



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية



MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE HADJ LAKHDAR - BATNA

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

MEMOIRE

PRÉSENTÉ POUR L'OBTENTION DU DIPLÔME DE MAGISTER
EN ELECTROTECHNIQUE

OPTION : Maîtrise des Energies

Présentée Par :

ZOHRA BENHACHANI

(Ingénieur en Électrotechnique)

THEME

**ELABORATION D'UN MODELE DE DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTEME
HYBRIDE (SOLAIRE-EOLIEN) ALIMENTANT UNE FERME DANS LA REGION
DES AURES**

Soutenue le : 01/12/2011

Devant le jury composé de :

Prénom & Nom	Grade	Qualité	Université
M. Mabrouk CHABANE	Professeur	Président	Université de Batna
M. Boubekeur AZOUI	Professeur	Rapporteur	Université de Batna
M. Rachid ABDESSAMED	Professeur	Co-rapporteur	Université de Batna
M. Ammar MOUSSI	Professeur	Examineur	Université de Biskra
M. Mohamed ARROUF	Maître de conférences A	Examineur	Université de Batna
M. Saïd DRID	Maître de conférences A	Examineur	Université de Batna

Année universitaire : 2011/2012

Remerciements

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

Je remercie très sincèrement Monsieur Mabrouk Phabane professeur à l'université de Batna, de m'avoir fait l'honneur de présider mon jury de mémoire.

Le travail présenté dans ce mémoire a été dirigé par Monsieur Boubekkeur Azoui, au sein du laboratoire L.E.B. à l'université de Batna. Monsieur Azoui est professeur à l'université de Batna. Je tiens à lui exprimer toute ma gratitude et ma reconnaissance d'avoir proposé et dirigé ce travail. Ses qualités humaines, son esprit critique et particulièrement ses conseils et ses orientations ont apporté beaucoup à l'aboutissement de ce travail.

Je remercie vivement Monsieur Rachid Abdesselmed, professeur à l'université de Batna, pour ses qualités humaines et de m'avoir encouragé et m'aider par ses conseils précieux. Je le remercie également de son accompagnement tout au long de la rédaction de ce mémoire.

J'adresse tous mes remerciements aux membres du jury M. Saïd Drid, maître de conférences à l'université de Batna, M. Ammar Moussi, professeur de Biskra, M. Mohammed Arrouf, maître de conférences à l'université de Batna, d'avoir accepté de participer à ce jury comme examinateurs.

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

Enfin, je remercie vivement mon épouse pour son encouragement et son aide, mes chers enfants et tous les membres de la famille de m'avoir soutenu et encouragé pour terminer ce présent travail.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

A la mémoire de ma mère que dieu l'accueille dans sa vaste paradis

A mon père

A mon cher épouse

A mes chers enfants

A mes sœurs

Et a mes amies de ma promotion

Zohra Benhachani

LISTES DES FIGURES

Figure I.1:	Architecture du système hybride	07
Figure I.2:	Architecture du système hybride à bus CC.....	09
Figure I.3	Architecture du système hybride à deux bus CC et à CA.....	10
Figure I.4	Présentation d'un système éolien.....	13
Figure I.5:	Capacité totale installée (MW) et prévisions 2001-2010.....	15
Figure I.6:	C_p En fonction de λ pour différentes turbines.....	16
Figure I.7 :	Le rotor de Savonius.....	16
Figure I.8 :	Eolienne de Darrieus.....	17
Figure I.9 :	Eoliennes à axes horizontal.....	18
Figure I.10:	Diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent.....	19
Figure I.11:	Les principaux composants d'une éolienne.....	21
Figure II.1 :	Carte de vent de l'Algérie.....	25
Figure II.2 :	Carte préliminaire des irradiances solaire de l'Algérie.....	25
Figure II.3 :	Position du soleil.....	30
Figure II.4:	Composants du rayonnement solaire au sol.....	33
Figure II.5:	Irradiation globale journalière mensuelle sur une surface horizontale...	34
Figure II.6 :	Insolation moyenne mensuelle pour la période (1995-2004).....	36
Figure II.7 :	Irradiation globale journalière mensuelle sur une plan inclinée estimée pour la période (1995-2004).....	36
Figure II.8 :	Température moyenne mensuelle pour la période (1995-2004).....	37
Figure II.9:	Irradiation globale journalière moyenne mensuelle du site de Batna...	37
Figure II.10:	La vitesse du vent moyenne mensuelle pour la période (1995 – 2004).....	39
Figure II.11 :	Schéma d'une éolienne.....	40
Figure II.12 :	Variation du facteur de forme k , pour $c=4m/s$	42
Figure II.13 :	Variation du paramètre d'échelle c , pour $k = 2$	42
Figure II.14 :	Energie cinétique disponible mensuelle du vent du site de Batna.....	43
Figure II.15 :	La vitesse du vent et l'insolation pour la période : 1995-2004.....	43
Figure II.16 :	Vitesse du vent et l'irradiation solaire pour une journée hivernale 'décembre'.....	44
Figure II.17 :	Vitesse du vent et l'irradiation solaire pour une journée estivale 'Juillet'.	44
Figure III.1 :	Schéma présentatif d'un système hybride étudié.....	45
Figure III.2 :	Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque.....	46
Figure III.3 :	Schéma électrique équivalent d'une cellule solaire.....	46
Figure III.4 :	Caractéristique I(V) d'une cellule solaire.....	49
Figure III.5 :	Effet de l'éclairement sur les caractéristiques I-V et P-V.....	50
Figure III.6 :	Effet de la température sur les caractéristiques I-V et P-V.....	52

Figure III.7 :	Effet de la résistance série sur les caractéristiques I-V et P-V.....	53
Figure III.8 :	Effet de la résistance shunt sur la caractéristiques PV.....	53
Figure III.9 :	Caractéristique I(V) et la trajectoire de PPM.....	54
Figure III.10 :	Caractéristique résultante d'un groupement en série de ns cellules identiques.....	54
Figure III.11 :	Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle de np cellules identiques.....	55
Figure III.12 :	Caractéristique résultante d'un groupement hybride de (np, ns) cellules identiques.....	55
Figure III.13 :	Représentation schématique des dégradations successives de l'énergie éolienne avant utilisation.....	57
Figure III.14 :	Bilan sur une section de l'hélice.....	58
Figure III.15 :	Caractéristique de puissance de l'éolien Whisper 200.....	60
Figure III.16 :	Schéma électrique équivalent de nb éléments de batterie en série.....	60
Figure III.17 :	Variation de tension en mode de charge en fonction de l'état de charge...	61
Figure III.18:	Evaluation de la tension de la batterie durant la charge et la décharge.....	64
Figure III.19 :	Schéma de principe d'un régulateur de charge série.....	66
Figure III.20 :	Schéma de principe d'un régulateur de charge parallèle.....	66
Figure IV.1:	Hauteur manométrique total.....	72
Figure IV.2:	Le profil de consommation mensuelle annuelle.....	73
Figure IV.3:	Profil de consommation journalière adopté (a) :j.hivernale, (b) :j.estivale.....	73
Figure IV.4:	Exemple de Connexion des batteries (série-parallèle).....	76
Figure IV.5:	Tracé du nombre de modules en fonction du nombre de batteries pour une 'LPSP' donnée.....	84
Figure IV.6:	Energies produites photovoltaïque et éolienne moyennes mensuelles...	85
Figure IV.7:	Energies mensuelles annuelles produites par le système hybride (PV-éolien) utilisé.....	86
Figure IV.8:	Coût du système hybride (PV-éolien).....	87
Figure IV.9:	Energie produite par le système (PV-éolien) du mois le plus défavorable	88
Figure IV.10:	Coût du système pour le mois le plus défavorable.....	88
Figure IV.11:	Diagramme de l'organigramme pour le calcul LPSP.....	89
Figure IV.12:	Système hybride pour une journée estivale LPSP=0.....	90
Figure IV.13:	Système photovoltaïque pur pour une journée estivale LPSP=0.....	90
Figure IV.14:	Evolution temporelle du système hybride pendant une journée estivale...	90
Figure IV.15:	Système photovoltaïque pur pour une journée hivernale LPSP=0.....	91
Figure IV.16:	Système hybride pour une journée hivernale LPSP=0.....	91
Figure IV.17:	Evolution temporelle du système hybride pendant une journée hivernale...	92
Figure IV.18:	Evolution annuelle des irradiations solaire du site de Batna.....	93
Figure IV.19:	Evolution annuelle de la vitesse du vent du site de Batna.....	93
Figure IV.20:	Profil journalier de la charge.....	93
Figure IV.21:	Synoptique du système hybride.....	94
Figure IV.22:	La puissance moyenne mensuelle produite par chaque source.....	95

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1 :	Classification des systèmes par gamme de puissance.....	07
Tableau I.2	Classification des turbines éoliennes.....	18
Tableau II.1 :	Moyenne mensuelle de la température de l'air de Batna.....	26
Tableau II.2 :	Données mensuelle de l'insolation totale de Batna.....	27
Tableau II.3 :	Moyenne de la vitesse du vent de Batna.....	27
Tableau II.4 :	Liste des jours type par mois proposés par Klein.....	32
Tableau II.5 :	Valeurs de l'irradiation journalière globale moyenne mensuelle hors atmosphère.....	32
Tableau II.6 :	Valeurs de l'irradiation journalière globale moyenne mensuelle sur une surface horizontale.....	34
Tableau II.7 :	Valeurs de l'irradiation journalière globale moyenne mensuelle sur une surface inclinée.....	36
Tableau II.8 :	Vitesse moyenne mensuelle et l'énergie disponible.....	43
Tableau III.1 :	Caractéristiques électriques du module photovoltaïque <i>BP 3160S</i>	50
Tableau III.2 :	Caractéristique de batterie plomb-acide.....	62
Tableau IV.1 :	Estimation du besoin énergétique journalier d'une journée hivernale..	70
Tableau IV.2 :	Estimation du besoin énergétique journalier d'une journée estivale...	71
Tableau IV.3 :	Estimation des besoins en eaux journalier.....	71
Tableau IV.4 :	Caractéristiques du puits.....	73
Tableau IV.5 :	Caractéristique de la pompe immergée Grunfos choisie.....	73
Tableau IV.6 :	Paramètres de la batterie choisie.....	77
Tableau IV.7 :	Paramètres de l'onduleur choisi.....	77
Tableau IV.8 :	Paramètres du régulateur choisi.....	78
Tableau IV.9 :	Production énergétique mensuelle du système hybride.....	85
Tableau IV.10 :	Méthode 1 – Dimensionnement selon la moyenne mensuelle annuelle.....	86
Tableau IV.11:	Méthode 2 - Dimensionnement selon le mois le plus défavorable.....	87
Tableau IV.12 :	Différence des coûts entre les deux systèmes : hybride et mono source pour une journée hivernale.....	91
Tableau IV.13 :	Différence des coûts entre les deux systèmes : hybride et mono source pour une journée estivale.....	92
Tableau IV.14 :	Configurations optimales du SEH.....	94
Tableau IV.15 :	Production énergétique du SEH.....	95

NOMENCLATURE

δ : Déclinaison solaire.

TSV : Temps solaire vrai donné par l'expression

TU : Temps universel.

ω_s : L'angle horaire.

ψ : La latitude du lieu.

G_{sc} : La constante solaire (w/m^2)

σ : Le taux d'insolation.

H_T : L'irradiation globale sur un plan incliné.

H_d : La composante diffuse.

H_b : La composante directe.

β : Angle d'inclinaison.

α : coefficient caractéristique du lieu

Z_0 : La rugosité du lieu.

NOCT : la température de fonctionnement de la cellule dans les conditions standards

I_{ph} : Le photo courant (A).

I_{sc} : Le courant de court circuit (A).

V_{co} : La tension du circuit ouvert (V).

I_{pm} : Le courant maximal sous conditions standards (A).

V_{pm} : La tension maximale du module sous conditions standards (V).

T_a : La température ambiante ($^{\circ}C$).

H_{in} : L'irradiation solaire sur le plan incliné (w/m^2).

MPPT :Maximum Power Point Tracking

H_{MT} : La hauteur manométrique

E_L : Energie électrique demandée par la charge (Wh/j).

η_{ond} : Rendement de l'onduleur (%). -

P_m : Puissance crête du module (Wc).

V_L : La tension nominale de la charge (V).

V_m : La tension nominale du module photovoltaïque (V).

V_{bat} : la tension de la batterie (V).

Nbs : Le nombre de batteries qui doit être connecté en série.

Nbp : Le nombre de batteries qui doit être connecté en parallèle.

E_{pv} : L'énergie produite par le générateur photovoltaïque (Wh).

$E_{éol}$: L'énergie produite par le générateur éolien (Wh).

A_{pv} : Surface des modules photovoltaïques (m^2).

$A_{éol}$: Surface de l'éolienne (m^2).

\overline{EL} : La charge moyenne demandée (Wh).

η_{bat} : Le rendement de la batterie (%).

σ : le taux d'autodécharge des batteries.

LPS : Loss of Power supply.

LPSP : Loss of Power supply probability.

EB(t) : l'énergie stockée dans la batterie à n'importe quel instant (t) (Wh).

E_{Bmin} : La capacité minimale [Wh].

E_{Bmax} : La capacité maximale [Wh].

C_B : La capacité de stockage de la batterie (Ah).

$I_{bat}(t)$: Courant de charge de batterie (A).

PD : Le profondeur de décharge de la batterie (%).

EDC : Etat de charge de la batterie (%).

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE.....	1
-----------------------------------	----------

Chapitre I

DESCRIPTION DES SYSTEMES HYBRIDES

I.1 Introduction.....	04
I.2 Définition et mission des systèmes hybrides.....	04
I.3 Etat de l'art.....	06
I.3.1 Eléments constituant des systèmes hybrides.....	06
I.3.2 Configuration des systèmes hybrides.....	08
I.3.2.1 Architecture à bus CC.....	08
I.3.2.2 Architecture mixte CC/ CA.....	09
I.3.3 Description des composants des SEH.....	10
I.3.3.1 Sources d'énergie renouvelable.....	10
I.3.3.2 Convertisseurs.....	21
I.3.3.3 Système de stockage.....	22
I.3.3.4 Charges.....	23
I.4 Conclusion.....	23

Chapitre II

ETUDE DES GISEMENTS SOLAIRE ET EOLIEN DU SITE DE BATNA

II.1 Introduction.....	24
II.2 Le gisement solaire et éolien de l'Algérie.....	24
II.3 Rayonnement solaire.....	28
II.3.1 Déclinaison solaire (δ).....	28
II.3.2 Angle horaire (ω_s).....	28
II.3.3 La hauteur angulaire (γ).....	29
II.3.4 Azimut du soleil (α).....	29
II.3.5 La durée et le taux d'insolation.....	30
II.4 Rayonnement hors atmosphère.....	30
II.4.1 L'éclairement.....	31
II.4.2 L'irradiation horaire.....	31
II.4.3 L'irradiation journalière.....	31
II.4.4 L'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère.....	31
II.5 Modèle de rayonnement solaire.....	32
II.5.1 Rayonnement solaire sur un plan horizontal.....	32
II.5.2 Estimation du flux global d'irradiation sur un plan horizontal.....	33
II.5.3 Estimation de l'irradiation diffuse sur une surface horizontale.....	34

II.5.4 Rayonnement solaire sur un plan incliné.....	35
II.6 Origine du vent.....	37
II.6.1 Irrégularité spatiale du vent.....	38
II.6.2 Les caractéristiques du vent.....	39
II.6.3 Distribution de Weibull.....	40
II.6.4 Distribution de Rayleigh.....	42
II. 7 Conclusion.....	44

Chapitre III

MODELISATION DU SYSTEME HYBRIDE (PV-EOLIEN)

III.1 Introduction.....	45
III.2 Système photovoltaïque	45
III.2.1 Principe de conversion photovoltaïque.....	45
III.2.2 Modélisation d'une cellule photovoltaïque.....	46
III.2.2.1 Le courant de court-circuit (I_{sc}).....	48
III.2.2.2 La tension de circuit ouvert (V_{co}).....	48
III.2.2.3 Facteur de forme (FF).....	48
III.2.2.4 Rendement de conversion η	49
III.2.3 Modélisation du Module (panneau) photovoltaïque.....	49
III.2.3.1 Influence de l'éclairement.....	50
III.2.3.2 Influence de la température.....	51
III.2.3.3 Influence des résistances série et shunt.....	52
III.2.3.4 Principe de la recherche du point de puissance maximale (MPPT).....	53
III.2.4 Association des cellules photovoltaïques.....	54
III.2.5 Modélisation du générateur photovoltaïque.....	56
III.3 Modélisation du générateur éolien.....	57
III.3.1 Puissance énergétique éolien.....	57
III.3.2 Puissance énergétique disponible.....	57
III.3.3 Puissance éolienne moyenne utilisable.....	59
III.4 Modélisation des accumulateurs électrochimiques.....	60
III.4.1 Les caractéristiques principales d'une batterie	62
III.4.1.1 Capacité en Ampère heure	62
III.4.1.2 Autonomie.....	62
III.4.1.3 Profondeur de décharge (P_D).....	63
III.4.1.4 Effet de la température (R_T)	63
III.4.1.5 La charge	63
III.4.1.6 La décharge.....	64
III.4.1.7 Durée de vie.....	64
III.4.1.8 Rendement.....	64
III.4.1.9 Taux d'autodécharge	65
III.5 Régulateur.....	65

III.5.1 Régulation de décharge.....	65
III.5.2 Régulation de la charge.....	65
III.6 Convertisseur CC/AC (Onduleur).....	67
III.7 Conclusion.....	68

Chapitre IV

DIMENSIONNEMENT OPTIMAL DU SYSTEME HYBRIDE (PV-EOLIEN)

IV.1 Introduction.....	69
IV.2 Méthodologie adoptée.....	69
IV.2.1 Détermination du profil de charge.....	70
IV.2.1.1 Besoins électriques domestique.....	70
IV.2.1.2 Besoin en eau	71
IV.2.2 Choix de L'éolienne.....	74
IV.2.3 Dimensionnement du générateur photovoltaïque.....	74
IV.2.3.1 Détermination du nombre de modules.....	74
IV.2.3.2 Détermination du nombre de modules en série.....	74
IV.2.3.3 Détermination du nombre de modules en parallèle.....	75
IV.2.4 Dimensionnement de la taille des batteries.....	75
IV.2.5 Dimensionnement du convertisseur CC/AC (onduleur).....	77
IV.2.6 Dimensionnement du régulateur.....	78
IV.3 Méthodes d'optimisation des systèmes hybrides.....	78
IV.3.1 Méthode des moyennes mensuelles annuelles.....	79
IV.3.2 Méthode du mois le plus défavorable.....	79
IV.3.3 Méthode LPSP.....	80
IV.3.3.1 Description de la méthode.....	80
IV.3.3.2 Modèle de la fiabilité.....	80
IV.4 Etude économique.....	83
IV.5 Avantages et inconvénients des différentes méthodes.....	84
IV.6 Résultats de simulation.....	84
IV.7 Dimensionnement et optimisation du système hybride moyennant le logiciel HOMER.....	92
IV.7.1 Description du logiciel.....	92
IV.7 Interprétation des résultats.....	95
IV.8 Conclusion.....	97
CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES.....	98
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	100
ANNEXES.....	102

Introduction générale

INTRODUCTION GENERALE

Les chocs pétroliers successifs observés depuis les années 70 ont démontrés les risques de la production d'énergie reposant sur l'exploitation des ressources fossiles, dont les réserves sont mal réparties et épuisables. La pollution atmosphérique, le réchauffement climatique, les risques du nucléaire et les limites des ressources ont fait prendre conscience qu'un développement économique respectueux de l'environnement, dans lequel nous vivons, est nécessaire. De plus, une grande partie du monde ne sera sans doute jamais raccordée aux réseaux électriques dont l'extension s'avère trop coûteuse pour les territoires isolés, peu peuplés ou difficiles d'accès et le surcoût de l'approvisionnement en combustible augmente radicalement avec l'isolement. Actuellement deux milliards et demi d'habitants, principalement dans les zones rurales des pays en développement ne consomment que 1 % de l'électricité produite dans le monde [1].

Les énergies renouvelables constituent donc une alternative aux énergies fossiles à plusieurs titres : elles perturbent généralement moins l'environnement, n'émettent pas de gaz à effet de serre et ne produisent pas de déchets ; elles sont inépuisables ; elles autorisent une production décentralisée adaptée à la fois aux ressources et aux besoins locaux ; elles offrent une importante indépendance énergétique [2].

La production d'électricité décentralisée à partir d'énergies renouvelables offre une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement. Cependant, le caractère aléatoire des sources impose des règles particulières de dimensionnement et d'exploitation des systèmes de récupération d'énergie.

Le jumelage des sources d'énergie renouvelable comme l'éolienne, le photovoltaïque ou les petites centrales hydroélectriques peu constituer un complément ou une alternative aux générateurs diesels utilisés généralement pour la génération d'électricité dans les régions isolées. L'utilisation de l'énergie hybride (solaire-éolien) est de plus en plus utilisée dans diverses applications en sites isolés telles l'éclairage, les télécommunications, la réfrigération ou le pompage. Pour un développement durable, le recours à l'utilisation des systèmes énergétiques à sources d'énergies renouvelables est devenu indispensable. Connaissant les problèmes rencontrés pour le transport de l'énergie électrique dans les zones éloignées, ainsi

que le coût élevé, il serait plus judicieux d'envisager l'utilisation de systèmes hybrides photovoltaïque/éolien dans ces régions puisque les gisements solaire et éolien y sont importants puisque les gisements solaire et éolien y sont importants.

L'étude préalable de ce type de système est une étape importante, du fait qu'un système surdimensionné traduira des surcoûts, tandis qu'un système sous dimensionné serait moins fiable.

Objectif du mémoire

L'objectif de ce mémoire est l'alimentation économique en électricité d'une ferme isolée avec un système hybride d'énergie, constitué des panneaux solaires, éolienne et des batteries de stockage, d'une manière économique implanté dans une région rurale à Batna.

Pour atteindre cet objectif nous allons tenter de répondre aux objectifs suivants:

- Exploiter une base de données sur la vitesse du vent et le rayonnement solaire de la région de Batna.
- Sélectionner un ensemble de modules photovoltaïques et éoliens de petites puissances adaptés pour générer de l'électricité à partir du vent et de la ressource solaire disponible à Batna.
- Proposer une procédure d'optimisation afin de déterminer le nombre de modules PV et d'éolienne et de batteries nécessaires, pour une charge prédéterminée, à un coût minimal, en utilisant un programme sous MATLAB pour développer cette optimisation.

Structure du mémoire

Pour atteindre cet objectif, nous avons subdivisé ce travail en quatre chapitres :

- Dans le premier chapitre, après avoir présenté la définition et la mission des systèmes à énergie hybride (SEH), un état de l'art de ces systèmes est réalisé. Notre travail porte sur un système hybride (photovoltaïque/éolien/batteries).
- Le deuxième chapitre est consacré à l'étude des gisements solaire et éolien de la région de Batna. On présente quelques notions fondamentales d'astronomie. Un calcul d'estimation de l'irradiation globale sur le plan horizontal et le plan incliné à un angle égal à la latitude a été effectué, d'autre part, un aperçu sur les caractéristiques du vent du site de Batna est présenté.

- le troisième chapitre aborde la modélisation mathématique des différents sous-systèmes qui constituent le système hybride adopté. On présente d'une manière brève le principe de la conversion photovoltaïque et de l'éolien. L'influence des différents paramètres climatiques et autres (résistance série, résistance shunt, température,.....) sur les caractéristiques I-V et P-V pour le générateur photovoltaïque est montré.
- Le quatrième chapitre est consacré au dimensionnement et à l'optimisation du système hybride par trois méthodes, appliqué à l'alimentation en électricité d'une ferme.

La première est basée 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 la seconde méthode, 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) et la troisième méthode est basée sur les données horaires de l'irradiation solaire, de la température ambiante et de la vitesse du vent. Pour une charge et une probabilité de perte d'énergie données (LPSP), nous avons déterminé le nombre optimal des modules photovoltaïques et d'éoliennes pour deux saisons hivernale et estivale. Ces données sont issues du centre mesures de Batna. Un profil de consommation a été adopté, il correspond au profil rencontré généralement dans les sites isolés. L'optimisation a été effectuée, en tenant compte du paramètre économique, qui représente un critère à ne pas négliger dans les systèmes fonctionnant avec des sources renouvelables afin de faire ressortir la configuration technico-économique optimale. On termine par le dimensionnement de notre système moyennant le logiciel HOMER pour raison de validation.

Enfin, on termine par une conclusion générale, on rappellera les principaux résultats obtenus et on donnera les éventuelles perspectives

Chapitre I
Description des systèmes
hybrides

Chapitre I

Description des systèmes hybrides

I.1 Introduction

Dans les zones rurales, le coût élevé de l'extension du réseau électrique oblige les institutions à envisager d'autres solutions alternatives. Parmi elles, on trouve l'utilisation de groupes électrogènes (GE) diesel souvent considérés comme une solution économique et fiable, mais générant quelques nuisances d'ordre environnementale et pratique pour l'utilisateur [4]:

- Coûts élevés de fonctionnement ;
- Dépendance énergétique ;
- Problème d'approvisionnement en carburant (éloignement des fournisseurs de carburants);
- Maintenance compliquée et coûteuse ;
- Faible durée de vie (environ 5 ans et parfois moins) ;
- Impossibilité d'une production électrique continue sur 24 heures (ou nécessité de disposer de plusieurs GE) ;
- Nuisances sonores et problèmes de gestion des huiles de vidange.

D'autre part, la baisse continue des prix des générateurs basés sur l'énergie renouvelable et la fiabilité croissante de ces systèmes ont mené à une plus grande utilisation des sources d'énergie renouvelable pour la génération d'énergie électrique dans les régions isolées. Une des propriétés qui limite l'utilisation de l'énergie renouvelable est liée à la variabilité des ressources. Les fluctuations de la charge selon les périodes annuelles ou journalières ne sont pas forcément corrélées avec les ressources. Pour les régions isolées, la solution à retenir est le couplage entre plusieurs sources, par exemple des éoliennes et des panneaux photovoltaïques, ce couplage est appelé système à énergie hybride (SEH) [5].

I.2-Définition et mission des systèmes hybrides

Lorsqu'un seul type d'énergie ne suffit pas à répondre à tous les besoins, il est possible d'allier deux ou plusieurs sources d'énergie. Ce système hybride est ainsi souvent composé

d'une source d'énergie renouvelable couplée à un groupe électrogène, mais ces systèmes hybrides peuvent aussi n'être composés que des sources d'énergies renouvelables.

Le domaine de la production d'énergie renouvelable à partir des SEH vise à concevoir des systèmes de production d'énergie performants, économes et peu polluants. Il se place dans le cadre du développement durable, marqué par les notions nouvelles d'éco-conception (notion d'analyse de cycle de vie, ...). Il est en parfaite symbiose avec les Technologies de stockage (piles à combustibles, des accumulateurs et super condensateurs, ...) de l'énergie, qui font désormais partie intégrante des chaînes de production décentralisée.

Un système hybride est réalisé à partir de multi - sources de productions d'électricité. Il est capable d'un fonctionnement autonome qui est parfois associé à un système de stockage. La fonction d'un SEH de production de l'électricité est de fournir de l'énergie à différentes charges, tout en maintenant la qualité de l'énergie fournie, l'économie de carburant.

Dans les SEH nous obtenons une baisse de prix pour couvrir au moins l'investissement fait pour les générateurs d'énergies renouvelables et les autres composantes auxiliaires du système.

Cette vision nous permet de chercher les performances dans SEH à travers le rendement et la durée de vie depuis sa conception. Le SEH est souvent associé à la production d'électricité dans les régions isolées et se présente sous forme :

- ✚ D'une seule source d'énergie renouvelable avec ou sans un groupe électrogène. Dans ce cas, la présence d'un dispositif de stockage est indispensable afin de pouvoir satisfaire, à tout instant, la demande du consommateur;
- ✚ De deux sources à énergie renouvelables avec ou sans groupe électrogène fonctionnant avec un groupe de stockage;
- ✚ De plus de deux sources d'origines renouvelables avec ou sans groupe électrogène accompagné d'une possibilité de stockage.

Généralement, ces variantes peuvent être connectées aux réseaux de distribution.

Les avantages du système hybride [2]

Les principaux avantages d'un système hybride :

- ✓ La possibilité de combiner deux ou plusieurs sources d'énergie renouvelables, basée sur les ressources naturelles ;

- ✓ Protection de l'environnement, notamment en termes de la réduction des émissions de CO₂ ;
- ✓ Faible coût de l'énergie éolienne ;
- ✓ La diversité et la sécurité d'approvisionnement ;
- ✓ Déploiement rapide - modulaire et rapide à installer ;
- ✓ Les ressources solaire et éolien sont gratuites et inépuisables.

I.3 Etat de l'art

Les systèmes hybrides 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 SEH 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 [6].

I.3.1 Eléments constituant des systèmes hybrides

Les éoliennes, les panneaux photovoltaïques et les générateurs diesels sont souvent utilisés dans le SEH. Ceux-ci peuvent aussi inclure d'autres sources d'énergie comme l'énergie hydraulique, marémotrice, géothermique ou l'énergie contenue dans l'hydrogène (pile à combustible). Les convertisseurs, les charges, les charges de délestage et une forme de gestion de l'énergie peuvent également faire partir d'un SEH. Les batteries sont habituellement utilisées pour le stockage d'énergie, mais il existe d'autres options telles que le stockage inertielle (volant d'inertie) et le stockage d'hydrogène [13]. Toutes ces composantes peuvent être connectées en différentes architectures. Celles-ci sont résumées dans la figure I.1. La plupart des cas, les systèmes hybrides classiques contiennent deux bus [5] : un bus à courant continu (CC) pour les sources, les charges à CC et les batteries et un bus à courant alternatif (CA) pour les générateurs à CA et le système de distribution. 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 réalisée par l'intermédiaire de l'électronique de puissance : onduleurs/redresseurs ou convertisseurs bidirectionnels. Une description des composants habituels des SEH est donnée ci-après.

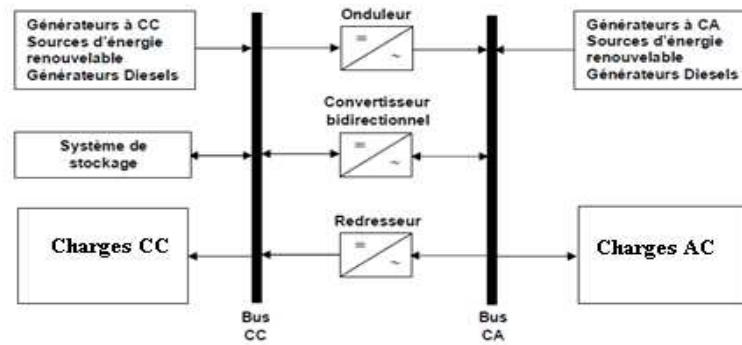


Figure I.1: Configuration du système hybride [5]

La puissance délivrée par les systèmes hybrides peut varier de quelques watts pour les applications domestiques jusqu'à quelques mégawatts pour les systèmes utilisés dans l'électrification de petites îles [5]. Ainsi, pour les systèmes hybrides ayant une puissance en-dessous de 100 kW, la connexion mixte, bus à CA et bus à CC, avec des batteries de stockage, est très répandue. Le système de stockage utilise un nombre élevé de batteries pour être capable de couvrir la charge moyenne pendant plusieurs jours. Ce type de système hybride utilise de petites sources d'énergie renouvelable connectées au bus à CC. Quand il existe une production en CA, elle vient, en principe, des générateurs diesels. Une autre possibilité est de convertir la puissance continue en puissance alternative à l'aide des onduleurs [7].

Les SEH les plus grands avec une puissance délivrée supérieure à 100 kW, sont centrés sur le bus à CA, avec des sources d'énergie renouvelable conçues pour être connectées aux grands réseaux [5].

Le champ d'application des systèmes hybrides 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 I.1).

Tableau I-1 : Classification des systèmes par gamme de puissance [2]

Puissance du SEH (kW)	Application
Faible : < 5	Systèmes autonomes : stations de télécommunications, 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)

Les systèmes hybrides classiques sont composés d'un bus à courant continu (CC) pour le groupe de batteries et d'un autre à courant alternatif (AC) pour le générateur et la distribution. Cependant, les récents progrès dans les domaines de l'électronique de puissance et des systèmes de commande permettent de réduire les coûts avec une structure employant un seul bus AC. Les sources renouvelables peuvent être connectées au bus AC ou au bus CC, selon la taille et la configuration du système. Les systèmes produisant de l'énergie pour plusieurs maisons et/ou points de consommation fournissent habituellement de la puissance en courant alternatif ; quelques charges peuvent toujours se raccorder au bus CC. Ce type de système peut produire quelques kilowattheures (kWh) jusqu'à plusieurs mégawattheures (MWh) par jour.

Les systèmes qui alimentent de petites charges, de l'ordre de quelques kWh/jour, utilisent de préférence le bus CC uniquement. Pour des charges plus importantes, les systèmes utilisent plutôt le bus AC comme point principal de connexion. La tendance est alors que chaque source possède son convertisseur avec sa propre commande intégrée, ce qui permet une coordination de la production. Des écarts importants existent entre les différentes configurations possibles [2].

I.3.2 Configuration des systèmes hybrides

Les générateurs électriques d'un système hybride peuvent être connectés en différentes configurations. Deux configurations s'imposent :

- ✚ Architecture à bus CC ;
- ✚ Architecture à bus CA.

I.3.2.1 Architecture à bus CC

Dans cette architecture, Figure I.2, la puissance fournie par chaque source est centralisée sur un bus à CC. L'onduleur doit alimenter les charges à AC à partir du bus à CC. Les avantages et les inconvénients d'un tel système sont :

Avantages [2] :

- ✚ La connexion de toutes les sources sur un bus à CC simplifie le système de commande.

- Le générateur diesel peut être dimensionné de façon optimale, c'est-à-dire de sorte à fonctionner à puissance nominale pendant le processus de chargement des batteries jusqu'à un état de charge 75-85%.

Inconvénients

- Le rendement de l'ensemble est faible.
- Les générateurs diesels ne peuvent pas alimenter la charge directement, l'onduleur doit être dimensionné pour assurer le pic de charge.

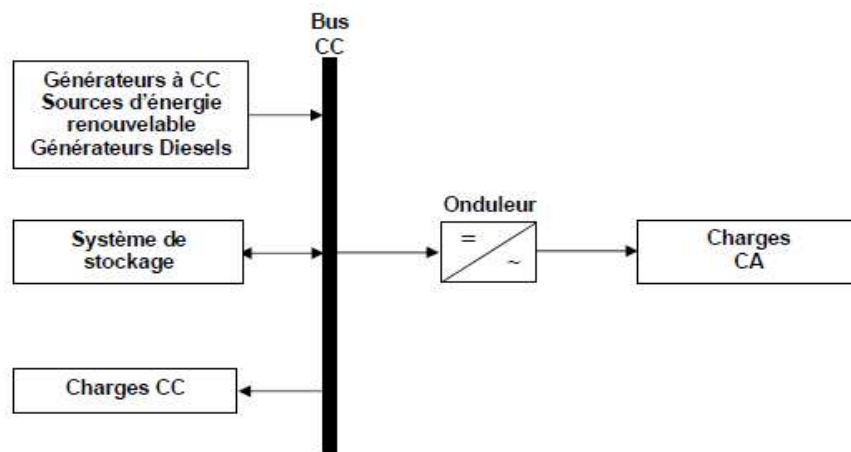


Figure I. 2 : Architecture du système hybride à bus CC [5]

I.3.2.2 Architecture mixte CC/CA

La configuration à deux bus, à CC et à CA, est représentée dans la Figure I.3. Celle-ci a des performances supérieures par rapport à la configuration antérieure. Dans cette configuration, les sources d'énergie renouvelable et les générateurs diesels peuvent alimenter une partie de la charge à CA directement, ce qui permet d'augmenter le rendement du système et de réduire la puissance nominale du GE et de l'onduleur. Les convertisseurs situés entre les deux bus (le redresseur et l'onduleur) peuvent être remplacés par un convertisseur bidirectionnel.

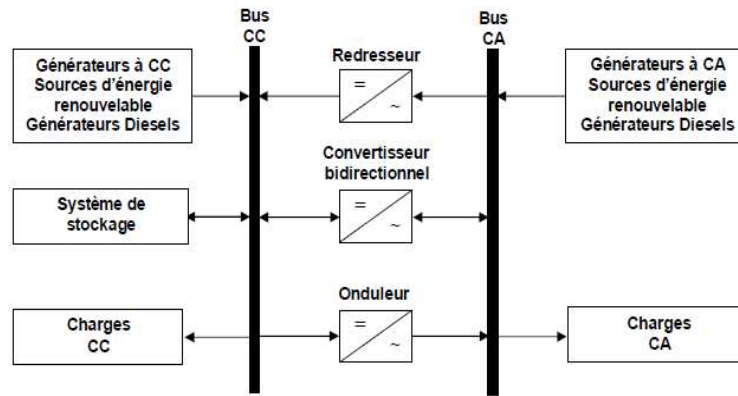


Figure I.3: Architecture du système hybride à deux bus CC et à CA [5]

Avantages :

- ✚ Le DG et l'onduleur peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle ;
- ✚ La possibilité de réduire la puissance nominale du GE et de l'onduleur sans affecter la capacité du système pour alimenter les pics de charge.

Inconvénients :

- ✚ La réalisation de ce système est relativement compliquée.

I.3.3-Description des composants des SEH

I.3.3.1-Sources d'énergie renouvelable

a- Générateurs photovoltaïques

Un générateur photovoltaïque est constitué à la base par des cellules photovoltaïques. Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs, c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants.

Le matériau de base est dans la plupart des cas le silicium. Selon le procédé de fabrication, on obtiendra des photopiles plus ou moins performantes, sous forme amorphe, polycristalline, ou monocristalline. D'autres matériaux sont utilisables : Arséniure de Gallium (AsGa), Tellure de Cadmium (CdTe). Le fonctionnement de la photopile est basé sur les propriétés électroniques acquises par le silicium quand des atomes étrangers en petits nombres

(des "impuretés") sont substitués à des atomes de silicium dans un réseau cristallin : c'est ce que l'on appelle le dopage.

La cellule individuelle, unité de base d'un système photovoltaïque, ne produit qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 1 à 3 W avec une tension de moins d'un volt. Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module (ou panneau). 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 plupart des modules commercialisés sont composés de 36 cellules en silicium cristallin, connectées en série pour des applications en 12 V. Le courant de sortie, et donc la puissance, sera proportionnelle à la surface du module. L'interconnexion de modules entre eux - en série ou en parallèle - pour obtenir une puissance encore plus grande, définit la notion de champ photovoltaïque. Le générateur photovoltaïque se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs. La puissance que peut fournir un module est fonction de sa surface et de l'ensoleillement incident. Elle s'exprime en Watt-crête (Wc) et représente la puissance maximale du module pour l'ensoleillement maximal de référence (1000 Watt par m² (W/m²)) [5].

Avantages et limites du photovoltaïque [5]

Les installations bien conçues sont fiables, même dans des conditions climatiques très rudes. La durée de vie des modules photovoltaïques dépasse 20 ans, celle des batteries atteint 8 à 10 ans. Les systèmes peuvent être conçus pour des puissances très variables (de 20 Wc pour un système de signalisation routière jusqu'à 1 MWc pour une centrale connectée au réseau (ex : bâtiment public à Hern en Allemagne)). Le montage est aisé et rapide. Les panneaux sont relativement légers (10 à 15 kg). Les seules contraintes sont l'orientation, l'inclinaison et leur disposition par rapport aux masques éventuels. Les panneaux doivent être orientés en direction de l'équateur. Leur inclinaison par rapport à l'horizontale doit être adaptée à la saison d'utilisation la plus défavorable pour les systèmes autonomes (elle a moins d'importance sur les systèmes connectés au réseau, c'est pourquoi on peut trouver des capteurs en façade ou en toiture à faible pente). Une attention particulière doit être portée aux éventuels masques. Les cellules étant connectées en série, le masquage, même partiel, d'une seule cellule provoque l'inhibition de toute une série et conduit à une sensible baisse de production du module. Le coût de fonctionnement est faible. La maintenance est limitée à une

ou deux visites annuelles effectuées par un professionnel. Il n'y a pas d'usure mécanique car il n'y a pas de pièces en mouvement, pas de moteurs... (à l'exception d'un groupe électrogène d'appoint, qui n'est utilisé que ponctuellement en site isolé). Les systèmes autonomes nécessitent de prévoir le renouvellement des batteries tous les huit ou dix ans. Ce coût à budgéter avoisine 10 à 15 % du prix total initial du générateur. Par contre, les investissements sont élevés et le recours à cette technologie impose une analyse très fine des besoins et l'utilisation impérative d'appareils énergétiquement performants. Enfin, les aspects positifs pour l'environnement ne sont pas négligeables : pas de nuisance sonore ou olfactive, pas de ligne électrique supplémentaire, pas de pollution, peu de déchets.

Bien qu'il existe une grande variété de systèmes photovoltaïques, on peut cependant les classer en quatre groupes distincts. Les trois premiers groupes sont des systèmes autonomes, non reliés à un réseau électrique. Le quatrième type est le système PV relié au réseau électrique [9].

1. Système autonome sans batterie

Ce type de système ne requiert pas de stockage d'électricité, soit parce que la production d'énergie des cellules est suffisante sous un faible éclairage (ex. : calculatrice), soit que le temps de fonctionnement de la charge n'est pas critique (ex. : pompe à eau : le réservoir d'eau sert de stockage).

2. Système autonome avec batterie

C'est le système photovoltaïque le plus commun. Le champ PV sert de chargeur pour la batterie. L'électricité peut alors être utilisée en tout temps. Par exemple, ce système est bien adapté pour l'éclairage d'une maison où il faut de l'électricité lorsqu'il ne fait plus jour.

3. Système hybride PV/génératrice

Ce système utilise les avantages de l'énergie photovoltaïque et de la génératrice au diesel, au propane ou à l'essence. Le système photovoltaïque fournit une énergie intermittente mais souvent moins coûteuse en régions éloignées.

La génératrice sert d'énergie d'appoint, selon la demande. Ce type de système s'applique particulièrement bien à des sites éloignés où il est important d'avoir de l'électricité à tout moment, où les coûts de transport du carburant sont élevés et où il n'est pas encore rentable

d'utiliser le système photovoltaïque seul avec les batteries. Les systèmes hybrides PV/générateurs sont souvent utilisés pour les tours de communications ainsi que pour les refuges et les camps forestiers en régions éloignées. Ils peuvent également être couplés avec d'autres sources d'énergie telles les éoliennes et les microcentrales hydrauliques, lorsqu'il y a une complémentarité des productions électriques.

4. Système PV sur réseau décentralisé

Ce système photovoltaïque est branché directement sur un réseau électrique, mais il est installé près de la demande. Il peut être installé, par exemple, sur une résidence individuelle ou sur un centre commercial, de telle sorte qu'il alimente cette charge et fournit l'excédent de sa production sur le réseau durant le jour. Durant la nuit, la charge puise l'énergie requise sur le réseau. Ce système permet de diminuer les frais de transport d'électricité et la surcharge de ligne, particulièrement en ce qui a trait aux charges adaptées à la production photovoltaïque tels les systèmes d'air conditionné (gestion de la demande).

b- Eolienne

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice (Figure I.4).

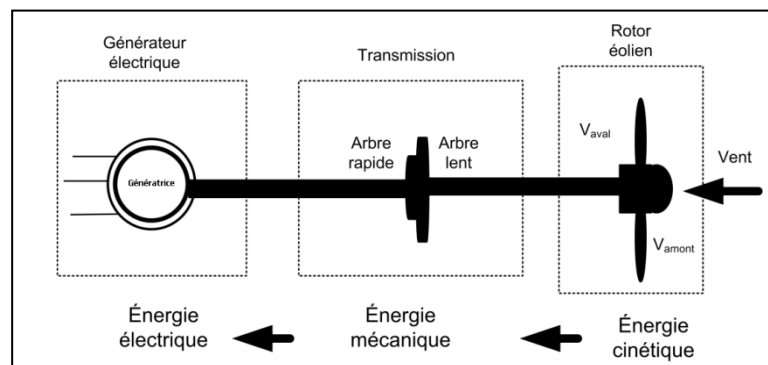


Figure I.4: Présentation d'un système éolien.

L'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée, géographiquement diffuse, et surtout en corrélation saisonnière. De plus, c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. Elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe, nécessitant des mâts et des pales de grandes dimensions jusqu'à

60 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences.

Les matériaux nécessaires à la fabrication des différents éléments (nacelle mât, pales et multiplicateur notamment) doivent être technologiquement avancés et sont par conséquent onéreux. L'énergie éolienne fait partie des nouveaux moyens de production d'électricité décentralisée proposant une alternative viable à l'énergie nucléaire sans pour autant prétendre la remplacer (l'ordre de grandeur de la quantité d'énergie produite étant largement plus faible).

Les installations peuvent être réalisées sur terre mais également de plus en plus en mer (fermes éoliennes offshore) où la présence du vent est plus régulière.

Données de synthèse mondiale

Des milliers d'éoliennes fonctionnent à l'heure actuelle dans diverses régions du monde, avec une capacité totale de plus de 159 213 MW à fin 2009, et l'Europe y prend part à 47,9% (fin 2009). Ne sont pas comptabilisées dans ce total quelques compagnies privées reliées ou non au réseau. Les pays qui s'intéressent au développement de l'éolien sont encore en phase de premier investissement (mise en service de champs d'éoliennes qui n'existaient pas auparavant). De fait, les capacités installées croissent en permanence mais à des rythmes différents selon les pays, et classer les États par puissance installée donne un résultat mouvant d'une année à l'autre. Néanmoins, il ressort des chiffres actuels que les plus gros pays investisseurs sont les pays occidentaux (Amérique et Europe), mais l'Asie, avec l'Inde et la Chine, commence à tenir un rang important. En 2003, la puissance installée en énergie nucléaire est de 21 000 MW en Allemagne, de 63 000 MW en France et de 98 000 MW aux États-Unis (chiffres de 2003) (voir Figure I.5)



Figure I.5: Capacité totale installée (MW) et prévisions 2001-2010 [10]

En 2007, l'Allemagne disposait de 22,3 GW de puissance éolienne installée, les États-Unis 16,8 GW, l'Espagne 15,1 GW, l'Inde 8 GW, la Chine 6,1 GW et la France 2,4 GW (uniquement à terre). En 2008, les États-Unis sont devenus le premier pays pour la capacité d'énergie éolienne avec 25 170 MW installés devant l'Allemagne (23 902 MW) [10].

Les différents types d'éoliennes

Il existe deux types d'éoliennes modernes: celle à axe horizontal dont le rotor ressemble à une hélice d'avion; et l'éolienne à axe vertical dont la forme s'apparente à celle d'un batteur à œuf à l'envers. Dans les deux cas, les éoliennes capturent l'énergie du vent et la transforment en énergie électrique (aérogénérateur) ou mécanique (éolienne de pompage, de sciage, etc). On peut comparer les différents types de turbines en comparant leurs coefficients aérodynamiques de puissance en fonction de la vitesse normalisée λ (Figure I.6).

Les éoliennes à marche lente sont munies d'un grand nombre de pales (entre 20 et 40), Leur coefficient de puissance atteint rapidement sa valeur maximale lors de la montée en vitesse mais décroît également rapidement par la suite. Pour les éoliennes à marche rapide leur coefficient de puissance atteint des valeurs élevées et décroît lentement lorsque la vitesse augmente. Elles sont beaucoup plus répandues et sont pratiquement toutes dédiées à la production d'énergie électrique. Elles possèdent généralement entre 1 et 3 pales fixes ou orientables pour contrôler la vitesse de rotation [11].

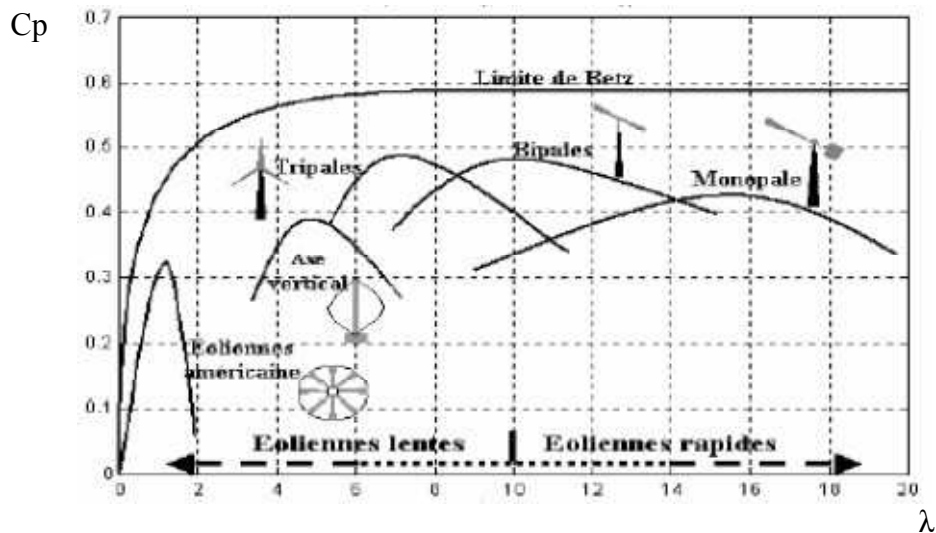


Figure I.6 : C_p En fonction de λ pour différentes turbines [11]

a-Eoliennes à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité paradoxalement en contradiction avec le traditionnel moulin à vent à axe horizontal.

Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol donc facilement accessibles. De nombreuses variantes ont été testées depuis les années vingt, dont beaucoup sans succès, mais deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation :

Le rotor de Savonius dont le fonctionnement est basé sur le principe de "traînée différentielle" utilisé dans les anémomètres : les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensité différente, il en résulte alors un couple moteur entraînant la rotation de l'ensemble. L'effet est ici renforcé par la circulation d'air entre deux demi-cylindres qui augmente le couple moteur (Figure 1.6).

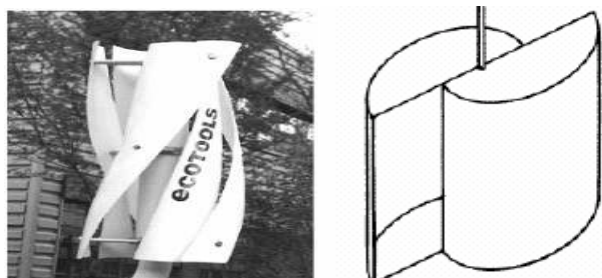


Figure 1.7 : Le rotor de Savonius [8]

Le rotor de Savonius, étant très simple, présente un intérêt pour les pays très peu industrialisés car il est facile à fabriquer. De plus, il démarre à de faibles vitesses de vent, de l'ordre de 2 m/s. Les dimensions des machines à rotor de Savonius restent toutefois modestes, 3 à 4 m de hauteur maximale pour des diamètres de 2 m environ [8].

Les éoliennes à variation cyclique d'incidence dont la structure la plus répandue est celle de Darrieus. Leur fonctionnement est basé sur le fait qu'un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles (Figure 1.8) est soumis à des forces de direction et d'intensité variables.

La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif. Ces forces sont créées par la combinaison de la vitesse propre de déplacement du profil et de la vitesse du vent. Cela signifie que la rotation du dispositif ne peut pas s'amorcer d'elle-même.

Lorsqu'elle est à l'arrêt, l'éolienne doit donc être lancée par un dispositif annexe (montage d'une éolienne Savonius sur le même rotor ou utilisation de la génératrice en moteur). Même si quelques grands projets industriels ont été réalisés, les éoliennes à axe vertical restent toutefois marginales et peu utilisées voire actuellement abandonnées. En effet la présence du capteur d'énergie près du sol l'expose aux turbulences et au gradient de vent ce qui réduit son efficacité. Elles sont de plus exposées à des problèmes d'aéroélasticité dus aux fortes contraintes qu'elles subissent. Enfin la surface qu'elles occupent au sol est très importante pour les puissances élevées [11].



Figure 1.8: Eolienne de Darrieus [8]

Le principal avantage des machines à axe vertical est que le dispositif de génération électrique repose sur le sol, ne nécessitant donc pas l'édification d'une tour. Par ailleurs, une éolienne à

axe vertical fonctionne quelle que soit la direction d'où souffle le vent, permettant donc de s'affranchir d'un dispositif d'orientation de la machine.

b-Eoliennes à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal beaucoup plus largement employées, même si elles nécessitent très souvent un mécanisme d'orientation des pales présentent un rendement aérodynamique plus élevé, démarrent de façon autonome et présentent un faible encombrement au niveau du sol [3] (Figure I.9).

Outre l'aspect visuel des éoliennes, leur impact sur l'environnement est réduit. Une éolienne ne couvre qu'un pourcentage très réduit de la surface totale du site sur laquelle elle est implantée, permettant alors à la plupart des sites de conserver leurs activités industrielles ou agricoles [3]. Leurs nuisances sonores sont de plus en plus faibles.



Figure I.9 : Eolienne à axes horizontal [8]

Le tableau I.2 propose une classification de ces turbines selon la puissance qu'elles délivrent et le diamètre de leur hélice.

Tableau I.2 : Classification des turbines éoliennes [12]

Echelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
Petite	Moins de 12 m	Moins de 40kW
Moyenne	12 à 45 m	40 kW à 1 MW
Grande	46 m et plus	10 MW

Les petites éoliennes sont généralement utilisées pour alimenter les maisons, les fermes dans les zones rurales.

Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne

Les objectifs de la régulation sont d'assurer la sécurité de l'éolienne par vents forts et de limiter la puissance. Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer sur son arbre une puissance nominale P_n qui est obtenue à partir d'une vitesse nominale du vent V_n . Lorsque la vitesse du vent est supérieure à V_n la turbine éolienne doit modifier ses paramètres afin d'éviter la destruction mécanique, de sorte que sa vitesse de rotation reste pratiquement constante.

A côté de la vitesse nominale V_n , on spécifie aussi [11]:

- la vitesse de démarrage, V_d à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie,
- la vitesse maximale du vent, 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 (Figure (I.9)) :

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

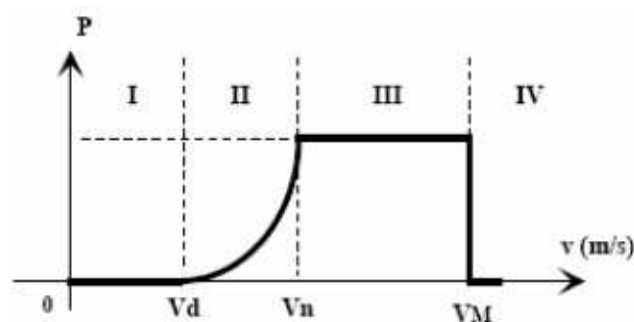


Figure 1.10 : Diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent [4]

Principaux composants d'une éolienne

Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir des différences importantes. Néanmoins, une éolienne "classique" est généralement constituée de trois éléments principaux (Figure I.11):

- **Le mât**, généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique. Il doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol. Toutefois, la quantité de matière mise en œuvre représente un coût non négligeable et le poids doit être limité. Un compromis consiste généralement à prendre un mât de taille très légèrement supérieure au diamètre du rotor de l'aérogénérateur.
- **La nacelle** regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres lent et rapide, roulements, multiplicateur. Le frein à disque, différent du frein aérodynamique, qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge. Le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone et les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent). A cela viennent s'ajouter le système de refroidissement par air ou par eau, un anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne.
- **Le rotor**, formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie classiquement de 1 à 3, le rotor tripale (concept danois) étant de loin le plus répandu, car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit [3]. Les rotors à vitesse fixe sont souvent munis d'un système d'orientation de la pale permettant à la génératrice (généralement une machine asynchrone à cage d'écureuil) de fonctionner au voisinage du synchronisme et d'être connectée directement au réseau sans dispositif d'électronique de puissance. Ce système allie ainsi simplicité et faible coût. Les rotors à vitesse variable sont souvent moins coûteux, car le dispositif d'orientation des pales est simplifié voire supprimé (la société Jeumont Industrie utilise un rotor à pas fixe). Toutefois, une interface d'électronique de puissance entre le générateur et le réseau ou la charge est nécessaire. Les pales se caractérisent principalement par leur géométrie dont dépendront les performances aérodynamiques et les matériaux dont elles sont constituées (actuellement, les matériaux composites tels la fibre de verre et plus récemment la fibre de carbone sont très utilisés car ils possèdent une bonne résistance mécanique).

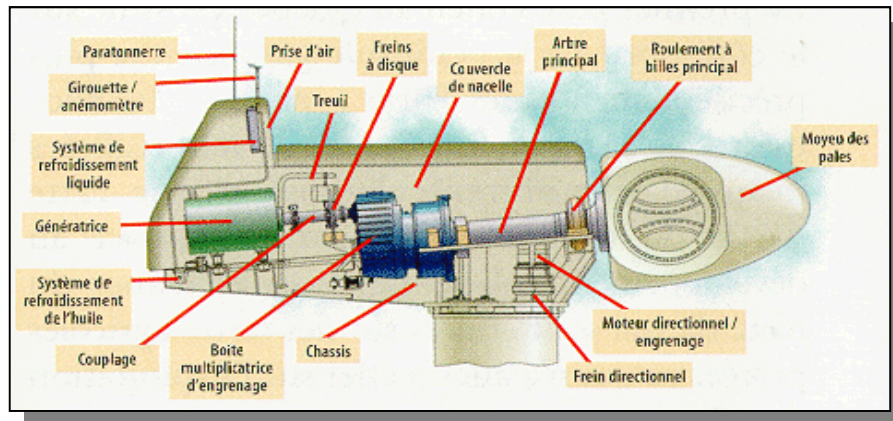


Figure I.11: Les principaux composants d'une éolienne [9]

La technologie largement dominante aujourd'hui est à axe horizontal, à turbine tripale, parfois bipale et à rotor face au vent. Ces éoliennes ont des puissances entre 10kW et 5MW et peuvent fonctionner à vitesse ou à vitesse variable. Les deux types de machines électriques les plus utilisées pour ces éoliennes sont les machines asynchrones et les machines synchrones sous leurs diverses variantes.

La plupart des éoliennes de plus de 50kW exploités dans les systèmes hybrides utilisant des générateurs asynchrones. Le faible coût et la standardisation des machines asynchrones ont conduit à une large domination des générateurs à cage. Leur puissance peut aller au-delà du mégawatt.

Les éoliennes pour les petits systèmes électriques isolés utilisent des machines électriques ayant une petite taille ($\leq 10\text{kW}$). Elles représentent une bonne solution pour générer de l'électricité à basse tension dans les endroits isolés. La conception des petites éoliennes est considérablement différente de celles connectées aux grands réseaux. La plupart des petits systèmes éoliens utilisent des générateurs à aimants permanents et fonctionnent à vitesse variable, d'où la nécessité d'un onduleur pour obtenir une tension alternative à fréquence constante si nécessaire [12].

I.3.3.2- Convertisseurs

Dans un SEH, des convertisseurs sont utilisés pour charger des batteries de stockage et pour transformer le CC en CA. 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 système hybride, 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. Les hacheurs, le troisième type de convertisseurs, permettent de réaliser la conversion CC/CC, par exemple, pour adapter la tension entre deux sources.

I.3.3.3- Système de stockage

Les périodes de production et les périodes de consommation d'énergie sont très fréquemment décalées. Même lorsqu'elles sont partiellement en phase, il est peu probable qu'il existe une parfaite adéquation entre les niveaux de production et de consommation. Dans ce cas un minimum de stockage d'énergie s'avère indispensable [6].

Ce stockage peut prendre plusieurs formes selon les applications auxquelles le système photovoltaïque est destiné : stockage d'énergie potentielle (eau, pour les systèmes de pompage), d'énergie frigorifique (glace, pour les réfrigérateurs.....etc), mais quand les utilisations sont multiple pour un même système, le stockage retenu est en général un stockage d'énergie électrique par batteries d'accumulateurs électrochimiques, même si celle-ci possède un rendement moindre par rapport au stockage en nature comme l'eau ou la glace. Les accumulateurs sont de toute façon indispensables pour certaines applications (éclairage, appareils électroménagers...).

Les batteries les plus couramment utilisées sont les batteries avec accumulateurs au plomb-acide (Pb-acide) et les batteries avec accumulateurs au nickel-cadmium (Ni-Cd). Chacune a ses propres particularités et selon les méthodes de construction, elles auront des caractéristiques de fonctionnement très différentes. La batterie au plomb-acide est la plus connue, étant utilisée depuis plus de 150 ans pour fournir le courant de démarrage des voitures, l'électricité des systèmes d'urgence et la force de traction des véhicules électriques.

Rôle et caractéristiques du stockage par accumulateurs [2]

La fonction des accumulateurs au sein d'un système photovoltaïque est double : D'une part, fonction de réserve ou stockage d'énergie, d'autre part, fonction d'adaptation d'impédance. Le générateur photovoltaïque ne fixe pas la tension du système. Pour fixer et optimiser le point de fonctionnement des modules, il est nécessaire qu'un élément du système fixe la tension du générateur. Les accumulateurs sont à même de jouer ce rôle puisque leur tension varie peu en fonction des conditions de fonctionnement.

Le caractère spécifique des systèmes photovoltaïques (énergie relativement coûteuse) installés en site isolé impose le choix d'accumulateurs possédant les caractéristiques suivants :

- ✓ rendement de charge/décharge élevé (c'est-à-dire : faible résistance interne et faible pertes par autodécharge) ;
- ✓ bonne aptitude au cyclage (bonne durée de vie) ;
- ✓ grande réserve d'électrolyte ;
- ✓ coût le plus faible possible.

Le système de stockage 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 utilisé pour éliminer les fluctuations de puissance à courts termes [5].

Le stockage d'énergie est généralement réalisé grâce aux batteries. Les batteries utilisés le plus couramment sont les batteries avec accumulateurs au plomb-acide (Pb-acide) et les batteries avec accumulateurs au nickel-cadmium (Ni-Cd). Chacune a ses propres particularités et selon les méthodes de construction, elles auront des caractéristiques de fonctionnement très différentes. La batterie au plomb-acide est la plus connue, étant utilisée depuis plus de 150 ans pour fournir le courant de démarrage des voitures, l'électricité des systèmes d'urgence et la force de traction des véhicules électriques.

I.3.3.4- Charges

Les charges électriques rendent utile une 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. Ils 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.

I.4-Conclusion

Une brève description des systèmes d'énergie hybride a été présentée dans ce chapitre. Les principales notions liées à la technologie utilisée dans les systèmes à énergies hybrides ont été données. Notre travail portant sur un système hybride composé d'une éolienne, des panneaux photovoltaïques et des batteries de stockage.

Le prochain chapitre sera consacré pour l'étude des gisements solaire et éolien pour le site de Batna.

Chapitre II
Etude des gisements
solaire et éolien du site de
Batna

Chapitre II

ETUDE DES GISEMENTS SOLAIRE ET EOLIEN DE BATNA

II.1-Introduction

L'énergie solaire et l'énergie éolienne dépendent fortement des conditions météorologiques (ensoleillement, vitesse du vent) du site d'installation du système à énergie hybride. Pour une utilisation efficace du champ photovoltaïque et de l'éolienne, une analyse préalable du gisement solaire et éolien du site est indispensable.

Dans ce chapitre, on effectue une étude des gisements solaire et éolien de la région de Batna ; on présente quelques notions fondamentales d'astronomie. Un calcul d'estimation de l'irradiation globale moyenne mensuelle sur le plan horizontal et le plan incliné à un angle égal à la latitude sera effectué à l'aide du logiciel MATLAB, d'autre part, on présente un aperçu sur les caractéristiques du vent du site de Batna.

II.2- Les gisements solaire et éolien de l'Algérie

L'Algérie dispose d'un gisement solaire très important à cause de sa situation privilégiée, dont la durée moyenne d'ensoleillement du territoire algérien dépasse les 2000 heures annuelles, pour atteindre près de 3500 heures d'ensoleillement dans le désert du Sahara. Le total d'énergie reçue est estimé à 169400 TWh/an, soit 5000 fois la consommation d'électricité annuelle du pays [4].

Régions	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	2650

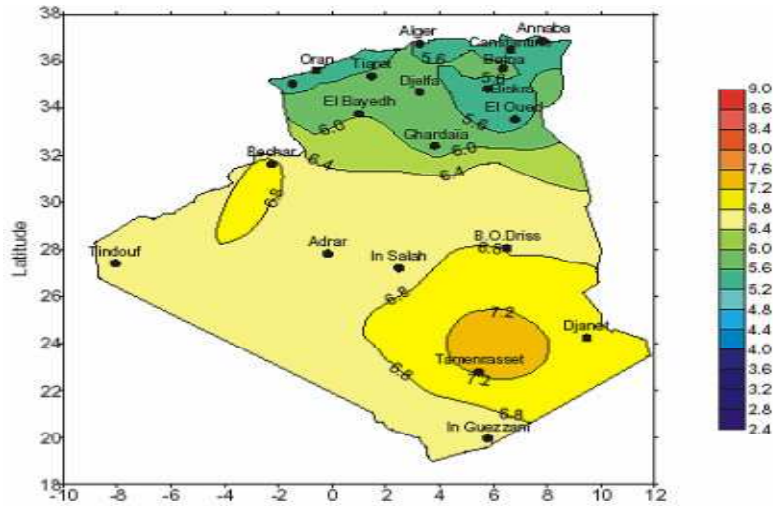


Figure II.1 Carte préliminaire des irradiations solaires de l'Algérie [15]

Le potentiel éolien diverge selon la situation géographique. Ainsi au nord du pays, le potentiel éolien se caractérise par une vitesse moyenne des vents modérée (1 à 4 m/s) avec des microclimats autour d'Oran, Annaba, sur les hauts plateaux et à Biskra.

Ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage de l'eau et l'électrification rural particulièrement sur les Hauts Plateaux. Au Sud, la vitesse moyenne des vents dépasse les 4m/s, plus particulièrement au sud-ouest, avec des vents qui dépassent les 6m/s dans la région d'Adrar [4], (Figure II.2).

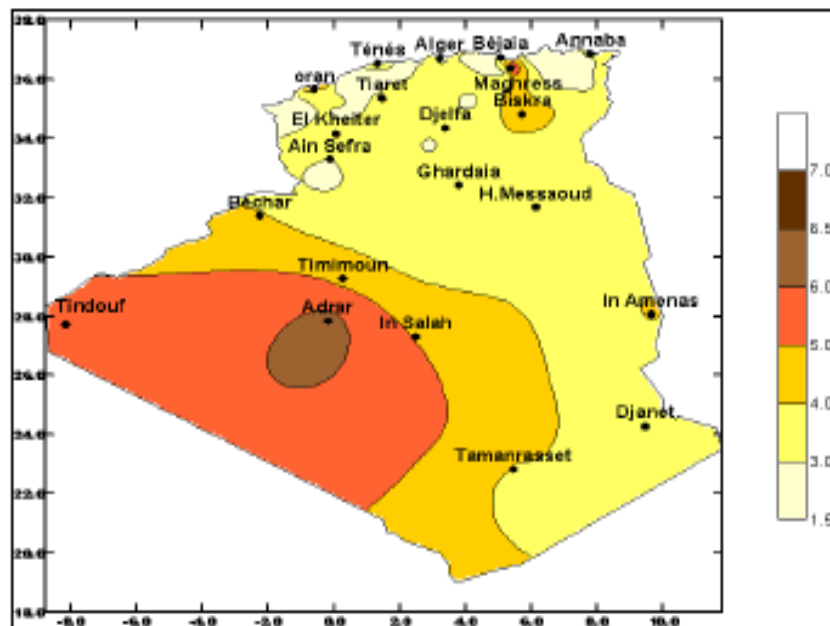


Figure II.2: Carte de vent de l'Algérie [15]

Description de la ville de Batna

La ville de Batna est considérée historiquement comme étant la "capitale" des Aurès ; Elle est située entre 35° 33' Nord et 06° 11' Est, elle est construite sur un relief en cuvette, entourée de montagnes, sa superficie est de 12 192 km², est peuplé d'environ 1108779 habitants, en 2007, qui ont une variété d'activités. Le territoire de Batna est situé la zone qui comprend les Hauts Plateaux situés entre l'Atlas Tellien et l'Atlas Saharien, ce qui explique que Batna à une agriculture de montagnes et à fort potentiel, cependant, ce potentiel reste sous- exploité en raison de la difficulté de relier les zones ruraux au réseau électrique.

Le climat de Batna est celui d'une région semi-aride, la température moyenne est de 6.3°C en janvier et de 26.5°C en juillet. Durant l'hiver la température descend au dessous de zéro pendant la nuit. Durant l'été, la température peut atteindre les 45°C à l'ombre et la pluviométrie moyenne est de 210 mm, la vitesse du vent varie entre 3 et 4.1m/s, de valeur moyenne égale à 3.6 m/s, elle représente des valeurs élevées pendant les mois mars, avril, mai comparant aux autres mois de l'année [14].

Quelques données moyennes de son climat, sont obtenues par la station météo de l'aéroport de Batna (Document de l'office national de la météorologie) pour la période : 1995 – 2004, résumées sur les tableaux ci-dessous :

Tableau II.1: Moyenne mensuelle de la température de l'air (en °C)

Année	Jan.	Fév.	Mar.	Avr.	Mai	Jui.	Jul.	Aou.	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
1995	5.3	9.0	8.2	10.9	18.2	22.5	26.1	24.2	20.6	15.7	10.7	9.2
1996	8.6	6.2	9.6	11.8	16.5	19.8	24.8	26.4	19.2	13.9	11.5	9.3
1997	7.6	8.2	8.4	12.1	19.6	25.8	26.6	25.4	20.6	16.1	11.3	7.7
1998	6.1	7.5	8.8	13.8	16.5	23.5	26.8	25.7	23.0	14.7	10.0	5.5
1999	6.7	5.0	9.5	13.6	21.6	25.7	26.1	29.2	23.6	19.2	9.9	6.8
2000	3.8	7.2	10.8	15.0	20.7	22.9	27.1	25.8	22.2	15.5	11.3	8.2
2001	7.3	6.7	14.7	12.8	18.8	24.0	27.7	26.6	22.5	20.3	10.6	5.8
2002	5.3	8.0	11.4	14.8	19.0	24.4	26.6	25.5	21.2	17.2	11.7	8.3
2003	6.0	6.1	10.1	13.9	18.0	24.0	28.3	26.6	21.4	18.6	11.5	6.2
2004	6.1	8.3	10.4	11.5	15.0	21.1	25.4	27.5	21.1	19.0	9.3	7.1
Moy.	6.3	7.2	10.2	13.0	18.4	23.4	26.5	26.3	21.5	17.0	10.8	7.4

Tableau II.2 : Durée mensuelle de l'insolation totale (en heures) ; Période : 1995 – 2004

Année	Jan.	Fév.	Mar.	Avr.	Mai	Jui.	Jul.	Aou.	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
1995	174.6	240.0	238.6	282.0	329.0	285.2	375.2	320.3	248.6	256.4	196.3	162.6
1996	161.5	145.4	228.3	206.0	299.5	298.2	347.4	311.1	260.9	261.2	206.1	176.5
1997	140.3	224.3	288.2	258.0	309.7	330.4	348.3	320.0	233.2	233.1	173.2	183.9
1998	187.3	201.1	251.8	268.5	267.3	328.2	390.2	314.0	269.5	241.7	170.6	178.2
1999	151.3	170.7	244.5	299.9	297.9	230.6	346.9	287.5	270.8	239.8	180.9	152.4
2000	198.4	214.1	247.7	272.5	241.8	306.1	366.2	336.0	249.5	221.9	194.5	193.9
2001	181.2	215.3	214.9	271.7	292.3	343.9	340.3	318.9	270.4	268.1	183.0	171.0
2002	192.1	220.6	255.6	275.4	309.6	344.1	325.1	271.3	283.9	272.3	148.3	168.1
2003	131.7	166.6	227.7	245.4	293.6	338.4	328.0	314.3	229.2	186.2	182.1	153.5
2004	178.6	211.7	217.4	239.7	259.2	302.4	342.2	312.9	252.0	224.7	139.6	112.9
Moy.	169.7	201.1	241.5	261.9	290.0	310.7	351.0	310.6	256.8	240.6	177.5	165.3

Tableau II.3: Moyenne mensuelle de la vitesse du vent (m/s) ; Période : 1995 – 2004

Année	Jan.	Fév.	Mar.	Avr.	Mai	Jui.	Jul.	Aou.	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
1995	3.5	2.2	3.5	3.4	4.0	4.4	3.4	3.1	3.5	3.9	3.1	4.2
1996	4.2	5.4	3.3	3.6	2.8	2.9	3.5	4.1	3.3	3.4	4.3	5.3
1997	3.4	1.8	2.4	3.8	4.2	4.6	3.8	3.4	2.5	2.2	3.9	3.1
1998	2.2	2.1	3.0	4.6	3.5	4.0	3.7	3.7	3.6	3.0	3.1	2.4
1999	2.9	4.0	4.1	4.5	4.3	4.9	4.3	4.7	4.3	4.3	4.5	4.0
2000	2.7	3.7	4.4	5.2	4.6	3.9	4.3	4.0	4.0	4.4	4.2	4.6
2001	4.8	4.4	4.0	4.6	4.9	4.7	4.9	4.1	3.8	3.9	3.5	3.3
2002	3.1	4.2	4.7	5.7	4.9	4.3	4.7	4.2	3.9	3.5	5.3	3.1
2003	4.0	3.3	2.4	3.1	2.5	2.9	2.8	2.5	2.4	2.6	1.7	2.2
2004	1.8	2.7	2.9	2.6	3.3	2.1	2.6	2.7	2.0	2.8	1.7	2.4
Moy.	3.3	3.4	3.5	4.1	3.9	3.9	3.8	3.7	3.3	3.4	3.5	3.5

Les grandeurs météorologiques de la région de Batna et en se basant sur les données de l'atlas solaire d'Algérie [16].

- Altitude : 35°33'N
- Longitude : 6° 11'E
- Latitude : 1040 m
- Albédo : 25%

II.3-Rayonnement solaire

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible dans un site donné et au cours d'une période donnée. Son évaluation peut se faire à partir des données de l'irradiation solaire globale. Pour effectuer le dimensionnement le plus exact possible, compte tenu des demandes en énergie à satisfaire, l'étude du gisement est le point de départ de toute investigation. Cette étude est très indispensable dans le domaine de l'énergie solaire afin de simuler le fonctionnement probable du système énergétique de s'assurer de son intérêt et de sa faisabilité.

II.3.1-Déclinaison solaire (δ)

La déclinaison du soleil δ est l'angle que fait la direction du soleil avec le plan équatorial de la terre. La déclinaison varie entre -23.45° (le 21 décembre) et $+23.45^\circ$ (le 21 juin) et elle nulle aux équinoxes. La déclinaison solaire est bien représentée par la formule (II-1) [17] :

$$\delta = 23.45 \cdot \sin \left(2\pi \cdot \frac{284+n}{365} \right) \quad (\text{II-1})$$

Où :

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

D'après l'atlas solaire de l'Algérie, Capderou a utilisé l'expression (II-2) :

$$\sin (\delta) = \frac{360}{365} (n - 82) + 2 \cdot \sin \frac{360}{365} \cdot (n - 2) \quad (\text{II-2})$$

II.3.2-Angle horaire (ω_s)

L'angle horaire (ω_s) étant l'angle formé par le plan méridien passant par le centre du soleil et le plan vertical du lieu (méridien) définit le temps solaire vrai, l'angle horaire est donné par l'équation :

$$\omega_s = 15 (\text{TSV}-12) \quad (\text{II-3})$$

TSV : Temps solaire vrai donné par l'expression:

$$TSV = TU + CC \quad (II-4)$$

Où:

TU : temps universel ;

CC : correction du temps due aux irrégularités du mouvement de la terre qui varie selon la date.

II.3.3- La hauteur angulaire (γ)

Qui détermine la longueur de la traversée de la l'atmosphère, est l'angle formé par la direction du soleil et le plan horizontal. Sa valeur est comprise entre 0^0 (au lever et au coucher) et le maximum (γ_m) au zénith (midi en temps solaire vrai).

Quand le sinus est négatif, c'est que le soleil n'est pas encore lever (la durée des journées varie dans l'année). Il faut donc écrêter cette variable.

$$\sin (\gamma) = \sin \psi . \sin \delta + \cos \psi . \cos \delta . \cos \omega \quad (II-5)$$

Avec :

ω_s : l'angle horaire.

L'angle horaire ω_s au lever de soleil s'obtient en écrivant $\sin (\gamma) = 0$ [17] :

$$\cos \omega_s = - \tan \psi \tan \delta \quad (II-6)$$

Où (δ) la déclinaison calculée d'après l'équation (II-1) et (ψ) la latitude du lieu.

II.3.4- Azimut du soleil (a)

L'azimut du soleil est l'angle que fait, sur le plan horizontal, la projection de la direction du soleil avec la direction du sud. L'azimut est compris entre $-180^0 \leq a \leq +180^0$.

$$\sin (a) = \frac{\cos(\delta)\sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (II-7)$$

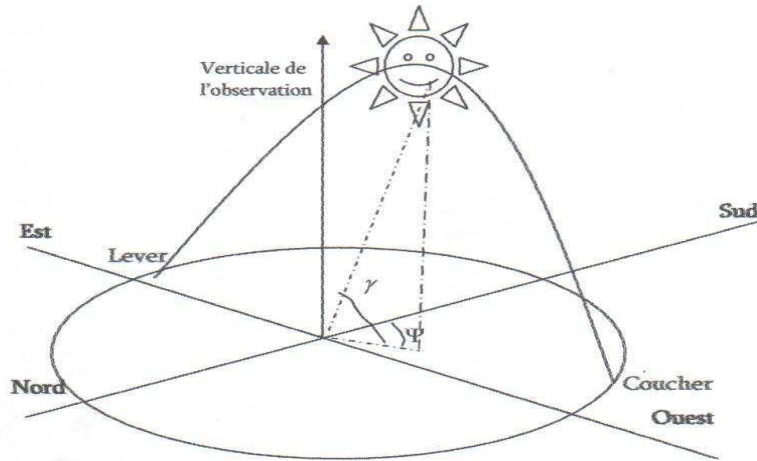


Figure II.3: Position du soleil.

II.3.5-La durée et le taux d'insolation

Par ciel clair et pendant la durée de jour d'ensoleillement S_0 (de lever au coucher du soleil), le sol reçoit le rayonnement solaire maximal. Mais la durée effective d'ensoleillement S d'une journée ordinaire est inférieure à cette durée maximale.

Le taux d'insolation est donné par l'expression (II-8) [17] :

$$\sigma = \frac{S}{S_0} \quad (\text{II-8})$$

La durée maximale S_0 est calculée par l'expression (II-9) :

$$S_0 = \left(\frac{2}{15}\right) \cos^{-1}(-\tan\psi \cdot \tan\delta) \quad (\text{II-9})$$

Avec :

δ : La déclinaison ;

ψ : La latitude du lieu.

II.4 Rayonnement hors atmosphère

Le rayonnement solaire parvient à la limite de l'atmosphère terrestre après un trajet dans l'espace d'environ 150.000.000 km, effectué en 8 minutes. Le flux de rayonnement intercepté par un récepteur plan perpendiculaire à la direction du soleil produit sur celle-ci un éclairage énergétique de l'ordre de 1367 [w/m^2], ceci est connu sous le nom de « constante solaire » [17]. Cependant, la distance de la terre au soleil n'est pas constante tout au long de l'année, il en résulte que le rayonnement extraterrestre oscille par un pourcentage de 3 %.

II.4.1-L'éclairement

L'éclairement extraterrestre à la limite supérieure hors atmosphère, sur un plan horizontal, est calculé à partir de la constante solaire G_{sc} et du facteur de correction de la distance [17].

$$I = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right) (\cos\psi \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega + \sin\psi \cdot \sin\delta) \text{ [w/m}^2\text{]} \quad (\text{II-10})$$

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

G_{sc} : La constante solaire, $G_{sc}=1367$ [w/m²].

II.4.2-L'irradiation horaire

Pour une heure donnée, l'énergie reçue sur une surface horizontale se calcule par l'intégration de l'équation (II-10) entre deux angles horaires ω_1 et ω_2 . On obtient l'équation suivante :

$$I_0 = \frac{1236}{\pi} G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right) (\cos\psi \cdot \cos\delta \cdot (\sin\omega_2 - \sin\omega_1) + (\omega_2 - \omega_1) \sin\psi \cdot \sin\delta) \quad (\text{II-11})$$

I_0 est exprimée en [w/m².h].

II.4.3- L'irradiation journalière

Pour un jour n donné, l'énergie reçue sur une surface horizontale H_0 est obtenue par l'intégration de l'équation (II-10) (de lever au coucher du soleil). On obtient [17] :

$$H_0 = \frac{24}{\pi} \left(1 + 0.033 \cos 2\pi \frac{n}{365} \right) (\cos\psi \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega_s + \sin\psi \cdot \sin\delta) \quad (\text{II-12})$$

Avec :

L'angle solaire $\omega_s = \cos^{-1}(-\tan\psi \cdot \tan\delta)$;

δ : La déclinaison du soleil ;

Ψ : Latitude de lieu (pour le site de Batna $\Psi=35^\circ 33'$) ;

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

II.4.4- L'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère

Le jour type du mois

Pour une grandeur donnée, le jour type du mois est le jour du mois qui se rapprochant de la moyenne mensuelle de cette grandeur, (tableau II.4).

Tableau II. 4: Liste des jours types par mois proposés par Klein [17]

Mois	Jan.	Fév.	Mar.	Avr.	Mai	Jui.	Jul.	Août.	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
Jour type	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10
N° de jour	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344

Pour calculer l'irradiation journalière moyenne mensuelle, on utilise l'équation (II-11) avec n : Le numéro de jour type du mois.

Le résultat est présenté dans le tableau (II.5).

Tableau II.5 : Valeurs de l'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère

	S(h)	S ₀ (h)	n	$\delta(^{\circ})$	σ	H ₀ (Wh/m ² .j)
Janvier	5.47	9.90	17	-20.91	0.55	5042
Février	6.93	10.74	47	-12.95	0.66	6435
Mars	7.79	11.77	75	-2.41	0.66	8192
Avril	8.73	12.90	105	9.41	0.67	9935
Mai	9.35	13.86	135	18.79	0.67	11093
Juin	10.35	14.34	162	23.08	0.68	11537
Juillet	11.32	14.12	198	21.18	0.80	11291
Août	10.02	13.30	228	13.45	0.75	10357
Septembre	8.56	12.20	258	2.21	0.70	8803
Octobre	7.76	11.08	288	-9.59	0.70	6936
Novembre	5.92	10.12	318	-18.91	0.58	5347
Décembre	5.33	9.65	344	-23.04	0.55	4628

II.5- Modèle de rayonnement solaire

II.5.1- Rayonnement solaire sur un plan horizontal

Au niveau du sol le rayonnement global reçu par une surface plane d'inclinaison quelconque constitué de trois composantes principales :

a) Rayonnement direct : Flux solaire sous forme de rayons parallèles provenant de disque soleil sans avoir été dispersé par l'atmosphère.

b) Rayonnement diffus : C'est la partie du rayonnement provenant du soleil, ayant subi multiples réflexions (dispersions), dans l'atmosphère.

c) Rayonnement réfléchi : C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable...). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature de lieu appelé Albédo (ρ).

$$0 \leq \rho \leq 1$$

d) Rayonnement global : un plan reçoit de la part du sol un rayonnement global qui est le résultat de la superposition des trois compositions direct, diffus et réfléchi (voir figure II.4).

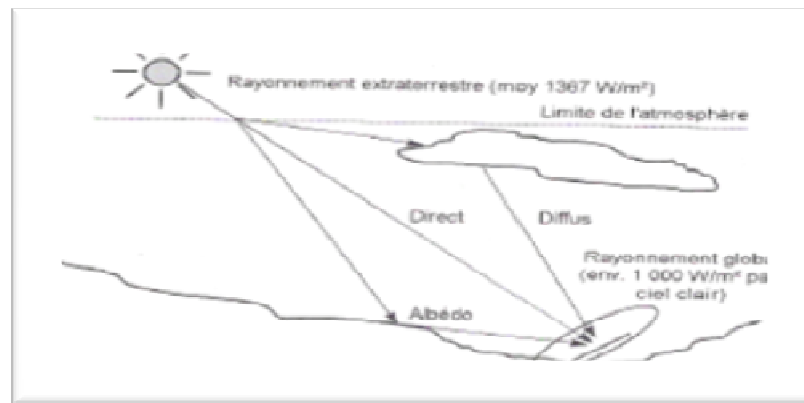


Figure II.4 : Composants du rayonnement solaire au sol

L'indice de clarté

Le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre est appelé indice de clarté. Les valeurs de ce dernier varient selon les endroits et les saisons :

$$\text{Indice de clarté horaire : } KT = \frac{I}{I_0}$$

$$\text{Indice de clarté journalière : } KT = \frac{H}{H_0}$$

$$\text{Indice de clarté moyen mensuel : } KT = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_0}$$

Les données I , H , \bar{H} sont les valeurs mesurées de l'irradiation globale (horaire, journalière et moyenne journalière) sur une surface horizontale. Ces données sont généralement disponibles et peuvent être mesurées par un pyranomètre. Cependant H_0 , \bar{H}_0 et I_0 peuvent être calculées par des formules connues.

II.5.2 - Estimation du flux global d'irradiation sur un plan horizontal

En se basant sur des données d'insolation mesurées durant les années 1995-2004, le flux d'irradiation solaire peut être estimé selon le modèle d'angström. Le flux global d'irradiation solaire peut être estimé comme suit :

$$\frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} = a.\sigma + b \tag{II-13}$$

Avec :

$$\sigma = \frac{S}{S_0} \tag{II-14}$$

σ : le taux d'insolation;

S_0 : durée maximale d'ensoleillement (du lever au coucher du soleil);

$$S_0 = \frac{2}{15} \arccos(-tg\psi.tg\delta) \tag{II-15}$$

S : la valeur journalière de l'insolation (durée effective d'ensoleillement);

a et b : les coefficients de régression, pour la région de Batna a= 0.58, b=0.41 [21].

Tableau II.6 : Valeurs de l'irradiation globale journalière moyenne mensuelle estimées sur une surface horizontale

Mois	Jan.	Fév.	Mar.	Avr.	Mai.	Jui.	Jul.	Août.	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
$\bar{H}(\text{Wh/m}^2.\text{j})$	2665	3760	4870	5992	6675	7254	7616	6694	5422	4268	2933	2452

Figure II.5 représente l'irradiation globale journalière moyenne mensuelle estimée sur une surface horizontale

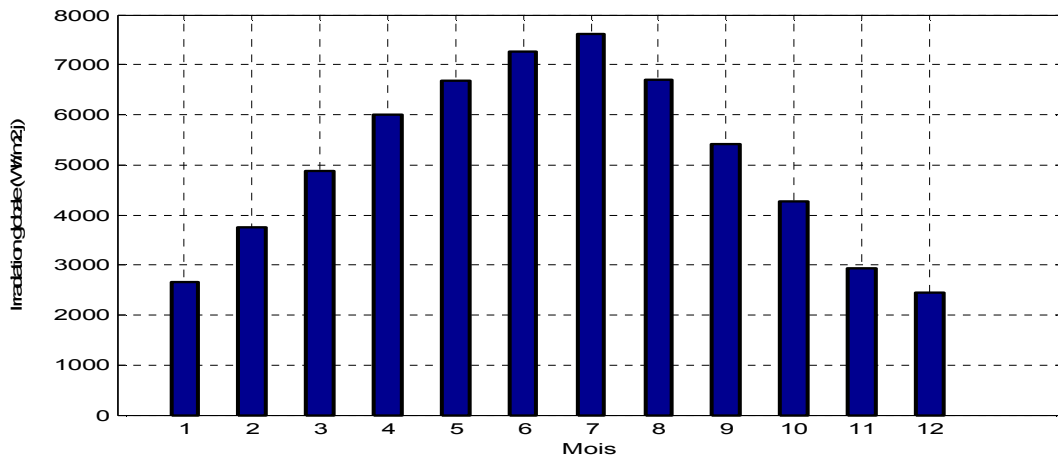


Figure II.5 : Irradiations globales journalières moyennes mensuelles estimées sur une surface horizontale

II.5.3 -Estimation de l'irradiation diffuse sur une surface horizontale

A partir de la mesure de la moyenne mensuelle de l'irradiation journalière globale, on estime l'irradiation diffuse journalière moyenne \bar{H}_d par la corrélation de Beeckman [17]:

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = a + b.K_T \quad (\text{II-16})$$

Avec : a = -0.35, b = 0.53 [21]

L'irradiation directe est obtenue par la soustraction de l'irradiation diffusée de l'irradiation globale.

$$\bar{H}_b = \bar{H} - \bar{H}_d \quad (\text{II-17})$$

II.5.4- Rayonnement solaire sur un plan incliné :

L'énergie solaire reçue au sol sur un plan incliné est estimée en fonction de l'énergie reçue sur un plan horizontal par le modèle de Liu Jordan par l'équation suivante [21]:

$$\bar{H}_T = \bar{H}_b \cdot \bar{R}_b \cdot \bar{H}_d \cdot \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \cdot \bar{H} \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (\text{II-18})$$

tel que R_b est le facteur de conversion donné par la formule (II-19):

$$R_b = \frac{\cos(\psi - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(\omega s') + \omega s' \cdot \sin(\psi - \beta) \cdot \sin(\delta)}{\cos(\psi) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(\omega s) + \omega s \cdot \sin(\psi) \cdot \sin(\delta)} \quad (\text{II-19})$$

Avec :

H_T : L'irradiation globale sur un plan incliné ;

H_d : La composante diffuse ;

H_b : La composante directe ;

β : Angle d'inclinaison.

ωs : L'angle horaire du coucher de soleil sur le plan horizontal.

$\omega s'$: L'angle horaire du coucher de soleil sur le plan incliné.

$\omega s' = \min(\omega s, \cos^{-1}(-\tan(\psi - \beta) \cdot \tan(\delta)))$.

$\omega s = \cos^{-1}(-\tan(\psi) \cdot \tan(\delta))$.

Les valeurs moyennes journalières mensuelles de l'irradiation globale incidente sur un plan incliné d'un angle égale à la latitude sont présentées sur le tableau (II-7) pour $\rho = 0.25$, $\beta = \psi = 35.33$ (la latitude géographique de lieu).

Tableau II.7 : Valeurs de l'irradiation globale journalière moyenne mensuelle estimées sur une surface inclinée

Mois	Jan.	Fév.	Mar.	Avr.	Mai	Jui.	Jul.	Aou.	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
$\bar{H} \left(\frac{wh}{m^2 \cdot j} \right)$	4699	5562	5988	6150	6017	6177	6661	6486	6182	5909	4926	4549

L'insolation moyenne mensuelle, L'irradiation globale journalière moyenne mensuelle sur un plan incliné estimée et la température moyenne mensuelle, pour la période considérée, sont données respectivement par les figures (II.6), (II.7), (II.6).

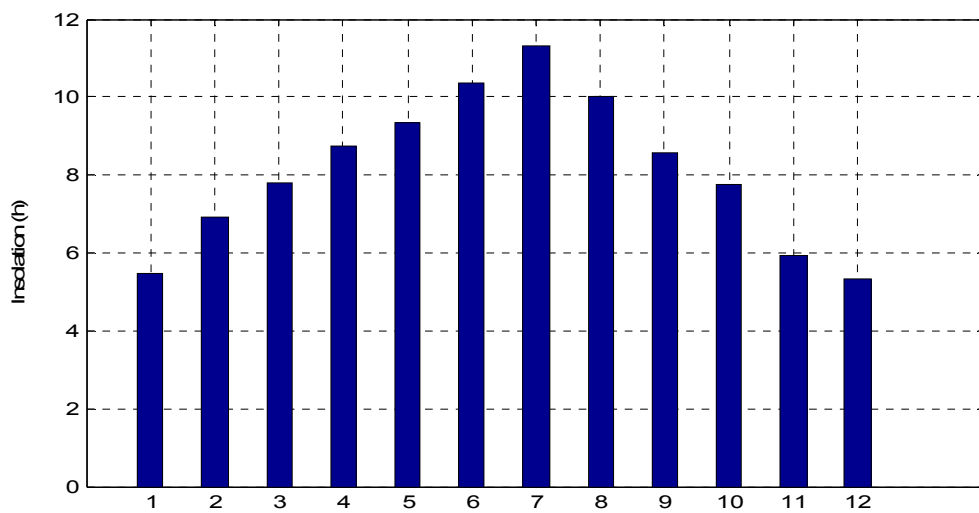


Figure II.6 : Insolation journalière moyennes mensuelles pour la période (1995-2004)

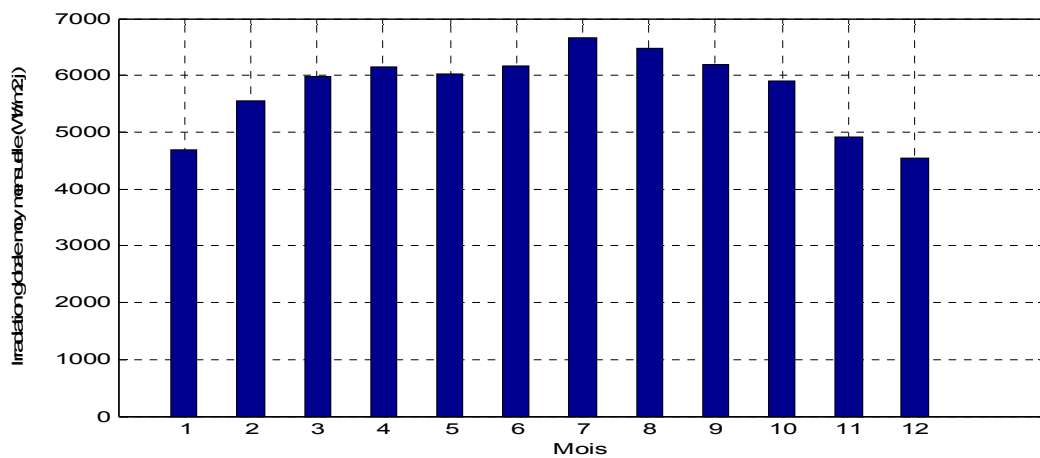


Figure II.7 : Irradiations globales journalières moyennes mensuelles sur un plan incliné estimées pour la période (1995-2004)

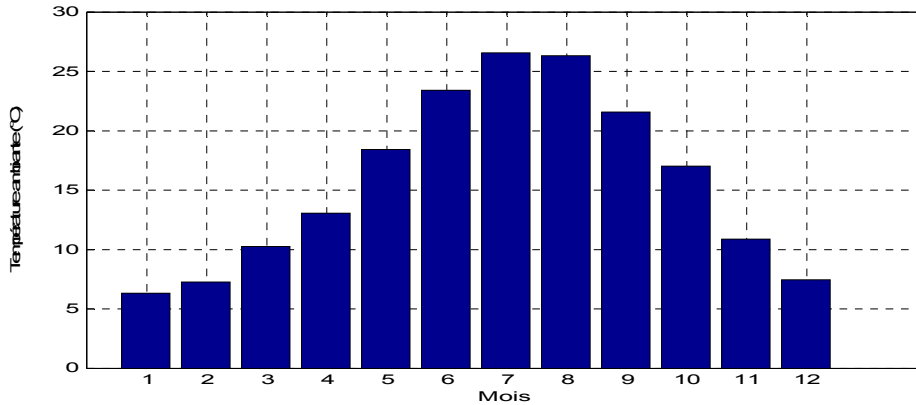


Figure II.8: Températures moyennes mensuelles pour la période (1995-2004)

Les deux courbes de la figure II.9 donnent l'irradiation solaire horizontale et à une angle d'inclinaison égale à la latitude. On bénéficie d'un rayonnement d'hiver bien supérieur, mais que celui de l'été baisse en contre partie.

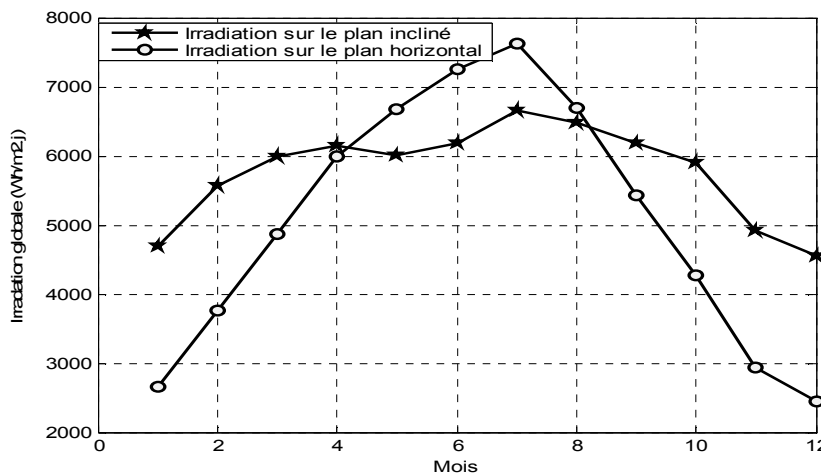


Figure II.9 : Irradiations globales journalières moyennes mensuelles du site de Batna sur les deux plans horizontal et incliné.

II.6- Origine du vent

Du fait que la terre est ronde, le rayonnement solaire absorbé diffère aux pôles et à l'équateur. En effet, l'énergie absorbée à l'équateur est supérieure à celle absorbée aux pôles. Cette variation entraîne une différence de température en deux points qui induit des différences de densité de masse d'air provoquant leur déplacement d'une altitude à une autre. Ces déplacements sont influencés par la force de Coriolis qui s'exerce perpendiculairement à

la direction du mouvement vers l'est dans l'hémisphère nord et vers l'ouest dans l'hémisphère sud [18].

II.6.1- Irrégularité spatiale du vent

Le vent est très irrégulier. En effet il est faible dans la zone polaire nord et dans la zone intertropicale ; il est maximal vers $\pm 55^\circ$ de latitude. Il est fort en mer. En Eurasie, il décroît d'ouest en est. À ces évolutions à grande échelle, se superposent de nombreuses irrégularités à échelle beaucoup plus petite, parfois de quelques dizaines de kilomètres carrés. La vitesse du vent est une fonction croissante avec la hauteur au-dessus du sol et avec l'altitude (par rapport à un niveau de la mer). La loi de répartition de la vitesse suivant une verticale dépend, d'une part, du relief local et, d'autre part, de la rugosité de la région. Au sommet d'une colline arrondie, on a un accroissement local de vitesse dont l'effet peut inverser le gradient de vitesse habituel et faire que la vitesse au sol soit plus grande qu'à une certaine hauteur [18]. En terrain plat, on peut représenter la variation de vitesse V en fonction de la hauteur Z au-dessus du sol par la loi (II-20) :

:

$$\frac{V_2}{V_1} = \left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)^\alpha \quad (\text{II-20})$$

Avec :

V_0 est la vitesse à la hauteur Z_1 de référence au-dessus du sol, V_1 est la vitesse du vent à la hauteur Z_2 désirée, α coefficient caractéristique du lieu.

Peut être calculé par la formule [14] :

$$\alpha = \frac{1}{\ln \frac{\bar{Z}}{Z_0}} - \frac{0.0881}{1 - 0.0881 \ln \frac{Z_1}{10}} \ln \left(\frac{V_1}{6}\right) \quad (\text{II-21})$$

Avec :

$$\bar{Z} = \exp(\ln Z_1 + \ln Z_2)/2 \quad (\text{II-22})$$

Z_0 est la rugosité du lieu.

Coefficient α a sensiblement les valeurs suivantes :

en mer : $\alpha = 0,13$;

sur un rivage : $\alpha = 0,16$;

en plaine : $\alpha = 0,2$;

en plaine boisée : $\alpha = 0,24$;

en ville : $\alpha = 0,3$.

Les données de la vitesse du vent ont été recueillies à 10 m au dessus du sol au niveau de la station météorologique de Batna situé près de l'aéroport international de Batna durant la période (1995-2004). Vitesse et direction du vent ont été mesurées, respectivement, en utilisant un anémomètre à coupelle et une girouette.

Pour le site de Batna $\alpha = 0.16$ et $Z_0 = 0.01$ [14].

Les valeurs de la vitesse moyennes mensuelles de la période considérée sont données par le tableau (II.3) et la figure (II.10) correspondante.

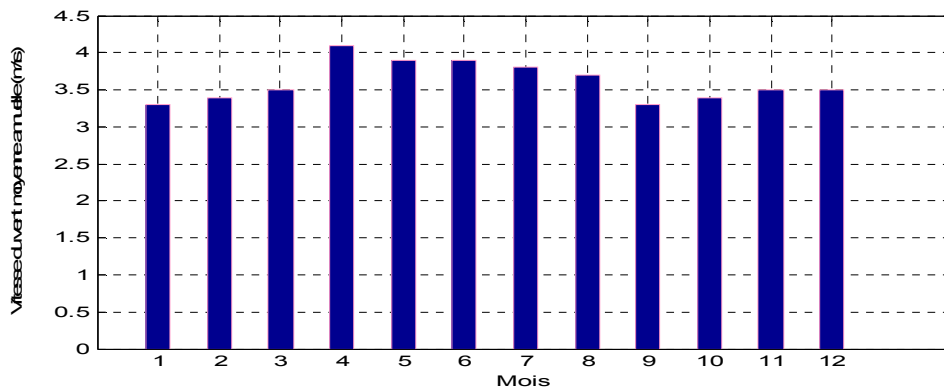


Figure II.10 : Valeurs de la vitesse du vent moyennes mensuelles pour la période (1995 – 2004)

II.6.2-Les caractéristiques du vent

L'énergie éolienne provient de l'énergie cinétique du vent. En effet, si nous considérons une masse d'air, m , qui se déplace avec la vitesse V , l'énergie cinétique de cette masse est :

$$E_c = \frac{1}{2} m V^2 \quad (\text{II-23})$$

Si, pendant l'unité de temps, cette énergie pouvait être complètement récupérée à l'aide d'une hélice qui balaie une surface A , située perpendiculairement à la direction de la vitesse du vent, représenté sur la (Figure II.11), la puissance instantanée fournie serait, alors :

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (\text{II-24})$$

Avec :

$$A = \pi \cdot \left(\frac{D}{2}\right)^2$$

D : le diamètre du rotor ;

ρ désigne la densité de l'air, c'est un paramètre qui varie avec l'altitude et la température. Mais généralement considérée comme constante et avoisinant en moyenne 1,225 kg/m³. Elle peut être calculée comme suit :

$$\rho = \frac{P}{RT} \quad (\text{II-25})$$

Où P est la pression d'air dans Pa, T est la température en Kelvin et R est la constante des gaz (287J/kgK).

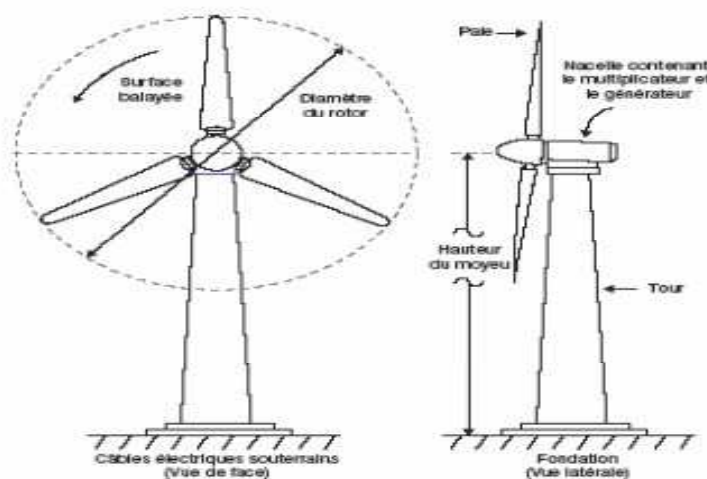


Figure II.11 : Schéma d'une éolienne [18].

L'expression (II-24) montre que la puissance disponible varie avec la vitesse cubique moyenne du vent. Cette dernière est déterminée à partir d'un traitement statistique des données vent brutes et le calcul des fréquences à un seuil donné de vitesse [18].

II.6.3- Distribution de Weibull

La connaissance de la distribution de fréquence de vitesse du vent est un facteur très important d'évaluer le potentiel éolien en les zones venteuses. 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 [18]:

$$f(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \quad (\text{II-26})$$

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, ils peuvent être déterminés par les approximations suivantes [20]:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{V}}\right)^{-1.086} \quad 0 \leq k \leq 10 \quad (\text{II-27})$$

$$c = \frac{\bar{V}}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \quad (\text{II-28})$$

Avec :

$$\bar{V} = \frac{1}{n} (\sum_{i=1}^n \bar{V}_i) \quad (\text{II-29})$$

$$\sigma = \left(\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n \left((V_i - \bar{V})^2\right)\right)^{1/2} \quad (\text{II-30})$$

Ou :

\bar{V} : La vitesse du vent moyenne ;

σ : L'écart type.

$\Gamma(x)$ est la fonction Gamma défini par la fonction intégral suivante :

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} e^{-t} dt \quad (\text{II-31})$$

L'effet du facteur de forme k sur l'allure de la distribution est mis en évidence à travers la Figure (II.12). De même l'effet du facteur d'échelle c sur l'allure de la distribution est mis en évidence grâce à la Figure (II.13).

Sur la figure (II-12), on remarque que pour $k > 1$, le maximum de la fonction s'éloigne de l'axe des y, alors que pour $k=1$, la distribution prend la forme d'une loi exponentielle. Lorsque $k=2$, on retrouve la distribution de Rayleigh, alors que pour $k > 3$ la fonction se rapproche d'une loi binomiale.

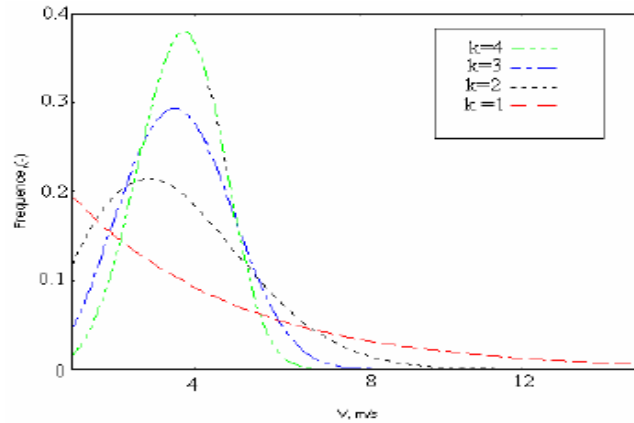


Figure II.12 : Variation du facteur de forme k , pour $c=4$ m/s [18].

Ainsi, le facteur de forme k suggère la forme de la courbe. Une valeur élevée de k implique une distribution étroite avec des vents concentrés autour d'une valeur, alors qu'une faible valeur de k implique des vents largement dispersés.

Le facteur d'échelle c indique la position du mode de la courbe, comme montré en Figure (II.13). Sa valeur est élevée pour des sites ventés et faibles pour les sites peu ventés [18].

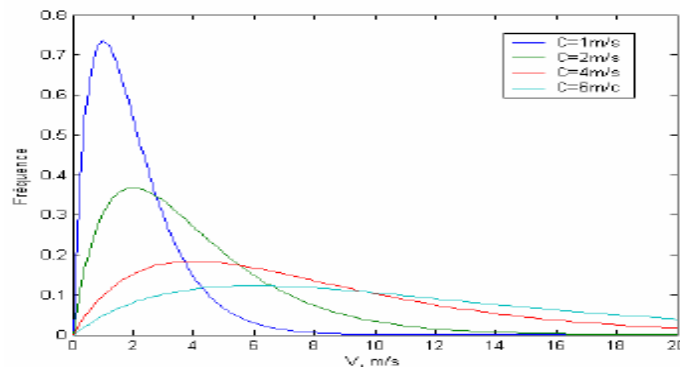


Figure II.13: Variation du paramètre d'échelle c , pour $k = 2$ [18].

II.6.4-- Distribution de Rayleigh

La distribution de Rayleigh est un cas particulier de la distribution de Weibull pour le cas où le facteur de forme k est égal à 2, Sa densité de probabilité est donnée par :

$$f(v) = 2 \frac{v}{c} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right) \tag{II-27}$$

Toutefois la distribution de Weibull classique (fonction de deux paramètres) est la plus indiquée. L'utilisation de ces deux paramètres permet l'évaluation d'un nombre important de propriétés de la distribution, d'où une meilleure caractérisation des sites.

Tableau II.8 : La vitesse moyenne mensuelle et l'énergie disponible du vent

Mois	Jan.	Fév.	Mar.	Avr.	Mai	Jui.	Jul.	Août.	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
V _{moy} (m/s)	3.3	3.4	3.5	4.1	3.9	3.9	3.8	3.7	3.3	3.4	3.5	3.5
Energie disp(Wh/m ²)	528.3	577.8	630.3	1013.1	872	872	806.6	744.6	528.3	577.8	630.3	630.3

L'énergie disponible mensuelle du vent du site de Batna est représentée par la figure II.14.

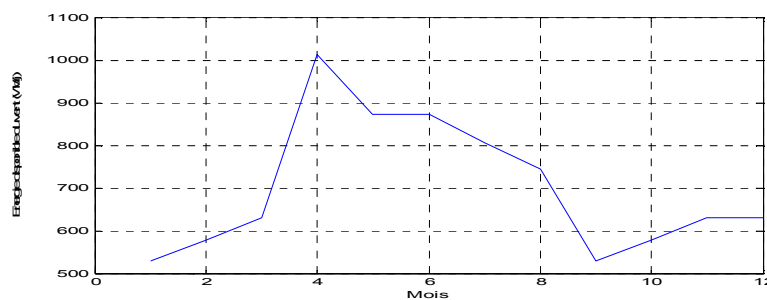


Figure II.14 : Energie disponible mensuelle du vent du site de Batna

D'après les données météorologiques du site de Batna, on constate qu'il existe une complémentarité entre la vitesse du vent et l'insolation, les jours ensoleillés sont habituellement avec des vents calmes et les vents forts sont souvent accompagnés de nuages (Figure II.15).

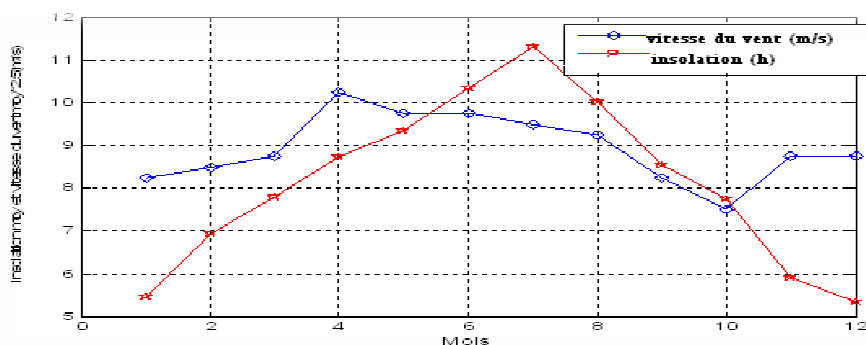


Figure II.15: La vitesse du vent et l'insolation pour la période :1995-2004

Les Figures (II-16) et (II-17) ci-dessous représentent, respectivement, l'irradiation solaire globale sur un plan inclinée ($\beta = \psi$) et la vitesse du vent horaire pour une journée hivernale et estivale, ses valeurs sont en annexe A.

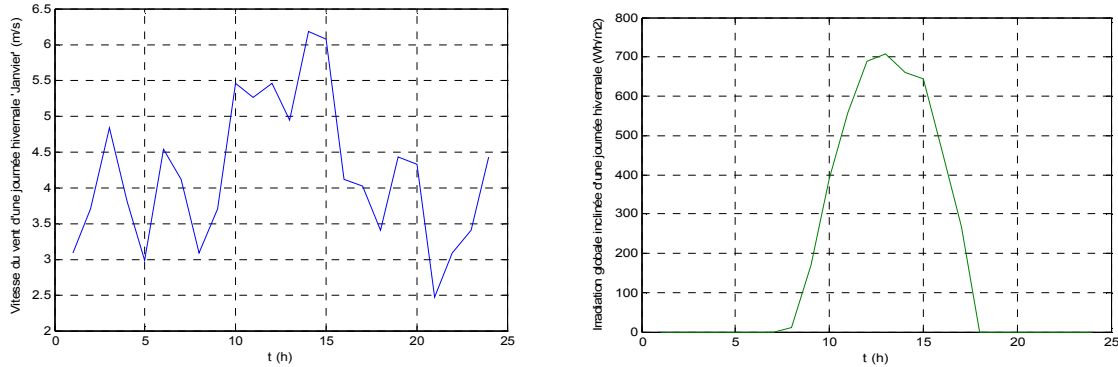


Figure II.16: Vitesse du vent et l'irradiation solaire pour une journée hivernale 'Décembre'

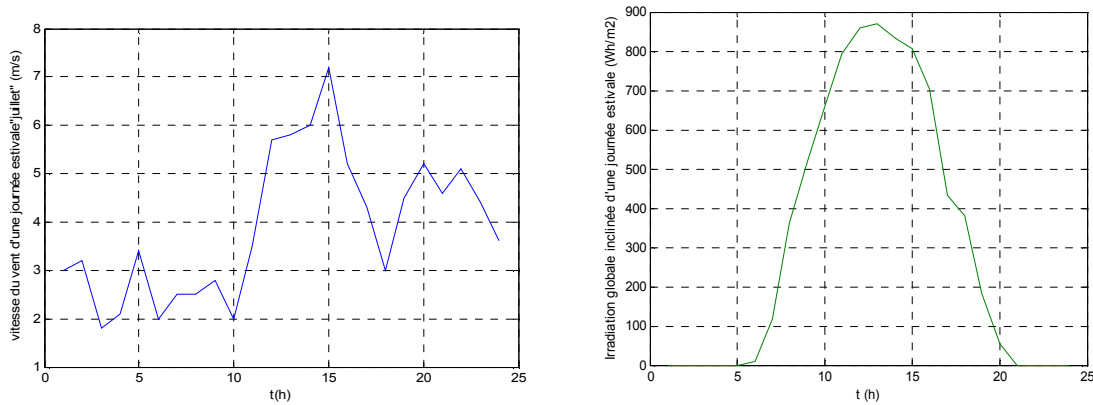


Figure II.17 : Vitesse du vent et l'irradiation solaire pour une journée estivale 'Juillet'

II.7- Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les différentes étapes pour l'estimation de l'irradiation globale sur le plan horizontal ainsi sur le plan incliné en se basant sur les données météorologiques de la période mentionnée pour le site de Batna, d'autre part nous avons présenté un aperçu sur les caractéristiques du vent et spécialement pour le site de Batna.

Cette dernière présente un gisement solaire et éolien considérable qui peuvent être exploités pour d'autre fin puisqu'il existe une complémentarité entre les deux.

Le chapitre prochain sera consacré à la modélisation des différents éléments constituant le système hybride (générateur photovoltaïque, générateur éolien, batteries de stockage).

Chapitre III
Modélisation du système
hybride (Solaire-Eolien)

Chapitre III

MODELISATION DU SYSTEME HYBRIDE

III.1-Introduction

La modélisation est une phase importante, avant toute phase de dimensionnement optimal, pour la détermination des caractéristiques optimales d'un système d'énergie hybride. Le système qui nous intéresse regroupe trois sous systèmes principaux à savoir le générateur éolien, le générateur photovoltaïque et le système de stockage (batteries) pour emmagasiner l'excès énergétique lorsqu'il existe et de le restituer lors des périodes de manque d'apport, plus le système de conditionnement de puissance composé des convertisseurs et des régulateurs. Le système considéré est représenté par la figure III.1.

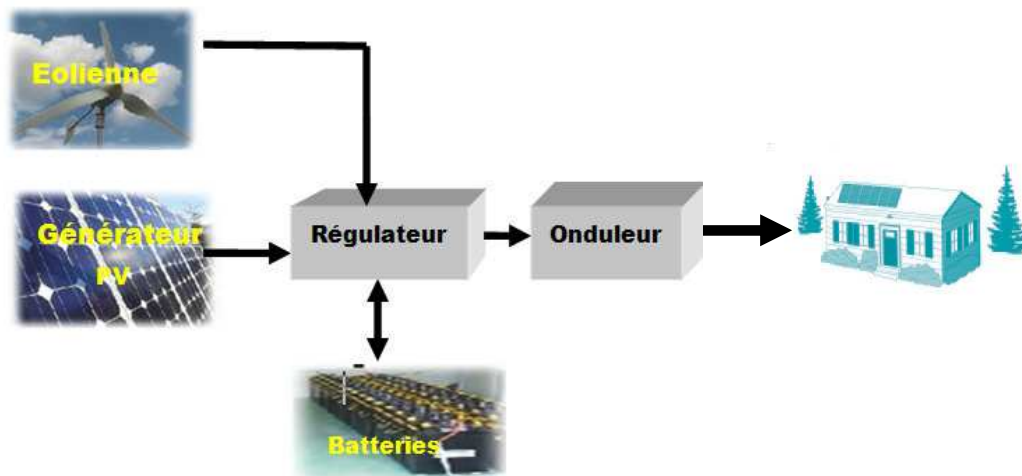


Figure III.1 : Schéma présentatif d'un système hybride étudié.

III.2-Système photovoltaïque

III.2.1-Principe de conversion photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette

cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule et du vieillissement de la cellule [22]. La figure III.2 illustre une cellule PV typique où sa constitution est détaillée.

Les performances de rendement énergétique atteintes industriellement sont de 13 à 14 % pour les cellules à base de silicium monocristallin, 11 à 12 % avec du silicium poly cristallin et enfin 7 à 8 % pour le silicium amorphe en films minces [35].

La photopile ou cellule solaire est l'élément de base d'un générateur photovoltaïque [35].

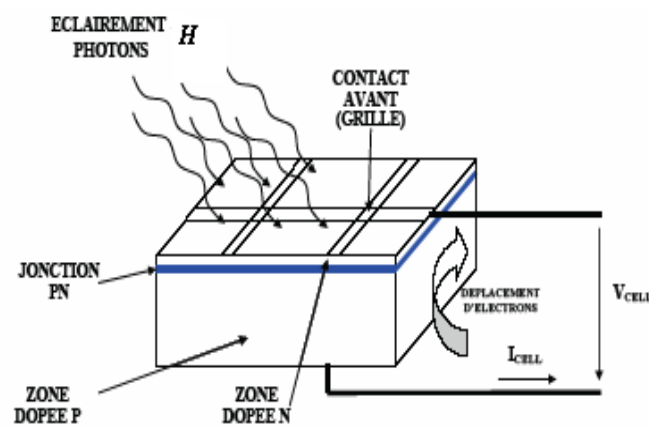


Figure III.2 : Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque [35]

III.2.2-Modélisation d'une cellule photovoltaïque

Le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque comprend un générateur de courant qui modélise l'éclairement et une diode en parallèle qui modélise la jonction PN, mais le schéma équivalent réel tient compte de l'effet résistif parasite dû à la fabrication, il est représenté sur le schéma équivalent par deux résistances (figure III.3).

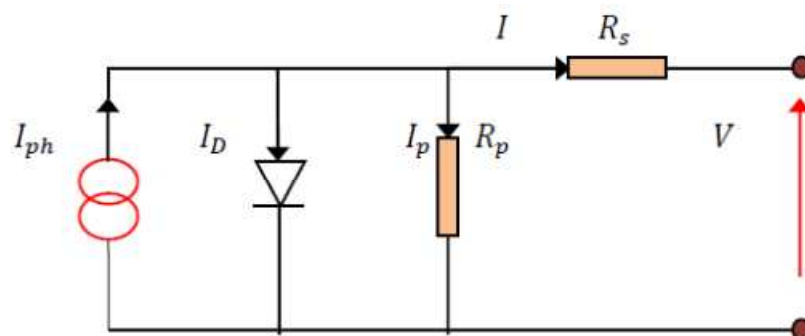


Figure III.3: Schéma électrique équivalent d'une cellule solaire

Dans la figure (III.3) la source de courant génère un courant I_{ph} proportionnel à l'éclairement H [w/m^2]. La résistance shunt R_p caractérise le courant de fuite au niveau de la jonction et la résistance R_s représente les diverses résistances de contact et de connexion.

Le courant I fourni par la cellule est la différence entre le courant I_{ph} et le courant de la diode I_D

$$I = I_{ph} - I_D - I_p$$

$$I = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_o \left(\exp \left(\frac{e(V + I.R_s)}{mKT_c} \right) - 1 \right) - \frac{V + I.R_s}{R_p} \quad (III-1)$$

Où :

I_o : le courant de saturation de la jonction non éclairée ;

I_c : le courant de la cellule ;

e : la charge de l'électron ($1.6 \cdot 10^{-19}C$);

K : constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23}J/K$);

T_c : température de jonction de la cellule photovoltaïque ;

m : facteur d'idéalité de la jonction ;

V : la tension aux bornes de la cellule ;

R_s : résistance série ;

R_p : résistance shunt.

$I_o \left(\exp \left(\frac{e(V + I.R_s)}{mKT_c} \right) - 1 \right)$ est le courant direct de la diode [5].

$$I_o = 1.5 \cdot 10^5 \exp \left(\frac{-E_g}{KT_c} \right).$$

Où :

E_g est l'énergie de la bande interdite pour un matériau semi-conducteur donné, E_g est presque constante et I_o est donc une fonction de la température. Idéalement, on peut négliger R_s et I devant V , puis travailler avec un modèle simplifié :

$$I = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_o \left(\exp \left(\frac{e.V}{m.K.Tc} \right) - 1 \right) - \frac{V}{Rp} \quad (III-2)$$

Une cellule solaire est caractérisée par les paramètres fondamentaux suivants :

III.2.2.1- Le courant de court circuit (I_{sc}):

C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou au générateur PV est nulle. Dans le cas idéal (R_s nulle et R_{sh} infinie), ce courant se confond avec le photo courant I_{ph} , en annulant la tension V dans l'équation (III-1), on obtient:

$$I_{sc} = I_{ph} - I_o \left(\exp \left(\frac{R_s.I_{sc}}{m.K.Tc} \right) - 1 \right) - \frac{R_s.I_{sc}}{Rp} \quad (III-3)$$

III.2.2.2- La tension de circuit ouvert (V_{co}):

Représente la tension aux bornes de la diode quand elle est traversée par le photo-courant I_{ph} ($I_D = I_{ph}$) quand $I = 0$, elle reflète la tension de la cellule en absence de la lumière, elle est exprimée mathématiquement par :

$$V_{co} = \frac{m.K.Tc}{e} \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_o} + 1 \right) = V_t \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_o} + 1 \right) \quad (III-4)$$

Avec :

$$V_t = \frac{m.K.Tc}{e} \text{ est la tension thermique et } Tc \text{ est la température absolue.}$$

III.2.2.3- Facteur de forme (FF):

La puissance fournie au circuit extérieur par une cellule photovoltaïque sous éclairage dépend de la résistance de charge (résistance externe placée aux bornes de la cellule).

Cette puissance est maximale (notée P_{max}) pour un point de fonctionnement PM (I_{pm} , V_{pm}) de la courbe courant-tension (courants compris entre 0 et I_{CC} et tension comprise entre 0 et V_{oc}) (Figure III.4). Ce point PM est obtenu en modifiant la valeur de la résistance externe, quand l'aire du rectangle défini par les axes Ox , Oy et les droites $x = I_{pm}$ et $y = V_{pm}$ passe par un maximum [22].

Le nom "facteur de forme" (fill factor) dérive de la représentation graphique. Il est défini par la relation suivante:

$$FF = \frac{P_m}{V_{co}.I_{cc}} = \frac{V_m.I_m}{V_{co}.I_{cc}} \quad (III-5)$$

Le facteur de forme pour une cellule de bonne qualité est supérieur à 0,7. Il diminue avec l'augmentation de température de la cellule [5].

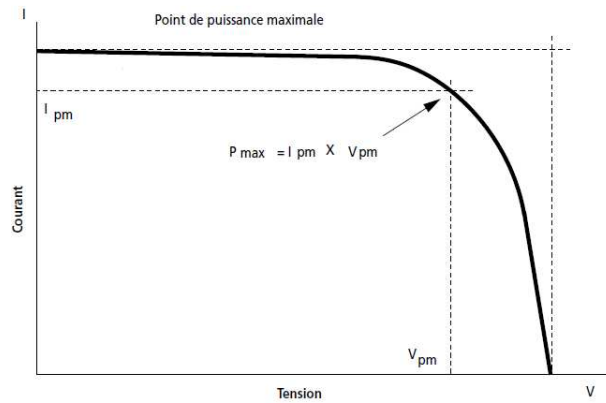


Figure III.4 Caractéristique I(V) d'une cellule [9]

III.2.2.4- Rendement de conversion η

Le rendement, η (efficiency) des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente in P_{in} .

$$\eta = \frac{P_m}{P_{in}} = \frac{FF.V_{co}.I_{cc}}{P_{in}} \quad (III-6)$$

Avec P_{in} est la puissance incidente. Elle est égale au produit de l'éclairement et de la surface totale des photopiles. La droite passant par l'origine et le point de puissance maximale a une pente qui correspond à la charge optimale de la photopile

III.2.3- Modélisation du Module (panneau) photovoltaïque

Pour réaliser cette modélisation, Nous avons choisi le module photovoltaïque BP SX 160 de chez BP Solaire. Le module est composé de 72 cellules solaires multi cristallines en silicone de 24 V connectées en série pour produire une puissance maximale de 160 Wc. Les caractéristiques électriques de ce module photovoltaïque sont données dans le tableau III.1.

Tableau III.1 : Caractéristiques électriques du module photovoltaïque **BP 3160S**

<i>Puissance maximale (P_{max})</i>	<i>160 W</i>
<i>Tension à Pmax (V_{mpp})</i>	<i>35.1V</i>
<i>Courant à Pmax (I_{mpp})</i>	<i>4.8A</i>
<i>Tension à circuit ouvert (V_{co})</i>	<i>44.2 V</i>
<i>Courant à court-circuit (I_{sc})</i>	<i>5.35 A</i>
<i>Coefficient de température de I_{sc}</i>	<i>(0.065±0.015)%/°C</i>
<i>Coefficient de température de V_{co}</i>	<i>-(160±20) mV/°C</i>
<i>Coefficient de température de la puissance</i>	<i>-(0.5±0.05)%/°C</i>
<i>Rendement</i>	<i>12.7%</i>
<i>Tension nominale</i>	<i>24 V</i>
<i>NOCT</i>	<i>47±2°C</i>

III.2.3.1- Influence de l'éclairement

L'énergie électrique produite par une cellule dépend de l'éclairement qu'elle reçoit sur sa surface. La figure (III.5) représente la caractéristique courant-tension et caractéristique P-V d'une cellule en fonction de l'éclairement, à une température et une vitesse de circulation de l'air ambiant constante, le courant est directement proportionnel au rayonnement, contrairement à la tension qui ne varie que très peu en fonction de l'éclairement.

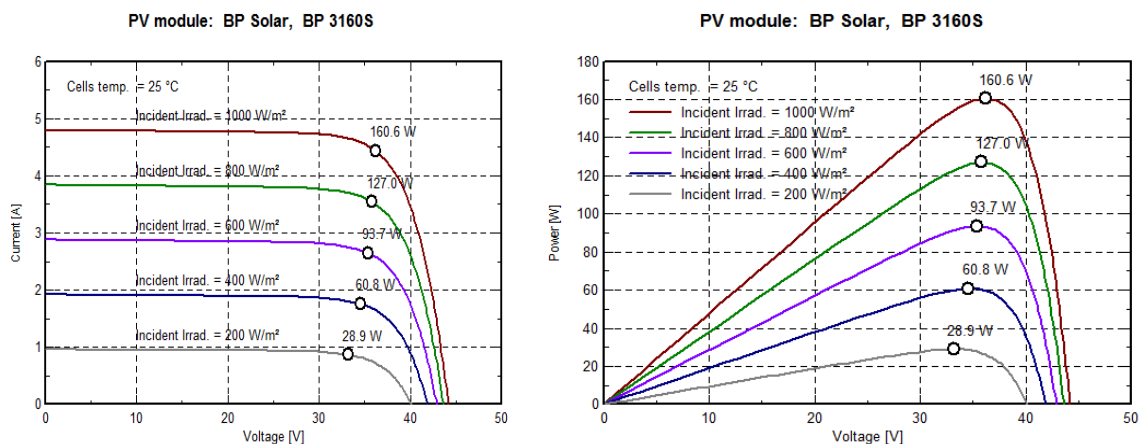


Figure III.5 : Effet de l'éclairement sur les caractéristiques I-V et P-V [25]

Les équations précédentes ne sont valables que pour un mode de fonctionnement optimal. Pour généraliser notre calcul pour différents éclairagements et températures, nous utilisons le modèle qui déplace la courbe de référence à de nouveaux emplacements.

$$I_{sc} = I_{scr} \cdot \left(\frac{H}{1000} \right) \quad (\text{III-7})$$

Où :

I_{scr} : Le courant de court-circuit de référence ;

H : L'irradiation solaire globale.

III.2.3.2- Influence de la température

L'influence de la température est importante et à des conséquences sur la conception des panneaux et des systèmes photovoltaïques. La température est un paramètre essentiel puisque les cellules sont exposées aux rayonnements solaires, susceptibles de les échauffer. De plus, une partie du rayonnement absorbe n'est pas convertie en énergie électrique : elle se dissipe sous forme de chaleur ; c'est pourquoi la température de la cellule (T_c) est toujours plus élevée que la température ambiante (T_a).

$$T_c = T_a + H_{in} \cdot \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \quad (\text{III-8})$$

Avec :

T_a : La température ambiante ($^{\circ}\text{C}$) ;

H_{in} : L'irradiation solaire sur le plan incliné (W/m^2).

$NOCT$ est la température de fonctionnement de la cellule qui est définie comme la température de la cellule lorsque le module fonctionne sous les conditions suivantes :

- ✓ Irradiation Solaire : $800 \text{ W}/\text{m}^2$
- ✓ Distribution Spectrale : AM1.5
- ✓ Température Ambiante : $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$
- ✓ Vitesse du vent : $> 1 \text{ m/s}$

Le graphe de la Figure III.6 montre que la tension d'une cellule baisse fortement avec la température. Plus la température augmente et moins la cellule est performante. En revanche, le courant augmente légèrement en intensité ; cette augmentation reste néanmoins négligeable

au point de puissance maximale. Le comportement global de la cellule en température est une perte de 0,4 à 0,5 %/° C [1].

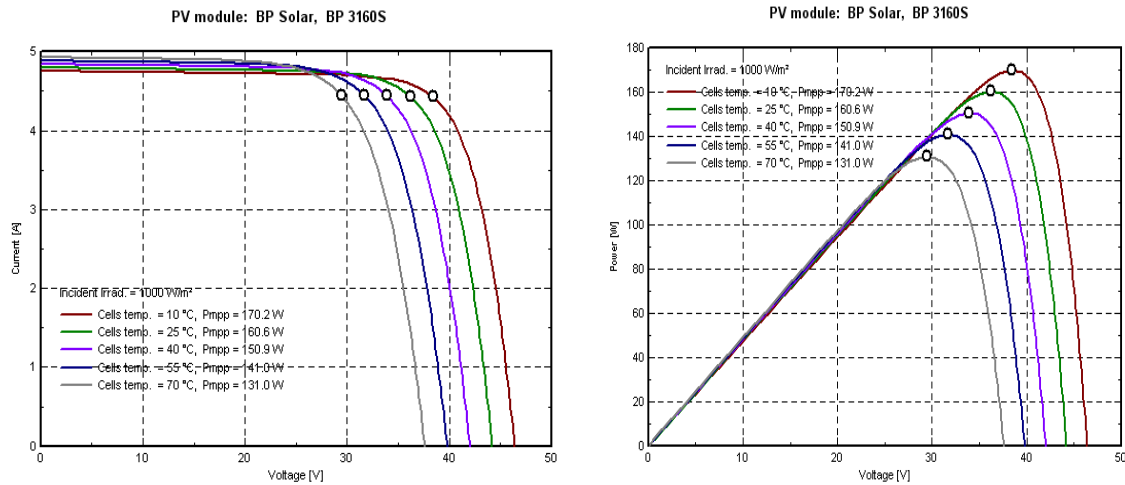


Figure III.6 : Effet de la température sur les caractéristiques I-V et P-V [25]

III.2.3.3- Influence des résistances série et shunt:

Les performances d'une cellule photovoltaïque sont d'autant plus dégradées que la résistance série est grande ou que la résistance shunt est faible [8]. La figure (III-9) montre l'influence de la résistance série sur les caractéristiques $I = f(V)$ et $P = f(V)$ 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 (à droite du point de puissance maximale). La chute de tension correspondante est liée au courant généré par la cellule (figure III.7).

Quant à la résistance shunt, elle est liée directement au processus de fabrication, et son influence ne se fait sentir que pour de très faibles valeurs de courant. La figure (III.8) 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 (à gauche du point de puissance maximale).

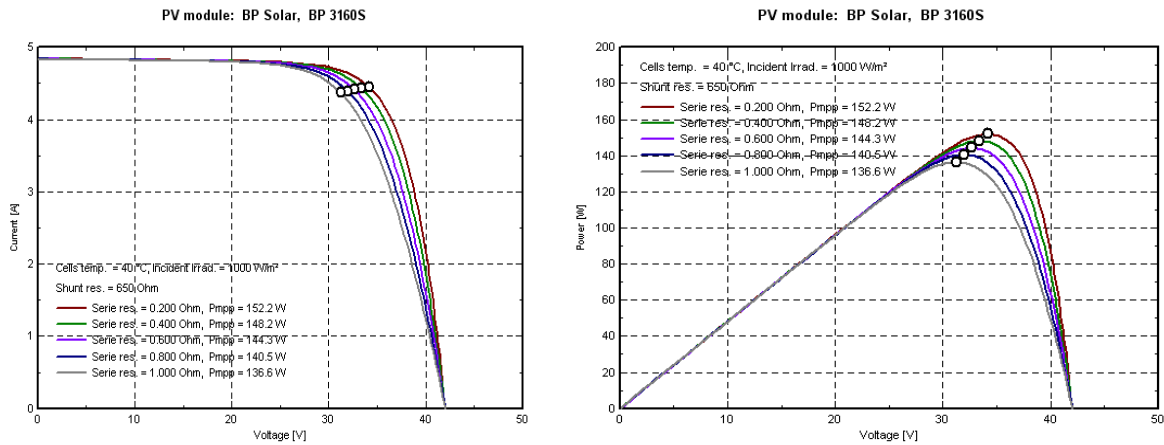


Figure III-7: Effet de la résistance série sur les caractéristiques I-V et P-V [25]

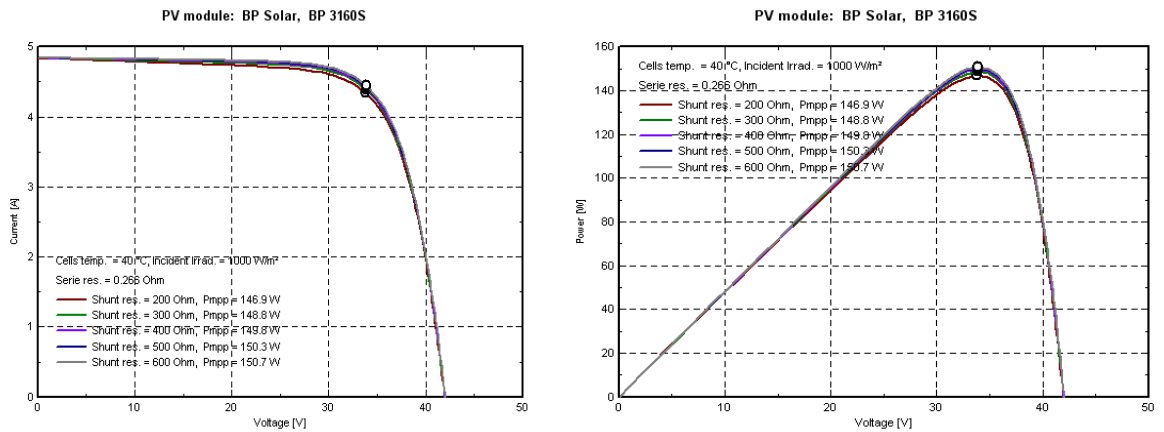


Figure III.8: Effet de la résistance shunt sur la caractéristiques P-V [25]

III.2.3.4- Principe de la recherche du point de puissance maximale (MPPT)

Un générateur photovoltaïque peut fonctionner dans une large gamme de tension et de courant de sortie mais il ne peut délivrer une puissance maximale que pour des valeurs particulières du courant et de la tension. En effet la caractéristique I(V) du générateur dépend de l'éclairement solaire et de la température. Ces variations climatiques entraînent la fluctuation du point de puissance maximale. A cause de cette fluctuation, on intercale souvent entre le générateur et le récepteur un ou plusieurs convertisseurs statiques commandés permettant de poursuivre le point de puissance maximale. Ces commandes sont connues sous le nom de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) associées au hacheur, lequel assure le couplage entre le générateur PV et le récepteur en forçant le générateur à délivrer sa puissance

maximale. La figure (III.9) représente la trajectoire du point de puissance maximale produite par le générateur.

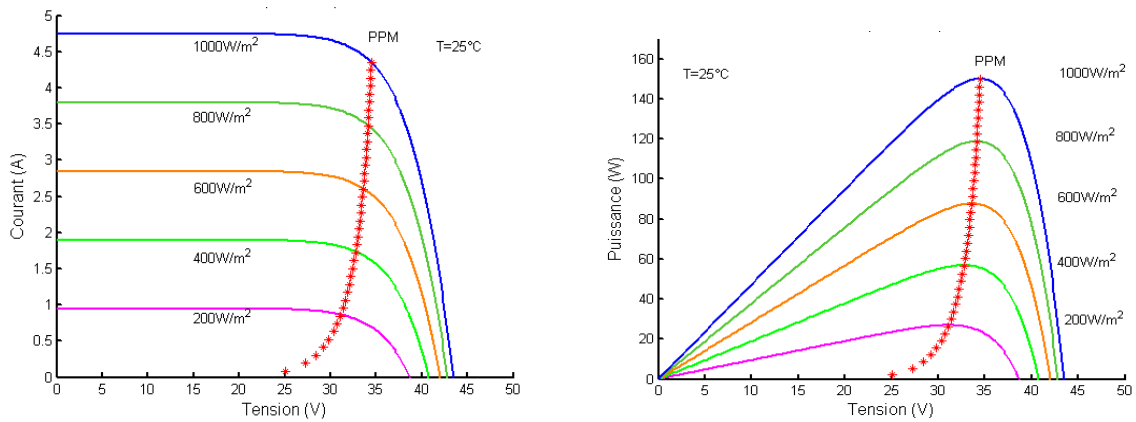


Figure III.9 : Caractéristique I(V) la trajectoire de PPM [17]

III.2.4-Association des cellules photovoltaïques

Association en série

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné. La figure (III-10) montre la caractéristique obtenue en associant en série n_s cellules identiques.

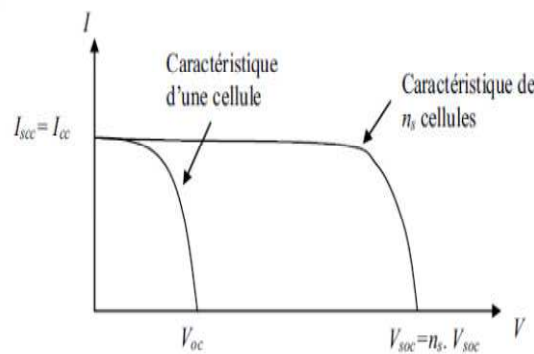


Figure III.10 : Caractéristique d'un groupement en série de n_s cellules identiques [9]

Association en parallèle

Dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante de groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée.

La figure III-11 montre la caractéristique résultante obtenue en associant en parallèles n_p cellules identiques.

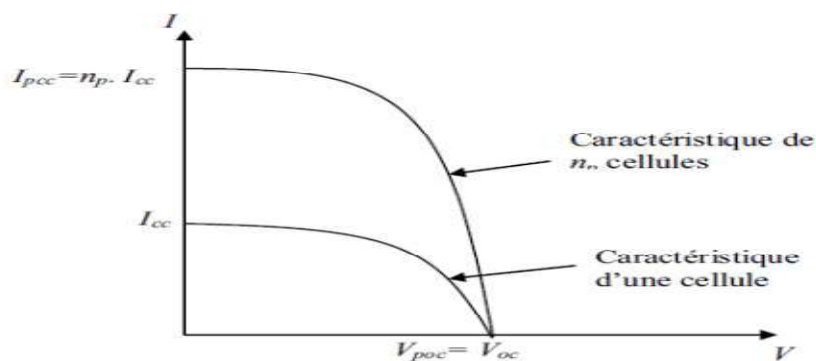


Figure III.11 : Caractéristique d'un groupement en parallèle de np cellules identiques [9]

Association hybride (en série et en parallèle)

Selon l'association en série et/ou parallèle de ces cellules, les valeurs du courant de court-circuit total et de la tension à vide totale sont données par les relations :

$$I^{tcc} = np \cdot I_{cc} \tag{III-9}$$

$$V^{t_{oc}} = ns \cdot Voc \tag{III-10}$$

Avec :

np : nombre des cellule en parallèle ;

ns : nombre des cellule en série.

La figure (III.12) montre la caractéristique résultante obtenue en associant, en série ns et en parallèle np , cellules identiques.

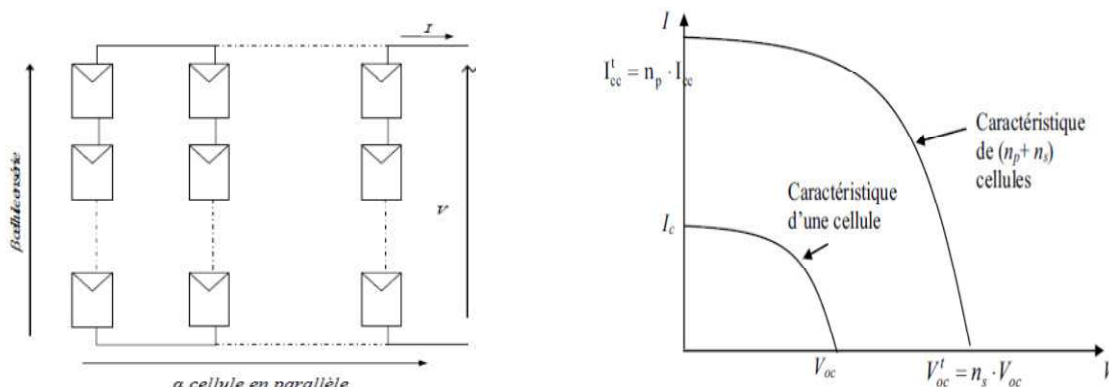


Figure III.12 : Caractéristique d'un groupement hybride de $(np + ns)$ cellules identiques [9]

Selon l'association en série et/ou parallèle de ces cellules, les valeurs du courant de court-circuit I_{cc} et de la tension à vide V_{oc} sont plus ou moins importantes. La caractéristique d'un générateur PV constitué de plusieurs cellules a une allure générale assimilable à celle d'une cellule élémentaire.

L'équation relative à un groupement mixte est donnée comme suit :

$$I = n_p I_{ph} - n_p I_o \left(\exp \left(\frac{e \left(n_s V + \frac{n_s}{n_p} I R_s \right)}{m K T c} \right) - 1 \right) - \frac{V + \frac{n_s}{n_p} I R_s}{\frac{n_s}{n_p} R_p} \quad (\text{III-11})$$

III.2.5- Modélisation du générateur photovoltaïque

L'énergie produite par un générateur photovoltaïque est estimée à partir des données de l'irradiation globale sur un 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 la formule (III-12) [23] :

$$E = \eta_g . A_c . P_f . H_{in} \quad (\text{III-12})$$

Où :

A_c représente la surface totale du générateur photovoltaïque (m^2);

η_g : Le rendement du générateur photovoltaïque ;

H_{in} : l'irradiation solaire sur plan incliné ($Wh/m^2.j$) ;

P_f : le facteur de remplissage du module, égal à 0.9.

Le rendement du générateur photovoltaïque est représenté par l'équation (III-13) [23]:

$$\eta_g = \eta_r . \{1 - \beta t (T_c - 25)\} \quad (\text{III-13})$$

βt est le 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 est le rendement de référence du générateur photovoltaïque; T_a la température ambiante moyenne journalière; T_c la température cellule moyenne journalière ($^\circ C$) déterminée par la formule (III-8), NOCT est la température nominale de fonctionnement de la cellule [23].

III.3-Modélisation du générateur éolien

III.3.1- Puissance énergétique éolien

Compte tenu des nécessités de conversion de l'énergie cinétique due au vent en énergie mécanique (mouvement de rotation de l'éolienne) l'énergie disponible (potentiel) subit une

suite de pertes en cascades, jusqu'à la sortie machine, (limite de Betz, seuils machine et pertes de conversion). Cette dégradation de l'énergie est représentée schématiquement en Figure (III-12).

En effet, seule une partie de la puissance éolienne disponible sur un site donné, appelée puissance utile est réellement obtenue en fin de processus, soit à la sortie de l'éolienne [18].

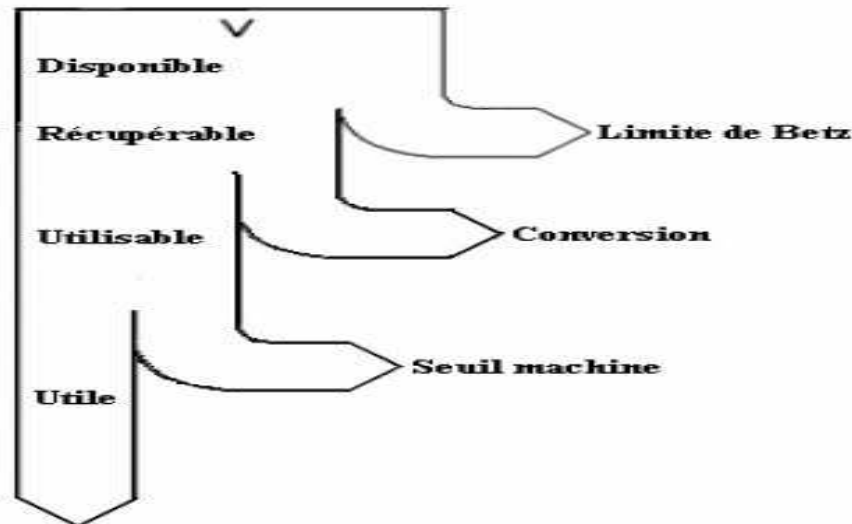


Figure III.13: Représentation schématique des dégradations successives de l'énergie éolienne avant utilisation.

III.3.2 -Puissance énergétique disponible

L'énergie cinétique moyenne, disponible sur un site donné, par unité de temps et par unité de surface, due à la vitesse du vent, s'écrit :

$$\langle P \rangle = \frac{1}{2} \rho A \langle V^3 \rangle \quad (\text{III-14})$$

Avec:

A : la surface traversée par le vent (m^2);

ρ : la densité de l'air ($= 1.225\text{kg/m}^3$) ;

V : la vitesse du vent (m/s).

Potentiel énergétique éolien (théorème de Betz)

L'énergie cinétique disponible est convertie en énergie mécanique en utilisant une machine à aubes (où pâles) dite communément éolienne. La vitesse du vent en aval de la roue n'étant jamais nulle, ceci implique que la puissance éolienne disponible n'est pas entièrement récupérée au niveau de l'hélice [18].

Soit une masse d'air traversant un disque de surface A (πR^2), à une vitesse V et soient V_1 et V_2 les vitesses respectives en amont et en aval de la surface, (figure III-14).

L'équation de conservation de la quantité de mouvement permet d'écrire que la force qui s'exerce sur le disque est égale à la variation de la quantité de mouvement, soit :

$$F = \rho \cdot V \cdot A(V_1 - V_2) \quad (\text{III-15})$$

En appliquant l'équation qui définit l'énergie, comme étant le produit d'une force par la vitesse, il vient :

$$P = FV = \rho V^2 \cdot A(V_1 - V_2) \quad (\text{III-16})$$

Comme par ailleurs, la variation d'énergie cinétique donne :

$$P = FV = \rho V A(V_1^2 - V_2^2) \quad (\text{III-17})$$

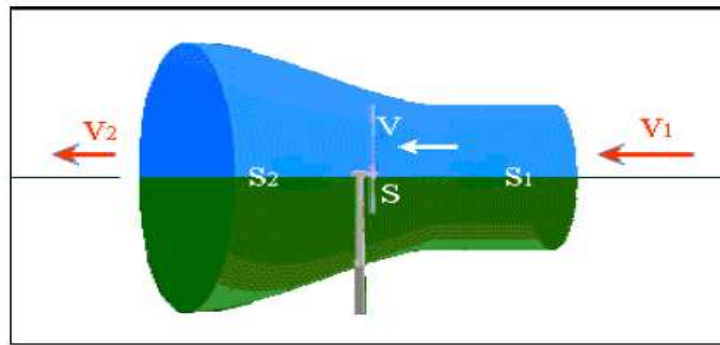


Figure III.14: Bilan sur une section de l'hélice [15]

Par identification, il vient :

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (\text{III-18})$$

En remplaçant V dans l'équation III-16, on obtient :

$$P = \frac{1}{2} \rho A (V_1^2 - V_2^2) \left(\frac{V_1 + V_2}{2} \right) \quad (\text{III-19})$$

Supposant que V_1 est constante Le maximum récupéré par la roue est obtenu pour :

$$\frac{\partial P}{\partial V_2} = 0 \quad (\text{III-20})$$

L'équation trouvée admet deux racines : la première est $V_2 = -V_1$, elle n'a pas de sens physique et la deuxième est $V_2 = \frac{V_1}{3}$ qui correspond à un maximum de la puissance.

En remplaçant dans l'équation III-19, la puissance maximale qui peut être extraite par une roue est égale à :

$$P_{max} = \frac{8}{27} \rho S V_1^3 = 0.37 \rho S V_1^3 \quad (\text{III-21})$$

Cette limite (environ 0.59) est appelée **“limite de Betz”**.

III.3.3- Puissance éolienne moyenne utilisable

Etant donné que la vitesse du vent est variable et que chaque machine éolienne est caractérisée par la vitesse de démarrage V_d , une vitesse nominale V_n et une vitesse d'arrêt V_s spécifiques, la puissance éolienne utilisable est donnée par :

$$\langle P_u \rangle = \frac{1}{2} \rho A \langle V_u^3 \rangle \quad (\text{III-22})$$

La vitesse V_u est déduite de la courbe représentative de la distribution de Weibull entre les limites de la machine [18]. La limite inférieure est représentée par la vitesse de démarrage.

En second lieu, lorsque la vitesse nominale V_n est atteinte, l'augmentation de la vitesse de vent n'a aucun effet sur le régime de la roue. Enfin, lorsque la vitesse d'arrêt V_s est atteinte, le système est stoppé.

La densité de puissance utilisable est donnée par :

$$\langle P_u \rangle = \begin{cases} 0 & \text{pour } V < V_d \\ \frac{1}{2} \rho \langle V^3 \rangle & \text{pour } V_d < V < V_n \\ \frac{1}{2} \rho \langle V_n^3 \rangle & \text{pour } V_n < V < V_M \\ 0 & \text{pour } V \geq V_M \end{cases} \quad (\text{III-23})$$

Où :

V_d : la vitesse d'amorçage de l'éolienne ;

V_n : la vitesse nominale ;

V_M : la vitesse d'arrêt.

Dans notre étude, nous avons choisi une éolien SW Whisper 200 de puissance nominale 1kW, dont ses caractéristiques sont données en annexe B.

La caractéristique $P(V)$ de l'éolienne est donnée par la figure III.15

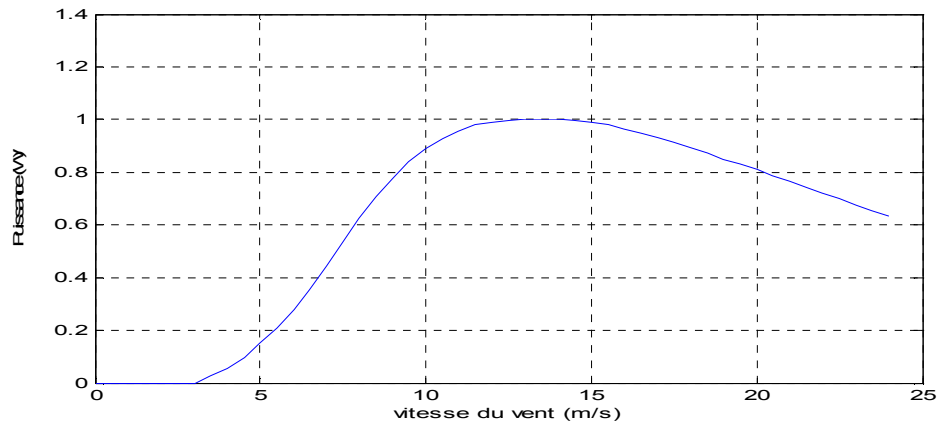
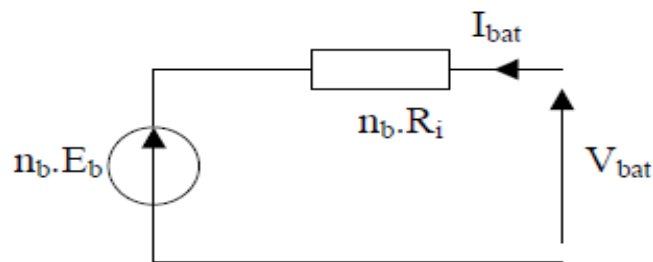


Figure III.15 : Caractéristique de puissance de l'éolien Whisper 200

III.4- Modélisation des accumulateurs électrochimiques

Le modèle des accumulateurs électrochimiques est basé sur le schéma électrique de la Figure III.16, la batterie est alors décrite seulement par deux éléments : une source de tension et sa résistance interne.

Figure III.16 : Schéma électrique équivalent de n_b éléments de batterie en série.

Pour n_b cellules en série, nous pouvons écrire l'équation [19]:

$$V_{bat} = n_b \cdot V_{co}(t) + n_b \cdot R_{bat}(t) \cdot I_{bat}(t) \quad (\text{III-24})$$

Où $V_{co}(t)_{bat}$ est la tension de circuit ouvert au temps t , V ; et $R(t)_{bat}$ est la résistance interne de batterie, Ohms ; la tension de circuit ouvert est exprimée comme un logarithme de la fonction de l'état de charge (EDC).

Évidemment, l'état de décharge se trouve dans l'intervalle $0 < EDC < 1$ si $EDC = 1$ la batterie est considéré totalement chargée. Dans le cas contraire, la batterie est totalement déchargée pour $EDC = 0$.

Dans ce cas nous exprimons la profondeur de décharge ou degré de décharge (EDC: degré de décharge) selon le type d'accumulateur et l'usage auquel il est destiné.

$$EDC = 1 - Q/C \quad (III-25)$$

Avec :

$Q = I.t$ la quantité de charge manquante à la batterie;

t : la durée de charge ou décharge par la batterie.

$$V_{co}(t) = VF + b \cdot \log(EDC(t)) \quad (III-26)$$

Où VF est la force électromotrice ; b est une constante empirique.

La variation de V_{co} en fonction de l'état de charge (EDC) est représentée par la Figure III.17.

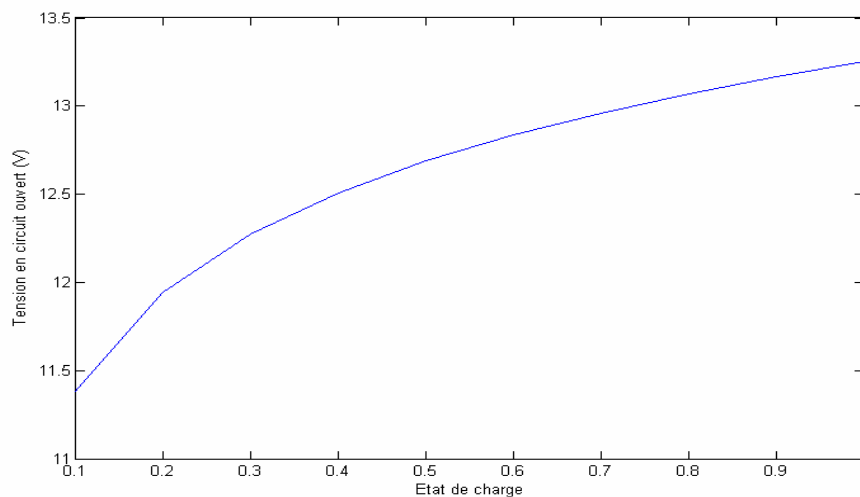


Figure III.17 : Variation de tension en mode de charge en fonction de l'état de charge [19]

La variation de la résistance interne d'une batterie $R_{bat}(t)$ est principalement due à deux composants, à savoir, la résistance de l'électrode, $R_{électrode}$, et la résistance de l'électrolyte, $R_{électrolyte}$. La variation de $R_{électrode}$ et $R_{électrolyte}$ en fonction de l'état de charge EDC peut être exprimée par [19] :

$$\begin{cases} R_{électrode} = r_1 + r_2(EDC(t)) \\ \text{et} \\ R_{électrolyte} = [r_3 - r_4(EDC(t))]^{-1} \end{cases} \quad (III-27)$$

Où r_1 , r_2 , r_3 , et r_4 sont des constantes empiriques, ces constantes ont des valeurs différentes pour le mode de charge et décharge. Pour une batterie de plomb acide, les paramètres sont regroupés dans le tableau II.2:

Tableau II.2: Caractéristique de batterie plomb-acide [19]

Paramètres	Mode de charge	Mode de décharge
V_F	13.250 V	12.662 V
$r1$	0.810 Ohms	0.724 Ohms
$r2$	0.062 Ohms	0.055 Ohms
$r3$	0.046 Ohms	-0.010 Ohms
$r4$	95.638 Ohms ⁻¹	4.270 Ohms ⁻¹
b	52.671 Ohms ⁻¹	-100.730 Ohms ⁻¹

III.4.1-Les caractéristiques principales d'une batterie

III.4.1.1-Capacité en Ampère heure

La capacité d'une batterie se calcule en Ampères-heures (Ah), c'est-à-dire en nombre d'ampères à « tirer » pendant une certaine heure pour décharger la batterie. Cette capacité dépend entre autre de la façon dont la batterie est chargée et déchargée. Les caractéristiques des batteries sont souvent données pour des décharges de 20, 100 ou 120 heures (C_{20} , C_{100} ou C_{120}) et pour une température de 25°C. On parle alors de capacité nominale, la capacité nominale d'une batterie est donnée généralement pour une décharge en 20h (notée C_{20}) à la température de 25°C.

III.4.1.2- L'autonomie

L'autonomie est la période durant laquelle la batterie est capable de fournir de l'énergie sans avoir besoin d'être rechargée. Autrement dit, c'est le nombre de jours pendant lesquels l'installation peut fonctionner sans apport énergétique. On définit la période d'autonomie selon la capacité de la batterie, de la consommation électrique et 'du temps d'ensoleillement quotidien. En effet, l'autonomie souhaitée sera d'autant moins importante que l'on se rapprochera de l'équateur. En Afrique l'autonomie sera de 5 jours maximum tandis qu'en Europe elle se situera entre 5 et 15 jours.

La capacité nécessaire pour un fonctionnement de N_j jours et un besoin électrique journalier de B_j est de :

$$C_u = B_j \cdot N_j \quad [Ah] \quad (III-28)$$

Cette capacité utile n'est pas la capacité nominale C_{20} , mais la capacité réellement disponible sur le terrain à tout moment. Pour calculer la capacité nominale en fonction de cette capacité

souhaitée, on doit donc tenir compte de la température et/ou de la profondeur de décharge utilisée.

III.4.1.3- Profondeur de décharge (*PD*)

La profondeur de décharge est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge/décharge. Les batteries de "cycle peu profond" sont conçues pour des décharges de 10 à 25% de leur capacité totale dans chaque cycle. La majorité des batteries de "cycle profond" fabriquées pour les applications photovoltaïques sont conçues pour des décharges jusqu'à 80% de leur capacité, sans les endommager. Les fabricants de batteries de nickel-Cadmium assurent qu'elles peuvent totalement être déchargées sans aucuns dommages.

III.4.1.4- Effet de la température (*RT*)

Les changements de température affectent les capacités de la batterie, les réactions chimiques de charge et de décharge de l'accumulateur sont ralenties par le froid, ce qui a pour effet faire baisser la capacité de la batterie. Pour tenir compte à la fois des phénomènes de température et de profondeur de décharge maximale, on calcule la capacité nominale par la formule (III-29) :

$$C_n = \frac{C_u}{RT.PD} = \frac{B_j.N_j a}{RT.PD} \quad (\text{III-29})$$

Avec :

B_j : Besoin journalier [*Ah/jour*] ;

N_{ja} : Nombre de jour d'autonomie ;

RT : Coefficient réducteur de la température ;

PD : Profondeur de décharge.

III.4.1.5- La charge

Si la charge de la batterie va s'effectuer grâce au panneau solaire photovoltaïque. Au fur et à mesure de la journée, la tension de la batterie va augmenter jusqu'à un seuil d'environ 14V (pour une batterie de 12V). Au-delà de cette limite, le régulateur va couper la liaison électrique avec le panneau afin d'éviter les problèmes de surtensions. A l'inverse, ce même régulateur coupe automatiquement l'alimentation électrique avec le récepteur lorsque la tension de la batterie est trop faible (environ 11V pour une batterie de 12V) [28].

Par ailleurs, il faut savoir que plus on charge une batterie avec du courant de faible intensité et longtemps et plus longue est sa durée de vie. Cependant dans les applications photovoltaïques, il est difficile de suivre cette règle car le courant de charge n'est pas le même durant la journée puisqu'il dépend de l'ensoleillement.

III.4.1.5- La décharge

La décharge de la batterie vers le récepteur (des lampes par exemple) est beaucoup plus importante à définir. En effet, la durée de vie des accumulateurs dépend principalement de la profondeur de décharge de la batterie, c'est-à-dire combien d'ampère va-t-on tirer avant de devoir la recharger. Il existe donc une décharge maximale à ne pas dépasser faute de quoi la batterie sera sérieusement détériorée. La figure III.20 représente l'évaluation de la tension de la batterie pendant la charge et la décharge.

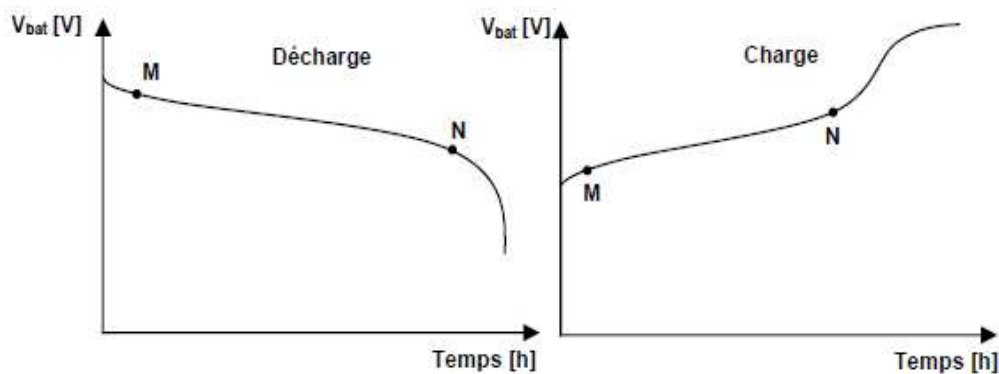


Figure III.18 : Evaluation de la tension de la batterie durant la charge et la décharge [5].

III.4.1.6-La durée de vie

Un accumulateur peut être chargé puis déchargé complètement un certain nombre de fois avant que ces caractéristiques ne se détériorent. Par ailleurs, quelque soit le mode d'utilisation de l'accumulateur, il y'a une durée de vie totale exprimée en année (ou en nombre de cycles).

III.4.1.7- Le rendement

C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur, il est exprimé par le rapport suivant :

$$\eta = \frac{P_{fourni}}{P_{incident}} \quad (III-30)$$

III.4.1.8- Le taux d'autodécharge

L'autodécharge σ est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné. Ces divers paramètres (durée et importance de charge et de décharge, température et ensoleillement ambiants) vont permettre de déterminer la capacité réelle de la batterie. Cette capacité réelle (ou utile) est un pourcentage de la capacité nominale de la batterie (le plus souvent entre 60 et 80%). Il est d'usage d'appliquer un coefficient de sécurité de 1,25 correspondant à une capacité utile de 80%.

III.5- Régulateur

Le régulateur de charge est un élément très important, il sert à contrôler les flux d'énergie. Il doit protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profondes afin de prolonger de façon importante les performances et la durée de vie des batteries. Il doit également assurer la surveillance et la sécurité de l'installation (surcharge, alarmes, fusibles, inversions de polarité). Dans les systèmes plus élaborés, il peut aussi commander la recharge par d'autres sources d'énergie (génératrice d'appoint, éolienne, hydraulique). Dans certains cas, il peut réaliser une transformation de puissance (recherche du point de puissance maximum, *Max Power Tracker*).

Il existe deux grandes familles de régulateurs :

III.5.1- Régulation de décharge :

La régulation de décharge s'effectue par un comparateur qui compare la tension de la batterie à un seuil de tension pré-réglé bas et transmet l'information à un circuit de commande. Ce dernier arrête de décharge lorsque la tension par élément dépasse la tension de seuil.

III.5.2- Régulation de charge :

La régulation de la charge effectue par une réduction de courant lorsque la batterie est chargée, on évite la charge lorsque la tension par élément dépasse la tension de surcharge. Il existe plusieurs types de montage de régulation de charge pour les batteries au plomb.

a) *Régulations de charge série*

Le principe de ce type de régulateur consiste à intercaler entre la source d'énergie et la batterie un dispositif qui module le courant. Le dispositif fonctionne de la manière suivante :

Tant que la tension U_{bat} aux bornes de la batterie est inférieure à la tension de la diode Zener U_Z , le courant délivré par la source charge la batterie à travers un transistor, lorsqu'il se bloque le courant ne passe qu'à travers la résistance, voir figure III.21.

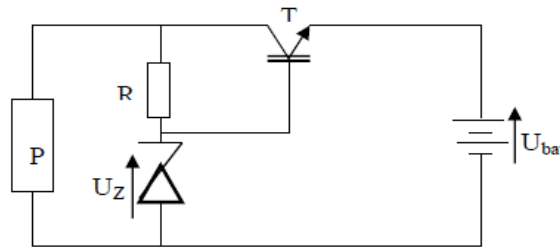


Figure III.19 : Schéma de principe d'un régulateur de charge série

b) Régulateur de charge shunt

Ce type de régulateur, figure III.22, est utilisé en dérivation sur le panneau solaire. Il permet de dissiper l'énergie excédentaire sous forme calorifique grâce à des composants de puissances selon le principe suivant :

Lorsque la tension de la batterie est faible, le transistor T est bloqué, le courant et la tension aux bornes de la résistance est faible alors tout le courant délivré par le générateur charge la batterie. Si la tension aux bornes de la diode Zener atteint la valeur de référence, le courant I augmente brusquement, le transistor T devient passant et il délivre une partie du courant de charge.

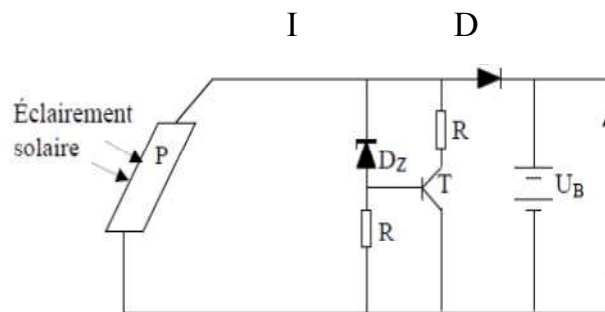


Figure III.20: Schéma de principe d'un régulateur de charge shunt

c) Régulateur MPPT

Dans ce régulateur, un circuit mesure en permanence la tension et le courant au générateur pour tirer de l'énergie au point de puissance maximale. Ceci permet de garantir que le maximum de l'énergie sera récupéré, quels que soient les conditions météorologiques. En général, ces régulateurs fonctionnent soit en élevant, soit en réduisant la tension. L'avantage

de ce régulateur est qu'il permet de travailler grande plage de température et permet de charger les batteries à 100%.

d) Régulateur PWM

Le régulateur PWM gère de façon optimale les connexions et les déconnexions du module au reste du système. Selon l'état de charge des batteries, il effectue des coupures plus ou moins longues et plus ou moins fréquentes. Cette technologie permet de charger les batteries à 100% de leur capacité. Elle est de loin la plus utilisée dans les installations photovoltaïques autonomes.

III.6-Convertisseur CC/AC (Onduleur)

L'onduleur est un dispositif de conversion, il est important de connaître la relation liant la puissance à la l'onduleur à celle entrante.

Cette caractéristique est représentée par la fonction [19] :

$$\eta = f(P_{ch})$$

La charge étant alimentée en courant alternatif, un onduleur est donc présent entre le bus continu et la charge. Il existe diverses équations pour définir le rendement d'un onduleur en fonction de la puissance délivrée.

L'onduleur est considéré comme un dispositif de transformation d'une énergie de type continu provenant soit du système de stockage en énergie alternative, soit directement de la source d'énergie. De tels dispositifs devraient délivrer une tension alternative à fréquence déterminée ; c'est-à-dire le signal généré par ce dernier doit être le plus sinusoïdal possible.

Ces onduleurs sont largement utilisés, mais les appareils existant ont l'inconvénient majeur de présenter des pertes, à vide ou à faible charge, très élevées, leur rendement n'est donc acceptable qu'à pleine charge.

Les stratégies de commutation souvent utilisées sont à PWM (Pulse Width Modulation en anglais ou MLI, Modulation de largeur d'Impulsions, en français) ou SVM (space Vector Modulation). La stratégie de commutation SVM à plusieurs avantages par rapport à la stratégies de commutation PWM classique, à cause d'une meilleure utilisation du bus à CC, moins d'harmoniques sur les courants et les tensions et moins de pertes dues aux commutations [5].

III.7-Conclusion

La modélisation de chaque composant du système hybride a été élaborée à partir des modèles de la littérature (champ PV, éolienne, batteries de stockage); cette modélisation est une étape essentielle car permet d'introduire le modèle de chaque sous-système puis évaluer la caractéristique de chaque élément de l'installation ainsi que les paramètres constitutants.

L'implémentation de ces modèles dans un environnement de simulation adapté permettra d'étudier le comportement des composants en fonction de certains paramètres.

L'outil ainsi réalisé sera utilisé pour déterminer le dimensionnement optimal d'un tel système pour des cas d'applications, ceci est l'objectif du quatrième chapitre.

Chapitre IV
Dimensionnement optimal
du système hybride
(Solaire-Eolien)

Chapitre IV

DIMENSIONNEMENT OPTIMAL DU SYSTEME HYBRIDE

IV.1-Introduction

Les méthodes d'évaluation des systèmes hybrides éolien/photovoltaïque autonomes et leurs avantages se sont beaucoup développées ces dernières années. L'optimisation de l'énergie éolienne et photovoltaïque avec un stockage électrochimique (accumulateurs), avec ou sans apport de diesel, dépend beaucoup des modèles économiques de chaque système pris séparément (éolien et photovoltaïque). L'avantage d'un système hybride par rapport à un système pur éolien ou pur photovoltaïque, dépend de beaucoup de facteurs primordiaux : la forme et le type de la charge, le régime du vent, le rayonnement solaire, le coût et la disponibilité de l'énergie, le coût relatif de la machine éolienne, le champ photovoltaïque, le système de stockage électrochimique et d'autres facteurs d'efficacité. Les systèmes photovoltaïques sont actuellement économiques pour les installations de faibles puissances. Pour les systèmes d'énergie autonomes, le coût de stockage représente la plus grande contrainte du coût global du système pour les installations de grandes puissances. Minimiser le coût de stockage et réduire sa capacité est la raison essentielle de la combinaison des systèmes éolien et photovoltaïque [28].

Dans ce chapitre, on définit les différents besoins de la ferme dans le but de faire le dimensionnement et l'optimisation du système hybride (photovoltaïque –éolien) par des différentes méthodes.

IV.2- Méthodologie adoptée :

La méthode adoptée pour le dimensionnement du système hybride s'effectue comme suit :

1. Le choix d'un profil de consommation d'énergie électrique représentatif du site (besoins de la ferme).
2. Choix de l'éolienne.
3. Détermination de la taille du générateur photovoltaïque.
4. Dimensionnement du système de stockage.
5. Dimensionnement du système de régulation.
6. Dimensionnement du système de conversion (onduleur).

IV.2.1- Détermination du profil de charge

La ferme dont il est question fait partie d'une région rurale isolée non raccordée au réseau de distribution d'énergie classique qui est occupée en permanence durant toute l'année, dont l'activité se résume en deux points : le maraichage et l'élevage des moutons et des vaches.

IV.2.1.1-Besoins électriques domestique

La ferme est équipée de l'ensemble des appareils permettant de fournir le confort aux occupants. Le nombre d'heures de consommation est déterminé en fonction de l'heure de lever et de coucher du soleil. Le nombre d'heures d'éclairage dépend des heures du lever et du coucher des membres de la famille. Par ailleurs, on suppose que le lever et le coucher respectifs des occupants de la ferme s'effectuent en moyenne à 6 h du matin et à 23h du soir.

Afin de consommer le minimum d'énergie et de réduire autant que possible la taille du système photovoltaïque et éolien, on choisit les appareils de faibles consommation. L'estimation de l'énergie journalière consommée par les différents équipements électroménagers et l'éclairage sont présentés sur le tableau suivant :

Tableau IV.1 : Estimation des besoins énergétiques journalier d'une journée hivernale

Type de charge période hivernale	Puissance (W)	Durée utilisation (h)	Consommation électrique (Wh/j)
Eclairage(Lampes)	11-25	5	550
Téléviseur TV tube cathodique	80-100	4	320
Réfrigérateur (250L)	150-350	24	3600
Radio	40-150	2	80
Moteur de pompe	1500	2	3000
Machine à laver	2000-2200	1 cycle /j	0,9 kWh/cycle
Four micro-ondes	750-1500	1h /j	750
Fer à repasser	750-1100	5h /semaine	540
Sèche cheveux	300-600	30 min /j	150
Machine à coudre	70-100	1h/j	70
Machine à traire	750	2	1500
Total journalière	7. 250 kW/jour		13. 532 kWh/j
Total mensuelle	220.52 kW/mois		411.6 kWh/mois
Total annuelle	2646.250 kW/ans		4939.18 kWh/ans

Tableau IV.2 : Estimation des besoins énergétiques journalier d'une journée estivale

Type de charge période estivale	Puissance (W)	Durée utilisation (h)	Consommation électrique (Wh/j)
Eclairage (10 Lampes)	11-25	3	330
Téléviseur TV tube cathodique	80-100	5	400
Réfrigérateur (250L)	150-350	24	3600
Radio	40-150	2	80
Moteur de pompe	1500	6	9000
Machine à laver	2000-2200	1 cycle /j	0,9 kWh/cycle = 900
Four micro-ondes	750-1500	1h /j	750
Fer à repasser	750-1100	5h /semaine	540
Sèche cheveux	300-600	30 min /j	150
Machine à coudre	70-100	1h/j	70
Machine à traire	750	2	1500
Total journalière	7. 250 kW/jour		19.593 kWh/j
Total mensuelle	220.52 kW/mois		595.953 kWh/mois
Total annuelle	2646.250 kW/ans		7151.44 kWh/ans

IV.2.1.2-Besoins en eau

L'eau est nécessaire pour la consommation domestique, ainsi pour les bêtes et la culture.

Les besoins en eau de la ferme sont donnés par le tableau IV.3 :

Tableau IV.3 : Estimation des besoins en eaux journalier

Période		P. basse				P. moyenne				P. haute			
Mois		Nov.	Déc.	jan.	Fév.	Mar.	Avr.	Sep.	Oct.	Mai	jui	jul	Aou.
Volume d'eau (m ³ /h)	humains	0,09				0,09				0,18			
	Animaux	0,3				0,3				0,6			
	Irrigation	15				15				60			

Pompage d'eau

La ferme nécessite une pompe pour puiser de l'eau. L'énergie nécessaire pour pomper une certaine quantité d'eau (m^3/j) sur une certaine hauteur pendant une journée est calculée à partir du débit et de HMT requises, elle est exprimée en Watt heures.

$$E_{\text{éle}} = C_H \cdot H_{MT} \cdot Q / R_p \quad (\text{IV-1})$$

Avec :

$$C_H = g \cdot \rho = 2.725 \text{ Kg.s.h/m}^2;$$

ρ : la densité de l'eau ;

g : la constante de gravité ;

Q : le débit en ($m^3/jour$) ;

R_p représente en général le rendement des motopompes, qui varie de 30 % à 45 % selon le type de pompe et de moteur. H_{MT} représente la hauteur manométrique totale d'une pompe, elle est donnée par la formule :

$$H_{MT} = H_g + P_c \quad (\text{IV-2})$$

Où :

P_c représente les pertes de charges produites par les frottements de l'eau sur les parois des conduites, estimés à 10 % de la hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique et le plan d'utilisation).

$$H_g = H_r + N_d \quad (\text{IV-3})$$

Avec :

H_r : hauteur du réservoir ;

N_d : hauteur dynamique.

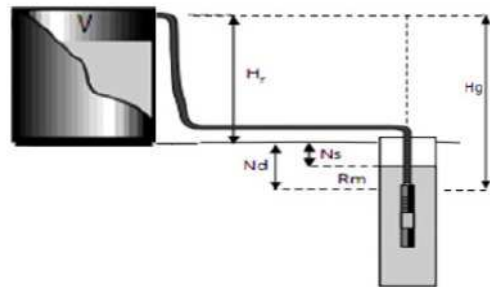


Figure IV.1: Hauteur manométrique totale

Les caractéristiques du puit considéré sont données par le tableau ci-dessous :

Tableau IV.4 : Caractéristiques du puits

Niveau dynamique	Niveau statique	Hauteur du réservoir	Hg (m)	H _{MT} (m)
47	28	1	48	52.5

Tableau IV.5 :Caractéristique de la pompe immergée Grunfos choisie

Type	Puissance nominale (KW)	Tension(V)	Rendement	Débit (m ³ /h)
SP8 A-5	1500	220	60%	8

La figure suivante représente le profil de la charge de la ferme :

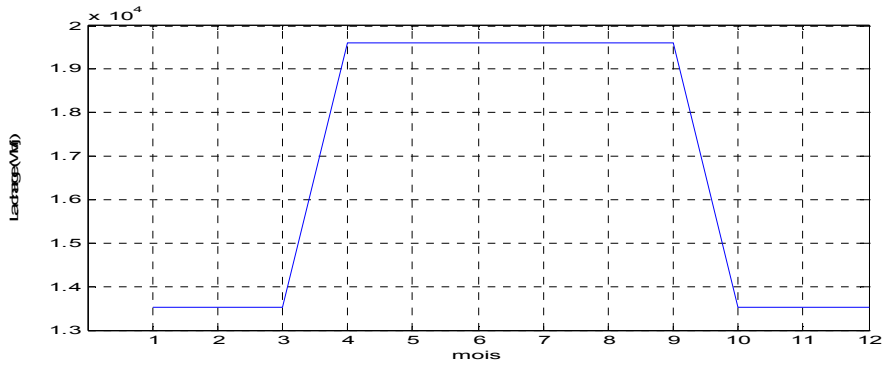


Figure IV.2 : Le profil de consommation mensuelle annuelle

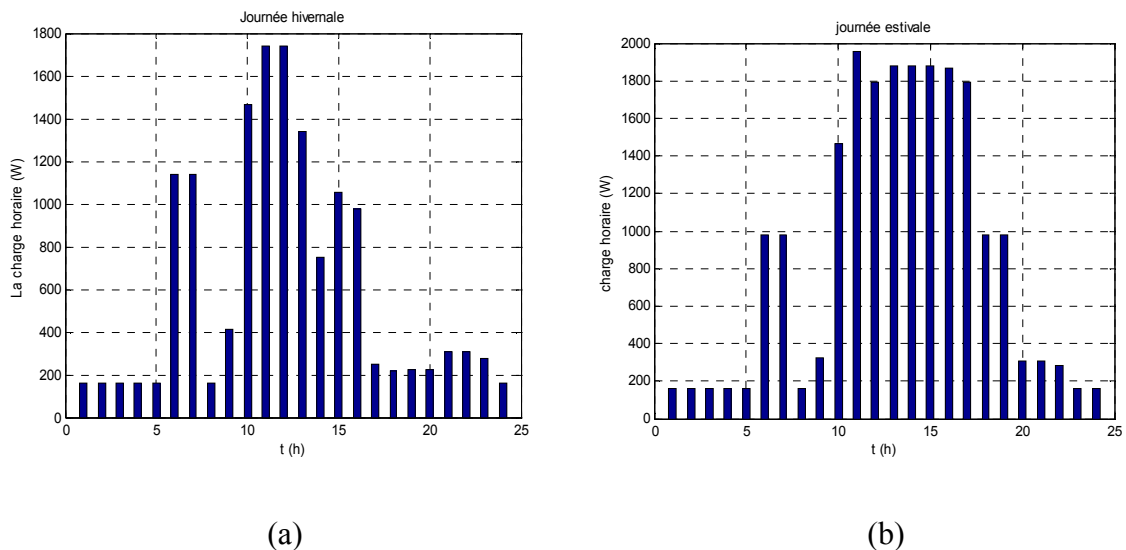


Figure IV.3 : Profil de consommation journalière adopté (a) :j.hivernale, (b) :j.estivale

IV.2.2-Choix de l'éolienne

L'éolienne **SW Whisper 200** est particulièrement recommandée pour les vents faibles et modérés (3 mètres/seconde et au delà). Cette éolienne alimentera des batteries AGM ou GEL dans des sites isolés (habitations non reliées au réseau électrique, pompage, télécommunications ...).

L'éolienne **Whisper 200** est parmi les éoliennes les plus silencieuses au monde.

Cette éolienne a les caractéristiques suivantes [34]:

- ✓ Puissance nominale : 1000 Watt à 11.6 m/s (42 Km / h).
- ✓ Tension : 12, 24,36 ou 48Vdc configurable.
- ✓ Vitesse de démarrage : 3.1 m/s (11.2 Km/h).
- ✓ Vitesse de vent maximale : 193 Km/h (55 m/s)

D'autres caractéristiques sont données en annexe B.

IV.2.3- Dimensionnement du générateur photovoltaïque

Selon la puissance demandée par la charge et l'irradiation journalière incidente sur le plan du générateur, la puissance nominale que doit fournir le générateur PV est calculée par l'expression suivante :

$$P_c = E_L / E_{sol} \cdot \eta_{nd} \cdot f \quad (IV-4)$$

Où :

E_L : Energie électrique demandée par la charge en Wh/j.

E_{sol} : durée d'enseuillement du mois le plus défavorable en heures.

P_c : Puissance crête en Wc.

f : Facteur traduisant les pertes et désadaptations fixé à 0.7.

IV.2.3.1- Détermination du nombre de modules

$$N_{pv} = \frac{P_c}{P_m} \quad (IV-5)$$

P_m : Puissance crête du module (Wc).

IV.2.3.2-Détermination du nombre de modules en série

Pour trouver la tension convenable à l'alimentation d'une charge donnée par la mise en série de plusieurs modules PV, le nombre de ces modules est calculé par l'expression suivante :

$$Nms = \frac{VL}{Vm} \quad (IV-6)$$

Avec :

V_L : La tension nominale de la charge.

V_m : La tension nominale du module.

IV.2.3.3-Détermination du nombre de modules en parallèle

La mise en parallèle de modules donne l'intensité nécessaire à la charge. Le nombre de branches est calculé par l'équation suivante :

$$Nmp = \frac{Nm}{Nms} \quad (IV-7)$$

Supposant que le système photovoltaïque peut alimenter 80% de la charge et le système éolien alimente le reste de la charge c-à-d 20%, alors le dimensionnement du système est donné par le tableau suivant :

La charge (Wh/j)	15674
Tension de sortie (V)	48
Puissance crête (Wc)	5865
Surface du générateur (m ²)	36.65
Puissance du module (Wc)	160
Tension du module (V)	24
Nombre de modules	30
Nombre de modules en série	2
Nombre de modules en parallèle	15

IV.2.4- Dimensionnement des batteries de stockage

Le dimensionnement de la batterie consiste à calculer le nombre de batteries nécessaires pour un système d'énergie hybride permettant de s'affranchir des variations climatiques temporaires. Cela dépend principalement des jours d'autonomie souhaitée, la profondeur maximale de décharge de la batterie et la température atmosphérique. L'équation (IV.8) présente

le calcul du nombre de batteries qui doit connecter en parallèle pour atteindre les ampères-heures requis par le système.

$$Nbp = \frac{CT}{Cn} \quad (IV-8)$$

Où :

C_T : la capacité totale de banc de batteries nécessaires (Ah) ;

C_n : la capacité nominale d'une unité de batterie (Ah) ;

Nbp : le nombre de batteries parallèle.

Équation (IV-9) présente le nombre de batteries qui doit être connecté en série pour atteindre la tension requise par le système.

$$Nbs = \frac{Vn}{Vbat} \quad (IV-9)$$

Où :

V_n : la tension du système DC (Volt) ;

V_{bat} : la tension de la batterie (Volt) ;

Nbs : le nombre de batteries qui doit être connecté en série.

Le nombre total des batteries est obtenu en multipliant le nombre total de batteries en série (Nbs) et le nombre total des batteries en parallèle (Nbp), comme indiqué par l'équation :

$$Nb = Nbs.Nbp \quad (IV-10)$$

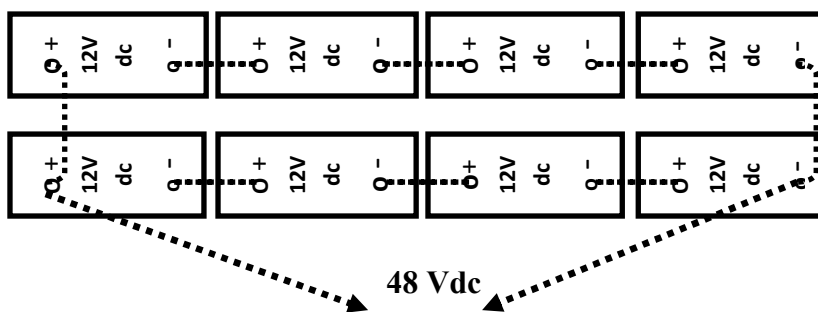


Figure IV.4: Exemple de Connexion des batteries (série-parallèle).

Les paramètres de la batterie choisie, pour réaliser le dimensionnement, sont donnés par le tableau IV.6.

Tableau IV.6 : Paramètres de la batterie choisie

Type	Tension nominale (V)	Capacité nominale (Ah)	Charge minimale	Rendement de charge	le taux d'autodécharge	Coût (\$)
Concorde (PVX-890T)	12	102	20%	0.85	0.0014	235

Si on considère que le nombre de jours d'autonomie est 2 jours alors :

Nb = 40 ;

Nbp = 10 ;

Nbs = 4.

IV.2.5-Dimensionnement du convertisseur CC/AC (onduleur)

Le dimensionnement de l'onduleur consiste à calculer le nombre d'onduleurs nécessaires pour le GPV et les éoliennes. Dans les petits systèmes hybrides un onduleur sera suffisant, mais pour un plus grand système hybride plusieurs onduleurs peuvent être nécessaires. La tension continue de l'onduleur doit être égale à la tension du générateur et de fréquence égale à celle de la maison. Pour les besoins de notre ferme, l'onduleur choisi est présenté dans le tableau IV.7

Équation (IV-6) représente le calcul du nombre d'onduleurs nécessaires pour un système hybride autonome.

$$\text{Nombre d'onduleurs nécessaires} = P_L / P_{\text{ond}} \quad (\text{IV-11})$$

Avec :

P_L : la puissance demandée par la charge.

Tableau IV.7 : Paramètres de l'onduleur choisi

Type	Puissance max (W)	Tension d'entrée nominale de la batterie (V)	Rendement max	Tension de sortie (V)	Fréquence Hz
Sunny Island 4248	4200	48	95 %	220	50

IV.2.6-Dimensionnement du régulateur

Le dimensionnement du régulateur consiste à calculer le nombre de régulateurs nécessaires pour le système PV. La tension de sortie du régulateur doit être égale à la tension nominale de la batterie. Aussi la tension maximale du GPV devrait être inférieure à la tension nominale du régulateur [32].

$$\text{Nombre de régulateurs} = \frac{\text{Puissance maximale du GPV (STC)}}{\text{Puissance maximale du régulateur}} \quad (\text{IV-12})$$

Avec :

$$\text{Puissance maximale du GPV (STC)} = P_{pv\ STC} \cdot N_{pv} \quad (\text{IV-13})$$

$$\text{Puissance maximale du régulateur} = V_{bat} \cdot I_{rég} \quad (\text{IV-14})$$

Où $P_{pv\ STC}$ représente la puissance du module photovoltaïque choisi dans les conditions standards ; $I_{rég}$ est le courant maximal du régulateur que peut être géré à partir du système GPV à la batterie.

Tableau IV.8 : Paramètres du régulateur choisi

Type	Courant max (A)	Tension nominale (V)	Tension Voc max (V)
MPPT Flexmax 80	80	48	150

IV.3-Méthodes d'optimisation des systèmes hybrides

L'énergie mensuelle produite par le système par unité de surface est notée E_{pv} pour le photovoltaïque et $E_{éol}$ pour l'éolien. Le mois le plus défavorable est fonction de la charge mensuelle, des ressources climatiques et des performances des composants du système. La surface du générateur nécessaire pour assurer la couverture totale (100 %) de la charge (E_L) durant le mois le plus défavorable est exprimée par [23]:

$$A_i = \max \left(\frac{E_{L,m}}{E_{i,m}} \right) \quad (\text{IV-15})$$

Avec :

$i = pv$ pour le générateur photovoltaïque et $i = éol$ pour le générateur éolien.

Dans un système hybride photovoltaïque-éolien, le terme de l'énergie totale produite est assez indéfini dans le sens où la contribution de chacune de ces parties n'est pas déterminée. L'énergie totale produite par les deux générateurs photovoltaïque et éolien qui alimentent la charge est exprimée par [23]:

$$E_{pv} \cdot A_{pv} + E_{éol} \cdot A_{éol} = EL \quad (IV-16)$$

Avec :

$$E_{pv} \cdot A_{pv} = f \cdot EL \quad (IV-17)$$

$$E_{éol} \cdot A_{éol} = (1 - f) \cdot EL \quad (IV-18)$$

Où:

f représente la fraction de la charge alimentée par la source photovoltaïque et $(1 - f)$ celle alimentée par la source éolienne. La valeur limite $f = 1$ indique que la totalité de la charge est alimentée par la source photovoltaïque, quant à $f = 0$ correspond à une alimentation 100 % éolienne.

Il existe deux méthodes qui sont utilisées. Elles sont basées sur la moyenne mensuelle annuelle et la moyenne du mois le plus défavorable de l'énergie totale incidente.

IV.3.1-Méthode des moyennes mensuelles annuelles

Dans cette méthode, la taille des générateurs photovoltaïque et éolien est tirée des valeurs moyennes annuelles de chaque contribution nommée E_{pv} , $E_{éol}$ (pour un mois). De la même manière, la charge est représentée par la valeur moyenne mensuelle annuelle. Par conséquent, les surfaces des deux générateurs photovoltaïque et éolien sont données par [23] :

$$A_{pv} = f \cdot \frac{\overline{EL}}{\overline{E_{pv}}} \quad (IV - 19)$$

$$A_{éol} = (1 - f) \cdot \frac{\overline{EL}}{\overline{E_{éol}}} \quad (IV - 20)$$

IV.3.2-Méthode du mois le plus défavorable

Pour cette méthode, le dimensionnement des composants du système (générateurs photovoltaïque et éolien) se fait en fonction du mois le plus défavorable pour le solaire et pour l'éolien.

Les surfaces nécessaires pour les deux générateurs sont exprimées par:

$$A_{pv} = f \cdot \max\left(\frac{E_{L,m}}{E_{pv,m}}\right) \quad (IV-21)$$

$$A_{el} = (1 - f) \cdot \max\left(\frac{E_{L,m}}{E_{éol,m}}\right) \quad (IV-22)$$

IV.3.3- Méthode LPSP

IV.3.3.1-Description de la méthode

La LPSP est définie comme étant la fraction de l'énergie déficitaire sur celle demandée par la charge. Elle exprime le taux de non-satisfaction de la charge. En terme d'état de charge des batteries, la LPSP est définie par [29] :

$$LPSP = \{\text{Pr } E_B(t) \leq E_{Bmin} \text{ pour } t \leq T\}$$

C'est-à-dire, la probabilité pour que l'état de charge, à tout instant t , soit inférieur ou égale au seuil minimal de l'énergie disponible dans la batterie E_{Bmin} . $E_B(t)$ est l'énergie stockée dans la batterie à n'importe quel instant t , exprimée en [Wh].

Cette méthode consiste à déterminer le nombre optimal de batteries et de modules photovoltaïques selon de deux critères d'optimisation à savoir :

- ✓ La fiabilité qui est basée sur le concept de la probabilité de pertes d'énergie (Loss of Power supply probability (LPSP) ;
- ✓ Le coût du système.

IV.3.3.2-Modèle de la fiabilité

Plusieurs approches sont utilisées pour trouver les configurations optimales des systèmes hybrides en terme de l'analyse technique. Parmi ces méthodes, on trouve la méthode des moindres carrés et l'approche (LPSP).

Dans cette étude, le modèle technique d'optimisation du système hybride est développé selon les concepts de LPSP pour évaluer la fiabilité des systèmes hybrides. La méthodologie utilisée peut être résumée dans les étapes suivantes :

L'énergie produite totale, conjointement par l'éolienne et le générateur photovoltaïque en une heure t , notée $E_T(t)$, peut être exprimée par la relation suivante [29] :

$$E_T(t) = E_{éol}(t) + N_{pv} E_{pv}(t) \quad (IV-23)$$

Avec :

$E_{éol}(t)$: l'énergie produite par l'éolienne; $E_{pv}(t)$: l'énergie produite par le générateur photovoltaïque et N_{pv} : le nombre de modules photovoltaïques.

Trois scénarios sont envisagés pour décrire l'énergie stockée dans les batteries :

a) Premier scénario

À chaque heure, l'état de l'unité de stockage, pendant le temps de (t-1) à t, dépend de l'état de charge antérieur de l'unité, de la quantité d'énergie produite et de la consommation de l'utilisateur.

Pendant le processus du chargement, quand la production totale de l'aérogénérateur et le générateur photovoltaïque est plus grande que la demande des charges du consommateur, la quantité de la charge disponible dans l'unité de stockage à l'heure (t) peut être décrite par la fonction suivante [29]:

$$EB(t) = EB(t - 1)(1 - \sigma) + \left(E_{pv}(t) + E_{éol}(t) - \frac{EL}{\eta_{ond}} \right) \eta_{bat} \quad (IV-24)$$

Où :

$EB(t)$ et $EB(t-1)$: les quantités de la charge disponible de l'unité de stockage en (Wh) à l'heure t et (t-1) respectivement, η_{bat} : le rendement de la batterie ;

σ : le taux d'autodécharge des batteries ; et η_{ond} : le rendement de l'onduleur.

b) Deuxième scénario

Lorsque la demande des charges est plus grande que l'énergie produite disponible, l'unité de stockage est dans l'état de décharge. Par conséquent, la quantité de charge disponible de l'unité de stockage à l'instant t peut être exprimée comme suit :

$$EB(t) = EB(t - 1)(1 - \sigma) - \left(\frac{EL}{\eta_{ond}} - (E_{pv}(t) + E_{éol}(t)) \right) \eta_{bat} \quad (IV-25)$$

c) Troisième scénario

Lorsque la demande des charges est égale à l'énergie totale produite, dans ce cas la quantité de charge de l'unité de stockage reste inchangée.

Pour le premier scénario, quand l'unité de stockage atteint sa valeur maximale, E_{Bmax} , le système de régulation arrête le processus de charge.

L'excès d'énergie (gaspillage), définie comme étant l'énergie produite non consommée, à l'instant t est calculée comme suit [30] :

$$Exc(t) = ET(t) \cdot \Delta t - \left(\frac{E_{ch}}{\eta_{ond}} \cdot \Delta t + \left(\frac{E_{Bmax} - EB(t-t)}{\eta_{cha}} \right) \right) \quad (IV-26)$$

Où :

η_{cha} : Le rendement de charge de la batterie.

Le courant de charge de la batterie à l'instant t , peut être donné, pour un système hybride (photovoltaïque-éolien), par la formule suivante [24] :

$$I_{bat}(t) = \frac{P_{pv}(t)}{V_{bat}(t)} + \frac{P_{éol}(t) \cdot \eta_{red}(t)}{V_{bat}(t)} - \frac{P_{ch}(t) / \eta_{ond}}{V_{bat}(t)} \quad (IV-27)$$

Pour le deuxième scénario, si la quantité de charge de la batterie diminue à son niveau minimal, EB_{min} , le système de régulation déconnecte la charge et le déficit d'énergie, (Loss of power supply) à l'instant t , est exprimé comme suit [30] :

$$LPS(t) = Ech(t) \cdot \Delta t - \left((E_{pv}(t) + E_{éol}(t)) \cdot \Delta t + EB(t-1) - EB_{min} \right) \cdot \eta_{ond} \quad (IV-28)$$

Où :

Δt : le pas de temps utilisé (dans cette étude $\Delta t = 1$ heure). Pendant ce temps, l'énergie produite par le générateur photovoltaïque et éolien est considérée constante

La probabilité de pertes d'énergie (LPSP), pour la période considérée T , peut être définie comme le rapport de la somme des LPS(t) sur l'énergie totale de la charge durant cette période [30].

$$LPSP = \sum_{t=1}^T LPS(t) / \sum_{t=1}^T P_{ch}(t) \cdot \Delta t \quad (IV-29)$$

La quantité de la charge de l'unité de stockage dépend des contraintes suivantes:

$$EB_{min} \leq EB(t) \leq EB_{max} \quad (IV-30)$$

Où EB_{max} et EB_{min} sont respectivement le maximum et le minimum de la quantité de charge de l'unité de stockage.

La capacité en [Wh] est donnée par la relation suivante :

$$E_{B\ nom} = C_B \cdot V_{bat} \quad (IV-31)$$

Où V_{bat} : la tension choisie pour l'unité de stockage en (V) ; et C_B la capacité nominale de la batterie en (Ah).

De plus, on peut calculer EB_{min} en fonction de la capacité nominale EB_{nom} et de la profondeur de décharge de la batterie $PD(\%)$ comme suit [30]:

$$EB_{min} = (1 - PD) \cdot EB_{nom} \quad (IV-32)$$

La valeur maximale de l'état de charge EDC est égale à 1, et le minimum est déterminé par le profondeur de décharge.

$$EDC = 1 - PD \quad (IV-33)$$

IV.4-Etude économique

Le coût total nécessaire pour la réalisation d'une installation hybride (photovoltaïque-éolien) est exprimé par la relation suivante :

$$C = a N_{pv} + b N_b + C_0 \quad (IV-34)$$

Où :

C : le coût global du système hybride (\$);

a : le coût d'un module (\$);

b : le coût d'une batterie (\$);

C_0 : le coût total incluant les coûts de l'étude, de l'installation et de l'éolienne.

La solution optimale de la relation (IV-34) est donnée par la relation suivante :

$$\frac{\partial N_{pv}}{\partial N_b} = -\frac{b}{a} \quad (IV-35)$$

Cette solution est graphiquement illustrée par la figure (IV.5). Elle correspond au point de contact 'S' de la droite de pente $-\frac{b}{a}$ avec la courbe [29], (voir figure IV.5).

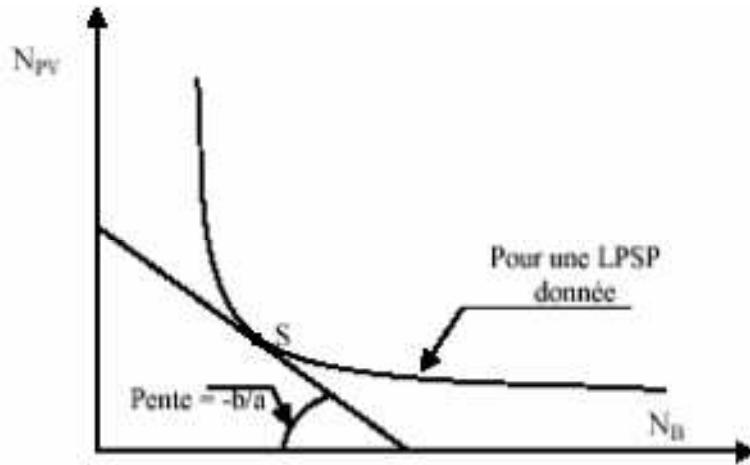


Figure IV.5 : Tracé du nombre de modules en fonction du nombre de batteries pour une 'LPSP' donnée [29].

IV.5-Avantages et inconvénients des différentes méthodes [33]

	Avantages	Inconvénients
Méthode des moyennes mensuelles annuelles	minimise le coût total du système	nécessite des données météorologiques mensuelles annuelles du site d'installation
Méthode du mois le plus défavorable	manque de la station météorologique dans un endroit isolé	Coût élevé à cause de surdimensionnement du système
Méthode LPSP	minimise le coût total du système	nécessite des données d'une année au minimum

IV.6-Résultats de simulation

Le tableau (IV.3) montre la production énergétique mensuelle des composants du système hybride étudié et la taille de chaque composant nécessaire pour satisfaire une charge moyenne journalière de 16.563 kWh / jour en utilisant les données de l'irradiation globale journalière mensuelle et la vitesse du vent moyenne mensuelle du site de Batna représentées dans le deuxième chapitre.

Tableau IV.9 : Production énergétique mensuelle et tailles du système hybride

Mois	Irradiation mensuelle (Wh/m ² .j)	Energie du vent (Wh/m ² .j)	E _{pv} mensuelle (Wh/m ² .j)	E _{éol} mensuelle (Wh/m ² .j)	EL (Wh/j)	A _{pv} (m ²)	A _{éol} (m ²)
Jan.	4699	528.3	361.7	237.72	13532	37.41	56.92
Fév.	5562	577.8	398.5	259.99	13532	33.95	52.04
Mar.	5988	630.3	438.2	283.61	13532	33.88	47.97
Avr.	6150	1013.1	459.9	455.91	19593	42.60	42.97
Mai	6017	872	502.6	392.39	19593	38.98	49.93
Jui.	6177	872	547.6	392.39	19593	35.78	49.93
Jul.	6661	806.6	542.5	362.97	19593	36.11	53.97
Aou.	6486	744.6	539.9	335.06	19593	26.28	58.47
Sep.	6182	528.3	498.7	237.72	19593	39.28	82.41
Oct.	5909	577.8	447.9	259.99	13532	30.20	52.04
Nov.	4926	630.3	421.9	238.61	13532	32.06	47.71
Déc.	4549	630.3	352.6	283.61	13532	38.37	47.71
Moyenne mensuelle	5775.5	700.93	459.4	315.42	16563	35.99	53.48

La figure suivante représente l'énergie produite par le générateur photovoltaïque et le générateur éolien.

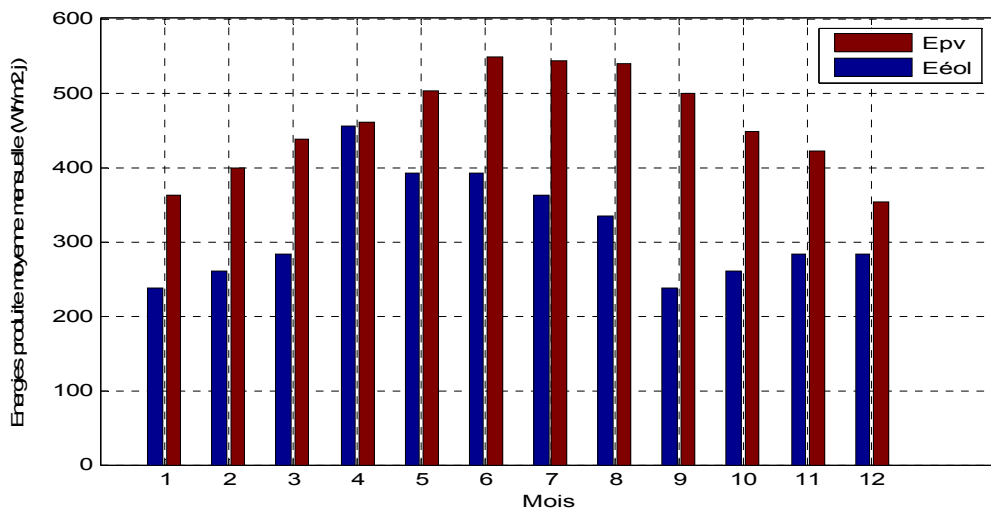


Figure IV-6 : Energies produites photovoltaïque et éolienne moyennes mensuelles

Les valeurs du dimensionnement du système hybride selon la méthode des moyennes mensuelles annuelles sont obtenues par un programme dans l'environnement MATLAB

Le tableau (IV.10) illustre les différentes configurations possibles du couplage du système photovoltaïque avec le système éolien et le coût de chaque configuration.

Tableau IV.10 : Méthode 1 – Dimensionnement selon la moyenne mensuelle annuelle

F	$A_{pv} (m^2)$	Nbre de modules	$A_{éol} (m^2)$	Nbre d'éoliens (\$)	Coût PV (\$)	Coût éolien(\$)	Coût PV+éolien (\$)
0	0	0	56.52	8	0	28000	<u>28000</u>
10 %	5.044	4	56.52	8	2744	28000	30744
20 %	8.82	7	49.45	7	2802	21000	29302
30 %	12.61	10	42.39	6	6860	17500	27060
40 %	16.39	13	35.32	5	8918	17500	26418
50 %	20.17	16	28.26	4	10776	14000	24976
60 %	23.95	19	21.19	4	13034	10500	27034
70 %	27.74	22	21.19	3	15092	10500	25592
80 %	32.78	26	14.13	2	17836	7000	24836
90 %	36.56	29	7.065	1	19894	3500	<u>23394</u>
100%	40.35	32	0	0	21952	0	<u>21952</u>

La figure IV.7 représente l'énergie produite par les générateurs photovoltaïque et éolien :

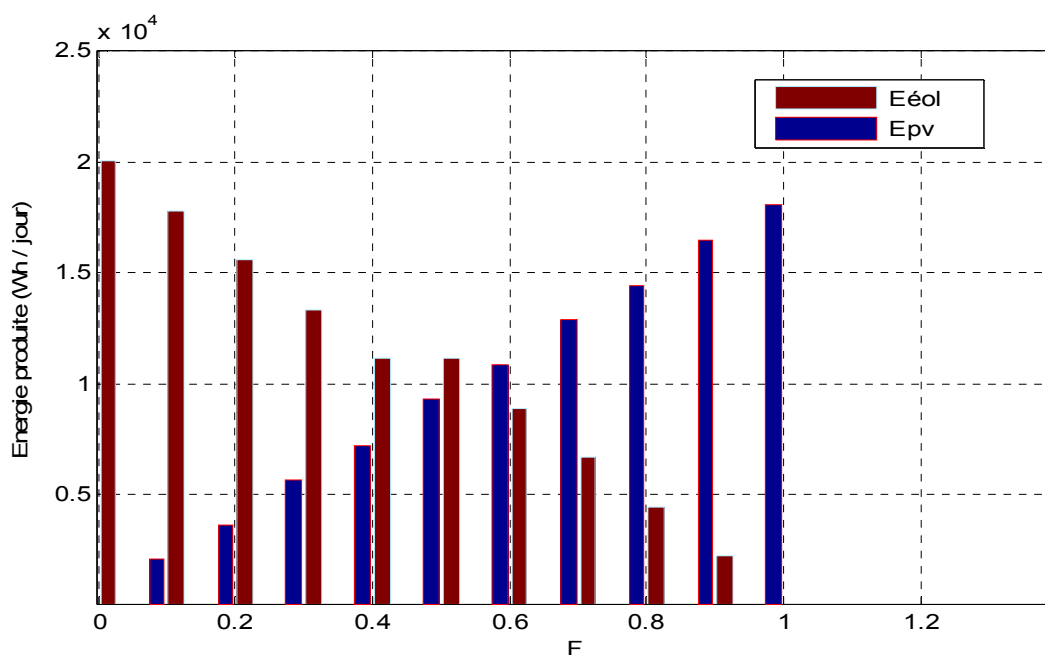


Figure IV.7 : Energies mensuelles annuelles produites par le système hybride (PV-éolien) utilisé

La figure IV.8 représente les coûts du système hybride (PV-éolien)

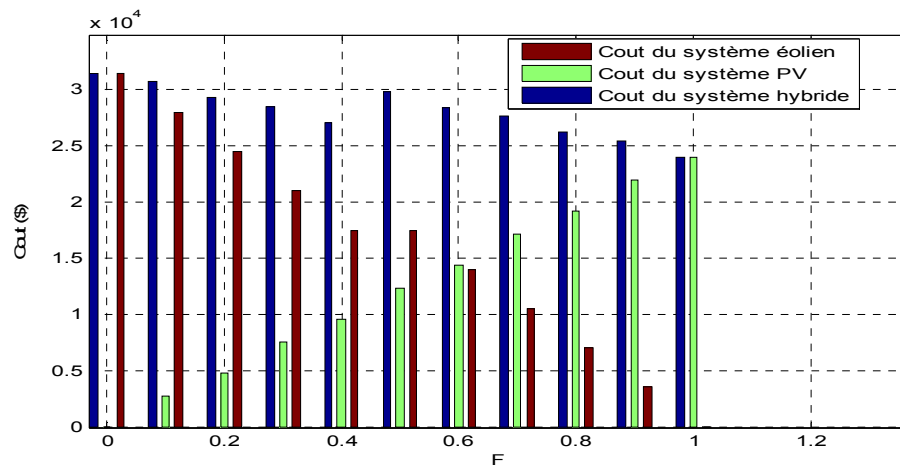


Figure IV.8 : Coût du système hybride (PV-éolien)

Le tableau IV.11 représente les différentes combinaisons entre le système photovoltaïque et le système éolien :

Tableau IV.11 : Méthode 2 - Dimensionnement selon le mois ‘décembre’ le plus défavorable pour le « système PV ».

<i>F</i>	<i>Apv (m²)</i>	<i>Nbre de modules</i>	<i>Aéol (m²)</i>	<i>Nbre éoliens</i>	<i>Coût PV (\$)</i>	<i>Coût éoliens (\$)</i>	<i>Coût PV+éolien (\$)</i>
0	0	0	49.45	7	0	24500	<u>24500</u>
10%	6.30	5	49.45	7	2744	24500	27430
20%	11.34	9	42.39	6	4802	21000	27174
30%	17.65	14	35.32	5	7546	17500	<u>27104</u>
40%	22.69	18	35.32	5	9604	17500	29843
50%	29.00	23	28.26	4	12348	17500	29778
60%	34.04	27	21.19	3	14406	14000	29022
70%	40.35	32	21.19	3	17150	10500	32452
80%	45.39	36	14.13	2	19208	7000	31696
90%	51.70	41	7.065	1	21952	3500	<u>31626</u>
100%	56.74	45	0	0	24010	0	<u>30870</u>

Les figures IV.9 et IV. 10 présentent respectivement l'énergie produite par le système (PV-éolien) du mois le plus défavorable ainsi que son coût:

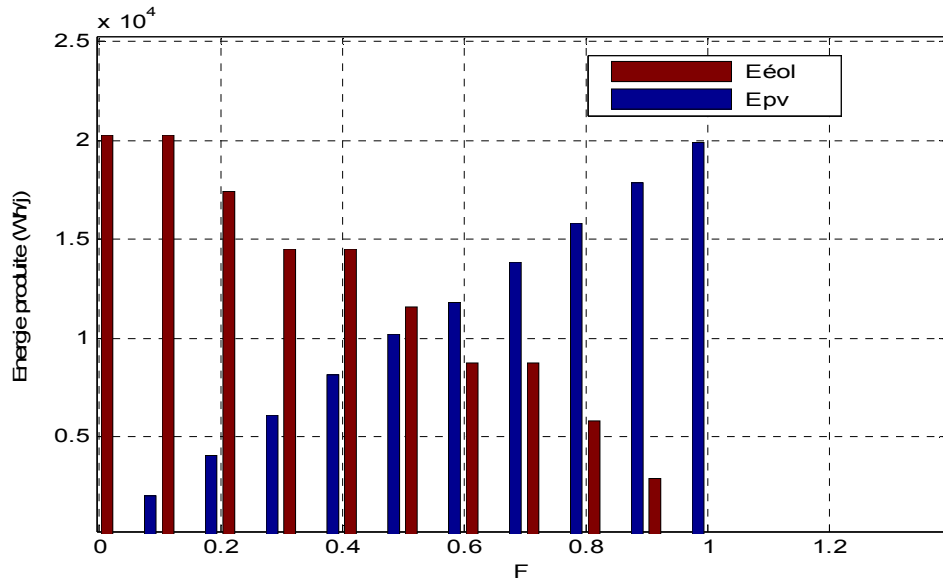


Figure IV.9 : Energie produite par le système (PV-éolien) du mois le plus défavorable

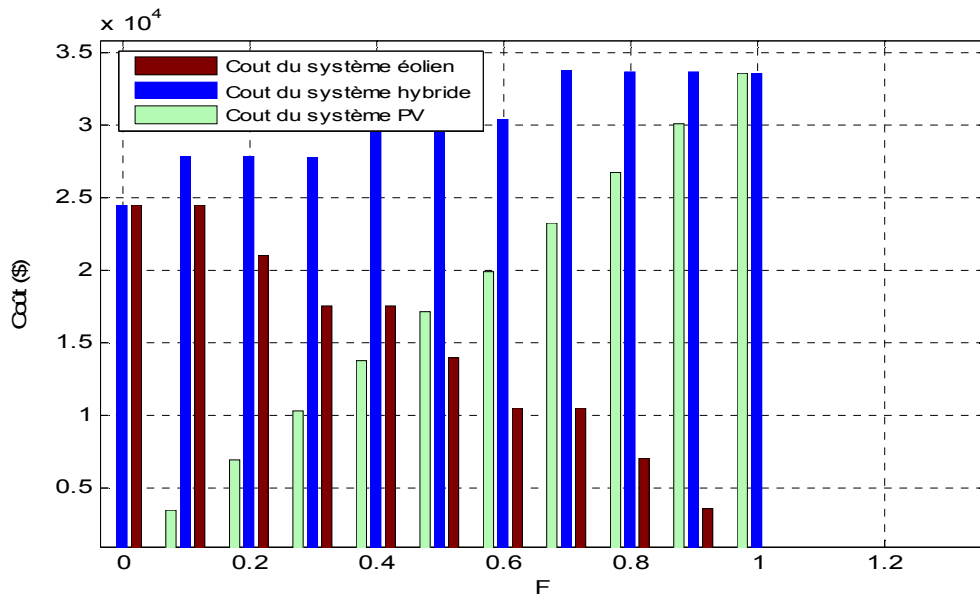


Figure IV. 10 : Coût du système pour le mois le plus défavorable

La méthode LPSP (Loss of Power supply probability)

Pour appliquer cette méthode, un programme de simulation est développé dont l'organigramme est donné par la figure (IV.11).

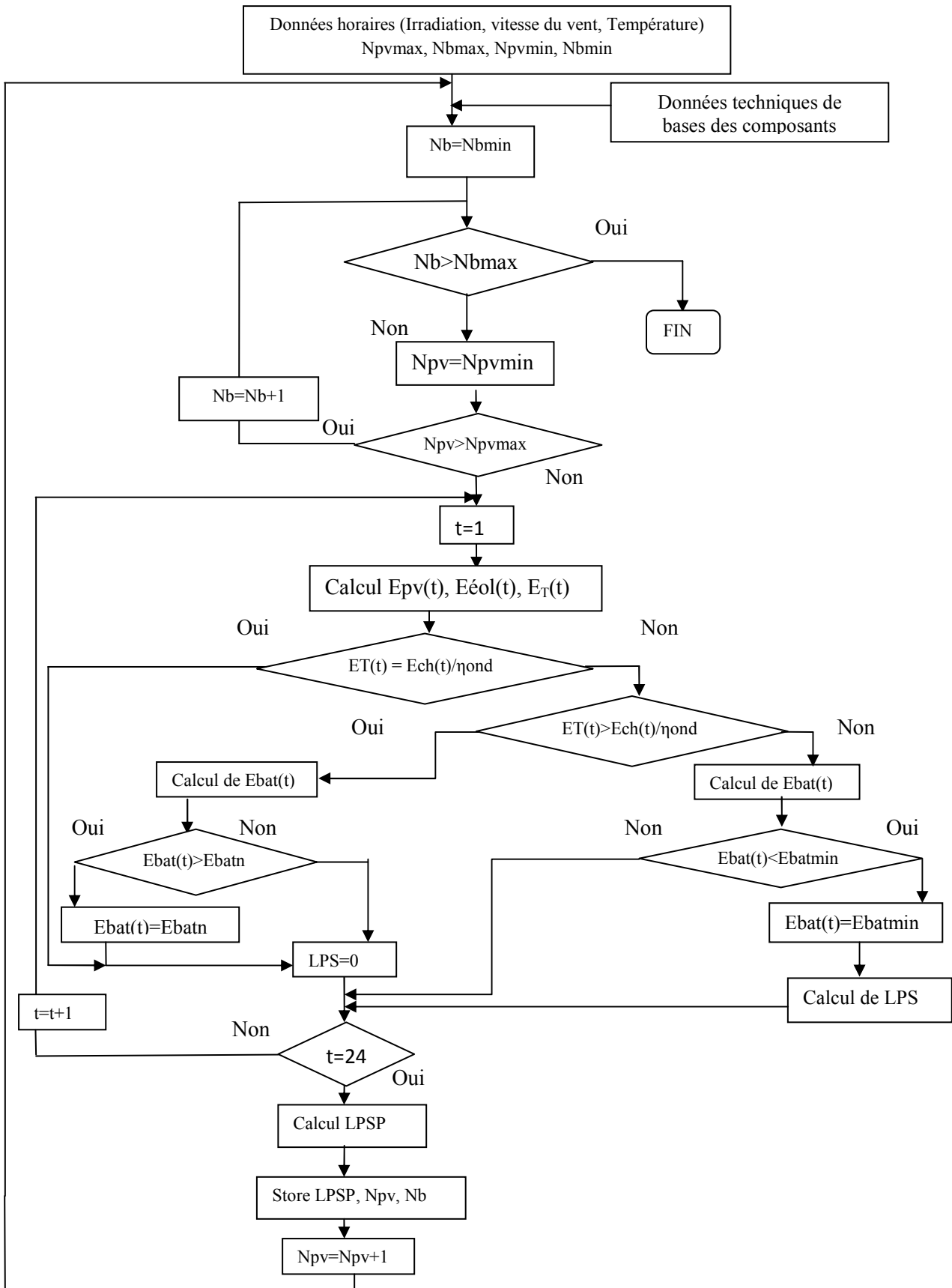


Figure IV.11 : Diagramme de l'organigramme pour le calcul de LPSP.

Journée estivale

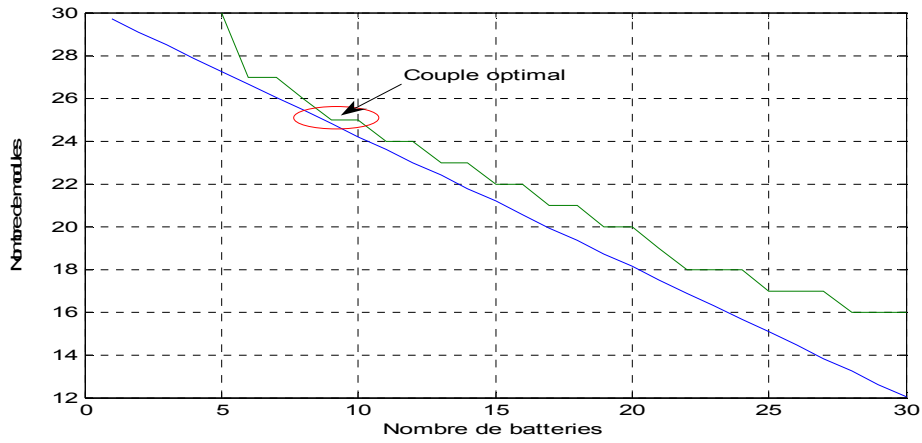


Figure IV.12 : Système photovoltaïque pur pour une journée estivale pour LPSP=0

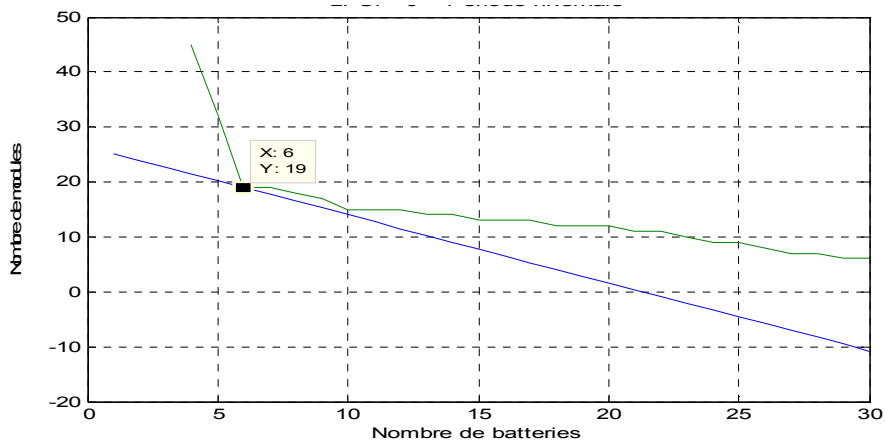


Figure IV.13: Système hybride pour une journée estivale pour LPSP=0

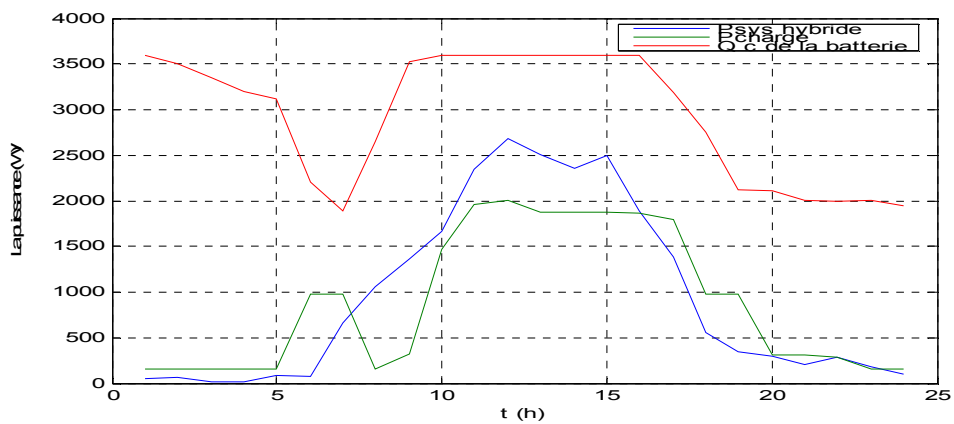


Figure IV.14 : Evolution temporelle du système hybride pendant une journée estivale.

Le tableau IV.12 donne les coûts, d’après l’année 2008 [32], des couples optimaux (nombre de modules Photovoltaïques, nombre de batteries) des deux systèmes autonomes hybride et mono source, pour LPSP=0 pour une journée estivale.

Tableau IV.12 : Tailles et coûts entre les deux systèmes : hybride et mono source

LPSP=0 Jour hivernal	système photovoltaïque				Système hybride (photovoltaïque-éolien)				Différence des coûts(\$)
	P(kW)	Nombre de modules	Nombre de batteries	Coût (\$)	P(kW)	Nombre de modules	Nombre de batteries	Coût (\$)	
	4.5	25	9	19265	3	19	6	14444	

Journée hivernale

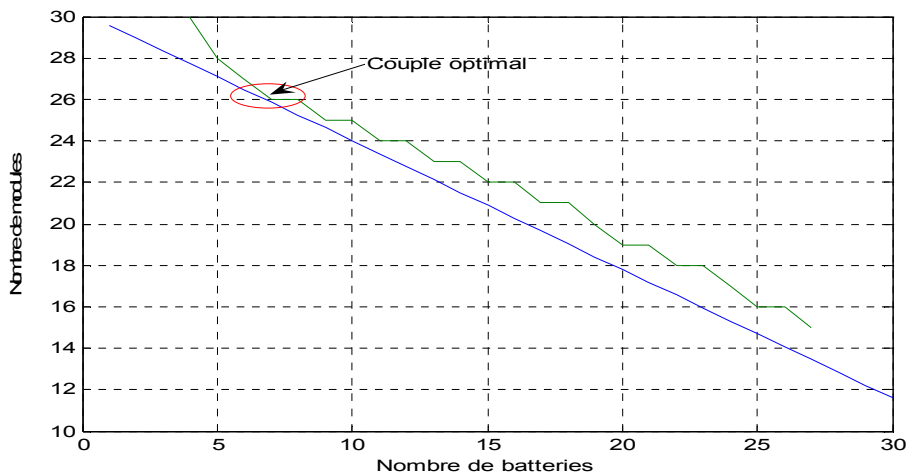


Figure IV.15 : Système photovoltaïque pur pour une journée hivernale LPSP=0

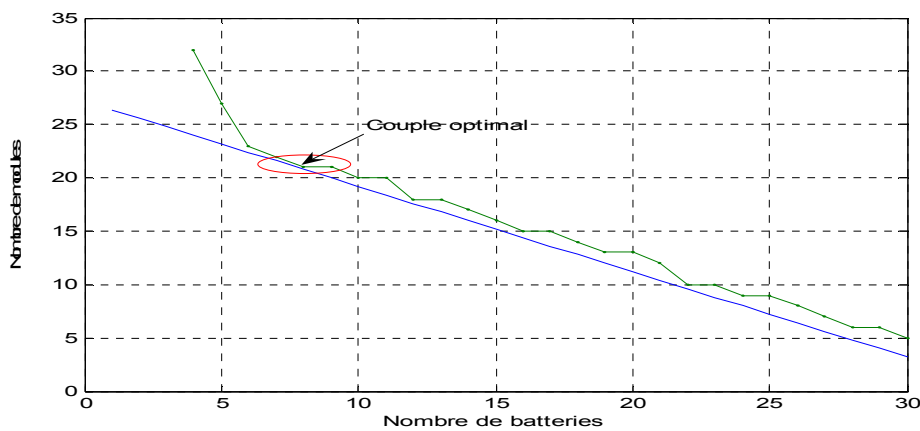


Figure IV.16 : Système hybride pour une journée hivernale LPSP=0

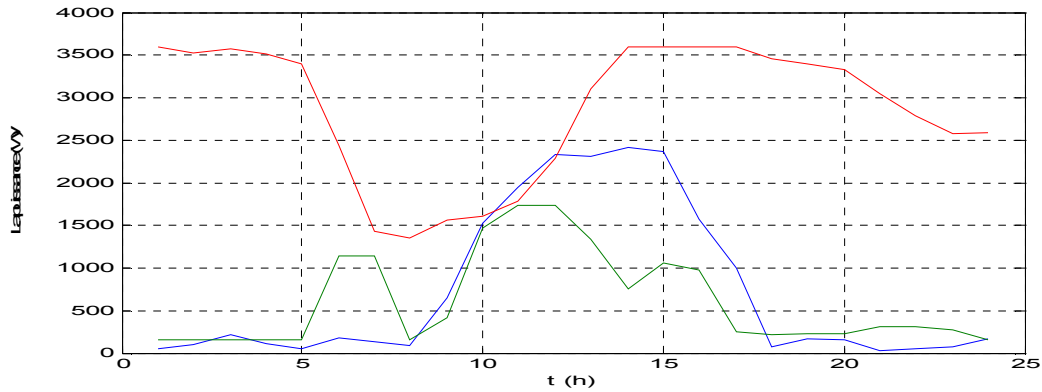


Figure IV.17 : Evolution temporelle du système hybride pendant une journée hivernale.

Le tableau IV.13 représente les coûts, suivant l’année 2008 [32], des couples optimaux (nombre de modules Photovoltaïques, nombre de batteries) des deux systèmes autonomes hybride et mono source, pour LPSP=0 pour une journée hivernale.

Tableau IV.13 : Tailles et coûts entre les deux systèmes : hybride et mono source

LPSP=0 jour estival	système photovoltaïque				Système hybride (photovoltaïque-éolien)				Différenc e des coûts(\$)
	P(kW)	Nombre de modules	Nombre de batteries	Coût (\$)	P (kW)	Nombre de modules	Nombre de batteries	Coût (\$)	
	4.16	26	7	19481	3.36	21	8	15813	

IV.7-Dimensionnement du système hybride moyennant le logiciel HOMER

Il existe plusieurs logiciels de dimensionnement et de simulation des systèmes à énergie hybride [2] : HOMER, SOMES, RAPSIM, SOLSIM, INSEL.....Tous ces logiciels ont pour but d’optimiser les systèmes hybrides, mais les stratégies d’optimisation sont différentes.

IV.7.1-Description du logiciel HOMER

C’est un outil développé par National Renewable Energy Laboratory (NREL), capable de dimensionner et d’optimiser un système hybride contenant différents composants : éolienne, PV, micro-hydrocentrale, diesel, réseau, pile à combustible et batteries. HOMER exécute des simulations pour toutes les configurations possibles du système pour les 8670 heures, dans le but d’avoir si elles sont réalisables. Il estime ensuite le coût d’installation et de fonctionnement

du système et propose une liste des configurations, classées par rapport au coût leurs cycle de vie.

HOMER utilise les valeurs moyennes mensuelles annuelles de l'irradiation solaire et la vitesse du vent du site d'implantation du système hybride pour réaliser son dimensionnement, ces valeurs sont disponibles dans la base de données fournie par le logiciel, (Figures IV.18, IV.19).

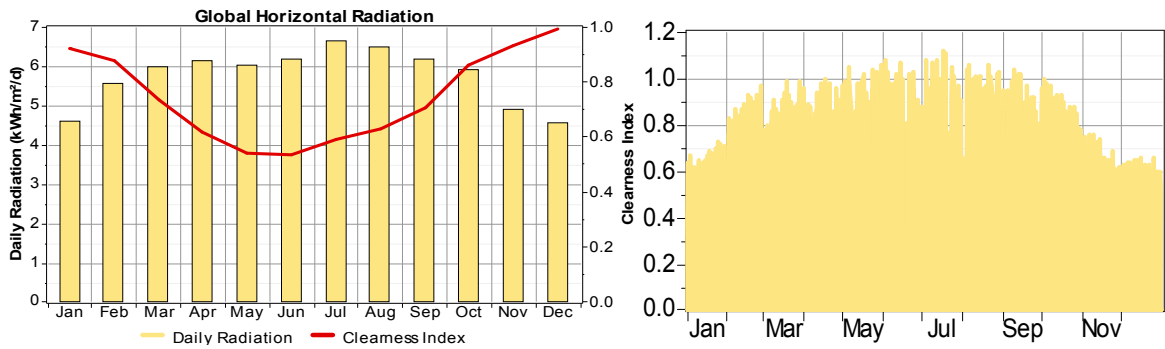


Figure IV.18 : Evolution annuelle des irradiations solaire du site de Batna

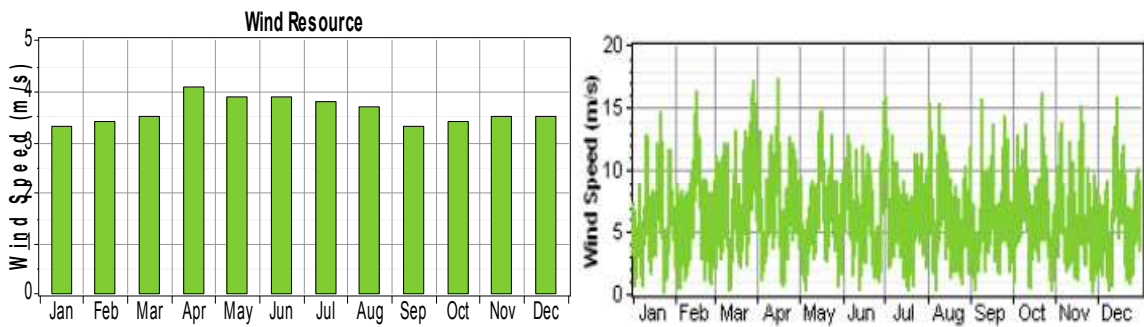


Figure IV.19 : Evolution annuelle de la vitesse du vent du site de Batna

Le profil de consommation électrique moyenne annuelle de la ferme donné par le logiciel, est illustré par la Figure IV.20.

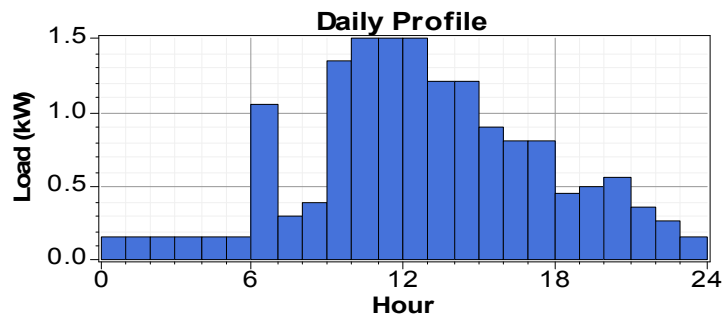


Figure IV.20 : Profil journalier de la charge

Nous présentons sur la figure IV.21 le diagramme relatif au programme HOMER, du système hybride.

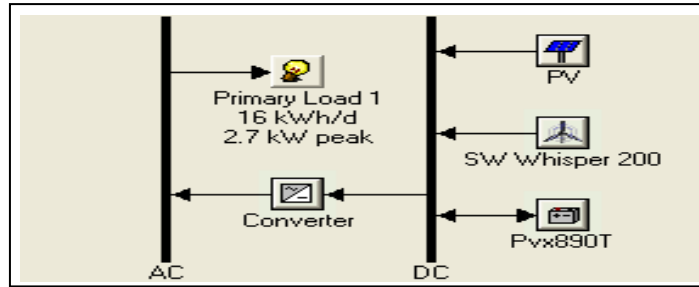


Figure IV.21 : Synoptique du système hybride

Résultats de simulation

Dans le tableau IV.14, sont illustrés les résultats issus de l'étude de dimensionnement, après avoir simulé toutes les configurations possibles du système hybride. Dans les conditions de charge, coût des composants et disponibilité des ressources présentées antérieurement, le système optimal inclut une éolienne, GPV et des batteries.

Tableau IV.14 : Configuration optimale du SEH

Sensitivity Results		Optimization Results								
Sensitivity variables										
Global Solar [kWh/m ² /d]		4.72		Wind Speed (m/s)		3.61				
<input checked="" type="radio"/> Categorized <input type="radio"/> Overall <input type="button" value="Export..."/> <input type="button" value="Details..."/>										
Double click on a system below for simulation results.										
		PV (kW)	W200	Pvx890T	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
		3	1	40	3.0	\$ 27,902	1,464	\$ 46,614	0.645	1.00
		3		80	3.0	\$ 33,802	2,008	\$ 59,473	0.822	1.00

Les résultats de simulation sont fournis sous forme d'une liste des configurations, classées par le coût net actuel (appelé le coût de cycle de vie). Ce coût permet de comparer les différentes configurations du système. Les résultats fournissent aussi une évaluation du SEH du point de vue énergétique, tableau IV.15.

Tableau IV.15 : Production énergétique du SEH

Production	kWh/an	%
Générateur PV	5.035	88
Eolienne	698	12
Total	5,733	100

Les systèmes de production participent suivant les fractions décrites dans le tableau IV.15 et qui montrent une participation importante du système PV, par rapport au système éolien, qui atteint 88%.

La puissance moyenne mensuelle produite par le système est illustrée dans la Figure IV.22

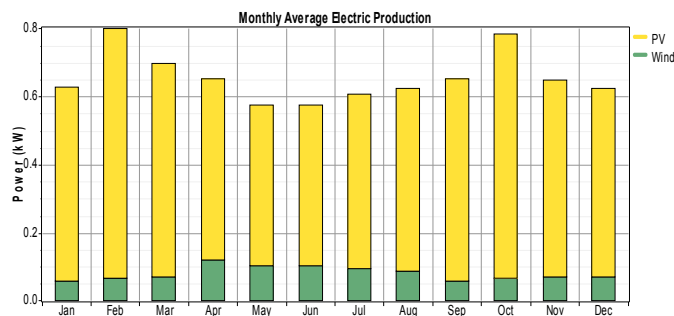


Figure IV.22 : La puissance moyenne mensuelle produite par chaque source

D'autres détails sont donnés dans l'annexe C.

IV.8-Interprétation des résultats

Les résultats obtenus de la simulation par la première méthode sont représentés dans le tableau (IV.10) dans lequel sont présentés le nombre d'unités de chaque composant du système (photovoltaïque et éolien) défini comme le rapport entre la surface du générateur et la surface unitaire et le coût total du système pour chaque configuration.

Ces résultats montrent que la configuration avec système photovoltaïque seul ($f = 1$) avec 32 modules photovoltaïques ayant un coût de 21952 \$ est la plus économique. Pour le système éolien pur ($f=0$) avec 8 éoliennes de 1 kW ayant un coût de 28000 \$, quant au système hybride,

le plus économique est celui qui présente $f = 0,9$; (90 % photovoltaïque et 10 % éolien), composé de 29 modules photovoltaïque et un générateur éolien avec un coût de 23394 \$.

Pour la deuxième méthode, les résultats illustrés dans le tableau (3) montrent que le coût du système est relativement élevé et la configuration photovoltaïque pur avec 45 modules photovoltaïques avec un coût de 30870 \$. Pour le système éolien pur ($f = 0$) avec 7 éoliennes de 1kW ayant un coût de 24500 \$, Quant au système hybride, le plus économique est celui qui a le facteur $f = 0.3$; (30% photovoltaïque et 70 % éolien) avec un 14 modules photovoltaïque et 5 générateurs éolien avec un coût de 27104 \$.

La troisième méthode de dimensionnement présentée dans ce travail est utilisée pour calculer le nombre optimal de modules photovoltaïques et des batteries dans un système hybride de production d'électricité (éolien - photovoltaïque) totalement autonome, installé sur le site de Batna. Des données horaires journalières estivales et hivernales de l'irradiation solaire, de la température ambiante et de la vitesse du vent mesurées à Batna ont été utilisées.

Un aérogénérateur de puissance 1kW a été utilisé, La puissance du module photovoltaïque utilisé est de 160 Wc. La capacité de la batterie utilisée est de 102 Ah et a un rendement de charge de 0.85 et une profondeur de décharge de 80 %.

Le dimensionnement du système est obtenue pour une probabilité de perte d'énergie 'LPSP' nulle dans cette simulation.

Le profil de consommation adopté dans cette étude est celui représenté à la figure (IV.2). Cette distribution énergétique horaire est considérée correspond au profil de consommation rencontré généralement dans les sites isolés.

Une étude comparative sur la détermination de la taille optimale du générateur PV et de la capacité du stockage est établie entre deux systèmes de production d'électricité à savoir: le système photovoltaïque pur et le système hybride. D'après les résultats obtenus, par les tableaux (IV-12) et (IV-13) pour les journées des périodes hivernale et estivale, ont montrés que la production éolienne a permis de diminuer la taille du générateur photovoltaïque et de la capacité de stockage pour une niveau de fiabilité de 100 %

IV.8-Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté une étude comparative des différentes méthodes de dimensionnement des systèmes hybride PV / éolien, dans le but de choisir la méthode qui présente une bonne fiabilité avec un coût optimal afin d'éviter tout sous-dimensionnement ou surdimensionnement du système.

La méthodologie présentée, pour le dimensionnement et l'optimisation du système hybride utilisant les deux scénarios, montre que la méthode du mois le plus défavorable donne un coût du système plus élevé par rapport à celle de la moyenne des valeurs mensuelles par an. Cela est dû à la fiabilité que présente le système déduit de la première méthode.

Pour la troisième méthode on a adopté un profil de consommation horaire pour une journée hivernale et l'autre estivale correspondant à celui rencontré généralement dans les sites isolés, puis on a élaboré un programme de simulation à pas de temps horaire, qui consiste à calculer les puissances horaires produites conjointement par les deux sources d'énergie. Par la suite on a calculé pour les différents couples (N_b , N_{PV}) choisis, leurs 'LPSP' correspondantes. Pour LPSP=0, on a tracé les courbes d'isofiaabilité avec les solutions optimales.

Les résultats de la simulation montrent l'intérêt d'introduire un aérogénérateur dans un système photovoltaïque autonome. Cet intérêt se manifeste par la réduction de la taille du générateur photovoltaïque et de la capacité de stockage, réduisant ainsi le coût total du système.

Pour le dimensionnement et l'optimisation par le logiciel HOMER, les résultats de simulation ont montré que le système le plus rentable est celui le système hybride (photovoltaïque/éolienne/batteries).

Conclusion générale

CONCLUSION GENERALE

Dans ce mémoire nous avons élaboré un modèle de dimensionnement optimal pour une alimentation en électricité d'une ferme isolée avec un système hybride d'énergie, constitué des panneaux solaires, éolienne et des batteries de stockage, d'une manière économique implanté dans une région rurale à Batna.

A travers ce projet d'étude nous avons traité les points suivants :

1. Elaboration d'une base de données sur la vitesse du vent et le rayonnement solaire de la région de Batna. On a constaté, d'après les résultats obtenus pour le site de Batna, que cette région dispose des gisements solaire et éolien très importants. La durée d'insolation dépasse 2000 heures annuellement. L'énergie acquise quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 peut dépasser 7 kWh/m^2 dans la période d'été et annuellement elle est de l'ordre de 1780 kWh/m^2 pour un plan horizontal et peut dépasser 2000 kWh/m^2 pour une inclinaison optimale mensuelle ou saisonnière et du côté vent nous avons conclu que la région bénéficie des couloirs ventés qui peuvent additionner avec le solaire pour former des systèmes hybrides.

2. Modélisation des systèmes hybrides : éolien et solaire. Ce point nous a aidé à comprendre les mécanismes de fonctionnement de chaque sous système et de sélectionner un ensemble de modules photovoltaïques et éoliens de petite puissance adaptée pour générer de l'électricité à partir du vent et de la ressource solaire disponible à Batna. Pour le système d'appoint nous avons opté au système de stockage qui peut compenser les moments d'insuffisance d'énergie.

3. Dimensionnement du système hybride : Nous avons dimensionné un système hybride éolien solaire pour notre application, qui est une ferme. Ce dimensionnement porte sur une étude comparative des différentes méthodes de dimensionnement des systèmes hybride PV / éolien, dans le but de choisir la méthode qui présente une bonne fiabilité avec un coût optimal afin d'éviter tout sous-dimensionnement ou surdimensionnement du système. A travers ce point on a constaté que :

✚ La méthode du mois le plus défavorable donne un coût du système plus élevé par rapport à celle de la moyenne des valeurs mensuelles par an. Cela est dû à la fiabilité que présente le système déduit de la première méthode.

✚ Le profil de consommation horaire pour une journée hivernale et l'autre estivale correspondant à celui rencontré généralement dans les sites isolés.

Concernant l'outil de programmation, on a élaboré un programme de simulation à pas de temps horaire, qui consiste à calculer les puissances horaires produites conjointement par les deux sources d'énergie, par la suite on a calculé pour les différents couples (N_b , N_{PV}) choisis, leurs 'LPSP' correspondantes. Pour LPSP=0, on a tracé les courbes d'isofabilité avec les solutions optimales. Les résultats de la simulation montrent l'intérêt d'introduire un aérogénérateur dans un système photovoltaïque autonome. Cet intérêt se manifeste par la réduction de la taille du générateur photovoltaïque et de la capacité de stockage (sujette à des problèmes inévitables), réduisant ainsi le coût total du système.

4. Simulation notre système à l'aide du logiciel HOMER qui nous a permis de valider notre travail.

En perspective, ce travail pourra être complété par :

A cause de l'insuffisance des données horaires de l'irradiation solaire et de la vitesse du vent du site de Batna, on propose de compléter ce travail par le dimensionnement et l'optimisation du système hybride (photovoltaïque-éolien) par l'utilisation d'une base de données de l'irradiation solaire et de vitesse du vent de plusieurs années et en utilisant des algorithmes génétiques pour obtenir des résultats plus précis.

Références bibliographiques

- [1] : M.Bekkouche, ‘ Modélisation du Comportement Thermique de Quelques Dispositifs Solaires’, thèse de doctorat, Bechar, 2008.
- [2] : Miguel lopez, ‘Contribution à l’optimisation d’un système de conversion éolien pour une unité de production isolée’, thèse de doctorat, Paris, 2004.
- [3] : M. Rezkallah, ‘Amélioration de la qualité d’énergie fournie au réseau autonome hybride éolien-diesel’, mémoire d’ingénieur, Montréal, 2010.
- [4] : Soltane Belakhal, ‘Conception et Commande des machines à aimants permanents dédiés aux énergies renouvelables’, thèse de doctorat, Constantine, 2010.
- [5] : Ionel vechiu, ‘Modélisation et analyse de l’intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome’, thèse de doctorat, Havre, 2005.
- [6] : A. Ould Mahmoud, ‘Caractérisation, Modélisation et Impact d’un système hybride pour l’alimentation de charges mixte’, thèse de doctorat, Dakar, 2008.
- [7] : P.koutroulis k.kalaitzakis, ‘A hybrid PV-Wind generator system using a maximum power point tracking technique’, Renewable energies for islands, Chania, Crete Greece, 2001.
- [8] : Yves Jautard et Thierry Boudol, ‘Architecture et énergies renouvelables’, réalisé par l’Agence Méditerranéenne de l’Environnement (AME) et l’Ordre des Architectes du Languedoc-Roussillon, 2000.
- [9] : J.Royer, T.Djiako, ‘Le pompage photovoltaïque’, manuel de cours à l’intention des ingénieurs et des techniciens, IEDF/Université d’Ottawa/EIER/CREPA.
- [10] : http://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_%C3%A9olienne#Don.C3.A9es_de_synth.C3.A8se_mondiale.
- [11] : N. Mekkoui, ‘Contribution à la Modélisation et à la Commande d’une Mini-Centrale Eolienne à Base de Machines à Induction Simple et Double Alimentée’, mémoire de magister, Batna, Promo 2004.
- [12] : M. Abdoulaziz et I.Soumana, ‘ Etude du générateur asynchrone pour l’utilisation dans la production de l’énergie éolienne’, projet de fin d’étude, Alger, promotion 2007.

- [13] : T.G. Pierik, R.W. Dunlop, W.K. Lee, J. Gabriel, ‘Performance evaluation methods for autonomous, applications oriented wind turbine systems’, Technical report ECN-C-01-090, 2001.
- [14] : M.Aksas, ‘Wind energy potential in the site of Batna in Algeria ’, 1^{er} Séminaire Méditerranéen sur L’énergie Eolienne, SMEE’2010, Tipaza, Algérie, 2010.
- [15] : L.Khattache, ‘Etude et commande d’un système éolien à base d’une machine électrique à double alimentée ’, mémoire de magister, Batna, 2007.
- [16] :M. Capderou, « Atlas solaire de l’Algérie,Aspect énergétique », Tome 2, OPU, 1983.
- [17] : M .Louazène, ‘Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla ’, mémoire de magister, Batna, 2008.
- [18] :N.kasbedji Merzouk, ‘ Evaluation du gisement énergétique éolien contribution à la détermination du profil verticale de la vitesse du vent en Algérie ’, thèse de doctorat, Tlemcen, 2006.
- [19] : M.Belhadj, ‘Modélisation D’un Système De Captage Photovoltaïque Autonome’, mémoire de magister, Bechar, 2007.
- [20] : ZhouWei, ‘Simulation and Optimum design of hybrid solar-wind and solar-win-diesel power generation systems’, thèse de doctorat, Hong Kong, Novembre 2007.
- [21] : N.Benbouza, ‘Etude du rayonnement solaire dans la région de Batna,’ mémoire de magister, Batna, 2008.
- [22] : Bendjellouli Zakaria, ‘ Contribution à la modélisation d’une cellule solaire ’, mémoire de magister, Tlemcen, 2009.
- [23] : S. Diaf, M. Haddadi et M. Belhamel, ‘ Analyse technico économique d’un système hybride (photovoltaïque/éolien) autonome pour le site d’Adrar’, Revue des Energies Renouvelables, Vol. 9, N°3, pp 127 – 134, 2006..
- [24] : Hongxinb Yang, Lin Lu, Wei Zhou, 2007. ‘A novel optimisation sizing model for hybrid solar-wind power generation system’, solar energy 81, pp76-84.
- [25] : Internet.<http://www.PVsyst.com>.
- [26] : Ameziane sadek, ‘Implantation de l’MPPT pour un système de génération hybride solaire-éolien’, mémoire de magister, Batna, 2009.
- [27] : <http://nrel.gov/homer>, HOMER V-2.68 Beta, National Renewable Energy Laboratory (NREL), USA.
- [28] : S.Moussa, A.Kaabèche et M. Belhamel, ‘Evaluation des Performances d’un Système Hybride de Production d’Electricité’, Revue. Energie Renouvelable, 1999, pp 247-250.

- [29] : A. Kaabeche, M. Belhamel, R. Ibtouen, S. Moussa et R. Benhaddadi, 'Optimisation d'un système hybride (éolien – photovoltaïque) totalement autonome', *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 9 N°3, 2006, pp 199 – 209.
- [30] : S. Diaf, D. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi, A. Louche, 'A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system', *Energy Policy* (2007), doi:10.1016/j.enpol.2007.06.020.
- [31] : B. Ai, H. Yang, H. Shen, X. Liao, 'Computer aided design for PV/Wind hybrid system', *Renewable Energy* 28,2003, pp 1491–1512.
- [32] : R. Miguel, 'Small Wind/Photovoltaic Hybrid Renewable Energy System Optimisation', Thèse de master, Université de Puerto Rico, 2008.
- [33] : H. Belmili, N. Matidji, O. Badaoui, 'Sizing a (photovoltaic/wind) Hybrid System', Group of research: Hybrid system, Unit of Development of Solar Equipments (UDSE) National road N°: 11 Bou-Ismaïl LP 365, Tipaza 42415, Algiers.
- [34] : http://www.surtec.fr/catalog/-eolienne-whisper-200-1000w-12-a-48vdc-cpath114-products_id505.html.
- [35] : L. Zarour, 'Etude d'un système d'énergie hybride photovoltaïque-éolien hors réseau', thèse de doctorat, Constantine, 2010.

Annexes

ANNEXE A***La consommation de la charge horaire de la ferme***

La période hivernale				La période estivale			
Heure	La charge (W)	Heure	La charge (W)	Heure	La charge (W)	Heure	La charge (W)
00:00	150	12 :00	1230	00:00	150	12 :00	185
01:00	150	13 :00	690	01:00	150	13 :00	1730
02 :00	150	14 :00	970	02 :00	150	14 :00	1730
03 :00	150	15 :00	900	03 :00	150	15 :00	1720
04 :00	150	16 :00	230	04 :00	150	16 :00	1650
05 :00	150	17 :00	200	05 :00	150	17 :00	900
06 :00	1050	18 :00	205	06 :00	900	18 :00	900
07 :00	150	19 :00	205	07 :00	900	19 :00	285
08 :00	380	20 :00	285	08 :00	150	20 :00	285
09 :00	1350	21 :00	285	09 :00	300	21 :00	263
10 :00	1600	22 :00	252	10 :00	1350	22 :00	150
11 :00	1600	23 :00	150	11 :00	1800	23 :00	150

,

ANNEXE B

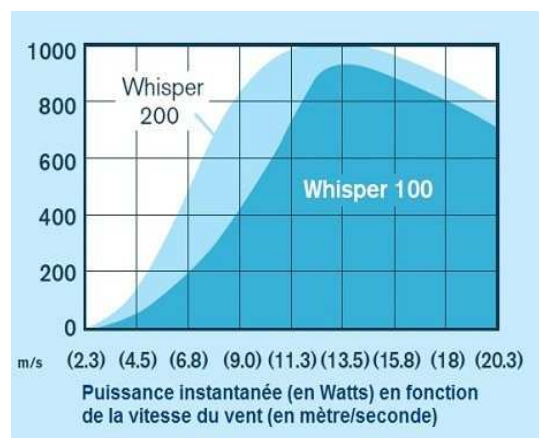
Caractéristiques l'éolienne SW Whisper 200 [34]

- ✓ Régulateur de charge externe,
- ✓ Pales en carbone/polypropylène,
- ✓ Alternateur sans balai à aimants permanents,
- ✓ Tension de sortie configurable à 12, 24, 36 ou 48Vdc.
- ✓ Diamètre du rotor : 3.0 m
- ✓ Poids : 30 Kg
- ✓ Vitesse de démarrage : 3.1 m/s (11.2 Km/h)
- ✓ Tension : 12, 24,36 ou 48Vdc configurable
- ✓ Puissance nominale 1000 Watt à 11.6 m/s (42 Km/h)
- ✓ Régulateur externe multi tension avec banc de dissipation, fourni avec l'éolienne
- ✓ Pâles : 3 pâles en carbone/polypropylène
- ✓ Potentiel de production : 193 kWh/mois à 5.4m/s de moyenne (19.3 Km/h)
- ✓ Vitesse de vent maximale : 193 Km/h (55 m/s)



Applications [34]

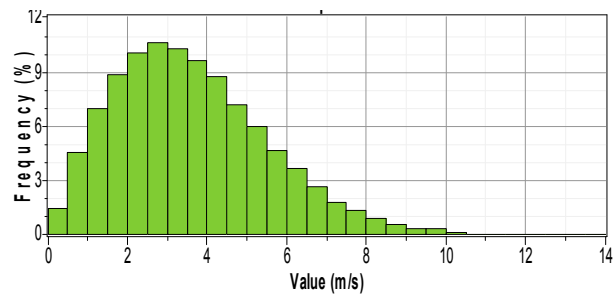
- ✓ Résidences isolées
- ✓ Cabanons, bungalows, refuges de montagne.
- ✓ Pompage, éclairage public.
- ✓ Appareils de mesure, acquisition de données.
- ✓ Relais de télécommunications.
- ✓ Applications industrielles.



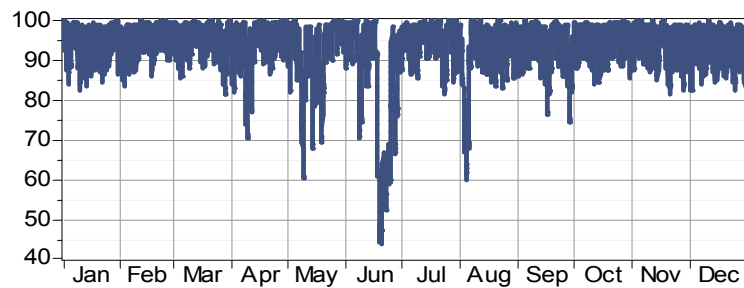
ANNEXE C

Résultats fournis par le logiciel HOMER

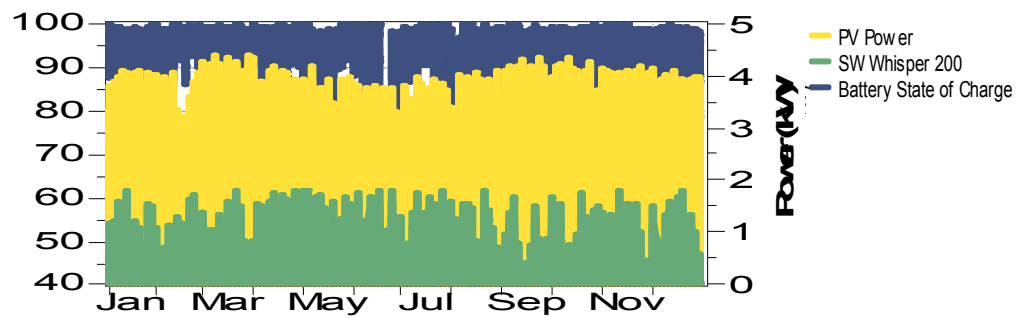
Vitesse du vent du site de Batna



Etat des batteries



Distribution énergétique annuelle du système hybride (PV/éolien/batteries)



Evolution temporelle du système hybride (PV/éolien/batteries)

