est la détermination de sa taille optimale qui dépend essentiellement des données climatiques du site. Généralement, on utilise les moyennes mensuelles des données climatiques et / ou une estimation du nombre de jours consécutifs de faible ressource climatique (irradiation solaire, vitesse du vent) pour déterminer la taille des panneaux photovoltaïques, la surface de l'aérogénérateur et la capacité des batteries.

Or, le comportement dynamique du système couplé vis-à-vis de la nature stochastique de l'irradiation solaire influe d'une manière remarquable sur la taille du système nécessaire pour une application déterminée [7, 8].

En tenant compte de ces deux facteurs, et dans le but d'optimiser un système couplé, on a réalisé une simulation qui utilise les valeurs journalières de l'irradiation solaire et de la vitesse du vent pour évaluer l'énergie produite par le système. Pour tenir compte de la nature stochastique du rayonnement et de la vitesse du vent, et on a considéré une année de référence des deux grandeurs [9].

III.5.2. Données climatiques et l'énergie demandée

Les performances des panneaux photovoltaïques et des aérogénérateurs sont directement corrélées aux données climatiques qui sont en principe l'irradiation solaire et la vitesse du vent. Pour un profil de charge donné, la taille du système augmente quand les ressources climatiques sont faibles. Généralement, la grandeur de la demande en énergie est une fonction variable du temps.

Dans notre cas, on a adopté une valeur de la consommation journalière constante durant chaque saison. Par ailleurs, nous nous sommes limités au cas des systèmes de faible puissance qui correspond au cas des applications domestiques, où la consommation est de l'ordre de 2,547KWh par jour (saison hivernale et automnale), et de 3,027KWh par jour (saison estivale et printanière) (Voir tableau III.4).

III.5.3. Performance du système et détermination du mois le plus défavorable

L'énergie mensuelle produite par le système par unité de surface est notée $E_{PV,m}$ (KWh / m^2) pour le photovoltaïque et $E_{eol,m}$ (KWh / m^2) pour l'éolien (où $m = 1, \dots, 12$, représente le mois de l'année), et E_d l'énergie demandée [10].

Dans un premier temps, nous avons calculé le mois le plus défavorable du système qui est une fonction de la charge mensuelle. Nous déterminons le mois le plus défavorable pour le système photovoltaïque seul et pour le système éolien seul durant l'année 2009.

On note S_{PV} et S_{eol} les surfaces respectivement des panneaux et de l'aérogénérateur qui peuvent produire une couverture de 100 % de la charge durant le mois le plus défavorable :

$$S_{PV} = \text{Max} \left(\frac{E_d}{E_{PV}} \right) \quad (\text{III.26})$$

$$S_{eol} = \text{Max} \left(\frac{E_d}{E_{eol}} \right) \quad (\text{III.27})$$

Du fait que la charge demandée est constante, pour chaque saison, pour les données photovoltaïques et éoliennes (Voir annexe II) ; les résultats montrent que le mois le plus défavorable est celui dont le rapport entre l'irradiation solaire et la vitesse du vent soit minimum.

On constate d'après ces résultats, que le mois le plus défavorable est le mois de décembre pour les deux sites : Tlemcen et Bouzaréah.

Jour type du mois

Dans l'Atlas Solaire d'Algérie, lorsque le jour du mois n'est pas explicitement mentionné, il s'agit du jour type du mois [11].

Le jour type du mois est le jour du mois pour lequel l'énergie du global hors atmosphère incidente sur un plan horizontal au cours de la journée est égale à la valeur moyenne quotidienne de cette énergie pour le mois considéré (Voir Tableau III.2).

Mois	<i>j</i>	<i>n</i>	δ
Janvier	17	17	-20,9
Février	16	47	-12,5
Mars	16	75	-2,0
Avril	15	105	+9,6
Mai	15	135	+18,7
Juin	11	162	+23,1
Juillet	17	198	+21,3
Août	16	228	+14,0
Septembre	15	258	+3,3
Octobre	15	288	-8,3
Novembre	14	318	-18,1
Décembre	10	334	-22,9

Tableau III.2 : Jours types de chaque mois. [11]

δ : Déclinaison du jour type du mois.

n : Numéro du jour type dans l'année.

j : Jour type du mois.

III.5.4. Taille des composantes renouvelables

L'énergie totale produite par les deux générateurs photovoltaïque et éolien qui alimentent la charge est exprimée par:

$$E_{PV} \cdot S_{PV} + E_{eol} \cdot S_{eol} = E_d \quad (III.28)$$

En utilisant les deux sources renouvelables, la charge est divisée en deux parties. Si la fraction de la charge donnée par le système photovoltaïque est f , alors le complémentaire qui est $(1 - f)$ de la demande doit être satisfait par le système éolien.

Les valeurs limites de f correspondent à des systèmes purs. En effet, $f = 1$ correspond à une utilisation de 100 % du photovoltaïque et $f = 0$ représente 100 % d'utilisation du système éolien.

Donc les équations (III.26) et (III.27) deviennent :

$$S_{PV} \cdot E_{PV} = f E_d \quad (III.29)$$

$$S_{eol} \cdot E_{eol} = (1 - f) E_d \quad (III.30)$$

Avec :

$$E_{PV} = R_{PV} \cdot S_{PV} \cdot H$$

Et :

$$E_{eol} = 0,6125 \cdot C_p \cdot S_{eol} \cdot V^3$$

Dans cette étude, deux scénarios sont considérés qui sont basés respectivement sur les moyennes annuelles pour chaque mois et la moyenne du mois le plus défavorable de l'énergie totale incidente [10].

III.5.5. Scénario 1 ($s = 1$), les moyennes annuelles pour chaque mois

Dans cette méthode, nous avons déterminé les surfaces des panneaux photovoltaïques et de l'aérogénérateur à partir des valeurs moyennes annuelles calculées à partir des valeurs mensuelles, qu'on note $\overline{E_{PV}}$ et $\overline{E_{eol}}$.

La charge est notée $\overline{E_d}$ et les surfaces des composantes solaire et éolienne sont données par les équations suivantes :

$$S_{PV}^{S=1} = f \frac{\overline{E_d}}{\overline{E_{PV}}} \quad (III.31)$$

$$S_{eol}^{S=1} = (1 - f) \frac{\overline{E_d}}{\overline{E_{eol}}} \quad (III.32)$$

En pratique, ce scénario est utilisé lorsqu'on ne dispose que des données moyennes climatiques annuelles.

III.5.6 Scénario 2 (s = 2), la méthode du mois le plus défavorable

Pour cette méthode, on détermine les surfaces en respectant le mois le plus défavorable pour le solaire et pour l'éolien.

La surface requise pour les composantes renouvelables est donnée par :

$$S_{PV}^{S=2} = f \text{Max} \left(\frac{\overline{E_d}}{\overline{E_{PV}}} \right) \quad (\text{III.33})$$

$$S_{eol}^{S=2} = (1 - f) \text{Max} \left(\frac{\overline{E_d}}{\overline{E_{eol}}} \right) \quad (\text{III.34})$$

Ce scénario est utilisé lorsqu'on dispose d'une base de données mensuelle du site considéré.

III.5.7. Surfaces retenues des composantes renouvelables

La composante retenue de la surface $S_{i,a}$ ($i = 1$ pour le PV et $i = 2$ pour l'éolien) est particulièrement essentielle pour les systèmes de petite échelle économique. Ceci est pris en compte en introduisant la surface de l'unité de composante $S_{i,u}$ ($S_{PV,u} = 0,3m^2$ et $S_{eol,u} = 0,65m^2$). La surface retenue est calculée à partir de l'équation suivante :

$$S_{i,u}^S = \text{Cte} S_{i,u} \quad (\text{III.35})$$

Avec :

Cte Nombre entier voisin à degré élevé du rapport $\frac{S_i^S}{S_{i,S}}$.

S : Représente le scénario.

III.5.8. Coefficient d'autonomie R

Le coefficient d'autonomie R du système [12] est calculé à partir du rapport du nombre total des jours où on a le déficit au nombre total des jours de l'opération.

$$R = 1 - \frac{Njd}{Ntot} \quad (\text{III.36})$$

Avec :

Njd : Nombre total des jours de l'année où on a le déficit d'énergie ;

$Ntot$: Nombre total des jours de l'année de fonctionnement.

Pour une opération annuelle, le nombre total est égal à 365 jours.

Dans le système de mesure et d'optimisation, le critère d'autonomie est : $R \geq R_{min}$ avec R_{min} la fraction minimale du temps alloué pour lequel le système doit couvrir la demande.

III.5.9. Capacité du système de stockage

La taille de la batterie de stockage est déterminée à partir de la charge demandée maximale $E_{d,max}$ (charge mensuelle maximale). La capacité de la batterie de stockage (en Ah) pour une période de temps Δt par jour est donnée par l'équation suivante :

$$C_{bat} = \frac{E_{d,max} \cdot 1000}{V_{Sys}} \cdot \frac{\Delta t}{N_m} \quad (III.37)$$

Avec :

V_{Sys} : Tension nominale du système [V];

N_m : Nombre de jours du mois le plus défavorable ;

Δt : Durée relative en jours à l'autonomie demandée, qui est définie par le concepteur.

La capacité réelle de la batterie est déterminée à partir de la capacité d'une unité de batterie $C_{bat,u}$ comme pour le cas des surfaces des générateurs photovoltaïque et éolien.

Elle est donnée par l'équation suivante :

$$C_{bat,u} = C^{te} C_{bat,u} \quad (III.38)$$

Avec :

C^{te} qui est une constante donnée par la partie entière du rapport $\left(\frac{C_{bat}}{C_{bat,u}} \right)$.

III.6. Calcul des charges

III.6.1. Sites d'implantations

Dans notre cas nous avons choisis deux sites de nature climatique différente en Algérie, qui sont :

- Site de Tlemcen : Sur la zone qui comprend la zone côtière et une partie de l'Atlas Tellien,
- Site de Bouzaréah : Sur la zone qui comprend le rivage de la mer et une partie du versant Nord des chaînes côtières.

Les caractéristiques des deux sites choisis (Tlemcen et Bouzaréah) pour notre étude sont données par les grandeurs météorologiques suivantes (Voir Tableau III.3) :

Site	Tlemcen	Bouzaréah
Latitude	34.56°N	36.80°N
Longitude	1.19°E	3.09°E
Altitude	816m	345m
Albédo	0.20	0.20
Inclinaison du panneau solaire	35°	35°

Tableau III.3 : Caractéristiques des sites de Tlemcen et Bouzaréah. [13]

La variation de la durée du jour au cours de l'année pour le site de Tlemcen et de Bouzaréah est illustrée par la figure III.14.

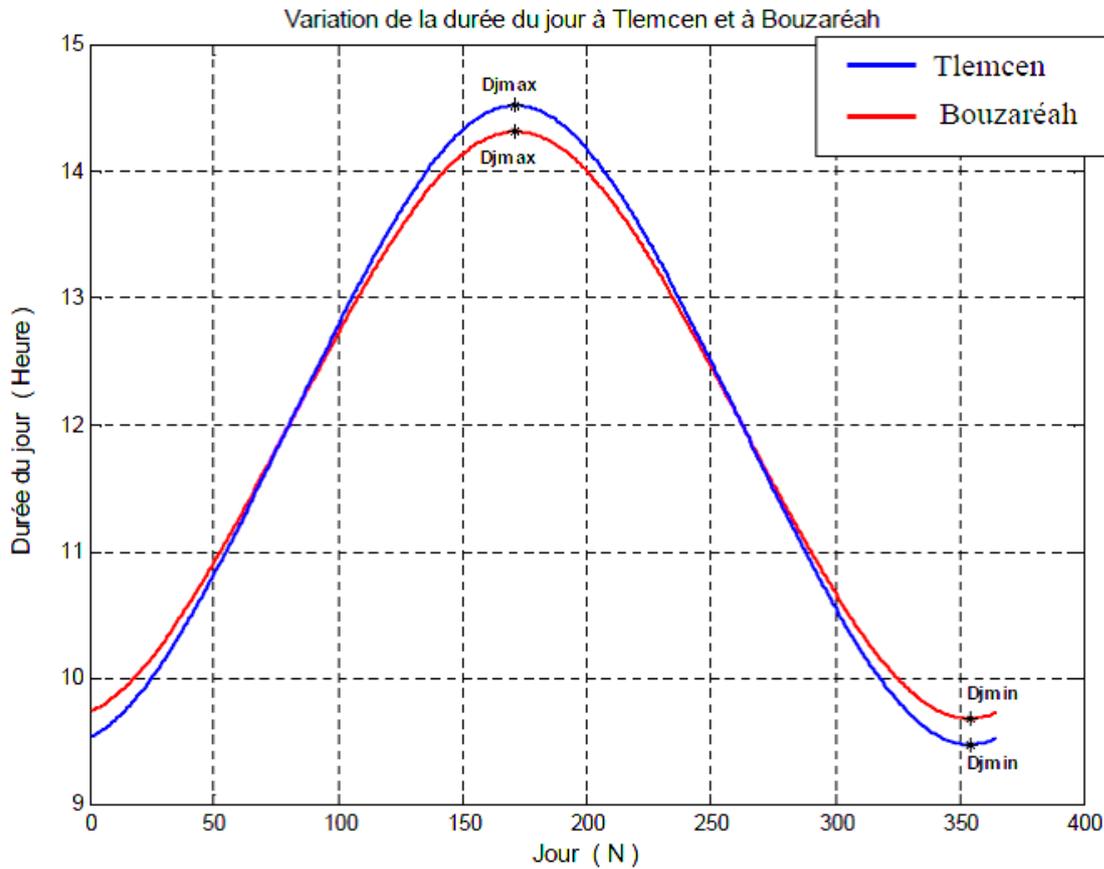


Figure III.14: *Durée du jour en fonction du numéro du jour de l'année N pour le site de Tlemcen et de Bouzaréah. [13]*

III 6.2. Caractéristiques de la maison choisie

Dans notre étude nous avons choisi une maison type non raccordé au réseau de distribution d'énergie classique et équipée de l'ensemble des appareils permettant de fournir le confort aux occupants. Par ailleurs dans notre cas nous supposons que l'habitation sera occupée en permanence durant toute l'année et que Les équipements domestiques fonctionnent sous une tension standard 220V-50Hz (tension secteur).

III.6.3. Bilan énergétique

Sur le Tableau III.4 nous présentons l'estimation des besoins énergétiques journaliers en Wh/j.

		Puissance (W)	Durée d'utilisation (heures)	Consommation journalière (Wh)
Éclairage	Chambres d'adultes	11	4	44
	Chambres d'enfants	22	5	110
	Salle de séjour	22	6	132
	Couloir	22	2	44
	Salle de bain	22	2	44
	Toilette	11	1	11
	Cuisine	11	7	77
Équipement	Réfrigérateur	120	8(hiver)/12(été)	960/1440
	Téléviseur	75	7	525
	Ventilateur	100	4	400
	Divers	100	2	200
Total E_{cj}				2547/3027

Tableau III.4 : Estimation des besoins énergétiques journalier. [3]

III.6.4. Détermination de la consommation énergétique

La valeur du nombre d'heures de consommation [4] est déterminée en fonction des consommations :

❖ Éclairage qui dépend :

a. Heure du lever et du coucher du soleil qui est fonction de :

- Situation géographique du site ;
- Correction due au décalage horaire par rapport au temps universel ;
- Correction due au décalage du faisceau de longitude du lieu (3mn/degres) ;
- Correction due à la variation saisonnière de l'équation du temps.

b. des heures du lever et du coucher des membres de la famille (lever 7h, couché 23h).

❖ Équipements :

a. Réfrigérateur : le nombre d'heures de fonctionnement du compresseur dépend de la température du milieu environnante. Pour cette raison nous supposons que :

- Durant la période hivernale (Octobre - Avril) le compresseur ne fonctionne que 8h/24h ;
- Durant la période estivale celui-ci fonctionne 12h/24h.

b. Ventilateur : Il n'est sollicité que durant la période chaude (mai – septembre).

Sur le tableau III. 5, nous présentons la Variation de l'heur du coucher et de lever du soleil à Tlemcen et à Bouzaréah à heure locale.

	Bouzaréah	Tlemcen
Numéro de jour N	6	6
Lever du soleil max	8h 20mn 48s	8h 14mn 56s
Numéro de jour N	162	162
Lever du soleil min	5h 41mn 53s	5h 48mn 0s
Numéro de jour N	171	171
Durée de jour max	14h 31mn 28s	14h 19mn 04s
Numéro de jour N	178	178
Coucher du soleil max	20h 17mn 54s	20h 11mn 45s
Numéro de jour N	334	334
Coucher du soleil min	17h 38mn 45s	17h 44mn 31s
Numéro de jour N	354	354
Durée de jour min	9h 28mn 31s	9h 40mn 55s

Tableau III.5 : *Durée de jour, lever et coucher du soleil maximale et minimale sur le site de Bouzaréah et de Tlemcen. [13]*

Nous constatons que ces paramètres varient d'une saison à l'autre. Ainsi connaissant les heures du lever et du coucher de la famille, nous pouvons déterminer facilement le nombre d'heures de consommation relatif à l'éclairage d'une maison quelconque sur les lieux considérés.

III.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présentées une étude de dimensionnement et d'optimisation technico-économique du système hybride photovoltaïque/éolien autonome avec batteries de stockage, en utilisant deux scénarios préalables.

Le premier scénario est basé sur la moyenne des valeurs mensuelles annuelles dans laquelle la taille des générateurs photovoltaïque et éolien est déterminée à partir des valeurs moyennes mensuelles des contributions de chaque composant.

Dans le second scénario, la détermination des tailles de ces deux composants du système est basée sur le mois le plus défavorable (défini comme étant le mois qui nécessite la plus grande utilisation de la surface du générateur photovoltaïque/éolien).

La configuration technico-économique optimale du système hybride étudié, sera ainsi obtenue par simulation numérique sous l'environnement MATLAB pour les deux méthodes, au chapitre suivant.

Références Bibliographiques

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] M.A. EL HADIDY, « Performance Evaluation of Hybrid (Wind/Solar/Diesel) Power Systems », *Renewable Energy*, Vol. 26, pp. 401 – 413, 2002.
- [2] C.T. KIRANOUDIS, N.G. VOROS and Zb. MAROULIS, « Short Cut Design of Wind Farms », *Energy Policy*, Vol. 29, pp. 567 – 578, 2001.
- [3] D.SAHEB-KOUSSA, M. BELHAMEL et K.BENFERHAT, « Contribution à l'étude théorique du comportement d'un système hybride (éolien- photovoltaïque- diesel) de production d'électricité sans interruption », *Afrique SCIENCE*, Vol. 05 N°1, pp. 23 – 38, ISSN 1813-548X, 2009.
- [4] Ministère de l'Energie et des Mines (Algérie), « Guide des Energies Renouvelables », Edition 2007, pp. 38-40.
- [5] D. REKIOUA, Z. ROUMILA et T. REKIOUA, « Etude d'une centrale hybride photovoltaïque - éolien – diesel », *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 11 N°4, pp. 623 – 633, 2008.
- [6] O.GERGAUD, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un Accumulateur ». Thèse de Doctorat en Electrotechnique, Ecole Normale Supérieure de Cachan, France, 2002.
- [7] H.G. BEYER and C. LANGER, « A Method for the Identification of Configurations of PV/Wind Hybrid Systems for the Reliable Supply of Small Loads », *Solar Energy*, Vol. 57, pp. 381-391, 1996.
- [8] B. FORTUNATO, G. MUMMOLO and G. CAVALLERA, « Economic Optimization of a Wind Power Plant for Isolated Locations », *Solar Energy*, Vol. 60, N°6, pp. 347-358, 1997.
- [9] A. EL KHADIMI, « Modélisation de l'Irradiation Solaire Globale d'un Plan Horizontal et de la Vitesse du Vent en Vue de leur Utilisation dans le Dimensionnement d'un Système Hybride », Thèse de Doctorat de 3^{ème} Cycle, Université Cadi Ayyad, Faculté des Sciences Semlalia, Marrakech, Maroc, 1998.
- [10] C. PROTOGEROPOUIOS, B.J. BRINKWORTH and R.H. MARSHALL, « Sizing and Techno-Economical Optimization for Hybrid Solar Photovoltaic/Wind Power Systems with Battery Storage », *Int. J. Energy Res.*, Vol. 21, pp. 465-479, 1997.
- [11] M. CAPDEROU, « Aspect géométrique Synthèse géographique », *Atlas solaire de l'Algérie*, Tome 3, volume 1, pp.16-18, 1985.

- [12] A. EL KHADIMI, L. BACHIR et A. ZEROUAL, « Dimensionnement et Optimisation Technico-économique d'un Système d'Energie Hybride Photovoltaïque - Eolien avec Système de Stockage », *Renewable Energy*, Vol. 7, pp. 73-83, 2004.
- [13] R.MAOUEDJ, « Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzaréah », Mémoire de Magister, Université de Tlemcen, Algérie, 2005.

CHAPITRE IV

Simulation du système
hybride photovoltaïque-
éolien.

IV.1. Introduction

Le bénéfique potentiel du système hybride relève de la complémentarité des deux sources d'énergies afin de minimiser le coût en optimisant leurs dimensions. Dans le but de mettre en relief cette complémentarité, Il est alors nécessaire de connaître la contribution de chaque source (photovoltaïque et éolienne) pour l'alimentation de la charge (maison individuelle) afin de faire ressortir la variante optimale, tenant compte du facteur économique.

L'objectif principal de notre étude est de dimensionner et optimiser un système hybride photovoltaïque-éolien, en introduisant deux scénarios qui se basent sur les moyennes mensuelles de chaque mois d'une année de référence, puis la moyenne du mois le plus défavorable de cette même année étudiée .

Pour cela, nous avons élaboré un code de calcul dans l'environnement MATLAB qui nous a permet de :

- Optimiser les dimensions du système hybride photovoltaïque-éolien en introduisons une simulation numérique basée sur le langage de programmation, pour atteindre les dimensions optimales,
- Simuler numériquement le fonctionnement du système pendant une année type.

IV.2. Système de conversion d'énergie hybride

Ce système est caractérisé par deux sources énergétiques (photovoltaïque et éolienne) [1] : le générateur photovoltaïque (PV) est connecté à la charge par un convertisseur DC/DC commandé en MPPT (Maximal Power Point Tracking), et la turbine éolienne (WT) entraîne un générateur à aimants permanents (GSAP) qui lui même est connecté à la charge par un convertisseur AC/DC commandé.

Le couplage des deux systèmes est fait par l'intermédiaire d'un bus continu, comme l'indique la figure (IV.1).

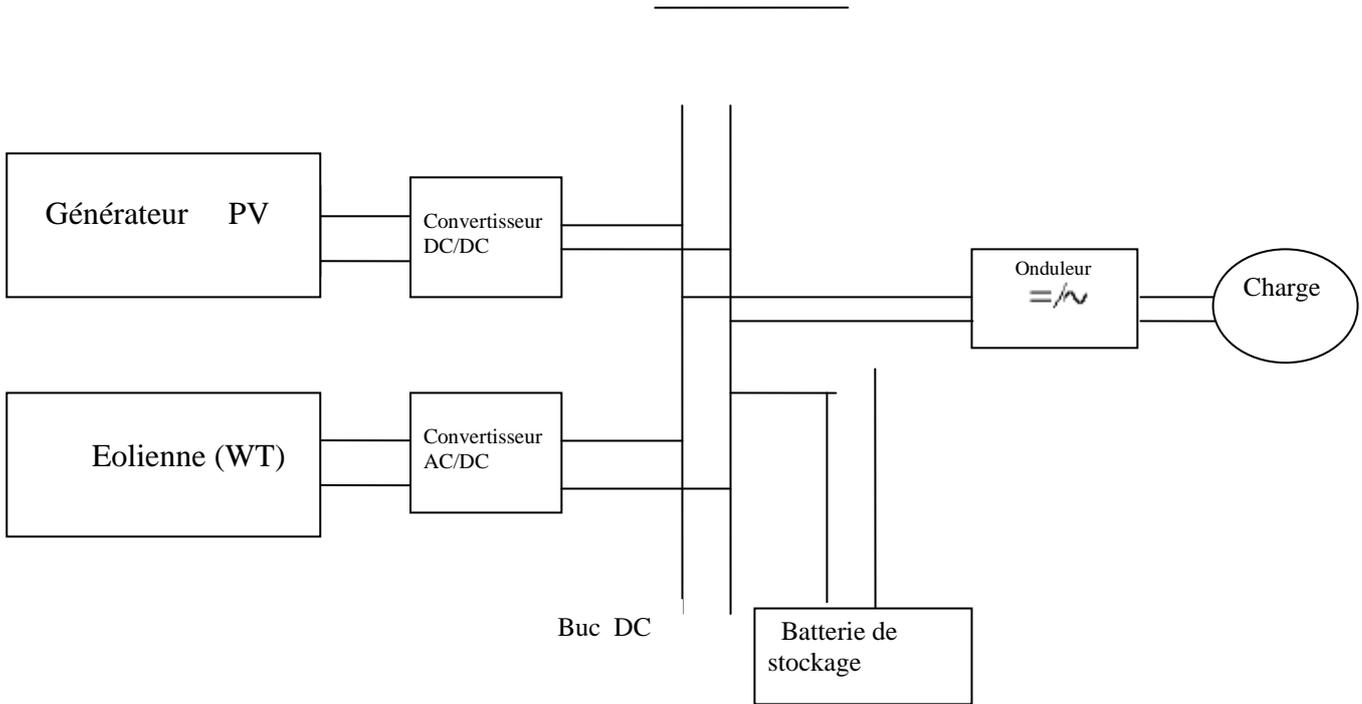


Figure IV.1 : Schéma de principe du système hybride photovoltaïque- éolien. [2]

IV.3. Modélisation du rayonnement solaire

En peut évaluer le rayonnement direct [3], sur un plan perpendiculaire au rayonnement solaire par la relation :

$$I^* = 1370 \exp \left[- \frac{TL}{0,9 + 9,4 \sin^2(h)} \right] \tag{IV.1}$$

Où : TL est le facteur de trouble de Linke calculable par :

$$TL = 2,4 + 14,6\beta + 0,4(1 + 2\beta) \ln(p_V) \tag{IV.2}$$

β est le coefficient de trouble atmosphérique que l'on peut prendre égal à :

$\beta = 0,05$ en zone rurale ;

$\beta = 01$ en zone urbaine ;

$\beta = 0,2$ en zone industrielle ou polluée.

p_V : est la pression partielle de vapeur d'eau exprimée en mmHg.

A partir de la mesure de l'irradiation journalière diffuse D sur un plan horizontal, on déduit, Par utilisation de la corrélation suivante en l'absence de toute mesure :

$$D^* = 54,8\sqrt{\sin(\theta)}[TL - 0,5 - \sqrt{\sin(\theta)}] \quad (\text{IV.3})$$

IV.4. Dimensionnement du système hybride photovoltaïque-éolien

La configuration du système hybride photovoltaïque-éolien dépend évidemment des ressources énergétiques disponibles ainsi que des contraintes de l'utilisation. Ceci requiert une campagne de mesure et une analyse préalable des spécificités du site qui ne pouvaient pas faire l'objet d'une étude complète dans le cadre de ce mémoire. Pour créer une base de référence pour notre étude nous avons élaboré des équations propres applicables à notre région, pour pouvoir résoudre le modèle élaboré numériquement.

IV.5. Données météorologiques

La maison type autonome étudiée dans ce mémoire est supposée située à Tlemcen et à Bouzaréah, Les ressources locales (irradiation solaire et vitesse du vent) sur une année de référence (2009) utilisés pour réaliser le dimensionnement du système hybride photovoltaïque-éolien sont disponibles dans la base de données fournie avec le logiciel RetScreen [Annexe 1 et 2]. L'inclinaison des panneaux photovoltaïques est fixée de telle sorte que l'angle d'incidence du rayonnement solaire sur le panneau doit être plus proche à la normale de panneau, ceci peut être obtenu avec une inclinaison très proche à la latitude du lieu considéré pour une énergie totale maximale reçue pendant l'année qui est donnée comme suite [4]:

$$\beta = L + \delta/2 \quad (\text{IV.4})$$

➤ Pour la région de Tlemcen : $\beta = 35 + \frac{23,45}{2} = 46,72^\circ$.

➤ Pour la région de Bouzaréah : $\beta = 36,8 + \frac{23,45}{2} = 48,42^\circ$.

On prend un angle d'inclinaison $\beta = 47^\circ$.

IV.5.1 Énergie solaire photovoltaïque récupérer sur un plan incliné:

Pour la région de Tlemcen, nous avons développé un polynôme d'ordre 7 qui exprime l'énergie reçue en fonction du jour de l'année:

$$\Phi_g = 4.8061 - 2.23 \times 10^{-2}j + 1.9 \times 10^{-3}j^2 - 2.77 \times 10^{-5}j^3 + 1.78 \times 10^{-7}j^4 - 5.7 \times 10^{-10}j^5 + 8.74 \times 10^{-13}j^6 - 5 \times 10^{-16}j^7 \quad (\text{IV.5})$$

On note que le coefficient de corrélation est : $r = 0,997$.

Pour la région de Bouzaréah :

$$\Phi_g = 4,58 - 2.28 \times 10^{-2} j + 1.96 \times 10^{-3} j^2 - 2.81 \times 10^{-5} j^3 + 1.79 \times 10^{-7} j^4 - 5.75 \times 10^{-10} j^5 + 8.86 \times 10^{-13} j^6 - 5.11 \times 10^{-16} j^7 \tag{IV.6}$$

On note que le coefficient de corrélation est : $r = 0.997$.

Les résultats obtenues de l'énergie photovoltaïque pour les deux région sont illustrés dans la figure (IV.2).

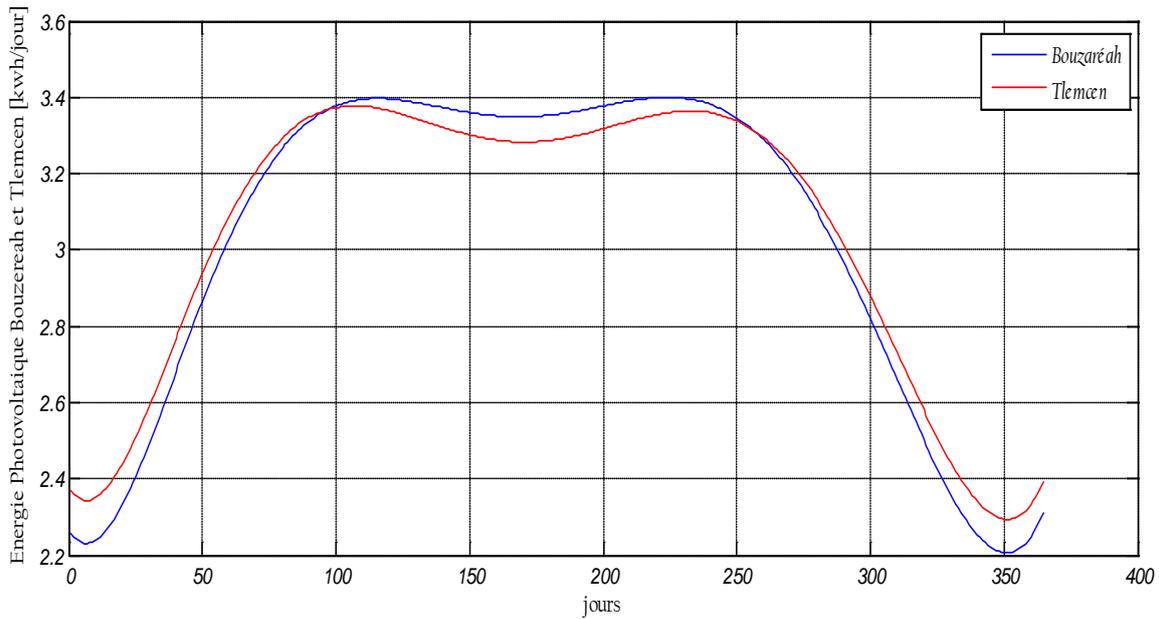


Figure IV.2 : Comparaison entre l'énergie solaire photovoltaïque reçue à Tlemcen et Bouzaréah.

En analysant la figure (IV.2), le profil de variation de l'énergie solaire photovoltaïque varie différemment à Tlemcen par rapport à Bouzaréah pendant la saison hivernale, qui commence dans les périodes du :1^{er} jusqu'au 90^{ème} jours et du 275^{ème} jusqu'au 365^{ème} jours, et atteint une valeur maximale de : 3,38 KWh/m²jours. Alors que pour le site de Bouzaréah l'énergie solaire photovoltaïque atteint la valeur maximale : 3,4KWh/m²jours, dans la saison estivale qui commence du 91^{ème} jour et dure jusqu'à le 274^{ème} jour.

IV.5.2. Température ambiante

Pour la région de Tlemcen on a :

$$T_{amb} = 12.38 - 1.56 \times 10^{-1} t + 2.91 \times 10^{-3} t^2 - 1.18 \times 10^{-5} t^3 + 1.37 \times 10^{-8} t^4 \tag{IV.7}$$

On note que le coefficient de corrélation est : $r = 0.95$.

Pour la région de Bouzaréah :

$$T_{amb} = 12.81 - 1.69 \times 10^{-1}t + 2.99 \times 10^{-3}t^2 - 1.19 \times 10^{-5}t^3 + 1.36 \times 10^{-8}t^4 \quad (\text{IV.8})$$

On note que le coefficient de corrélation est : $r = 0.96$.

Les températures ambiantes des deux régions sont illustrées dans la figure IV.3 :

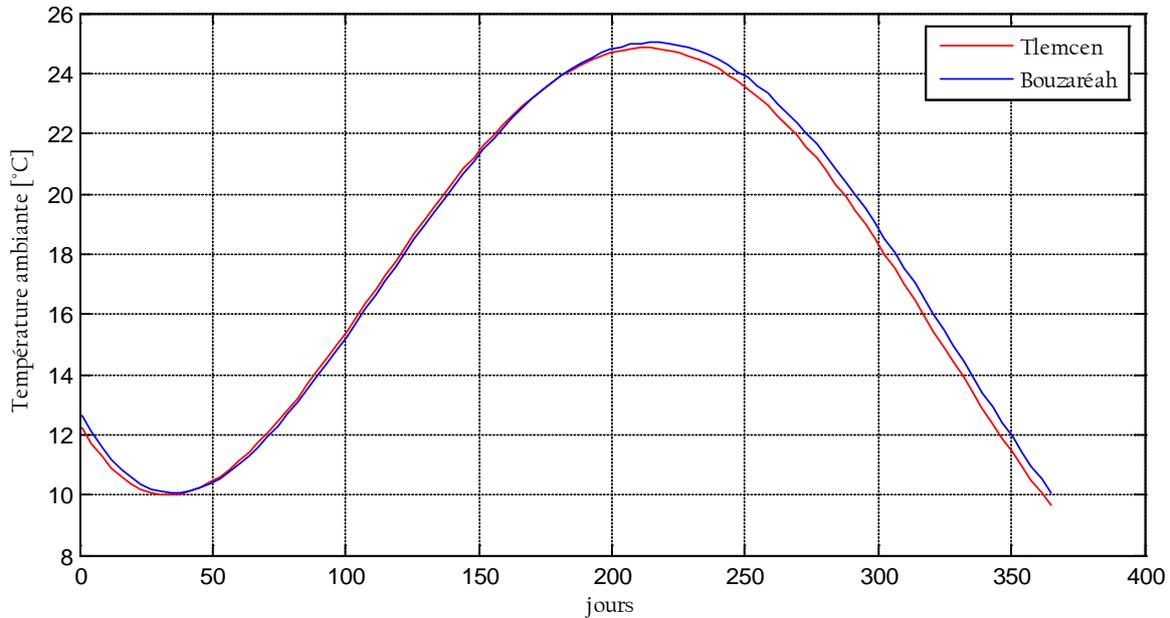


Figure IV.3 : Température ambiante des panneaux annuelle à Tlemcen et Bouzaréah.

On ce qui concerne la température ambiante, nous remarquons d'après les figures IV.3 que l'allure du graphique de la température est presque similaire pour les deux régions avec une différence de 1°C, la valeur maximale est enregistré à Bouzaréah avec un taux de : 25°C au 210^{ème} jour.

IV.5.3. Vitesse de vent

Les données de la vitesse du vent des deux sites sont disponibles dans les annexes 3 et 4 et sont représentée par les figures suivantes :

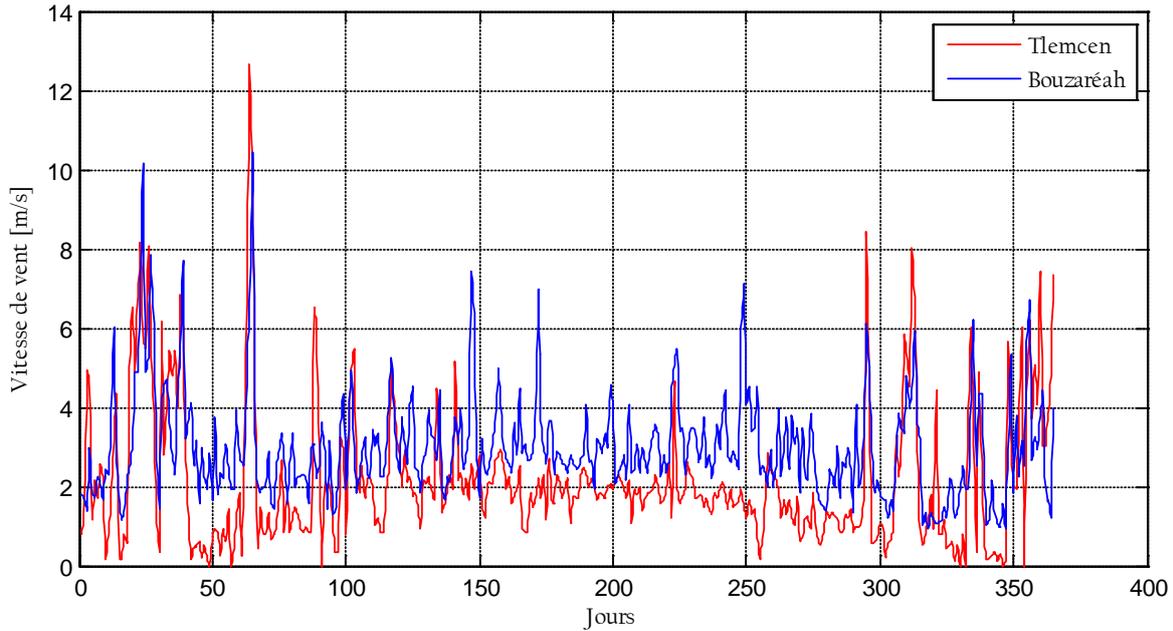


Figure IV.4: Profil de la vitesse du vent annuelle pour Tlemcen et Bouzaréah.

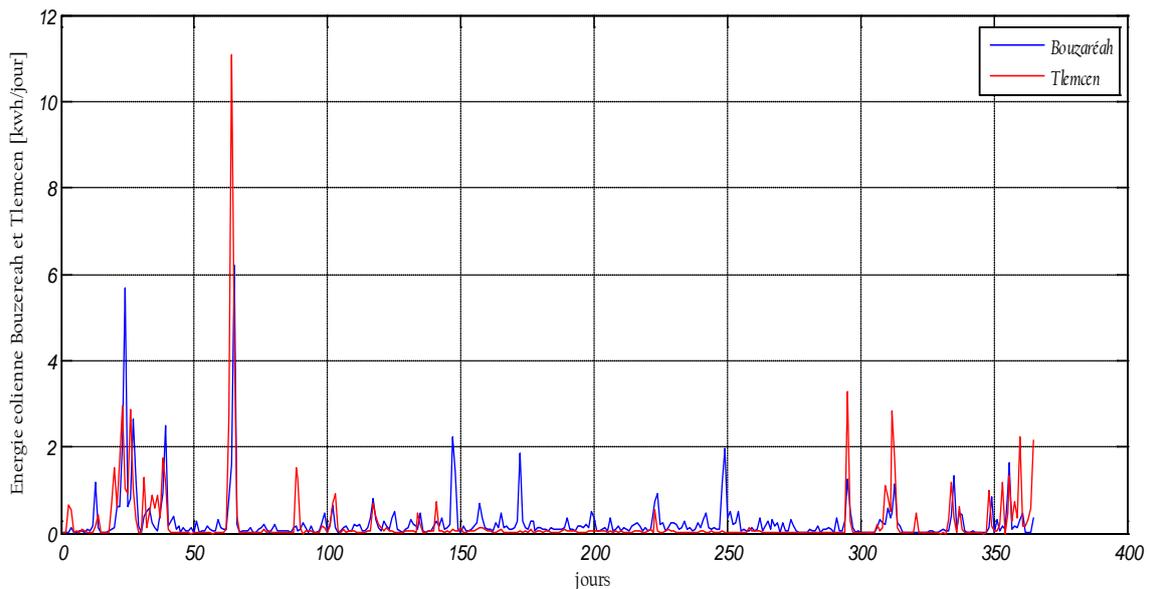


Figure IV.5: Comparaison entre l'énergie du vent récupérée à Tlemcen et Bouzaréah.

D'après la figure IV.5, on remarque que la période comprise entre le : 20^{ème} jours et le 70^{ème} jours, est la plus rentable de l'année c'est-à-dire la plus ventée dans les deux régions, l'énergie du vent atteint la valeur maximale à Tlemcen : 11KWh/jours et 6,2 KWh/jours à Bouzaréah.

Pour le reste de l'année l'énergie est assez constante à Bouzaréah par rapport à celle de Tlemcen, ce qui favorise cette région à avoir plus d'électricité éolienne que de photovoltaïque.

Les relations empiriques ci-dessus (les Figures : IV.2, IV.3, IV.4, IV.5) sont introduites dans le modèle de simulation numérique (Voir Chapitre III).

IV.5.4 Puissance effective de l'éolienne :

La puissance effective de l'éolienne est représentée par les figures IV.6 et IV.7 :

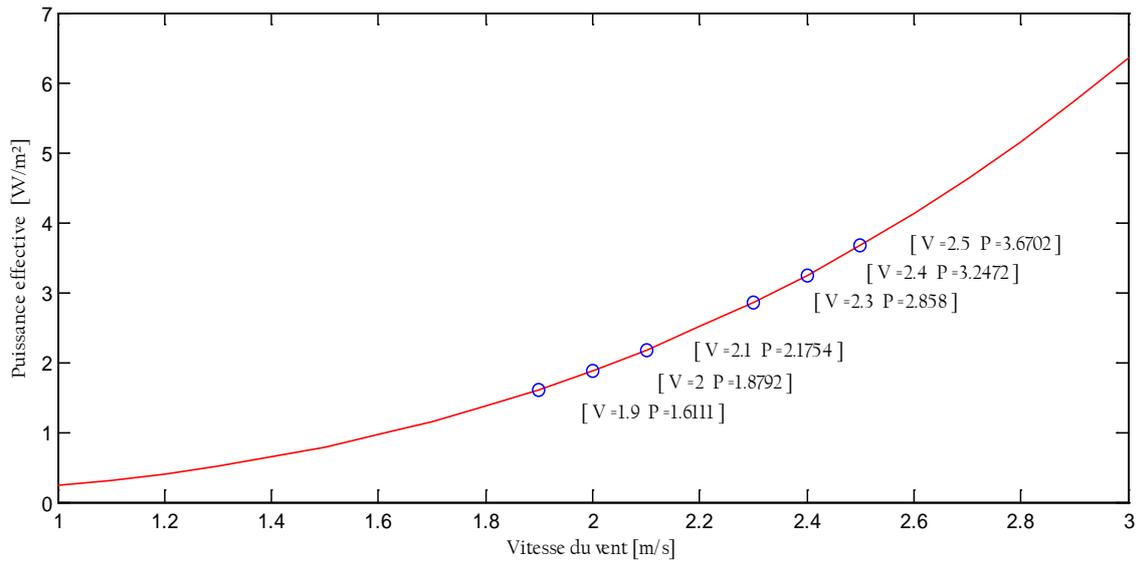


Figure VI.6 : Puissance effective de l'éolienne à Tlemcen.

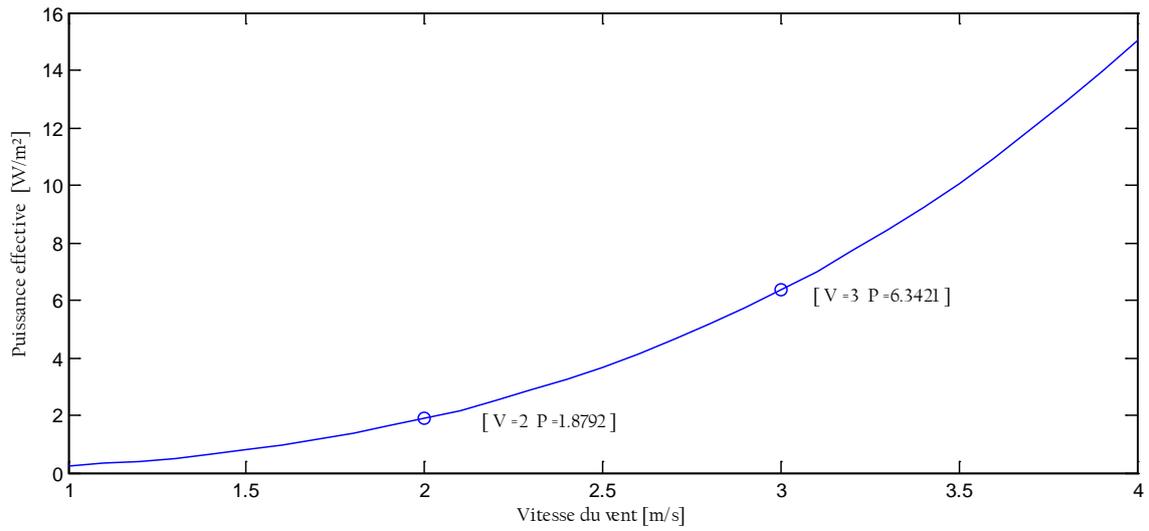


Figure VI.7 : Puissance effective de l'éolienne à Bouzaréah.

IV.5.5. Energie hybride reçu durant l'année 2009

A) Pour la région de Tlemcen :

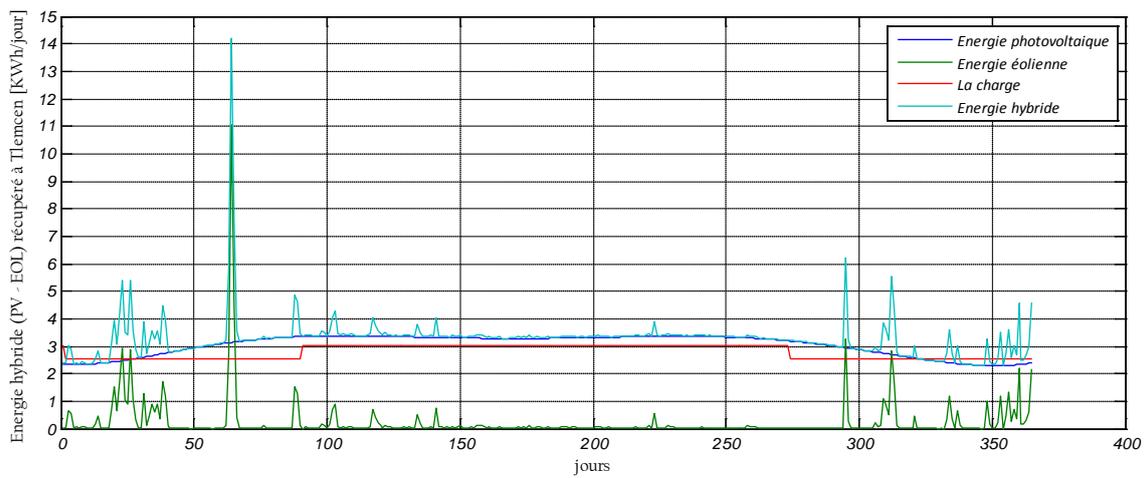


Figure IV.8 : Energie hybride photovoltaïque- éolienne reçue à Tlemcen.

B) Pour la région de Bouzaréah :

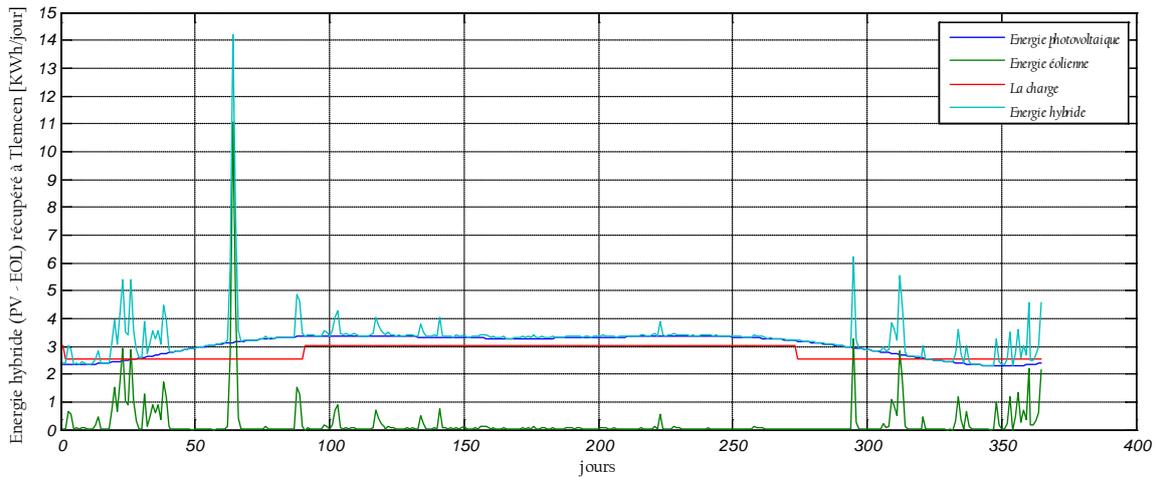


Figure IV.9 : *Energie hybride photovoltaïque – éolienne reçue à Bouzaréah.*

D'après les figures IV.8 et IV.9, nous remarquons les périodes suivantes :

La 1^{er} période : du 1^{er} jour jusqu'aux 90^{ème} jour, la charge est fixée à $2,547Kwh/j$ (Voir le Tableau III.4 chapitre III). Dans cette période hivernale nous avons enregistré tous les jours déficitaires de l'année 2009 :

Tlemcen : Compte 8 jours qui sont le : 2, 10, 11, 12, 13, 16,17 et 18 cela résulte un jours d'autonomie, donc on a intérêt à utiliser une seul batterie pour couvrir la charge, elle coûte : $1,7921 \cdot 10^4 DA$.

Bouzaréah : Compte 14 jours déficitaires, qui sont le : 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 18, 19 et 20. Cela résulte deux jours d'autonomie, donc l'utilisation des batteries sera doublé (deux batteries) par rapport au site de Tlemcen, avec un coût différent aussi et vaut : $3,5842 \cdot 10^4 DA$.

La 2^{ème} période pour les deux sites Tlemcen et Bouzaréah : du 91^{ème} jour jusqu'aux 274^{ème} jours, la charge est fixée à $3,027Kwh/j$ (Voir le Tableau III.4 au Chapitre III). Cette période estivale ne comprend pas de jours déficitaires le système travail normalement sans l'intervention des batteries, l'énergie produite est assez constante dans cette période est atteint la valeur maximale de 5,5 KWh/j.

La 3^{ème} période pour les deux sites Tlemcen et Bouzaréah : du 275^{ème} jour jusqu'à la fin d'année, la charge est fixé à $2,547Kwh/j$ (Voir le Tableau III.4 au Chapitre III). Cette période hivernale ne comprend pas de jours déficitaires pour les deux sites, le système couvre la charge par les batteries, on résulte un coût totale de l'installation (système photovoltaïque + système éolien + système de stockage) de : $2,7206 \times 10^5 D.A$ pour Tlemcen et de : $2,8998 \times 10^5 D.A$ pour Bouzaréah.

On constate finalement que les deux régions ont de forts rendements énergétiques et l'intérêt d'installer un système d'énergie hybride donne un bénéfice très avantageux de point de vue coût et rendement c'est-à-dire plus de production d'électricité.

IV.6. Simulation du système hybride (Photovoltaïque et Eolien)

IV.6.1. Procédure

La procédure d'optimisation que nous avons élaborée est divisée en deux parties :

Dans la première partie, nous avons déterminé la configuration économique optimale de la composante renouvelable, sans tenir compte de la capacité des batteries. Nous avons varié la fraction f d'un pas de 0.1 ($0 \leq f \leq 1$) et pour chaque valeur de f la surface des composantes renouvelables est calculée, respectivement à partir des équations III.31, III.32, III.33, et III.34 du chapitre III, en utilisant les deux scénarios 1 et 2. Puis, nous avons déterminé la surface retenue à partir de l'équation III.35 du même chapitre précédent. En tenant compte des coûts des composantes renouvelables du système d'énergie hybride étudié dans ce mémoire, nous avons déterminé le triplet optimal (f, S_{PV}, S_{eol}) .

Dans la deuxième partie, nous avons calculé la capacité des batteries à partir des équations III.37 et III.38 (chap. III), pour une période déterminée Δt . La simulation que nous avons utilisée par la suite est basée sur une analyse jour par jour de l'énergie $S(j)$ contenue dans les batteries.

$S(j)$ dépend de l'état de charge de la veille ($S(j-1)$), de l'énergie des composantes renouvelables ($E_{PV} + E_{eol}$) et de la consommation assurée par le système de stockage $(\frac{E_d}{R_{bat}})$, où R_{bat} est le rendement des batteries.

Nous avons simulé par le Logiciel MATLAB, le rôle du régulateur par des tests sur la quantité d'énergie $S(j)$ stockée dans les batteries. Si $S(j)$ est inférieure à 20 % de la capacité des batteries, cela signifie que la demande n'est pas entièrement satisfaite durant cette journée, le jour j est alors compté comme jour de déficit. A partir de ces journées déficitaires, nous avons calculé le coefficient d'autonomie du système R . (Voir Annexe 5 et 6).

IV.6.2 Résultats

IV.6.2.1. « Scénario 1 »

Les résultats de simulation pour le scénario 1 sont représentés dans les figures suivantes IV.10, IV.11, IV.12, IV.13, IV.14, IV.15.

IV.6.2.1.a Coût des panneaux photovoltaïques et des éoliennes

A) Pour la région de Tlemcen :

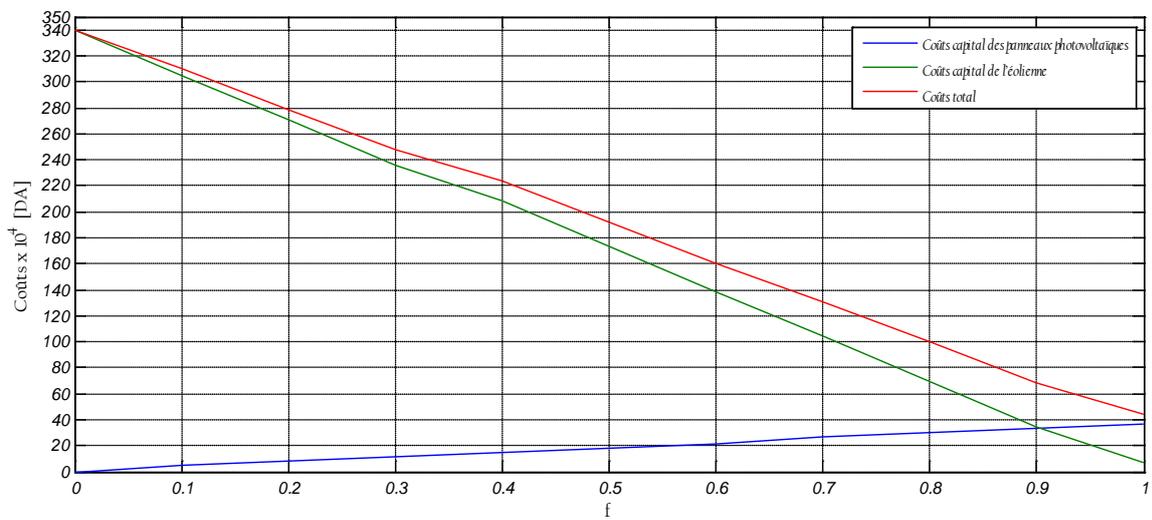


Figure IV.10 : Coût des panneaux photovoltaïques et des éoliennes à la région de Tlemcen.

B) Pour la région de Bouzaréah :

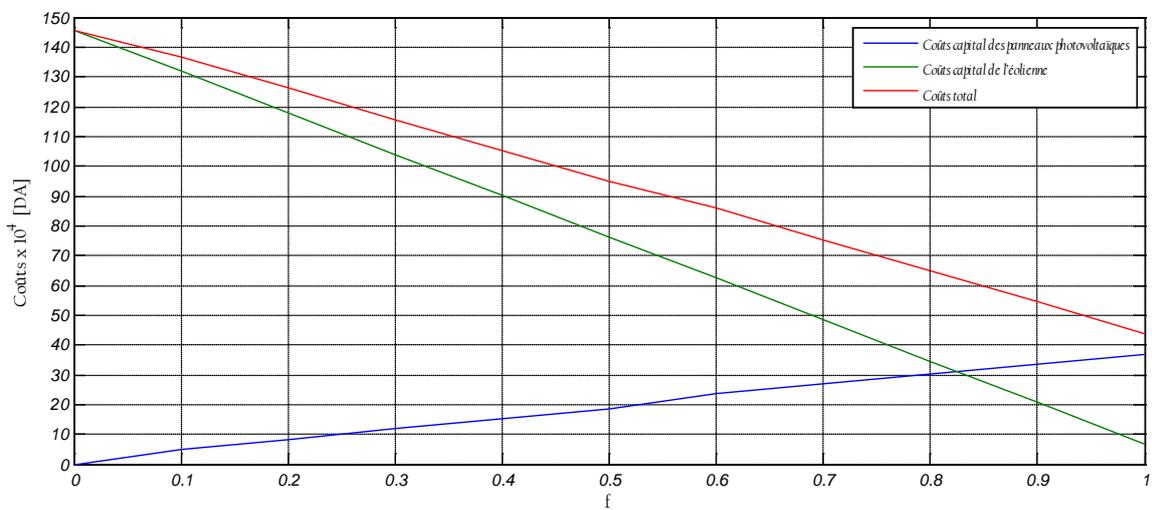


Figure IV.11 : Coût des panneaux photovoltaïques et des éoliennes à la région de Bouzaréah.

IV.6.2.1.b Surfaces et nombres des panneaux photovoltaïques et des éoliennes

A) pour la région de Tlemcen :

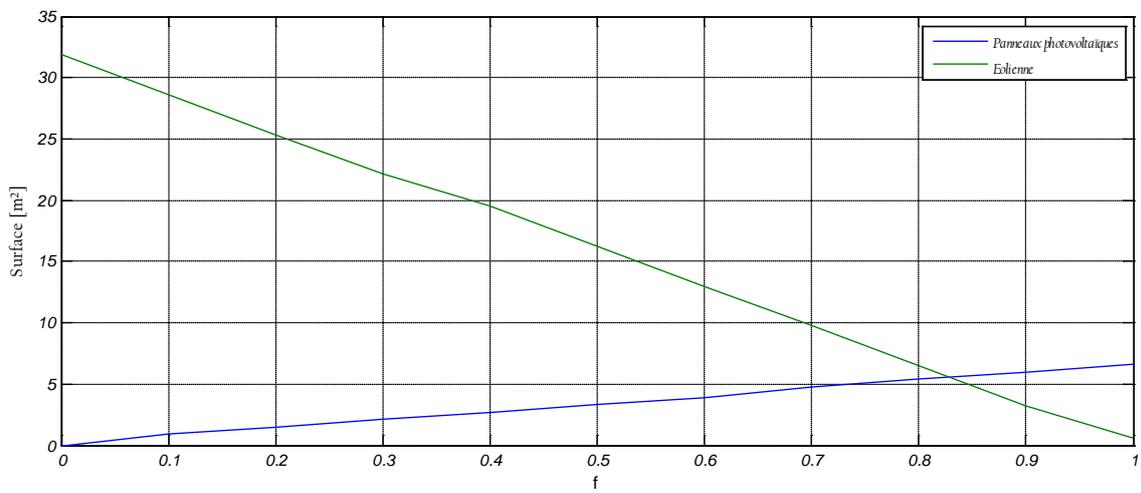


Figure IV.12 : Surfaces des panneaux photovoltaïques et des éoliennes obtenues à la région de Tlemcen.

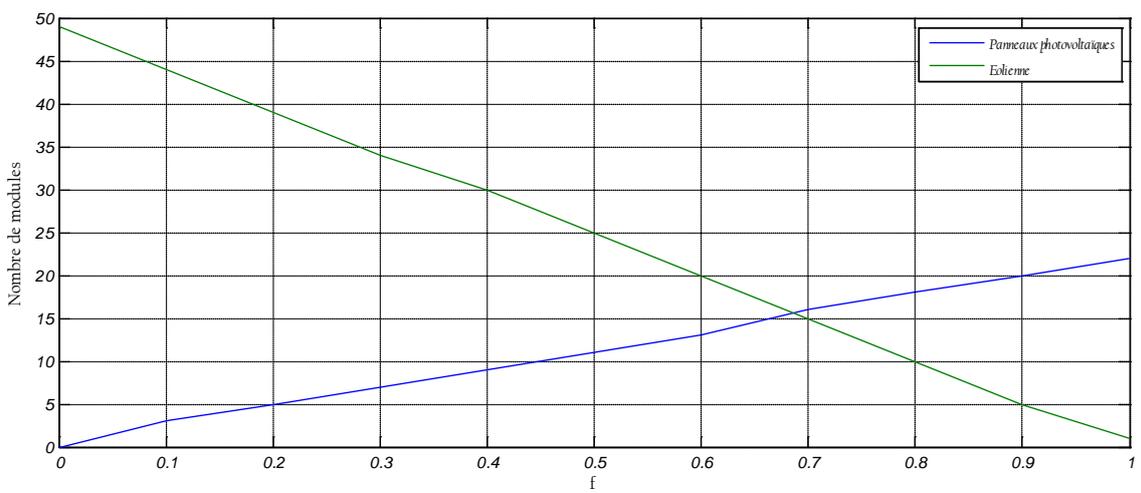


Figure IV.13 : Nombre de panneaux photovoltaïques et des éoliennes obtenues à la région de Tlemcen.

B) pour la région de Bouzaréah :

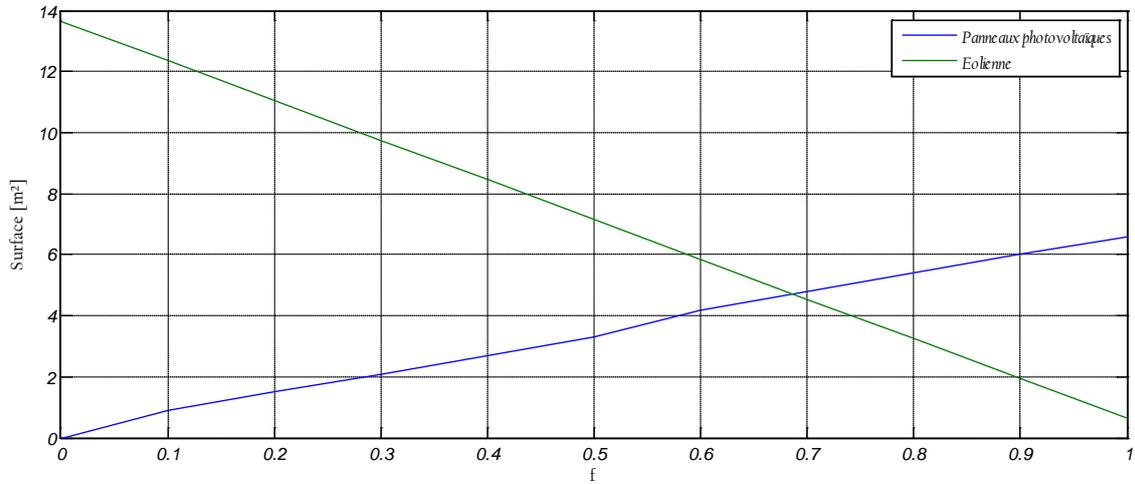


Figure IV.14 : Surfaces des panneaux photovoltaïques et des éoliennes obtenues à la région de Bouzaréah.

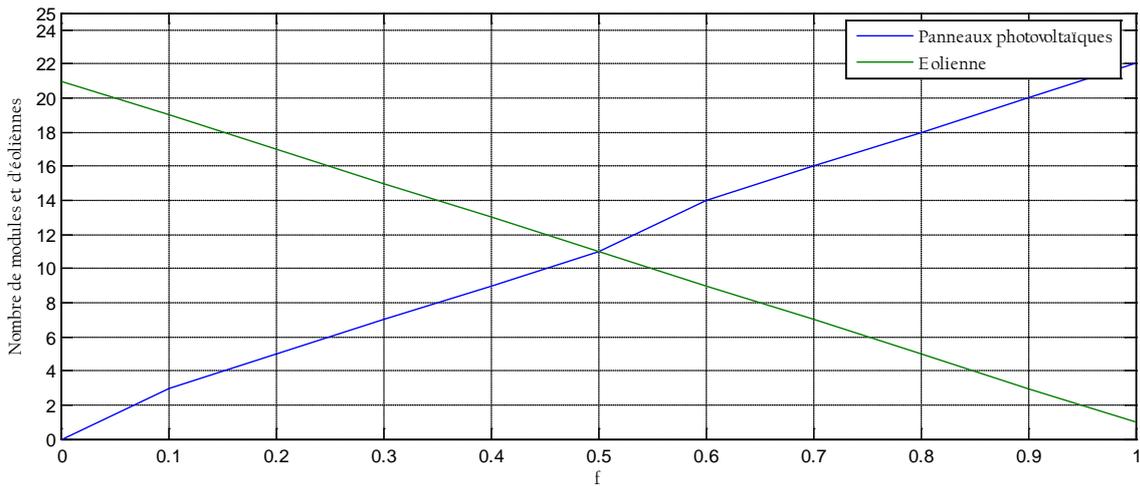


Figure IV.15 : Nombre de panneaux photovoltaïques et des éoliennes obtenues à la région de Bouzaréah.

Nous remarquons d’après les figures IV.10 et IV.11 que :

- Pour un $f = 0$, on a un système éolien pur :

Pour Tlemcen : Un coût total de 340×10^4 D.A avec une surface de $32m^2$ balayée par l’éolienne ce qui implique un nombre totale de : 49 éoliennes.

Pour Bouzaréah : Un coût total de : 145×10^4 D.A avec une surface de $13m^2$ balayée par l’éolienne ce qui implique un nombre totale de 21 éoliennes.

- Pour un $f = 1$, on a un système photovoltaïque pur :

Pour Tlemcen et Bouzaréah :

on obtiendra un système photovoltaïques pur avec un coût totale pareil aux deux régions qui vaut : 45×10^4 D.A, avec une surface de $6,5m^2$ ce qui résulte un nombre totale de : 22 panneaux.

Donc nous constatons finalement, que le coût totale du scénario 01 diminue avec l'augmentation de la perméabilité f entre les deux systèmes photovoltaïques et éolien ce qui implique que le coût totale minimale correspond à un f maximale pour les deux sites : Tlemcen et Bouzaréah.

IV.6.2.2 « Scénario 2 »

IV.6.2.2.a Coût des panneaux photovoltaïques et des éoliennes

Les résultats de simulation pour le scénario 02 sont représentés dans les figures suivantes IV.16, IV.17, IV.18, IV.19, IV.20, IV.21.

B) Pour la région de Tlemcen :

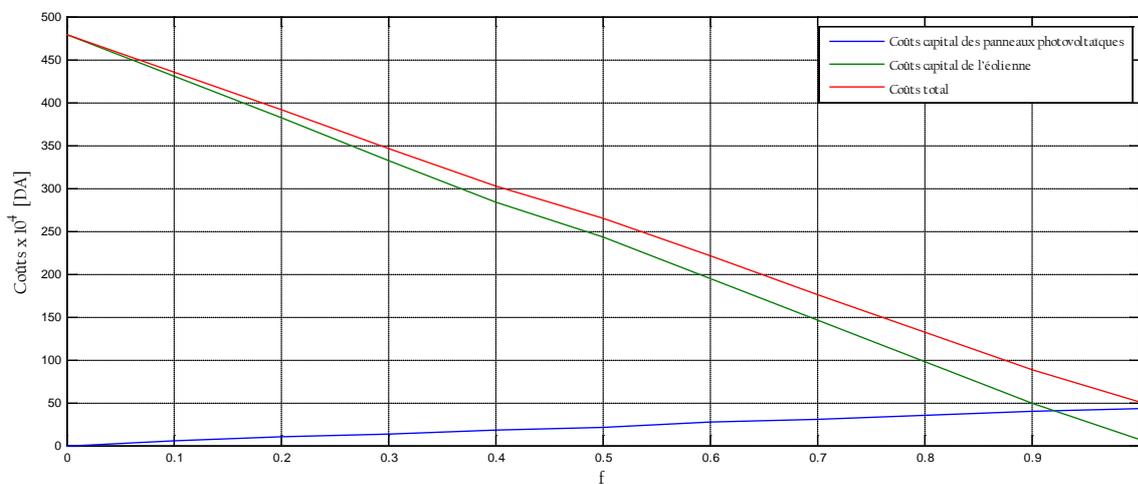


Figure IV.16 : Coût des panneaux photovoltaïques et des éoliennes à la région de Tlemcen.

B) Pour la région de Bouzaréah :

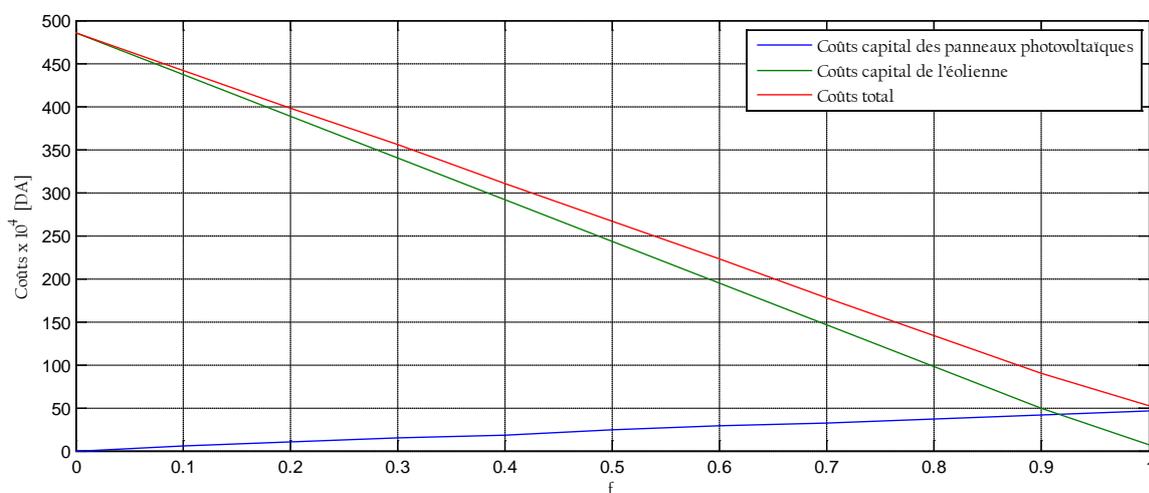


Figure IV.17 : Coût des panneaux photovoltaïques et des éoliennes à la région de Bouzaréah.

IV.6.2.2.b Surfaces et nombres des panneaux photovoltaïques et des éoliennes :

A) pour la région de Tlemcen :

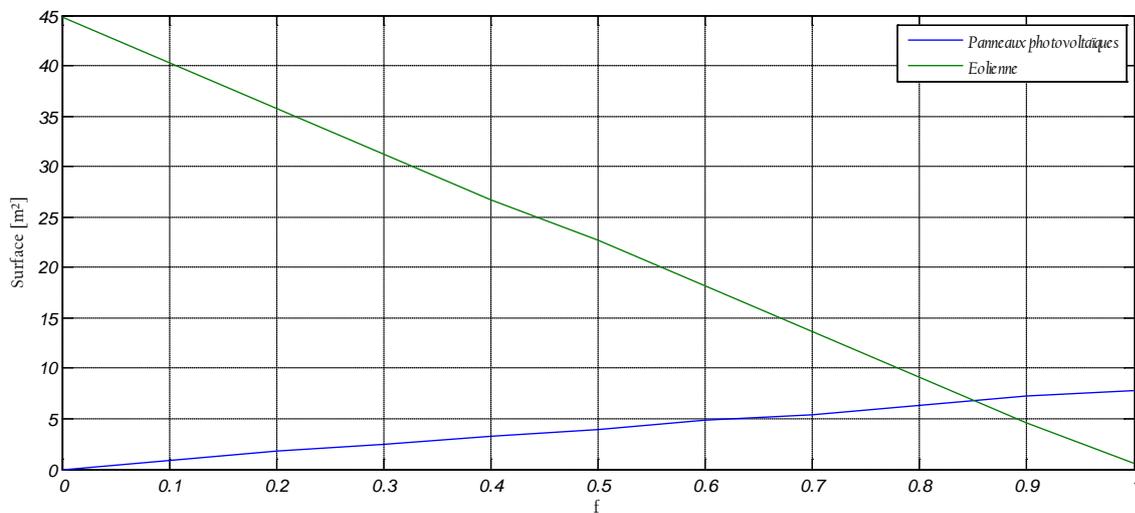


Figure IV.18 : Surfaces de panneaux photovoltaïques et d'éoliennes obtenues à la région de Tlemcen.

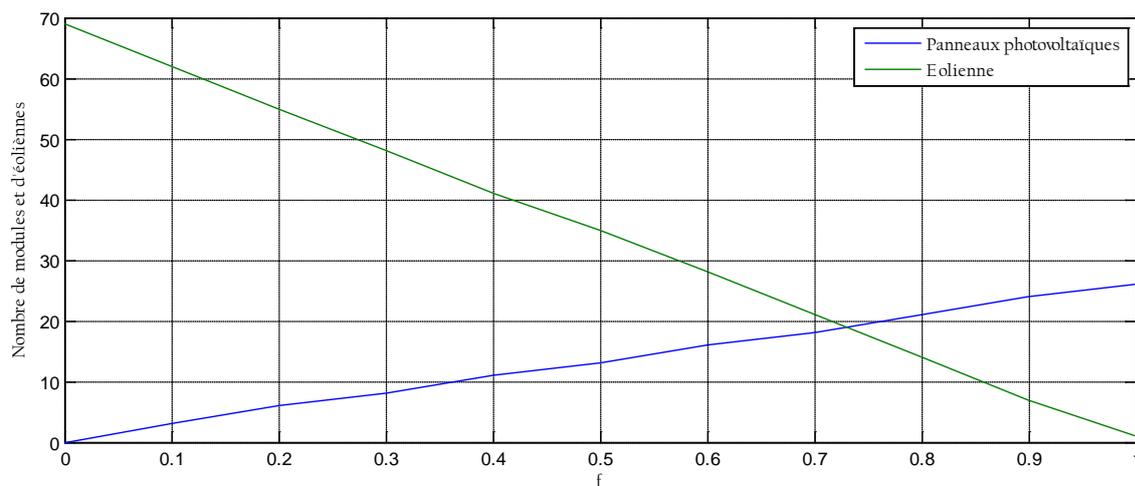


Figure IV.19 : Nombre de panneaux photovoltaïques et d'éoliennes obtenues à la région de Tlemcen.

B) pour la région de Bouzaréah :

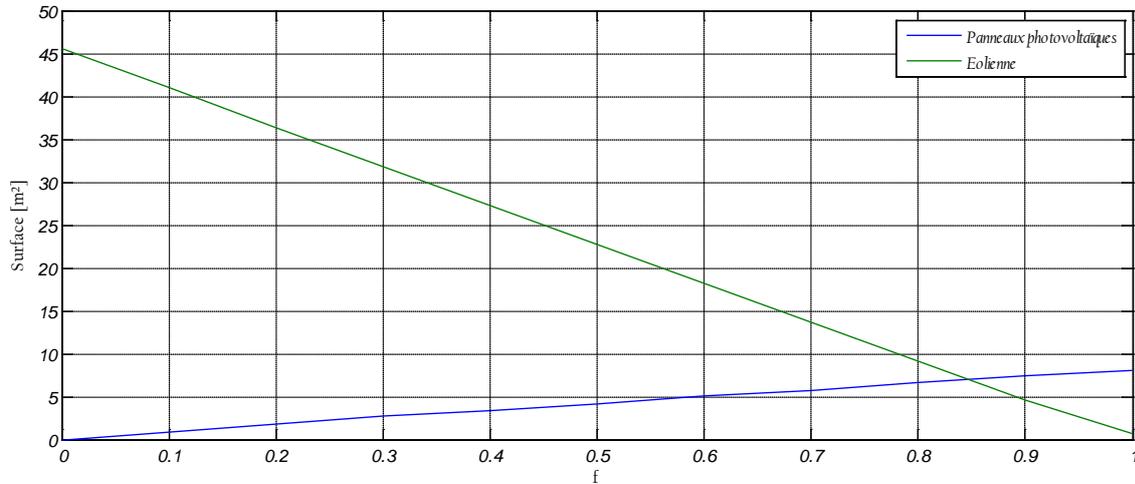


Figure IV.20 : Surfaces de panneaux photovoltaïques et d'éoliennes obtenues à la région de Bouzaréah.

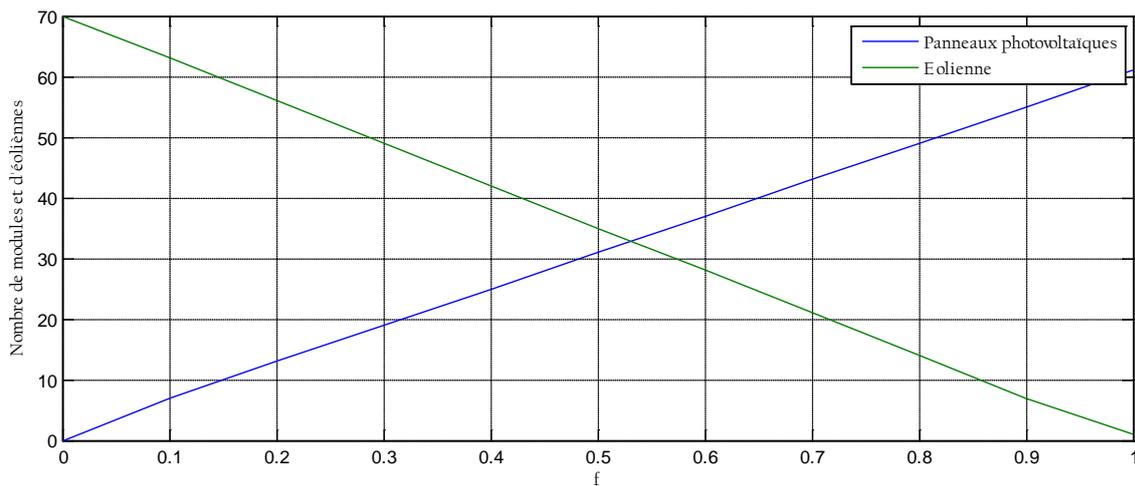


Figure IV.21 : Nombre de panneaux photovoltaïques et d'éoliennes obtenues à la région de Bouzaréah.

En ce qui concerne les résultats obtenus pour le scénario 02 , en remarquant que :

Le coût totale du système éolien pur (f minimale) est de : $480 \times 10^4 D.A$ à Tlemcen avec une surface de $45m^2$ qui donne un nombre de 69 éoliennes. Tant qu'à Bouzaréah le coût totale est un peu élevé et vaut : $485 \times 10^4 D.A$ pour une surface de $46m^2$ et résulte 70 éoliennes.

Pour le système photovoltaïques pur (f maximale), le coût totale se décroît légèrement vers la valeur de : $50 \times 10^4 D.A$ est donne une surface de $8m^2$ équivalente à un nombre de 27 panneaux à Tlemcen et à Bouzaréah.

Donc nous constatons finalement que, la configuration la plus économique du système d'énergie hybride en utilisant le scénario02 est un système photovoltaïque pur, et la tendance de l'usage du photovoltaïque sur l'éolien est plus favorable pour les deux sites : Tlemcen et Bouzaréah.

IV.7 Comparaison entre les résultats de simulation pour les Scénarios 1 et 2 :

IV.7.1 Comparaison des Coûts entre les deux scénarios :

A) Pour la région de Tlemcen :

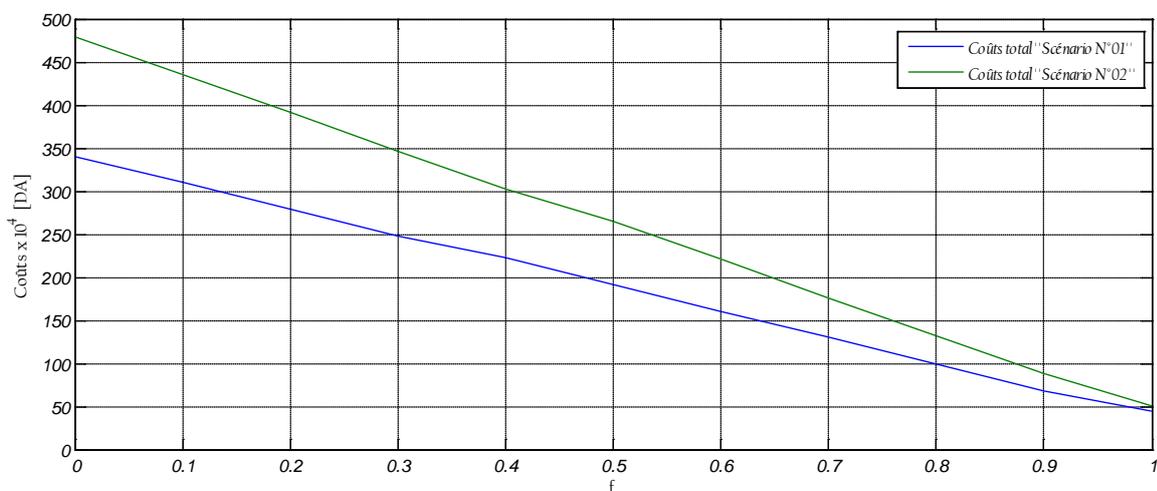


Figure IV.22 : Comparaison des Coûts des deux scénarios 1 et 2 pour la région de Tlemcen.

B) Pour la région de Bouzaréah :

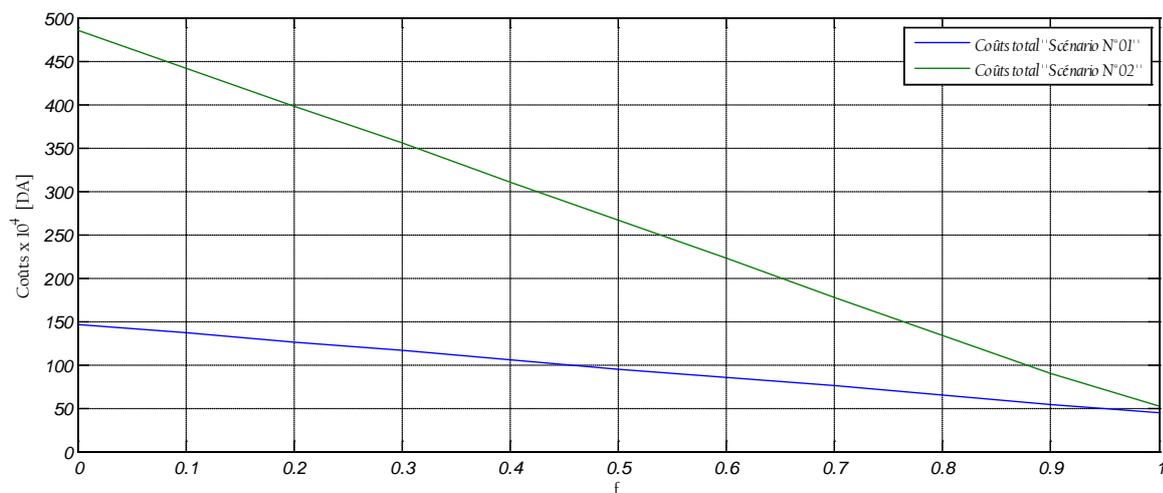


Figure IV.23 : Comparaison des Coûts des deux scénarios 1 et 2 pour la région de Bouzaréah.

On remarque clairement des figures IV.22 et IV.23 , que le coût totale du scénario 01 est moins cher que le coût totale du scénario 02 , pour les deux régions , cela pour un f minimale et maximale .

D'un autre part le coût du scénario 01 est moins élevé pour la région de Bouzaréah vaut $145 \times 10^4 D.A$, par rapport à celui de Tlemcen : $340 \times 10^4 D.A$, alors qu'il est le même pour un système photovoltaïque pur pour les deux régions , correspond à $45 \times 10^4 D.A$.

On ce qui concerne le scénario 02 , on a un coût correspondant à un f minimale : $480 \times 10^4 D.A$ pour Tlemcen et : $485 \times 10^4 D.A$ pour Bouzaréah , et un même coût pour un f maximale : $50 \times 10^4 D.A$ pour les deux régions.

Nous constatons finalement que le coût minimale est pour un f maximale pour les deux régions, et le scénario 01 rapporte plus de bénéfice que le deuxième .

IV.7.2 Bénéfice rapportée au choix des scénarios 1 et 2 :

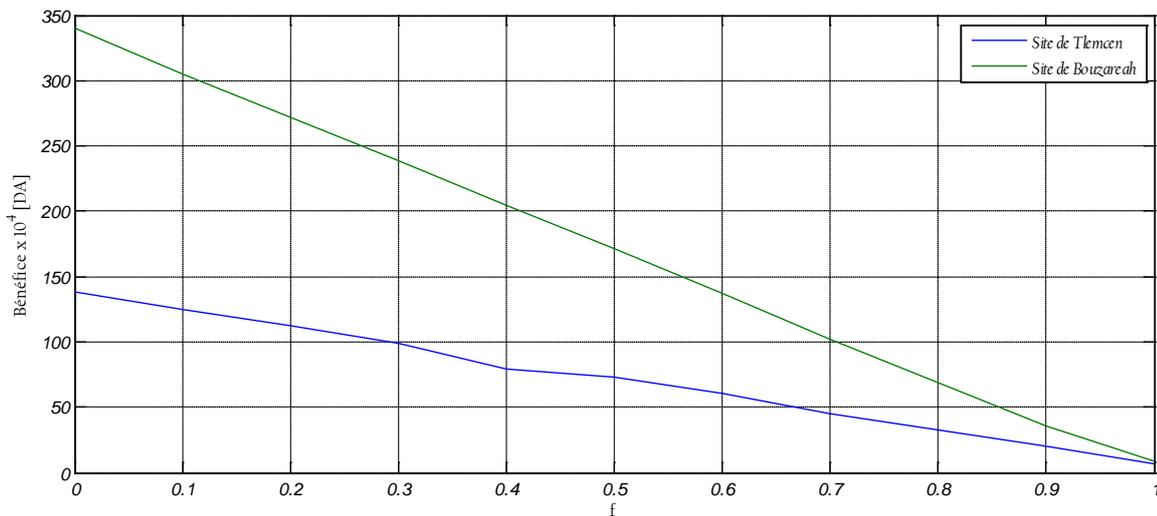


Figure IV.24: Bénéfice rapportée au choix des scénarios 1 et 2.

On remarque d'après la Fig. IV.24, que le bénéfice entre les deux scénarios est important à Tlemcen : $140 \times 10^4 D.A$, par rapport à celui de Bouzaréah : $340 \times 10^4 D.A$, pour un f minimale, mais il est le même dans les deux régions pour un f maximale : $10 \times 10^4 D.A$, cela indique finalement que le site de Tlemcen est plus favorable pour ce système d'énergie hybride du point de vue coût et énergie.

IV.8 Conclusion :

Dans cette étude nous avons présenté une méthode de dimensionnement optimale basée sur les résultats d'une simulation utilisant une année de référence (2009) de l'irradiation solaire globale et de la vitesse du vent journalière pour les sites de Tlemcen et Bouzaréah.

Nous avons examiné deux scénarios afin d'illustrer l'autonomie relative à l'énergie photovoltaïque et à l'énergie éolienne pour le système hybride. Le premier scénario utilise la moyenne des valeurs mensuelles par an, alors que, le deuxième scénario introduit la notion du mois le plus défavorable.

Les résultats obtenus montrent que la configuration la plus économique des perméabilités entre les deux systèmes photovoltaïque et éolien du système d'énergie hybride étudié dans ce mémoire est un système photovoltaïque pur, qui correspond à un f maximale $f=1$, pour les deux scénarios, et l'utilisation d'un système éolien comme système d'appoint augmente le coût total du système hybride.

A partir de ces résultats, on constate qu'il y a une tendance économique favorable pour l'usage du photovoltaïque sur l'éolien, cela est dû à cause de la disponibilité de l'énergie solaire dans les deux sites qui domine largement l'énergie éolienne.

Références Bibliographiques

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES :

[1] S. BELAKEHAL, « Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables ».Thèse de doctorat en électrotechnique, université de Constantine, 2010.

[2] H. BELGHITRI, « Modélisation, simulation et optimisation d'un système hybride éolien-photovoltaïque ». Mémoire de magister, Université de Tlemcen, 2011.

[3] Y. JANNOT, « Thermique solaire », cours et exercices, pp. 40 – 41, octobre 2003.

[4] B.DESSUS et F. PHARABOD, « L'Énergie solaire », P.U.F, Paris, 1996.

Conclusion Générale

CONCLUSION GENERALE

Les travaux présentés dans ce mémoire concernent, d'une façon générale, l'étude, la modélisation et la simulation de systèmes de production d'électricité autonome, à partir de ressources renouvelables mixtes (photovoltaïque et éolienne), avec un système de stockage de batteries.

A cet effet, une méthodologie d'analyse basée sur la prise en compte des perturbations saisonnières a été entreprise et ce concernant ces deux sources d'énergie. La modélisation et la simulation numérique de la chaîne de conversion d'électricité ont été effectuées en utilisant le logiciel Matlab.

Dans ce contexte, notre objectif est la minimisation du coût du système d'énergie hybride et excéder le stockage d'énergie disponibles par l'optimisation du transfert d'énergie vers une charge résiduelle ici prise une maison autonome de consommation domestique supposée située dans deux sites : Tlemcen et Bouzaréah.

Notre étude s'est focalisée sur un système hybride photovoltaïque-éolien avec un système de stockage associé, secteur dans lequel la rentabilité est loin d'être acquise et qui nécessite donc un fort degré d'optimisation de l'efficacité énergétique. Ceci impose une adaptation nécessaire pour maximiser le rendement du système hybride (la quantité d'électricité produite par jour) d'une part et d'autre part réduire le coût du système.

Donc pour parvenir à cet objectif, on a opté pour deux méthodes de dimensionnement et d'optimisation différente, La première utilise la moyenne des valeurs mensuelles par an, alors que, la deuxième introduit la notion du mois le plus défavorable. Ces deux méthodes illustrent l'autonomie relative à l'énergie photovoltaïque et à l'énergie éolienne pour le système hybride, en ce basant sur les résultats de la simulation d'une année de référence (2009) de l'irradiation solaire et de la vitesse du vent globale journalière pour une charge fixe de $2,547Kwh/j$ pour la période hivernale et $3,027Kwh/j$ pour la période estivale, aux deux sites : Tlemcen et Bouzaréah.

Les résultats obtenus montrent que l'augmentation de la perméabilité f ($f_{\max}=1$) qui existe entre les deux systèmes photovoltaïque et éolien donne un coût minimale du système hybride ce qui implique que l'utilisation d'un système photovoltaïque pur présente une variante plus favorable dans les deux sites cités précédemment relativement à l'éolien et cela par les deux méthodes utilisées.

D'autre part en ce qui concerne l'examinations des deux scénarios en termes de comparaison entre eux donne comme résultats que la méthode du mois le plus défavorable présente un coût du système plus élevé par rapport à celle de la moyenne des valeurs mensuelles par an. Cela est du à la meilleure fiabilité que présente le système déduit de cette méthode.

Finalement en terme de comparaison de bénéfice rapporté par les deux scénarios pour les deux régions, on constate que la région de Tlemcen est plus rentables par rapport à celle de Bouzaréah du point de vue rentabilité du coût de système et de disponibilité énergétique (données météorologiques) ce qui abouti à un système hybride plus rentable en terme de production d'électricité.

Ce travail offre quelques perspectives que nous présentons ci-après :

- Envisager une réalisation pratique du système d'énergie hybride proposé puis une implantation sur les deux sites réels étudiés dans ce mémoire Tlemcen et Bouzaréah.
- Couplages du système d'énergie hybride sur le réseau électrique de grande puissance, afin de servir plus d'utilisateurs.
- Utilisation des générateurs à courants alternatifs.
- Amélioration du rendement du système d'énergie hybride en introduisons d'autres sources d'énergie renouvelables comme l'hydrogène qui peut être produit par électrolyse, puis stocké et enfin réutilisé par une pile à combustible pour produire de l'énergie électrique verte.

Annexes

Annexe 1 : Données météorologiques Tlemcen.

RETScreen

Pays - région: Algérie

Province / État: n/a

Lieu des données climatiques: Tlemcen/Zenata

Latitude: °N 35,0

Longitude: °E -1,5 Source

Élévation: m 247 Sol

Température extérieure de calcul de chauffage: °C 3,2 Sol

Température extérieure de calcul de climatisation: °C 34,1 Sol

Amplitude des températures du sol: °C 13,3 NASA

Température de l'air: °C

Humidité relative: %

Rayonnement solaire quotidien - horizontal: kWh/m²/j

Pression atmosphérique: kPa

Vitesse du vent: m/s

Température du sol: °C

Degrés-jours de chauffage: °C-j

Degrés-jours de climatisation: °C-j

	Température de l'air °C	Humidité relative %	Rayonnement solaire quotidien - horizontal kWh/m²/j	Pression atmosphérique kPa	Vitesse du vent m/s	Température du sol °C	Degrés-jours de chauffage °C-j	Degrés-jours de climatisation °C-j
Janv	10,2	73,5%	2,98	98,0	1,9	12,6	242	6
Févr	11,2	73,9%	3,92	97,9	2,0	13,7	190	34
Mars	13,4	72,0%	5,14	97,7	2,0	15,8	143	105
Avr	15,3	66,8%	6,56	97,4	2,4	18,0	81	159
Mai	18,4	65,7%	7,15	97,4	2,4	21,3	0	260
Juin	22,4	61,6%	7,65	97,5	2,5	25,5	0	372
Juill	25,6	58,2%	7,57	97,5	2,4	28,2	0	484
Août	26,1	59,2%	6,89	97,5	2,3	28,3	0	499
Sept	23,1	64,9%	5,75	97,5	2,1	25,5	0	393
Oct	19,2	69,6%	4,29	97,6	1,9	21,7	0	285
Nov	14,8	71,7%	3,14	97,7	2,1	17,0	96	144
Déc	11,6	73,9%	2,65	97,9	2,1	13,8	198	50
Annuel	17,7	67,6%	5,31	97,6	2,2	20,2	950	2 791
Source	Sol	Sol	NASA	NASA	Sol	NASA	Sol	Sol

Mesuré à: m 10 0

Icons: ✓, ✗, 📄, ?

Annexe 2 : Données météorologiques Alger.

RETScreen

Pays - région: Algérie

Province / État: n/a

Lieu des données climatiques: Alger Port

Latitude: °N 36,8

Longitude: °E 3,1 Source

Élévation: m 60 Source

Température extérieure de calcul de chauffage: °C 3,1 Source

Température extérieure de calcul de climatisation: °C 33,1 Source

Amplitude des températures du sol: °C 14,2 Source NASA

NASA

	Température de l'air	Humidité relative	Rayonnement solaire quotidien - horizontal	Pression atmosphérique	Vitesse du vent	Température du sol	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de climatisation
	°C	%	kWh/m²/j	kPa	m/s	°C	°C-j	°C-j
Janv	12,2	71,0%	2,20	97,2	3,0	11,6	180	68
Févr	12,6	66,0%	3,00	97,1	3,0	12,4	151	73
Mars	13,8	65,0%	4,10	96,9	3,0	14,6	130	118
Avr	16,0	62,0%	4,90	96,6	3,0	17,1	60	180
Mai	18,5	66,0%	6,00	96,7	3,0	21,0	0	264
Juin	22,1	66,0%	6,20	96,8	3,0	25,8	0	363
Juill	24,3	67,0%	7,00	96,8	3,0	28,9	0	443
Août	25,2	65,0%	6,40	96,8	3,0	29,0	0	471
Sept	23,2	68,0%	5,10	96,8	2,0	25,8	0	396
Oct	20,0	66,0%	3,30	96,9	3,0	21,5	0	310
Nov	16,7	68,0%	2,70	96,9	3,0	16,6	39	201
Déc	13,9	68,0%	2,00	97,1	3,0	13,0	127	121
Annuel	18,2	66,5%	4,42	96,9	2,9	19,8	687	3 008
Source	Sol	Sol	Sol	NASA	Sol	NASA	Sol	Sol

Mesuré à: m 10 0

Icons: ✓, ✗, 🖨️, ?

TLEMCCEN-ZENATA 2009

	janvier	fevrier	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	
1	0,78	2,78	1,86		2,00	1,22	2,00	1,81	1,94	0,92	0,92	4,00	
2	1,28	4,42	0,25	2,17	2,94	2,06	2,22	1,86	1,50	1,86	3,31	0,36	
3	4,94	5,44	2,72	2,00	2,11	2,11	1,08	1,92	1,56	0,86	2,25	4,89	
4	4,64	4,78	7,92	2,06	2,25	2,06	1,75	2,31	1,64	0,61	2,83	2,61	
5	1,14	5,44	12,67	1,03	1,75	2,67	1,75	1,94	1,92	0,53	5,86	0,56	
6	2,17	3,97	9,36	0,36	1,86	2,78	1,69	1,56	1,44	0,97	5,39	0,17	
7	1,69	6,83	4,22	0,36	1,39	2,94	2,31	1,64	1,19	1,39	4,53	0,19	
8	2,58	6,03	0,42	3,25	0,92	2,58	2,47	1,92	1,64	1,19	8,03	0,25	
9	2,25	2,67	1,50	2,97	2,17	1,92	2,31	2,61	1,28	1,33	6,78	0,36	
10	0,17	1,19	0,78	0,78	2,06	2,25	2,00	1,19	1,44	1,28	2,89	0,11	
11	0,78	0,17	0,78	3,19	2,25	1,58	2,22	4,64	0,72	1,19	0,61	0,31	
12	1,44	0,53	1,33	5,00	1,92	1,75	2,17	1,94	0,17	0,86	0,53	0,00	
13	3,14	0,47	0,67	5,50	1,64	1,94	1,64	1,58	0,67	0,83	0,78	0,11	
14	4,33	0,61	0,72	2,36	4,47	2,53	1,86	1,75	1,69	1,28	1,19	5,67	
15	0,17	0,19	0,97	1,86	3,31	0,97	1,81	1,94	2,83	1,19	1,81	3,08	
16	0,17	0,53	1,81	2,53	1,33	0,86	1,69	2,61	2,31	1,44	0,92	2,00	
17	0,78	0,17	2,67	1,69	1,58	0,86	2,00	2,25	2,36	0,86	4,42	1,94	
18	0,56	0,00	0,86	2,17	1,94	1,86	2,06	2,17	2,17	1,03	0,78	3,44	
19	5,03	0,83	2,00	2,25	2,31	1,50	1,94	1,69	1,92	0,97	0,78	6,03	
20	6,53	0,92	0,83	1,94	1,94	1,64	2,17	1,75	1,19	1,03	1,14	0,00	
21	4,89	0,83	1,28	1,03	5,14	2,22	2,31	1,81	1,64	1,86	0,42	4,36	
22	6,78	0,25	1,50	1,22	2,17	1,69	2,17	1,50	1,28	8,44	0,53	6,22	
23	8,14	0,92	1,28	0,83	2,36	2,31	1,94	1,69	1,64	3,64	0,61	3,69	
24	5,72	0,61	0,92	0,86	1,81	1,14	1,69	1,44	1,19	0,56	0,11	5,08	
25	5,50	1,44	0,86	1,92	2,22	2,72	2,17	1,28	1,03	0,56	0,53	4,06	
26	8,08	0,00	0,97	2,36	1,64	1,64	1,08	1,86	1,75	0,72	0,00	7,42	
27	5,75	0,42	0,86	5,00	2,58	1,56	1,92	1,69	0,61	1,08	0,78	3,03	
28	3,86	1,14	0,86	4,17	1,92	2,31	1,81	1,94	0,72	1,03	0,00	3,03	
29	1,33		6,53	3,31	2,36	2,11	2,00	2,11	1,28	0,19	3,92	3,86	
30	0,36		6,17	2,78	2,78	1,69	1,39	1,81	1,22	0,56	6,03	4,78	
31	6,17		2,78		1,50		1,75	1,44		0,67		7,36	
Moyennem/s	3,26	1,91	2,53	2,31	2,21	1,92	1,91	1,92	1,46	1,32	2,29	2,87	
fre quence année nbr journées	cal me 93	01:02 127	02:03 77	03:04 16	04:05 17	05:06 14	06:07 11	07:08 3	08:09 4	09:10 1	10:11 0	11:12 0	>12 1
fre quence saison nbre journées	cal me	01:02	02:03	03:04	04:05	05:06	06:07	07:08	08:09	09:10	10:11	11:12	>12
Hiver	33	12	8	7	9	7	6	3	2	1	0	0	1
printemps	14	31	34	4	2	4	2	0	0	0	0	0	0
été	3	59	30	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
automne	43	25	5	5	5	3	3	0	2	0	0	0	0

Bouzaréah

2009

	janvier	fevrier	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	
1	1,81	4,58	2,78	3,61	3,75	2,36	2,53	2,36	2,61	3,86	1,39	6,22	
2	1,69	4,72	2,58	2,89	3,03	2,31	2,36	3,03	2,89	3,14	2,83	2,53	
3	1,39	3,61	2,53	1,44	2,58	2,61	2,78	3,31	2,67	2,11	3,86	4,36	
4	2,97	2,78	5,25	3,14	4,06	3,19	2,61	3,56	2,42	1,69	3,50	4,33	
5	1,81	2,31	6,64	1,28	4,53	3,61	2,47	3,25	5,97	1,56	3,33	2,22	
6	1,69	4,47	10,44	1,33	2,47	5,00	2,42	2,25	7,11	1,44	4,78	1,03	
7	2,25	5,56	3,33	2,00	2,36	4,06	2,72	2,78	4,06	1,39	3,97	1,19	
8	2,06	7,72	1,81	3,56	1,86	2,97	2,78	2,36	4,53	2,42	4,42	2,17	
9	1,64	3,19	1,92	4,36	2,72	2,72	4,06	2,61	3,39	2,31	5,92	1,19	
10	2,42	3,69	1,94	1,92	2,83	2,58	2,61	4,53	3,50	2,00	3,56	1,08	
11	2,31	4,11	2,06	3,44	3,92	2,36	2,67	5,08	4,53	3,03	3,19	0,97	
12	3,19	2,53	2,89	4,94	3,31	3,61	1,92	5,50	2,31	1,69	1,03	1,56	
13	6,03	3,14	1,56	2,97	3,19	2,78	3,19	3,39	2,53	2,61	1,33	0,92	
14	2,94	1,58	1,44	1,86	2,67	4,47	3,08	3,50	2,36	2,47	0,92	2,94	
15	1,58	2,97	2,47	2,25	4,42	2,83	2,83	2,31	2,00	2,97	1,33	5,36	
16	1,14	2,25	2,97	2,78	1,94	3,08	3,33	2,89	2,94	2,42	1,19	1,86	
17	1,33	1,94	3,33	3,25	1,64	2,67	2,97	3,50	2,00	1,33	1,03	3,81	
18	2,22	2,83	2,72	2,31	2,25	2,67	4,58	3,50	2,53	4,06	1,08	2,25	
19	2,47	1,64	1,56	2,22	2,11	2,89	4,00	3,39	4,00	2,00	1,14	3,14	
20	2,94	3,75	2,58	3,44	3,03	3,64	2,06	2,61	2,25	2,11	1,50	2,53	
21	4,89	1,81	3,33	3,03	3,75	7,00	2,36	2,78	3,08	3,64	1,22	5,67	
22	4,89	2,36	2,00	3,33	3,08	3,64	2,47	3,75	3,75	6,11	2,22	6,69	
23	7,25	2,22	2,25	2,25	3,97	2,97	2,78	2,47	2,42	4,64	2,11	2,67	
24	10,14	3,08	2,25	2,25	2,42	2,58	2,17	2,78	3,81	2,89	1,19	3,25	
25	4,89	2,47	2,31	2,89	2,78	3,64	4,06	2,22	3,08	1,86	1,39	2,94	
26	5,25	1,92	2,22	4,06	3,31	3,64	2,36	2,61	3,50	2,17	1,94	3,81	
27	7,86	1,94	1,58	5,25	7,42	2,31	2,42	3,56	1,86	1,86	2,53	4,42	
28	6,11	3,92	2,97	3,92	6,39	2,89	3,08	2,94	3,50	1,64	1,94	1,56	
29	3,08		3,08	2,89	2,67	2,83	2,36	3,86	2,22	1,64	1,92	1,64	
30	1,44		2,22	2,36	1,69	2,61	2,97	4,42	2,17	1,19	4,22	1,22	
31	4,17		2,53		3,19		2,61	2,78		1,64		3,97	
Moyenne m/s	3,41	3,18	2,89	2,91	3,20	3,22	2,83	3,22	3,20	2,45	2,40	2,89	
frequence année nbr journées	calme 3	01:02 70	02:03 152	03:04 80	04:05 34	05:06 11	06:07 7	07:08 6	08:09 0	09:10 0	10:11 2	11:12 0	>12 0
frequence saison nbre journées	calme	01:02	02:03	03:04	04:05	05:06	06:07	07:08	08:09	09:10	10:11	11:12	>12
Hiver	0	25	29	14	9	3	4	3	0	0	2	0	0
printemps	0	10	43	27	8	2	1	1	0	0	0	0	0
été	0	1	55	22	10	3	0	2	0	0	0	0	0
automne	3	34	25	17	7	3	2	0	0	0	0	0	0

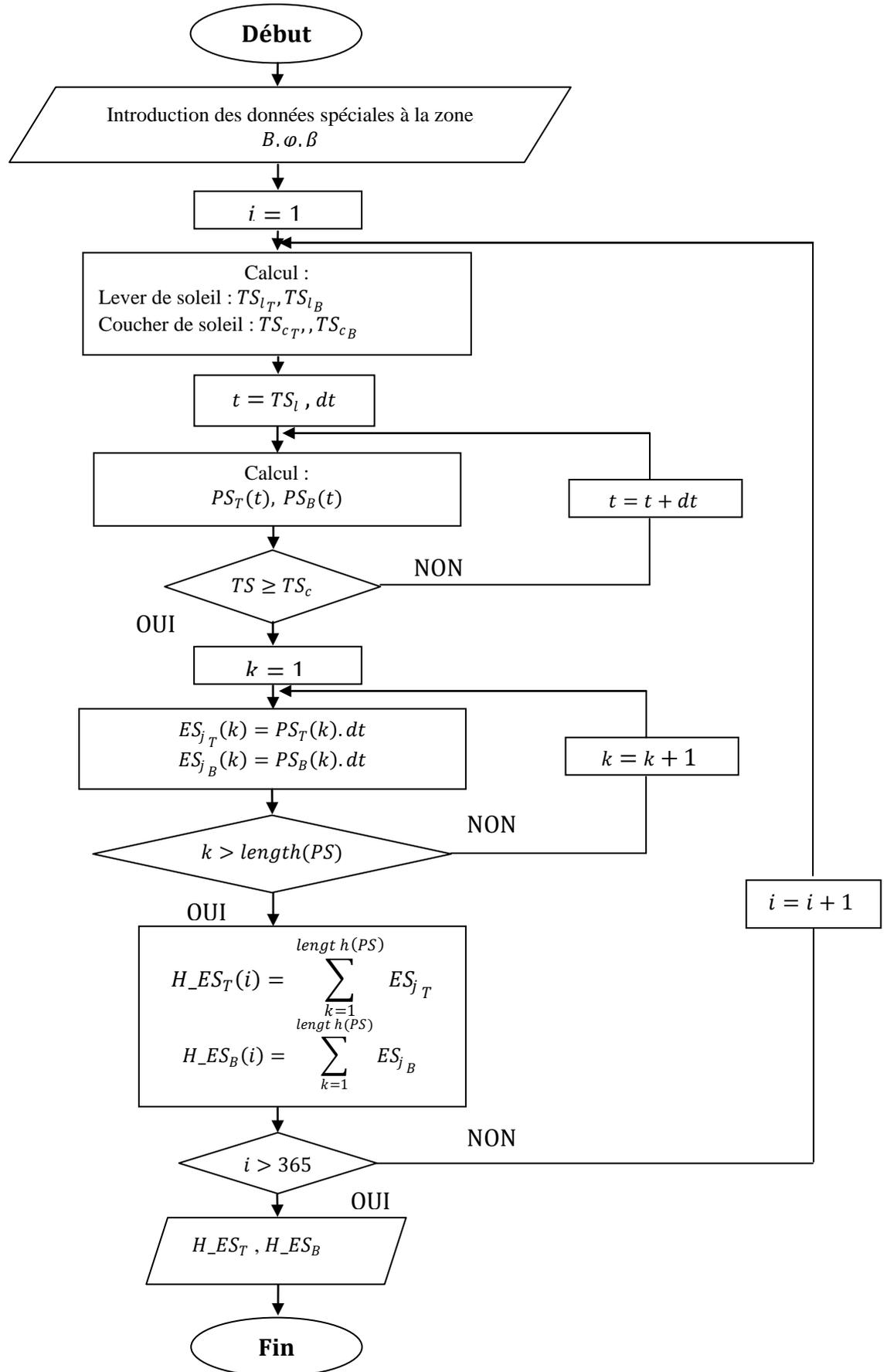
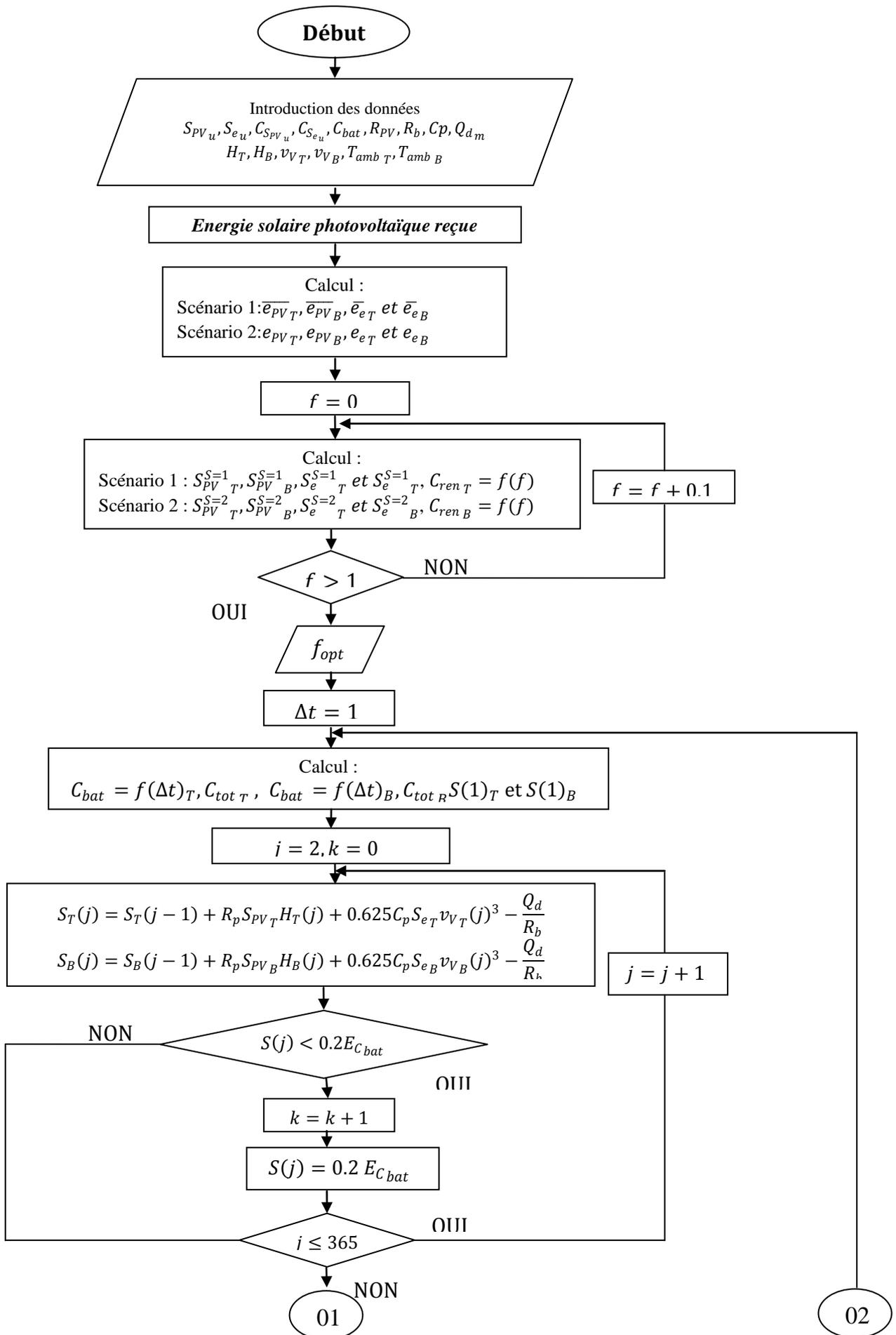
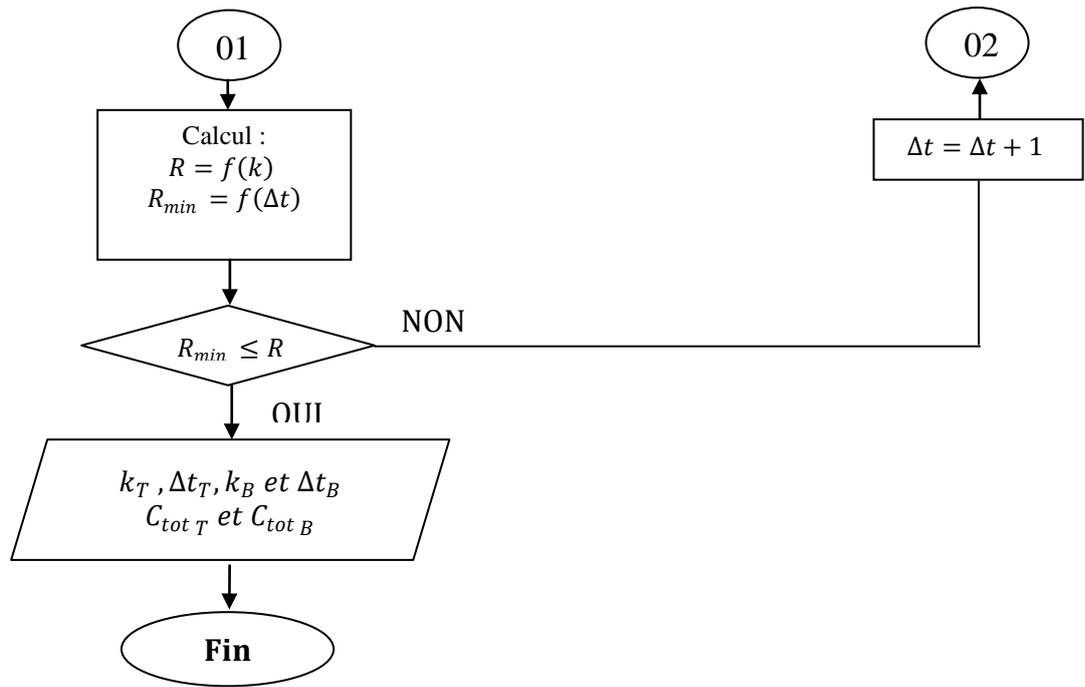


Fig. IV .1 : Sous programme de l'énergie solaire photovoltaïque reçue.





IV.2 : Organigramme de simulation du système hybride photovoltaïque-éolien.

Résumé :

Ce travail constitue une contribution à l'étude des systèmes de conversion d'énergie électrique hybrides associés à un système de stockage pour deux sites de nature climatique différente en Algérie. La démarche retenue exploite une méthodologie d'analyse de la complémentarité qui existe entre les deux énergies solaire et éolienne à partir de leurs variations saisonnières respectives.

Pour cela nous avons utilisé deux méthodes différentes : La première est basée sur la moyenne des valeurs mensuelles annuelles, la seconde est basée sur le mois le plus défavorable.

Les résultats obtenus montrent que la méthode du mois le plus défavorable présente un coût plus élevé du système hybride par rapport à la première, cela est dû à la meilleure fiabilité que présente le système déduit de cette méthode.

Mots clés: Système Photovoltaïque –Système éolien - Système hybride photovoltaïque- éolien –Système de Stockage –Dimensionnement-Optimisation.

Abstract:

This work is a contribution to the study of systems for converting electrical energy associated with a hybrid storage system for two sites of different kind climate in Algeria. The approach adopted uses a methodology of analysis of the complementarity between both solar and wind power from their respective seasonal variations.

For this we used two different methods: The first is based on the average annual monthly values, the second is based on the worst month.

The results show that the method of the worst month this higher cost of the hybrid system compared to the first, this is due to the greater reliability that the system has inferred from this method.

Keywords: Photovoltaic System -Wind System - Hybrid photovoltaic-wind-Storage System-Sizing - Optimization.

ملخص :

يساهم هذا العمل في دراسة نظم تحويل الطاقة الكهربائية المرتبطة بنظام تخزين هجين لموقعين مناخيين مختلفين في الجزائر. النهج المعتمد يستخدم منهجية لتحليل التكامل الموجود بين الطاقتين الشمسية والريحية انطلاقاً من تغيراتهما الموسمية .

و قد استعملنا طريقتين مختلفتين: الطريقة الأولى تعتمد على القيم المتوسطة السنوية للشهور خلال عام، بينما تعتمد الثانية على قيم الشهر الاسوأ في العام .

تظهر النتائج أن الطريقة الثانية لها كلفة مرتفعة للنظام الهجين مقارنة بالأولى . يرجع هذا إلى زيادة موثوقية النظام المسير بهذه الطريقة .

الكلمات المفتاحية: النظام الكهروضوئي- النظام الريحي- النظام الهجين الريحي- كهر وضوئي- نظام التخزين- التحجيم- التحسين.