

**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**

---

**Ecole Nationale Supérieure Polytechnique**



**Département d'Electronique**

**Laboratoire des Dispositifs de Communication et de Conversion Photovoltaïque**

**Thèse de Doctorat en Sciences**

*présentée par :*

**DIAF Said**

***Intégration des systèmes à sources renouvelables d'énergie  
pour la production décentralisée d'électricité en site isolé***

*Soutenue le 08 / 07 / 2009 devant le jury composé de:*

<b>C. CHITOUR</b>	Professeur ENSP	Président du jury
<b>M. HADDADI</b>	Professeur ENSP	Directeur de thèse
<b>M. BELHAMEL</b>	Directeur de Recherche CDER	Co-directeur de thèse
<b>A. LOUCHE</b>	Professeur Université de Corse (France)	Examineur
<b>G. NOTTON</b>	Professeur Université de Corse (France)	Examineur
<b>A. HADJ ARAB</b>	Directeur de Recherche CDER	Examineur
<b>C. LARBES</b>	Maitre de Conférence ENSP	Examineur

Année universitaire 2008/2009

# Résumé

## ملخص

في هذه الأطروحة نقدم طريقة لتقنين قياس الانظمة المختلطة الكهروضوئية / رياح مستعملة لبطاريات التخزين. هذه الطريقة تعتمد على مقياس احتمال ضياع تزويد المستهلك بالطاقة (ا ض ت م) و سعر وحدة الطاقة (س و ط) . في هذا الاطار قمنا بتصميم نموذج تقنين قياس النظام الذي يتكون من ثلاثة نماذج فرعية الاول نسبة الى عناصر النظام - الثاني تقني مصمم حسب مقياس و الثالث اقتصادي مصمم حسب مقياس بتطبيق هذا النموذج نتحصل على مجموعة انظمة تزود المستهلك ب (ا ض ت م) المبتغاة. النظام الامثل هو الذي يقدم سعر وحدة الطاقة الاصغر. ثلاثة عناصر مقياس ادخلت في عملية التقنين: الطاقة القسوى لكل من للمولد الكهروضوئي و مولد الرياح و بطاريات التخزين. الطريقة المقترحة طبقت لتحليل نظام مختلط كهروضوئي / رياح مستعمل لتزويد با لطاقة الكهربائية حمولة في مناطق نائية. ايضا قمنا بتحليل العلاقات التي تربط مقياس احتمال ضياع تزويد المستهلك بالطاقة و سعر وحدة الطاقة مع جميع الانظمة .

**كلمات مفتاح :** نظام مختلط، طريقة قياس، قياس مقنن احتمال ضياع تزويد مستهلك بالطاقة، سعر وحدة الطاقة.

## Résumé

Dans ce travail, une méthodologie d'optimisation de dimensionnement des systèmes hybrides photovoltaïque/éolien avec batteries de stockage est présentée. Cette méthodologie est basée sur les concepts de la probabilité de perte d'alimentation de la charge (LPSP) comme critère technique et du coût du kilowattheure d'énergie (LCE) comme critère économique.

Dans ce contexte, un modèle d'optimisation de dimensionnement du système est développé. Il se compose de trois sous-modèles: un sous modèle relatif aux différents composants du système, un sous modèle technique développé selon le concept de LPSP et un sous modèle économique développé selon le concept du LCE. En appliquant ce modèle, l'ensemble des configurations satisfaisant la charge avec la LPSP désirée est obtenu. La configuration optimale est celle qui présente le coût (LCE) minimale. Trois paramètres de dimensionnement sont introduits dans le processus d'optimisation: la puissance crête du générateur PV, la puissance nominale du générateur éolien et la capacité nominale de stockage des batteries.

La méthode proposée est appliquée pour l'analyse d'un système hybride photovoltaïque/éolien utilisée pour l'alimentation d'une charge dans un site isolé en Algérie. Les relations liant la LPSP et le LEC aux configurations du système sont aussi données.

**Mots clés:** système hybride, méthodologie de dimensionnement, dimensionnement optimal du système, probabilité de perte d'alimentation de la charge, coût du kilowattheure.

## Abstract

This thesis presents a new optimum sizing methodology for a stand alone hybrid photovoltaic/wind system employing a battery bank. The developed methodology is based on the loss of power supply probability (LPSP) concept and the levelised cost of energy (LCE) concept.

In this context, an optimization sizing model is developed. It consists of three sub-models; system components sub-models, technical sub-model based on the LPSP, and the economical sub-model based on the LCE. Applying the developed model, a set of configurations meeting the desired LPSP is obtained. The configuration with the lowest LCE gives the optimal one.

There are three sizing parameters in the simulation: the capacity of PV system, the rated power of wind system, and the capacity of the battery bank.

The proposed method has been applied to the analysis of a hybrid PV/wind system which supplies power for a defined load on a remote site in Algeria. Furthermore, the relationships between LPSP, LEC and system configurations were also studied.

**Keywords:** hybrid system, sizing methodology, optimum system sizing, Loss of power supply probability (LPSP), Levelised cost of energy (LCE).

# Dédicaces

*A mes parents  
A mon épouse  
A mes deux filles Rania et Lina  
A mon fils Mohamed Amine  
A mes frères et sœurs*

*«A la mémoire de  
Mes frères Mohamed, El Hadi et Tamim  
Mes grands parents  
Mon beau père»*

# Remerciements

*La rédaction d'une thèse est un exercice qui impose beaucoup de moments difficiles et de moments de doute mais qui aboutissent à des phases de bonheur. Un des moments de bonheur a été de proposer ce travail à la lecture des membres du jury que je remercie d'avoir relu avec attention ce manuscrit. Un autre moment de bonheur est d'écrire ces quelques lignes pour remercier tous ceux aux côtés desquels j'ai beaucoup appris.*

*Ce travail a été effectué sous la direction scientifique de Monsieur HADDADI Mourad, Professeur à l'Ecole Nationale Supérieure Polytechnique, et de Monsieur BELHAMEL Mayouf, Directeur de Recherche au Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER). Je tiens à leurs exprimer mes plus vifs remerciements et ma profonde et respectueuse reconnaissance pour l'appui scientifique, administratif et moral dont ils ont fait part durant ces années de thèse.*

*Je tiens à exprimer toute ma gratitude à Monsieur BELHAMEL en tant que Directeur du Centre, pour ses précieux conseils qui ont permis la réalisation de ce travail, et pour toute la confiance qu'il m'a accordée au sein de l'équipe «systèmes hybrides» du CDER. Je le remercie pour tous ses conseils enrichissants qu'il m'a prodigués depuis mon entrée au CDER.*

*Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à Monsieur HADDADI Mourad qui a dirigé ce travail, pour son soutien au cours de ces années de thèse et la confiance qu'il m'a témoignée tout au long de ma thèse.*

*J'exprime ma reconnaissance à Monsieur CHITOUR Chems Eddine, Professeur à l'Ecole Nationale Supérieure Polytechnique pour m'avoir fait l'honneur de présider mon jury d'examen. Je tiens à lui exprimer ma gratitude pour le temps qu'il m'a consacré et cela malgré toutes ses occupations.*

*Une partie de ce travail a été effectuée dans un laboratoire étranger (CNRS UMR 6134 sis à Ajaccio).*

*Je remercie vivement Monsieur Alain LOUCHE, professeur à l'Université de Corse, pour m'avoir accueilli au sein de son équipe et offert l'opportunité de réaliser une partie de ce travail dans de bonnes conditions. Sa capacité d'analyse ainsi que sa confiance m'ont été d'un grand secours tout au long de la réalisation de ce travail.*

*Je remercie tout autant Monsieur Gilles NOTTON, professeur à l'Université de Corse, pour ses précieux conseils, ses commentaires et ses critiques. Je lui adresse un merci tout particulier. Son implication a permis de donner à ces travaux cette finalité. Les nombreux échanges que nous avons eus autour du sujet ont pleinement contribué à l'obtention de ces résultats.*

*Je reste reconnaissant à Messieurs Alain LOUCHE et Gilles NOTTON pour leur présence tout au long des ces travaux. Leurs compétences scientifiques, leur disponibilité, leur sympathie et leur bonne humeur en font des encadrant et collègues exceptionnels. Ainsi, je les remercie vivement pour m'avoir fait l'honneur et le plaisir de participer à mon jury de thèse.*

*Je tiens également à remercier Monsieur HADJ ARAB Amar, Directeur de Recherche au Centre de Développement des Energies Renouvelables et Monsieur LARBES Chérif, Maître de Conférence à l'Ecole Nationale Supérieure Polytechnique, pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce travail et pour avoir accepté de participer à mon jury. Je tiens à leur exprimer mes sincères remerciements pour cette marque d'intérêt à l'égard de ce travail et leur regard critique.*

*Mes remerciements s'adressent également à Madame Marie-Christine BOSQUETS, Responsable de l'administration au laboratoire CNRS UMR 6134 pour son aide précieuse durant mon stage et pour leur disponibilité et le temps passé à corriger ce document et à Monsieur Joseph CASANOVA, Directeur du laboratoire.*

*Je tiens aussi à remercier tout le personnel (chercheur, soutien et administratif) du laboratoire CNRS UMR 6134. Merci à tous les thésards avec qui, j'ai eu le plaisir de partager mon quotidien. Un grand merci à Melle DIB, KAY et OWEN.*

*Je tiens à remercier tous mes amis et collègues du Centre de Développement des Energies Renouvelables, en particulier BOUZIDI pour toutes les discussions et les réflexions partagées durant ces années de thèse et CHIKHI Rachid pour son souci constant de l'avancement de ma thèse et son soutien moral. Mes remerciements vont également à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin afin de mener bien ce travail.*

*Je voudrai exprimer une pensée spéciale à mes proches, à ma femme pour son grand soutien et la patience dont elle a fait preuve lors des années de thèse et à mes parents pour l'éducation qu'ils m'ont offert et leur appui inconditionnel tout au long de ma vie.*

# Table des matières

<b>Résumé</b>	i
<b>Dédicaces</b>	ii
<b>Remerciements</b>	iii
<b>Table des matières</b>	v
<b>Liste des tableaux</b>	x
<b>Liste des figures</b>	xi
<b>Liste des symboles</b>	xiv
<b>Chapitre 1      Introduction</b>	
<b>1.1    Problématique .....</b>	<b>1</b>
<b>1.2    Objectifs.....</b>	<b>2</b>
<b>1.3    Méthodologie.....</b>	<b>2</b>
<b>1.4    Structure du manuscrit.....</b>	<b>3</b>
<b>1.5    Etat de l'art.....</b>	<b>5</b>
<b>Chapitre 2      Situation énergétique</b>	
<b>2.1    Introduction.....</b>	<b>9</b>
<b>2.2    Situation énergétique dans le monde.....</b>	<b>9</b>
2.2.1    La production d'électricité dans le monde.....	9
2.2.2    La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde.....	10
2.2.2.1    La production d'électricité d'origine hydraulique.....	12
2.2.2.2    La production d'électricité issue de la biomasse .....	12
2.2.2.3    La production d'électricité d'origine géothermique.....	12
2.2.2.4    La production d'électricité d'origine éolienne.....	12
2.2.2.5    La production d'électricité d'origine solaire.....	13
<b>2.3    Situation énergétique en Algérie.....</b>	<b>13</b>
2.3.1    Production d'électricité en Algérie.....	14

2.3.1.1	Sources et moyens utilisées pour la production d'électricité...	14
2.3.1.2	Evolution de la production d'électricité.....	15
2.3.1.3	Evolution de la puissance totale installée.....	16
2.3.1.4	Consommation d'électricité.....	16
2.3.2	Energies Renouvelables.....	17
2.3.2.1	Potentiel en énergies renouvelables de l'Algérie.....	17
2.3.2.1.1	Potentiel solaire.....	17
2.3.2.1.2	Potentiel éolien.....	19
2.3.2.1.3	Potentiel de l'énergie géothermique.....	20
2.3.2.1.4	Potentiel de la biomasse.....	21
2.3.2.1.5	Potentiel hydroélectrique.....	21
2.3.2.2	Politique nationale de développement des énergies renouvelables.....	21
2.3.2.2.1	Cadre institutionnel.....	22
2.3.2.2.2	Cadre législatif et réglementaire.....	23
2.3.2.3	Développement des énergies renouvelables en Algérie.....	24
2.3.2.3.1	Réalisations et projets en cours.....	24
2.3.2.3.2	Bilan des réalisations.....	29
<b>2.4</b>	<b>Conclusion.....</b>	<b>31</b>

## **Chapitre 3 Estimation des ressources énergétiques solaire et éolien**

<b>3.1</b>	<b>Introduction.....</b>	<b>33</b>
<b>3.2</b>	<b>Estimation du potentiel des ressources éoliennes.....</b>	<b>35</b>
3.2.1	Données utilisées.....	35
3.2.2	Analyse des données de la vitesse moyenne du vent.....	35
3.2.2.1	Variation de la vitesse mensuelle moyenne.....	35
3.2.2.2	Variation de la vitesse tri-horaire annuelle.....	36
3.2.3	Distribution de la vitesse du vent.....	39

3.2.3.1	Représentation sous forme du tableau (histogramme).....	39
3.2.3.2	Représentation mathématique.....	40
3.2.4	Densité de puissance éolienne.....	42
<b>3.3</b>	<b>Estimation du potentiel des ressources solaires.....</b>	<b>46</b>
3.3.1	Irradiation solaire globale sur un plan horizontal.....	46
3.3.2	Estimation de l'irradiation solaire globale sur un plan incliné.....	49
3.3.2.1	Estimation de l'irradiation solaire diffuse horizontale.....	50
3.3.2.2	Estimation de l'irradiation globale sur un plan incliné.....	51
3.3.2.2.1	L'irradiation solaire directe inclinée.....	51
3.3.2.2.2	L'irradiation solaire réfléchie par le sol.....	51
3.3.2.2.3	L'irradiation solaire diffuse inclinée.....	52
<b>3.4</b>	<b>Conclusion.....</b>	<b>55</b>

## **Chapitre 4 Modélisation du système hybride PV/éolien**

<b>4.1</b>	<b>Introduction.....</b>	<b>57</b>
<b>4.2</b>	<b>Modélisation du générateur photovoltaïque.....</b>	<b>57</b>
4.2.1	Modèles électriques du générateur PV.....	58
4.2.1.1	Modèle à une diode.....	58
4.2.1.2	Modèle à deux diodes.....	61
4.2.2	Modèles de la puissance maximale.....	61
4.2.2.1	Modèle basé sur le rendement ( <i>Modèle 1</i> ).....	61
4.2.2.2	Modèle basé sur la caractéristique I-V ( <i>Modèle 2</i> ).....	63
4.2.2.3	Modèle 3.....	64
4.2.3	Modèle thermique de la cellule/module PV.....	64
4.2.4	Comparaison des modèles de la puissance maximale.....	66
<b>4.3</b>	<b>Modélisation du générateur éolien.....</b>	<b>72</b>
4.3.1	Modèles de la caractéristique puissance-vitesse.....	72
4.3.1.1	Modèle linéaire.....	72
4.3.1.2	Modèle quadratique 1.....	73
4.3.1.3	Modèle quadratique 2.....	74



4.3.1.4	Modèle cubique.....	74
4.3.2	Extrapolation verticale des vitesses de vent.....	75
<b>4.4</b>	<b>Modélisation du convertisseur.....</b>	<b>79</b>
<b>4.5</b>	<b>Modélisation de la batterie de stockage.....</b>	<b>81</b>
4.5.1	Description physique et caractéristiques des batteries plomb-acide.....	81
4.5.1.1	Définition.....	81
4.5.1.2	Caractéristiques de la batterie.....	81
4.5.2	Modèles de prédiction du comportement de la batterie.....	86
4.5.2.1	Modèles de la littérature.....	86
4.5.2.2	Modèles physiques.....	86
4.5.2.2.1	Caractéristique courant-tension de la batterie.....	87
4.5.2.2.2	Description des modèles physiques.....	88
4.5.2.3	Modèle utilisé dans la présente étude.....	88
4.5.2.4	Modèle thermique de la batterie.....	91
<b>4.6</b>	<b>Modélisation du groupe électrogène.....</b>	<b>92</b>
4.6.1	Puissance fournie par le groupe électrogène.....	93
4.6.2	Consommation du groupe électrogène.....	93
4.6.3	Rendement du groupe.....	96
<b>4.7</b>	<b>Conclusion.....</b>	<b>97</b>

## **Chapitre 5      Dimensionnement et optimisation du système hybride photovoltaïque/éolien**

<b>5.1</b>	<b>Introduction.....</b>	<b>99</b>
<b>5.2</b>	<b>Méthodes de dimensionnement et d'optimisation du système.....</b>	<b>99</b>
<b>5.3</b>	<b>Méthodologie d'optimisation utilisée dans notre travail.....</b>	<b>100</b>
5.3.1	Modèle de la fiabilité (technique).....	100
5.3.2	Modèle économique.....	110
5.3.2.1	Coût total sur le cycle de vie.....	111
5.3.2.1.1	Coût d'investissement initial.....	111
5.3.2.1.2	Coût de maintenance du système.....	116
5.3.2.1.3	Coût de remplacement des composants.....	119
5.3.2.1.4	Coût de fonctionnement.....	120
5.3.2.2	Coût du kWh d'énergie.....	121

<b>5.4</b>	<b>Conclusion.....</b>	<b>122</b>
------------	------------------------	------------

## **Chapitre 6          Résultats et discussions**

<b>6.1</b>	<b>Résultats relatifs au modèle de la fiabilité.....</b>	<b>123</b>
<b>6.2</b>	<b>Résultats relatifs au modèle économique.....</b>	<b>134</b>
<b>6.3</b>	<b>Configurations optimales.....</b>	<b>139</b>
<b>6.4</b>	<b>Analyse du coût du kWh pour les différents types de systèmes.....</b>	<b>142</b>
<b>6.5</b>	<b>Caractéristiques de la configuration optimale du système.....</b>	<b>143</b>
<b>6.6</b>	<b>Analyse du bilan énergétique de la configuration optimale.....</b>	<b>144</b>
<b>6.7</b>	<b>Résultats relatifs au système hybride utilisant groupe électrogène.....</b>	<b>145</b>

	<b>Conclusion générale et perspectives.....</b>	<b>159</b>
--	---	------------

	<b>Références.....</b>	<b>163</b>
--	------------------------	------------

## Liste des tableaux

Tableau 2.1	Répartition du potentiel solaire en Algérie.....	18
Tableau 2.2	Caractéristiques du programme d'électrification 1995-1999.....	26
Tableau 3.1	Liste des stations météorologiques utilisées dans cette étude.....	34
Tableau 3.2	Distribution fréquentielle de la vitesse de vents sur les différents sites...	39
Tableau 3.3	Valeurs des paramètres de forme et d'échelle calculées pour les différents sites.....	41
Tableau 3.4	Coefficients du modèle Perez pour la détermination de l'irradiation solaire.....	54
Tableau 3.5	Valeurs des paramètres statistiques pour Ajaccio (France).....	55
Tableau 4.1	Caractéristiques techniques du module BP Solar 585f.....	69
Tableau 4.2	Valeurs des coefficients statistiques de différents modèles de puissance maximale photovoltaïque.....	70
Tableau 4.3	valeurs des coefficients statistiques de différents modèles du générateur éolien.....	77
Tableau. 6.1	Caractéristiques des configurations optimales pour différentes LPSP....	142
Tableau 6.2	Configurations optimales pour différents types de système.....	157
Tableau 6.3	Caractéristiques des configurations optimales en fonction du taux de couverture en énergies renouvelables.....	158

## Liste des figures

Figure 2.1	Répartition des ressources sur la production mondiale d'électricité.....	10
Figure 2.2	Structure de la production électrique d'origine renouvelable dans le monde	10
Figure 2.3	Taux de croissance annuel moyen 1996-2006 (dans le monde).....	11
Figure 2.4	Part des énergies renouvelables et fossiles dans la production d'électricité des pays d'Afrique du Nord.....	14
Figure 2.5	Evolution de la production nationale d'électricité 2000-2007.....	15
Figure 2.6	Evolution de la puissance installée 2000-2007.....	16
Figure 2.7	Evolution de la consommation nationale d'électricité 2000-2007.....	16
Figure.2.8	Irradiation globale journalière sur plan horizontal au mois de Décembre.....	18
Figure 2.9	Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontal au mois de Juillet...	19
Figure 2.10	Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol.....	20
Figure 2.11	Situation géographique des 18 villages solaires (programme 1995-1999).....	25
Figure 2.12	Système photovoltaïque installé à Gara Djebilet (Tindouf) 6 kWc.....	26
Figure 2.13	Concentrateurs solaires utilisés pour la centrale hybride gaz-solaire.....	28
Figure 2.14	Bilan des réalisations par wilaya.....	29
Figure 2.15	Répartition de la puissance installée par application.....	30
Figure.2.16	Répartition de la puissance installée par ressource.....	30
Figure 3.1	Position géographique des sites choisis pour cette étude.....	34
Figure 3.2	Moyennes mensuelles des vitesses du vent des sites présentés.....	37
Figure 3.3	Evolution de la vitesse moyenne horaire du vent pour les sites présentés.....	38
Figure 3.4	Comparaison de la densité de puissance éolienne moyenne.....	44
Figure 3.5	Densité de puissance éolienne disponible sur les différents sites choisis pour deux hauteurs différentes.....	45
Figure 3.6	Irradiation moyenne journalière annuelle sur un plan horizontal.....	47
Figure 3.7	Evolution mensuelle de l'irradiation solaire globale horizontale journalière des sites proposés.....	48
Figure 3.8	Méthodologie de l'estimation de l'irradiation globale sur un plan incliné....	49
Figure 4.1	Schéma électrique équivalent d'une cellule PV, modèle à une diode.....	58
Figure 4.2	Puissance maximale du générateur en fonction de la température du module PV pour différents éclaircements.....	67

Figure 4.3	Puissance maximale du générateur PV en fonction de l'éclairement solaire pour différentes températures du module.....	68
Figure 4.4	Banc d'essai (générateur PV, onduleur et centrale d'acquisition).....	68
Figure 4.5	Variation de la puissance maximale du générateur PV en fonction du temps « Comparaison de différents modèles avec les données expérimentales »....	70
Figure 4.6	Comparaison des valeurs mesurées et simulées de la puissance maximale pour le modèle 3.....	71
Figure 4.7	Caractéristiques puissances-vitesses des éoliennes.....	78
Figure.4.8	Evolution du rendement du convertisseur en fonction de sa puissance de sortie normalisée.....	80
Figure 4.9	Effets du courant de décharge et de la température sur la capacité de la batterie.....	82
Figure 4.10	Caractéristiques d'autodécharge.....	84
Figure 4.11	Influence de la profondeur de décharge sur la durée de vie.....	85
Figure 4.12	Influence de la profondeur de décharge sur la durée de vie.....	85
Figure 4.13	Schéma électrique équivalent de la batterie.....	87
Figure 4.14	Influence de la température sur la durée de vie.....	91
Figure 4.15	Consommations spécifiques des groupes électrogènes.....	94
Figure 4.16	Variation de la consommation du groupe électrogène en fonction de sa puissance.....	96
Figure 5.1	Diagramme schématique du système hybride PV/éolien avec batteries de stockage Configuration 1 (sans UPS).....	102
Figure 5.2	Diagramme schématique du système hybride PV/éolien avec batteries de stockage Configuration 2 (avec UPS).....	104
Figure 5.3	Algorithme de simulation de fonctionnement du système hybride PV/éolien configuration 1 (sans UPS).....	107
Figure 5.4	Algorithme de simulation de fonctionnement du système hybride PV/éolien configuration 2 (avec UPS).....	108
Figure 5.5	Evolution du coût du watt crête du module photovoltaïque.....	113
Figure 5.6	Coût du wattheure stocké dans les batteries (données fournisseurs).....	115
Figure 6.1	Profil horaire de la charge.....	123
Figure 6.2	Configurations du système hybride PV/éolien avec différentes capacités de stockage.....	125

Figure 6.3	Influence du potentiel énergétique sur les dimensions du système hybride PV/éolien.....	127
Figure 6.4	L'influence de la fiabilité du système (LPSP) sur les dimensions du système (capacité de stockage: un jour d'autonomie) .....	128
Figure 6.5	Combinaisons des générateurs PV et éolien avec LPSP désirée.....	129
Figure 6.6	Variation de l'excédent énergétique et de l'indice de satisfaction de la charge en fonction de la puissance du générateur PV.....	131
Figure 6.7	Variation de l'excédent énergétique et de l'indice de satisfaction de la charge en fonction de la puissance du générateur PV.....	133
Figure 6.8	Coût du kWh d'énergie en fonction de la capacité de stockage.....	135
Figure 6.9	L'impact de la LPSP sur le coût du kWh d'énergie du système hybride PV/éolien.....	136
Figure 6.10	L'impact de la taille de la charge sur le coût du kilowattheure d'énergie.....	137
Figure 6.11	L'impact du type de la configuration du système sur la LPSP.....	138
Figure 6.12	L'impact du type de la configuration du système sur la taille du système et le coût du kWh d'énergie.....	139
Figure 6.13	Configurations du système et coût du kilowattheure d'énergie (LPSP=0).....	140
Figure 6.14	Coût du kWh d'énergie pour les différents types de systèmes.....	143
Figure 6.15	Variation horaire de l'état de charge des batteries pour la configuration optimale du système.....	143
Figure 6.16	Bilan énergétique mensuelle pour la configuration optimale du système.....	144
Figure 6.17	Système hybride PV/éolien/batteries de stockage/groupe électrogène (groupe connecté aux batteries).....	146
Figure 6.18	Système hybride PV/éolien/batteries de stockage/groupe électrogène (groupe branché directement sur la charge).....	146
Figure 6.19	Variation du temps de fonctionnement du groupe en fonction de la configuration du système (groupe connecté aux batteries).....	149
Figure 6.20	Variation du temps de fonctionnement du groupe en fonction de la configuration du système (groupe branché sur la charge).....	150
Figure 6.21	Influence de la taille des générateurs PV et éolien sur le temps de fonctionnement (système hybride avec groupe connecté aux batteries).....	152
Figure 6.22	Caractéristiques de fonctionnement du groupe électrogène .....	154
Figure 6.23	Variation du coût du kWh en fonction de la capacité de stockage.....	156

# Liste des symboles

## Lettres romaines

$A_{cm}$	surface de captation du module PV	(m <sup>2</sup> )
$A_{pv}$	surface de captation du générateur PV	(m <sup>2</sup> )
$A_t$	tension thermique du semi conducteur	(V)
$A_{t,ref}$	tension thermique du semi conducteur dans les conditions de référence	(V)
$A_{t1}$	tension thermique de la première diode (modèle à deux diodes)	(V)
$A_{t2}$	tension thermique de la deuxième diode (modèle à deux diodes)	(V)
$c$	paramètre de Weibull (paramètre d'échelle)	(.)
$C_{bat}$	capacité de la batterie/block batteries	(Wh)
$C_{bat,T_{bat}}$	capacité de la batterie correspondant à la température de la batterie $T_{bat}$	(Wh)
$C_{bat,T_{ref}}$	capacité nominale de la batterie fournie par le constructeur à ( $T_{bat} = T_{ref}$ )	(Wh)
$C_{car}$	coût du carburant	(€/l)
$C_{fa,gr}$	coût fonctionnement annuel du groupe électrogène	(€)
$C_{f,gr}$	coût de fonctionnement du groupe électrogène sur la durée de vie	(€)
$C_{ge}$	coût du générateur éolien	(€)
$C_{ii}$	coût d'investissement initial du système	(€)
$C_{ins}$	coût d'installation	(€)
$C_m$	coût de maintenance du système sur la durée de vie	(€)
$C_{ma}$	coût annuel de maintenance du système	(€)
$C_{ma,gr}$	coût annuel de maintenance du groupe	(€)
$C_{max,bat}$	capacité maximale de la batterie/block batteries	(Wh)
$C_{mh,gr}$	coût de maintenance du générateur Diesel par heure	(€)
$C_{min,bat}$	capacité minimale de la batterie/block batteries	(Wh)
$C_{n,bat}$	capacité nominale de la batterie/block batteries	(Wh)
$C_r$	coût de remplacement de divers composants du système sur la durée de vie	(€)

$C_s$	constante solaire	$(C_s = 1367 \text{ W/m}^2)$
$C_{\text{tot}}$	coût total des composants du système	(€)
$C_{u,\text{pv}}$	coût unitaire de la puissance crête installée du générateur PV	(€/W)
$C_{u,\text{ge}}$	coût unitaire de la puissance nominale du générateur éolien	(€/W)
$C_{u,\text{ond}}$	coût unitaire de la puissance nominale de l'onduleur	(€/W)
$C_{u,\text{bat}}$	coût unitaire de la capacité des batteries	(€/Wh)
$C_u$	coût unitaire du composant	(€/W)
$C_{10}$	capacité nominale de la batterie (décharge à $I_{\text{bat}} = \text{constant}$ en 10 heures	(Wh)
$C_{100}$	capacité nominale de la batterie (décharge à $I_{\text{bat}} = \text{constant}$ en 100 heures	(Wh)
$d$	taux d'intérêt annuel	(%)
DE	déficit en énergie	(Wh)
$D_{\text{ge}}$	durée de vie du groupe électrogène	(heures)
DOD	profondeur de décharge de la batterie	(%)
$\text{DOD}_{\text{max}}$	profondeur de décharge maximale de la batterie	(%)
$E$	éclairage solaire	$(\text{W/m}^2)$
$E_{\text{bat}}$	force électromotrice de la batterie	(V)
$E_{\text{chaa}}$	énergie annuelle de la consommation	(kWh)
EG	énergie produite par le système et non utilisée	(Wh)
$E_{\text{inc}}$	éclairage solaire incident sur le plan des modules	$(\text{W/m}^2)$
$E_q$	énergie de la bande interdite (gap) de silicium	(eV)
$E_{\text{ref}}$	éclairage solaire de référence	$(E_{\text{ref}} = 1000 \text{ W/m}^2)$
$E_{\text{tot}}$	énergie totale produite par le système	(Wh)
$E_0$	force électromotrice de la batterie à pleine charge	(V)
EXC	excédent énergétique	(.)
$f$	fraction diffuse	(.)
$f(v)$	fonction de densité de probabilité de Weibull	(.)
FR	facteur de recouvrement (annuité)	(.)
$F_1$	coefficient d'anisotropie circumsolaire	(.)
$F_2$	coefficient d'anisotropie horizon/zénith	(.)



$g_{car}$	taux d'inflation de l'augmentation du prix du carburant	(%)
$g_0$	taux d'inflation des coûts de service	(%)
$g_1$	taux d'inflation des coûts du remplacement des composants	(%)
$h$	hauteur du soleil	(deg)
$h_m$	hauteur du moyeu de l'éolienne	(m)
$h_{mes}$	hauteur des mesures	(généralement 10 m)
$I$	courant généré par une cellule/module/générateur photovoltaïque	(A)
$I_{bat}$	courant de la batterie	(A)
$I_{g,h}$	irradiation horaire globale sur un plan horizontal	(Wh/m <sup>2</sup> )
$I_{g,\beta}$	irradiation solaire globale sur un plan incliné	(Wh/m <sup>2</sup> )
$I_{d,\beta}$	irradiation solaire directe sur le plan incliné,	(Wh/m <sup>2</sup> )
$I_{d,h}$	irradiation horaire directe sur un plan horizontal	(Wh/m <sup>2</sup> )
$I_{d,n}$	irradiation normale directe	(Wh/m <sup>2</sup> )
$I_{df,h}$	irradiation horaire diffuse sur un plan horizontal	(Wh/m <sup>2</sup> )
$I_{df,\beta}$	irradiation solaire diffuse sur le plan incliné	(Wh/m <sup>2</sup> )
$I_{max}$	courant délivré par la cellule/module PV au point de la puissance maximale dans les conditions météorologiques variables	(A)
$I_{max,ref}$	courant délivré par la cellule/module PV correspondant au point de la puissance maximale dans les conditions de référence	(A)
$I_{r,\beta}$	irradiation solaire réfléchie sur le plan incliné,	(Wh/m <sup>2</sup> )
$I_{ph}$	courant généré par la lumière ou photocourant	(A)
$I_{ph,ref}$	courant généré par la lumière dans les conditions de référence	(A)
$I_{sh}$	courant traversant la résistance shunt	(A)
$I_{sc,ref}$	courant du court circuit de la cellule/module PV dans les conditions de référence	(A)
$I_0$	courant de saturation de la diode	(A)
$I_{0,ref}$	courant de saturation de la diode dans les conditions de référence	(A)
$I_{01}$	courant de saturation de la première diode (modèle à deux diodes)	(A)

$I_{02}$	courant de saturation de la deuxième diode (modèle à deux diodes)	(A)
$I_{0,h}$	irradiation extraterrestre horaire sur un plan horizontal	(Wh/m <sup>2</sup> )
$I_{0,n}$	irradiation extraterrestre normale	(Wh/m <sup>2</sup> )
$j$	nombre d'intervalles de vitesses	(.)
$k$	paramètre de Weibull (paramètre de forme)	(Wh/m <sup>2</sup> )
$K$	constante de Boltzmaan	( $K=1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K)
$K_e$	coefficient empirique	(.)
$K_t$	indice de clarté	(.)
$k_0$	constante relative aux pertes à vide	(W)
$k_1$	constante relative aux pertes par chute de tension dans les semi conducteurs	(.)
$k_2$	constante relative aux pertes joules	(.)
LCC	coût total sur le cycle de vie du système	(€)
LCE	coût du kilowattheure d'énergie	(€/kWh)
LPSP	probabilité de perte d'alimentation de la charge	(%)
$m$	masse relative d'air optique	(.)
$m_1$	facteur d'idéalité de la diode	(.)
$N$	durée de vie du système	(25 ans)
$Nb_{\text{heure}}$	nombre d'heure de fonctionnement annuel	(heures)
$N_c$	durée de vie du composant du système	(ans)
$N_d$	nombre de données de la vitesse du vent	(.)
$N_j$	numéro du jour de l'année	(.)
$N_{\text{rem}}$	nombre de remplacements du composant sur la durée de vie du système	(.)
$N_{s1}$	nombre de cellules PV en série dans un module PV	(.)
$P_{\text{bat}}$	puissance des batteries	(W)
$P_{\text{cha}}$	puissance de la charge	(W)
$P_{c,pv}$	puissance crête du générateur PV	(W)
$P_{e,conv}$	puissance en entrée du convertisseur	(W)
$P_f$	facteur qui tient compte de toutes les pertes de connexion	(.)
$P_{ge}(v)$	puissance générée par l'éolienne correspondant à une vitesse du vent $v$	(W)

$P_{ge,ac}$	puissance alternative à la sortie du générateur éolien	(W)
$P_{gr}$	puissance fournie par le groupe électrogène	(W)
$P_{gr}^n$	puissance nominale du groupe électrogène	(kW)
$P_{max}$	puissance maximale du module/générateur PV	(W)
$P_{max,ref}$	puissance photovoltaïque maximale dans les conditions de référence	(W)
$P_{nc}$	puissance/capacité nominale du composant du système	(W)
$P_{n,conv}$	puissance nominale du convertisseur	(W)
$P_{n,ge}$	puissance nominale de l'éolienne	(W)
$P_{n,ond}$	puissance nominale de l'onduleur	(W)
$P_{ond}$	puissance à l'entrée de l'onduleur	(W)
$P_{pv}$	puissance produite par un générateur PV	(W)
$P_{pertes}$	pertes énergétiques générées par le convertisseur	(W)
$P_{s,conv}$	puissance en sortie du convertisseur	(W)
$P_{tot}$	puissance totale produite par les générateurs PV et éolien	(W)
$P_{v,gr}$	puissance consommée à vide par le groupe	(W)
$\bar{P}$	densité de puissance moyenne disponible sur site	(W/m <sup>2</sup> )
$PCI_v$	pouvoir calorifique inférieur volumique du carburant	(kWh/l)
$q$	charge de l'électron	( $q=1,6 \cdot 10^{-19}$ C)
$Q_v$	consommation horaire du groupe électrogène	(l/h)
$Q_v^n$	consommation du groupe à pleine charge	(l/h)
$R_{bat}$	résistance interne de la batterie	( $\Omega$ )
$R_{electrolyte}$	résistance de l'électrolyte	( $\Omega$ )
$R_{electrode}$	résistance des électrodes	( $\Omega$ )
$R_s$	résistance série (résistances de contact et de connexion)	( $\Omega$ )
$R_{sh}$	résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction	( $\Omega$ )
$R_{s,ref}$	résistance série dans les conditions de références	( $\Omega$ )
SAT	taux de satisfaction énergétique	(%)
SOC	état de charge des batteries	(%)

$SOC_{max}$	état de charge maximal des batteries	(%)
$SOC_{min}$	état de charge minimal des batteries	(%)
$T$	période totale de fonctionnement du système	(heures)
$T_a$	température ambiante	(°C)
$T_{bat}$	température de la batterie	(°C)
$T_c$	température de fonctionnement de la jonction de la cellule	(°C)
$T_{c,ref}$	température de la cellule dans les conditions de référence	(°C)
$T_{ns}$	période du temps pendant laquelle la charge n'est pas satisfaite	(heures)
$U_{th}$	coefficient de transfert thermique global du module PV	(W/K/ m <sup>2</sup> )
$v$	vitesse du vent	(m/s)
$v_c$	vitesse de coupure de l'éolienne	(m/s)
$v_d$	vitesse de démarrage de l'éolienne	(m/s)
$v_i$	vitesse médiane du vent du $i^{ième}$ intervalle de vitesse	(m/s)
$v_n$	vitesse correspondante à la puissance nominale de l'éolienne	(m/s)
$\bar{v}$	vitesse moyenne du vent	(m/s)
$V$	tension de la cellule/module/générateur photovoltaïque	(V)
$V_{bat}$	tension aux bornes de la batterie/block batteries	(V)
$V_{max}$	tension de la cellule/module PV au point de la puissance maximale dans les conditions météorologiques variables	(V)
$V_{max,ref}$	tension au point de la puissance maximale dans les conditions de référence	(V)
$V_{oc,ref}$	tension du circuit ouvert du module PV dans les conditions de référence	(V)
$Z_0$	rugosité du sol	(m)

### Lettres grecques

$\alpha$	facteur empirique exprimant les influences de la rugosité de la surface et de la stabilité atmosphérique	
$\alpha_1$	coefficient d'absorption des cellules PV	
$\beta$	angle d'inclinaison du plan du capteur	(deg.)
$\delta$	déclinaison solaire ( $-23.45^\circ \leq \delta \leq 23.45^\circ$ )	(deg.)

$\delta_c$	coefficient de la variation de la capacité des batteries en fonction de la température	(0.5–1%/1°C)
$\varepsilon$	clarté du ciel	(.)
$\mu_{Isc}$	coefficient de variation du courant du court-circuit en fonction de la température	(A/°C)
$\mu_{Pmax}$	coefficient de variation de la puissance en fonction de la température	(W/°C)
$\mu_{Voc}$	coefficient de variation de la tension du circuit ouvert en fonction de la température	(V/°C)
$\omega$	angle horaire calculé au milieu de l'heure	(deg.)
$\Phi$	latitude du lieu	
$\rho$	densité de l'air	(1.225 kg/m <sup>3</sup> )
$\rho_a$	albédo du sol	(.)
$\sigma$	variance de la vitesse du vent	(.)
$\sigma_1$	taux d'autodécharge de la batterie	(%)
$\eta_{bat}$	rendement de la batterie	(%)
$\eta_{conv}$	rendement du convertisseur	(%)
$\eta_{cha}$	rendement de la batterie pendant le processus de charge	(%)
$\eta_{c.gr}$	rendement de conversion du groupe électrogène	(%)
$\eta_{cm}$	rendement de conversion du module photovoltaïque	(%)
$\eta_{dc/dc}$	rendement du convertisseur DC/DC	(%)
$\eta_{dech}$	rendement de la batterie pendant le processus de décharge	(%)
$\eta_{gr}$	Rendement du groupe électrogène	(%)
$\eta_{gr}^n$	rendement du groupe électrogène correspondant à la puissance nominale	(%)
$\eta_{ond}$	rendement du convertisseur (DC/AC)	(%)
$\eta_{pv}$	rendement du générateur photovoltaïque	(%)
$\eta_{red}$	rendement du convertisseur (AC/DC)	(%)
$\eta_{ref}$	rendement de référence du module PV	(%)
$\eta_{10}$	rendement du convertisseur à 10% de sa puissance nominale	(%)
$\eta_{100}$	rendement du convertisseur à 100% de sa puissance nominale	(%)

$\theta$	angle d'incidence	(deg.)
$\theta_z$	angle zénithal	(deg.)
$\tau$	coefficient de transmission du vitrage du module PV	(.)
$\gamma$	coefficient de variation du rendement en fonction de la température	(1/C°)
$\Delta$	luminosité du ciel	(.)
$\Delta t$	pas de temps de simulation	(heures)
$\Gamma$	fonction gamma	(.)

# Chapitre 1

## Introduction

### 1.1 Problématique

Face à l'épuisement des ressources énergétiques fossiles et aux problèmes environnementaux causés par l'émission des gaz à effet de serre lors de l'exploitation de ces ressources, d'autres ressources énergétiques alternatives ont été et doivent continuer à être développées.

L'énergie de fission nucléaire souffre généralement d'une mauvaise image médiatique. Certes les risques d'accident liés à leur exploitation sont très faibles mais les conséquences d'un accident, même très peu probable, seraient désastreuses. Le traitement des déchets, issus de ce mode de production, est très coûteux. De plus, l'accès à cette ressource aux pays en voie de développement nécessite des investissements lourds et un niveau de technicité qu'ils sont souvent loin d'avoir.

Les énergies renouvelables représentent une alternative écologique aux combustibles fossiles et au nucléaire, elles ont toutes l'immense avantage d'être d'origine naturelle, inépuisable, non polluante et très adaptées à la production décentralisée. Leur exploitation permettrait de fournir de l'électricité aux sites isolés, situés loin des réseaux électriques, et éviterait la création de nouvelles lignes électriques qui nécessitent un lourd investissement.

Le caractère aléatoire des ressources d'énergie renouvelables fait que le système autonome utilisant une seule source d'énergie renouvelable nécessite une large capacité de stockage afin de satisfaire les besoins de la charge en énergie et d'assurer une meilleure fiabilité de la production d'énergie. L'utilisation des systèmes hybrides, combinant plusieurs sources d'énergie, permet d'une part, de réduire les besoins de stockage et d'atténuer les fluctuations de la production causées par la nature aléatoire de ces ressources et, d'autre part, de constituer un complément ou une alternative aux groupes électrogènes diesel utilisés généralement pour la génération d'énergie électrique dans les régions isolées.

Les systèmes autonomes, associant un générateur photovoltaïque (PV), un générateur éolien et des batteries de stockage, peuvent constituer une excellente alternative. Grâce à la complémentarité des deux sources d'énergie, il est possible de profiter des avantages de chacune des deux, tout en minimisant leurs inconvénients.

Dans ce contexte, le travail de recherche présenté dans cette thèse est une contribution pour une meilleure intégration des sources d'énergie renouvelable dans la production décentralisée d'électricité en sites isolés.

## 1.2 Objectifs

Le dimensionnement des systèmes à sources renouvelables joue un rôle primordial dans l'étude de leurs performances. Il permet de déterminer la taille de différents éléments du système (générateur PV, générateur éolien et batteries de stockage) nécessaires pour satisfaire les besoins de la charge en énergie. Il est cependant nécessaire de réaliser une optimisation technico-économique d'un tel système de production-stockage.

Ce travail présente l'étude relative à l'optimisation de dimensionnement du système hybride PV/éolien autonome avec batteries de stockage.

L'objectif principal repose, d'une part, sur l'étude de la faisabilité de leur intégration dans la production d'électricité en Algérie et, d'autre part, sur le développement d'une nouvelle méthodologie pour l'optimisation de dimensionnement de ce type de systèmes. A cet effet, les objectifs de cette étude peuvent être résumés en:

- l'estimation des ressources énergétiques solaire et éolien disponibles en Algérie pour bien situer les régions favorables à l'exploitation de ce type d'énergies.
- l'établissement des modèles énergétiques et économiques de différents éléments composant le système.
- l'étude de l'impact des différents paramètres sur le dimensionnement du système.
- la réalisation des analyses technico-économiques de quelques configurations élémentaires ou de variantes de tels systèmes de production électrique.
- la présentation des pistes de recherche pour permettre le développement de ces systèmes.

## 1.3 Méthodologie

Pour atteindre ces objectifs, nous procéderons dans un premier temps à l'estimation du potentiel des ressources énergétiques disponibles en Algérie et dans un deuxième temps à la modélisation du système complet. La modélisation, étape indispensable qui précède la phase d'optimisation, est basée sur la modélisation des principaux éléments composant le système étudié: le générateur PV, le générateur éolien, le convertisseur et les batteries de stockage.



La troisième étape consiste à présenter la méthode d'optimisation de dimensionnement du système. Cette méthodologie est basée sur deux modèles, le modèle de la fiabilité développé selon le concept de la probabilité de perte d'alimentation de la charge (LPSP) et le modèle économique développé selon le concept du coût du kilowattheure d'énergie (LCE).

Cette méthodologie a ensuite été étendue aux systèmes hybrides PV/éolien/batteries de stockage/groupe électrogène, puis appliquée pour trouver la configuration optimale du système hybride utilisé pour l'alimentation d'une charge donnée. Plusieurs sites sont choisis pour l'installation de ce type de systèmes.

Cette démarche nous conduit à la structure du manuscrit décrite dans la section suivante.

#### **1.4 Structure du manuscrit**

Le travail présenté dans cette thèse est organisé en six chapitres.

Dans le premier chapitre, après avoir présenté la problématique des systèmes à sources renouvelables, les objectifs à atteindre et la méthodologie suivie dans cette thèse, un état de l'art relatif aux systèmes à sources renouvelables est réalisé. Cette étude bibliographique permet de donner un aperçu sur les travaux effectués pour ce type de systèmes.

Le chapitre 2 donne un aperçu général sur la situation énergétique dans le monde et en Algérie en particulier. Après une brève présentation du secteur de la production d'électricité dans le monde, ce chapitre présente le secteur de l'électricité en Algérie, en analysant les sources et les moyens utilisés pour la production d'électricité. Il s'intéresse spécifiquement au secteur des énergies renouvelables. En effet, il présente les principales ressources renouvelables existantes, la politique nationale de développement des énergies renouvelables et les principaux projets des énergies renouvelables réalisés et qui sont en cours.

Pour tout système à sources renouvelables, l'estimation du potentiel des ressources énergétiques disponibles sur site représente une étape indispensable et essentielle à la conception d'un système efficace et abordable. Le chapitre 3 présente l'estimation du potentiel des ressources énergétiques solaire et éolienne. La première partie de ce chapitre consiste en l'estimation du potentiel éolien. En effet, une analyse des données de la vitesse moyenne du vent pour plusieurs sites du pays est présentée suivie d'une étude de la représentation de la distribution des vitesses du vent. En dernier lieu, considérée comme un

bon indicateur du potentiel éolien disponible, la densité de puissance éolienne est estimée pour ces différents sites.

Quant à la deuxième partie de ce chapitre, elle est consacrée à l'estimation du potentiel solaire. A cet effet, dans un premier temps, une analyse des données de l'irradiation solaire globale horizontale est présentée pour plusieurs sites de l'Algérie. Dans un deuxième temps, comme les modules PV sont généralement inclinés par rapport à l'horizontale, l'estimation de l'irradiation solaire globale sur un plan incliné est effectuée.

La modélisation du système étudié est établie dans le chapitre 4. Le modèle de simulation, développé dans cette thèse, est composé de plusieurs sous modèles décrivant les différents éléments du système.

Pour la partie photovoltaïque, deux modèles de simulation de la caractéristique courant-tension (I-V) des modules PV sont présentés dans un premier temps. Puis dans un second temps, la puissance maximale de sortie, paramètre d'intérêt dans les applications pratiques, est étudiée. A cet effet, différents modèles sont présentés pour l'estimation de ce paramètre. Enfin, cette partie se conclut sur la présentation de son modèle thermique.

La deuxième partie de ce chapitre présente, d'une part, les différents modèles utilisés pour l'estimation de la puissance produite par les éoliennes et, d'autre part, l'étude de l'adéquation de ces modèles avec les données des constructeurs.

La troisième partie de ce chapitre est consacrée à la modélisation du convertisseur. Quant à la modélisation de la batterie de stockage, elle est présentée dans la quatrième partie de ce chapitre. Basé sur une approche énergétique, le modèle établi pour les batteries, dans cette étude, permet de simuler le comportement de la batterie au sein du système hybride PV/éolien et d'estimer sa capacité de stockage. Dans la dernière partie de ce chapitre, est présenté le modèle du groupe électrogène qui peut être utilisé comme source auxiliaire d'énergie. Ce modèle permet d'estimer la consommation en gasoil du groupe en fonction de la puissance produite.

Cependant, le chapitre 5 présente la méthodologie proposée dans cette étude pour l'optimisation de dimensionnement du système étudié. Cette approche est décrite par deux modèles; le modèle de la fiabilité de l'alimentation en énergie développé selon le concept technique de la LPSP et le modèle économique basé sur le concept du LCE. L'ensemble de ces deux modèles permet enfin de déterminer la configuration optimale, qui présente le coût minimal, pour une valeur de LPSP désirée.

Trois paramètres de dimensionnement sont introduits dans le processus d'optimisation: la puissance crête du générateur PV, la puissance nominale du générateur éolien et la capacité nominale de stockage des batteries.

Dans le sixième chapitre, l'ensemble des résultats de simulation obtenus au cours de cette étude est présenté. Ces résultats sont issus de l'application de la méthodologie proposée pour l'optimisation du système hybride utilisé pour satisfaire les besoins en énergie d'une charge donnée.

Dans un premier temps, les résultats sont présentés pour les systèmes PV/éolien/batteries de stockage. Ils concernent, d'une part, les relations entre les paramètres de dimensionnement, la fiabilité de l'alimentation en énergie et le coût du kilowattheure d'énergie et, d'autre part, l'impact des différents facteurs tels que le potentiel énergétique disponible, la charge et la fiabilité sur la taille du système et sur le coût du kilowattheure d'énergie.

Dans un deuxième temps, les résultats relatifs aux systèmes hybrides PV/éolien/batteries de stockage/groupe électrogène sont présentés. Ces résultats concernent principalement les caractéristiques de fonctionnement du groupe et le coût du kWh d'énergie.

Enfin, la dernière partie de ce document présente les conclusions de ce travail et les perspectives de développement futur.

## **1.5 Etat de l'art**

Dans la littérature, plusieurs travaux sont présentés pour l'étude des systèmes à sources renouvelables (systèmes PV, systèmes éoliens ou systèmes hybrides). Ces travaux portaient sur la modélisation, la simulation et l'optimisation de dimensionnement du système.

La modélisation d'un tel système représente une étape indispensable avant toute phase de dimensionnement et d'optimisation, elle permet de simuler le fonctionnement du système pour différentes conditions météorologiques.

Le système à sources renouvelables est composé principalement de trois éléments: le générateur PV, le générateur éolien et les batteries de stockage.

De nombreux travaux portent sur le développement des modèles mathématiques de ces différents éléments. Pour le générateur PV, la plupart des modèles utilisés pour la simulation de son comportement sont basés sur la caractéristique courant-tension des modules PV. Ces modèles mathématiques peuvent aller du plus simple au plus compliqué [1-4].

Pour la modélisation du générateur éolien, plusieurs modèles ont été présentés, ils permettent de simuler la puissance fournie par l'éolienne en fonction de la vitesse du vent pour tout type

d'éolienne [5-8]. Pour les batteries de stockage, les principaux modèles utilisés sont basés sur le schéma équivalent de la batterie composé d'une source de tension et d'une résistance [9, 10]. Ils permettent de décrire le comportement de la batterie dans les trois régimes de charge, de décharge et de surcharge par des équations dépendant de plusieurs paramètres à savoir: la résistance interne, l'état de charge et la force électromotrice de la batterie. Cela rend leur utilisation difficile en absence de ces données.

Concernant le dimensionnement et l'optimisation des systèmes à sources renouvelables, plusieurs études sont présentées dans la littérature. Ces études utilisent différentes approches pour déterminer la configuration optimale de ce type de systèmes.

Les méthodes intégrant à la fois les critères techniques et économiques permettent de donner une évaluation globale du système et offrent une vision plus réaliste du choix de la meilleure configuration du système.

Parmi ces approches, se trouve celle dite «des moindres carrés», utilisée par quelques auteurs [11, 12]. Elle permet de déterminer la meilleure combinaison photovoltaïque-éolien qui minimise la somme des carrés des écarts entre la puissance produite et la puissance consommée sur une période de temps donnée.

Sur la base d'un bilan énergétique, Kellogg et al. [13, 14] ont présenté une méthode itérative d'optimisation permettant de déterminer le dimensionnement technico-économique optimal du système hybride PV/éolien avec batteries de stockage. Son principe est de minimiser l'écart entre l'énergie produite et l'énergie consommée sur une période de temps. La configuration optimale est celle, parmi l'ensemble de configurations obtenues, pour laquelle le coût total annuel est minimal.

Une autre approche est celle décrite par [15-19], elle est basée sur le concept de la LPSP pour l'optimisation de dimensionnement des systèmes à sources renouvelables. En effet, les travaux présentés par Abouzahr et Ramakumar [15, 16] pour les systèmes utilisant une seule source d'énergie renouvelable consistent à étudier la relation entre la capacité de stockage et la LPSP pour différentes conditions de fonctionnement du système. Cette dernière est utilisée dans le dimensionnement des systèmes pour optimiser une fonction objective définie telle que le coût total du système.

Cependant, Borowy et al. [17], Yang et al. [18] et Ai et al. [19] ont utilisé cette méthode pour rechercher la configuration optimale du système hybride PV/éolien avec batteries stockage en considérant deux paramètres de dimensionnement: la taille du générateur PV et la capacité de stockage des batteries. Le fonctionnement du système est simulé pour différentes combinaisons et la LPSP est calculée pour chacune d'elles. Pour une LPSP désirée, la

combinaison optimale, présentant le coût total minimal du système, est déterminée par une méthode graphique.

D'autres auteurs [20, 21] proposent une méthodologie générale pour l'optimisation de dimensionnement des systèmes hybrides PV/éolien. Cette méthodologie présente deux scénarios pour la détermination de la taille des composants du système, l'un est basé sur la moyenne annuelle des valeurs mensuelles des ressources énergétiques, tandis que l'autre se base sur le mois le plus défavorable (défini comme étant le mois pour lequel la taille des combinaisons générateur PV/générateur éolien est maximale). La configuration technico-économique optimale est celle qui présente le coût total le plus faible.

Eftichios Koutroulis et al. [22] propose une méthodologie pour l'optimisation de dimensionnement du système autonome hybride PV/éolien. Cette méthodologie consiste à choisir parmi, une liste des composants du système disponibles sur le marché, le type et le nombre de chaque composant permettant de satisfaire totalement les besoins de la charge en énergie avec un coût total minimal.

Markvart [23] a présenté une méthode graphique pour déterminer la configuration optimale des systèmes hybrides PV/éolien en utilisant les moyennes mensuelles des valeurs moyennes journalières de l'irradiation solaire et de l'énergie éolienne. Dans cette méthode, seulement deux paramètres (puissance du générateur PV et puissance du générateur éolien) ont été inclus dans le processus d'optimisation.



# Chapitre 2

## Situation Energétique

### 2.1 Introduction

Aujourd'hui, les besoins en énergie électrique de l'humanité sont toujours en progression. Pour y faire face, l'évolution de la capacité de production d'électricité doit suivre cette croissance.

La production d'électricité mondiale à partir de combustibles fossiles est la plus courante, elle représente environ deux tiers de l'électricité mondiale; sur le plan régional, d'autres sources d'énergie peuvent fournir la majorité de l'électricité. La production d'électricité renouvelable fait partie intégrante du système de production d'électricité mondiale.

Devant la hausse du prix du pétrole et le souci de préserver l'environnement, la promotion des énergies renouvelables constitue un des grands axes de la politique énergétique et environnementale de la plupart des pays. Cette politique énergétique vise à maintenir la sécurité d'approvisionnement tout en prenant en compte les préoccupations environnementales.

L'Algérie, à l'instar des autres pays du monde, ambitionne de développer le secteur des énergies renouvelables dont la contribution, hors hydraulique, dans le bilan énergétique est quasiment nulle. La production électrique nationale repose presque en totalité sur les combustibles fossiles.

Ce chapitre a pour objet de donner un aperçu général sur la situation énergétique dans le monde et en Algérie en particulier.

### 2.2 Situation énergétique dans le monde

#### 2.2.1 La production d'électricité dans le monde

La production d'électricité d'origine renouvelable a atteint 3525,5 TWh en 2006, soit 18,6% de la production totale [24]. Cette part reste supérieure à la production d'électricité d'origine nucléaire (15% en 2006) mais largement inférieure à l'électricité produite à partir des combustibles fossiles 66,2%. Les 0,2% restant sont apportés par la combustion des déchets qualifiés de non renouvelables. La figure 2.1 montre la répartition des modes de production d'électricité à l'échelle mondiale.

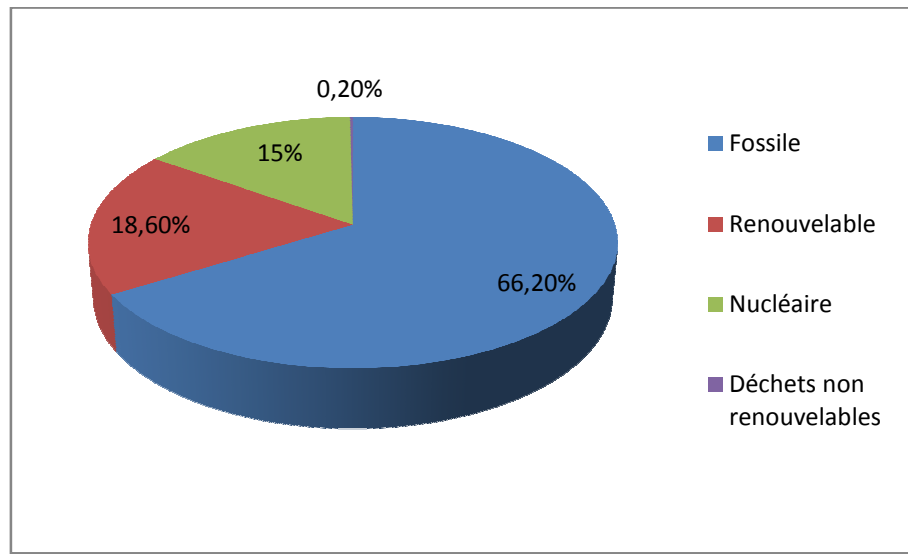


Figure 2.1: Répartition des ressources sur la production mondiale d'électricité en 2006 [24]

### 2.2.2 La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde

L'électricité renouvelable provient de six sources distinctes. L'hydroélectricité est la principale d'entre elles avec 89% du total renouvelable. La biomasse qui rassemble la biomasse solide, la biomasse liquide, le biogaz et les déchets ménagers renouvelables est la seconde source avec 5,7%. Suivent l'éolien (3,5%), la géothermie (1,7%), le solaire qui rassemble les centrales thermiques (héliodynamiques) et les centrales photovoltaïques (0,2%), et les énergies marines (0,02%). (voir Figure 2.2).

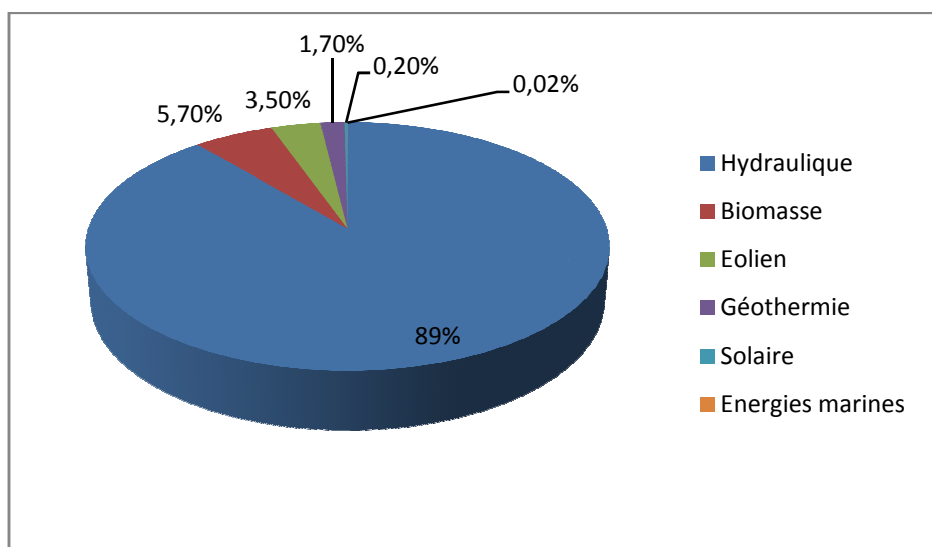


Figure 2.2: Structure de la production électrique d'origine renouvelable dans le monde (Année 2006) [24]



Une dynamique plus importante pour les filières renouvelables hors hydrauliques est lancée. En effet, la part des filières renouvelables sans hydraulique est en augmentation dans la production mondiale d'électricité, passant de 1,2% du total en 1996 à 2,1% du total en 2006. Une analyse détaillée par filière montre que la production d'électricité d'origine éolienne a connu la croissance la plus importante sur la période 1996-2006. Quant à la production d'origine solaire, elle a connu une progression considérable et est placée en deuxième position derrière l'éolien. La figure 2.3 montre le taux de croissance annuel moyen 1996-2006 pour chaque filière.

Les questions d'environnement global, notamment le risque de changement climatique, ont renforcé la volonté politique de nombreux pays industrialisés à soutenir le développement des énergies non polluantes. Cette volonté s'est traduite par des objectifs ambitieux en termes d'énergies renouvelables et la mise en place d'instruments réglementaires spécifiques pour les atteindre.

En second lieu, ces technologies ont démontré qu'elles pouvaient s'intégrer dans un mix énergétique équilibré aux côtés des grandes filières de production.

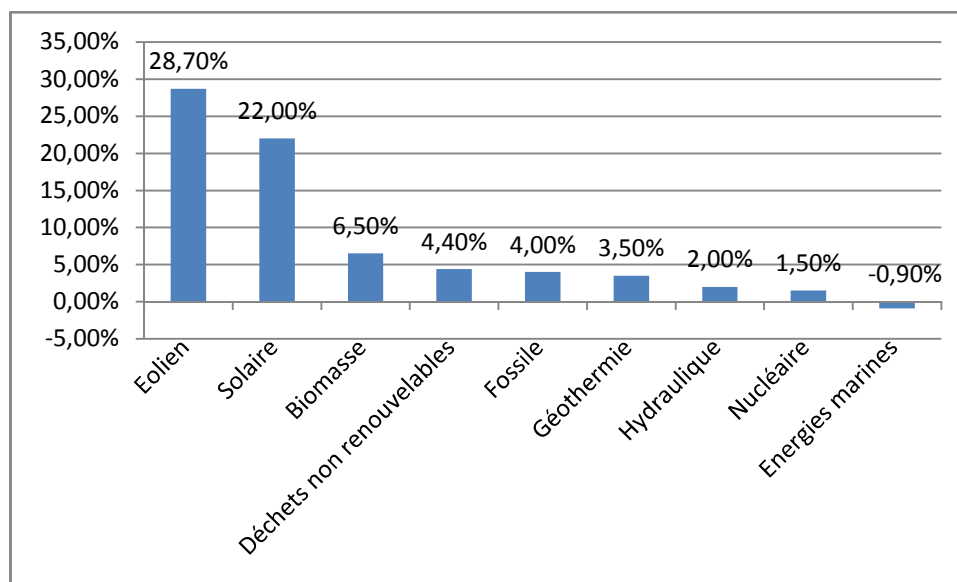


Figure 2.3: Taux de croissance annuel moyen 1996-2006 (dans le monde) [24]

### **2.2.2.1 La production d'électricité d'origine hydraulique**

L'hydroélectricité est la deuxième source d'électricité mondiale après les combustibles fossiles et devant le nucléaire avec 16,6 % de la production totale mondiale. Elle représente également 89% de l'électricité renouvelable mondiale.

Les régions de l'Amérique du Nord, l'Amérique du Sud, l'Asie de l'Est et du Sud-est et l'Europe de l'Ouest disposent d'une production de 78 % de la production hydroélectrique mondiale: les pays (Chine, Canada, Brésil, Etats-Unis, Russie), représentent seuls plus de la moitié de la production hydroélectrique mondiale (52%).

### **2.2.2.2 La production d'électricité issue de la biomasse**

En 2006, la biomasse est restée la deuxième source d'électricité d'origine renouvelable avec 1,1% de la production d'électricité mondiale et 5,7 % de la production d'électricité renouvelable.

Depuis 2005, l'Europe de l'Ouest est la première région productrice d'électricité biomasse (40% de la production mondiale) devant l'Amérique du Nord (33,8%), l'Asie de l'Est et du Sud-est (10,1%) et l'Amérique du Sud (8,7%).

Les Etats-Unis, l'Allemagne et le Brésil sont les trois premiers pays producteurs de l'électricité biomasse avec respectivement 29,3%, 9,9% et 7,3% de la production d'électricité biomasse mondiale.

### **2.2.2.3 La production d'électricité d'origine géothermique**

La géothermie est essentiellement développée dans les zones volcaniques et les zones d'activité tectonique. En 2006, la production géothermique a atteint 0,3% de la production d'électricité mondiale et 1,7% de la production d'électricité renouvelable mondiale. Les deux plus grandes régions de production sont l'Asie de l'Est et du Sud-est (33,8% de l'électricité géothermique mondiale) et l'Amérique du Nord (28%).

La production d'électricité géothermique est fortement concentrée sur quelques pays tels qu'Etats-Unis (28% de la production d'électricité géothermique mondiale), Philippines (17,7%), Indonésie (12,1%), Mexique (11,3%) et l'Italie 9,3% de la production mondiale.

### **2.2.2.4 La production d'électricité d'origine éolienne**

L'énergie éolienne est la troisième source de production d'électricité renouvelable (3,5% de l'électricité renouvelable mondiale) derrière l'hydroélectricité (89%) et la biomasse (5,7%).

Mais à la différence de ces deux filières, la croissance de la production d'électricité éolienne est beaucoup plus dynamique.

En 2006, la production éolienne mondiale était de 122 TWh [24]. Elle se situe principalement en Europe de l'Ouest (68% de la production éolienne mondiale) et en Amérique du Nord (16,6%). Quant à l'Asie, elle présente 7,6% en Asie du Sud et 4,7% en Asie de l'Est et du Sud-est. Dans les autres régions du monde l'implantation des éoliennes est ponctuelle.

En 2006, les principaux pays producteurs d'électricité éolienne étaient: l'Allemagne avec 24,9% de la production éolienne mondiale, l'Espagne (19,6%), les Etats Unis (15,2%), l'Inde (7,6%) et le Danemark (5%).

### **2.2.2.5 La production d'électricité d'origine solaire**

La production d'électricité d'origine solaire à l'échelle mondiale n'est pas encore significative. Elle ne représentait en 2006 que 0,2 % de la production d'électricité renouvelable totale. Cette part correspond à une production de 5,9 TWh (5360 GWh de photovoltaïque et 549 GWh de solaire thermique) [24].

L'électricité solaire est essentiellement développée dans trois régions du monde qui sont l'Europe de l'Ouest (40,1% de la production d'électricité solaire mondiale), l'Asie de l'Est et du Sud-est (34,6%) et l'Amérique du Nord (19,6%).

Plus de 80% de la production d'électricité solaire mondiale est concentrée dans trois pays du monde: l'Allemagne, le Japon et les Etats-Unis. L'implication à très grande échelle de la Chine et de l'Inde au niveau de la production des modules PV va favoriser un développement encore plus rapide de la filière PV.

## **2.3 Situation énergétique en Algérie**

La production d'électricité dans les pays d'Afrique du Nord est principalement basée sur les combustibles fossiles (92,9% en 2006). Les 7,1% restants proviennent des énergies renouvelables (hydraulique, éolien et solaire).

Dans la figure 2.4, l'histogramme montre la part des énergies renouvelables et des combustibles fossiles dans la production d'électricité pour chaque pays d'Afrique du Nord.

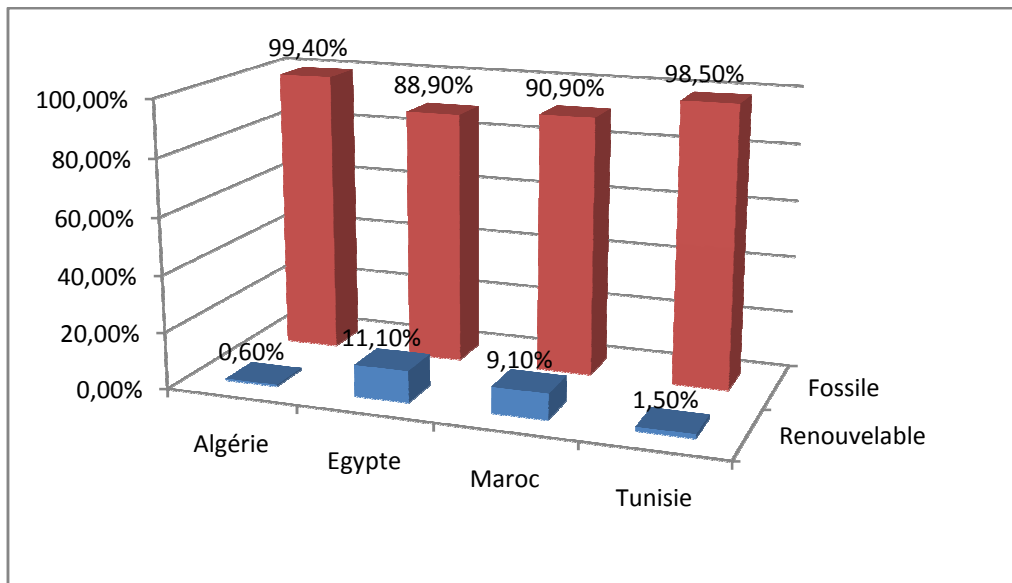


Figure 2.4: Part des énergies renouvelables et fossiles dans la production d'électricité des pays d'Afrique du Nord (Année 2006) [24]

Cette figure montre que l'Algérie est le pays d'Afrique du Nord qui présente la plus faible part d'énergies renouvelables (hydraulique) dans la structure de sa production électrique. Quant à l'Égypte et au Maroc ce sont les deux pays qui présentent une part considérable de renouvelables (éolien, hydraulique et solaire) dans leur production électrique.

### 2.3.1 Production d'électricité en Algérie

#### 2.3.1.1 Sources et moyens utilisés pour la production d'électricité

Plus de 99% de la production totale d'électricité provient des combustibles fossiles, en particulier du gaz naturel abondant en Algérie. La structure de la production électrique du pays laisse donc peu de place (0,6%) aux filières renouvelables qui se résument pratiquement à une production hydroélectrique. L'électricité est produite par différents moyens: centrales thermiques vapeur, centrales à gaz, centrales hydrauliques et centrales diesel.

Les plus grands centres de production électrique de type thermique vapeur se concentrent dans la partie Nord du pays, où est localisée la majeure partie de la population et de l'activité économique. Par conséquent, la production d'électricité à partir de ce type de centrales représente environ 50% de la production totale.

L'alimentation par des turbines à gaz concerne, quant à elle, les régions de l'intérieur et les grands sites pétroliers et gaziers du Sud. Leur production en énergie dépasse les 44% de la production totale.

Cependant, la faible pluviométrie enregistrée ces dernières années dans l'ensemble des pays fait que la production d'énergie à partir des centrales hydrauliques est très faible; elle représentait en 1985 près de 6% de la production totale et en représente moins de 1% en 2007 [25]. Cela reflète l'effet de la sécheresse de ces dernières années.

Quant à la capacité des centrales diesel qui sont installées au Sud et alimentent des réseaux isolés, elle est relativement constante sur la période de 1962-2007.

La production d'électricité à partir des énergies renouvelables est insignifiante devant celle issue des combustibles et de l'hydraulique.

### 2.3.1.2 Evolution de la production d'électricité

La couverture du réseau électrique algérien atteint aujourd'hui 97% des sites habités. Elle reflète un potentiel de production d'électricité important et en constante évolution face à une demande en hausse. Durant la période 2000-2007, la production d'électricité a connu une forte croissance. Elle est passée de 25 TWh en 2000 à 37 TWh en 2007, ce qui correspond à une hausse annuelle moyenne de 6%.

La figure 2.5 montre l'évolution de la production nationale d'électricité au cours des huit dernières années.

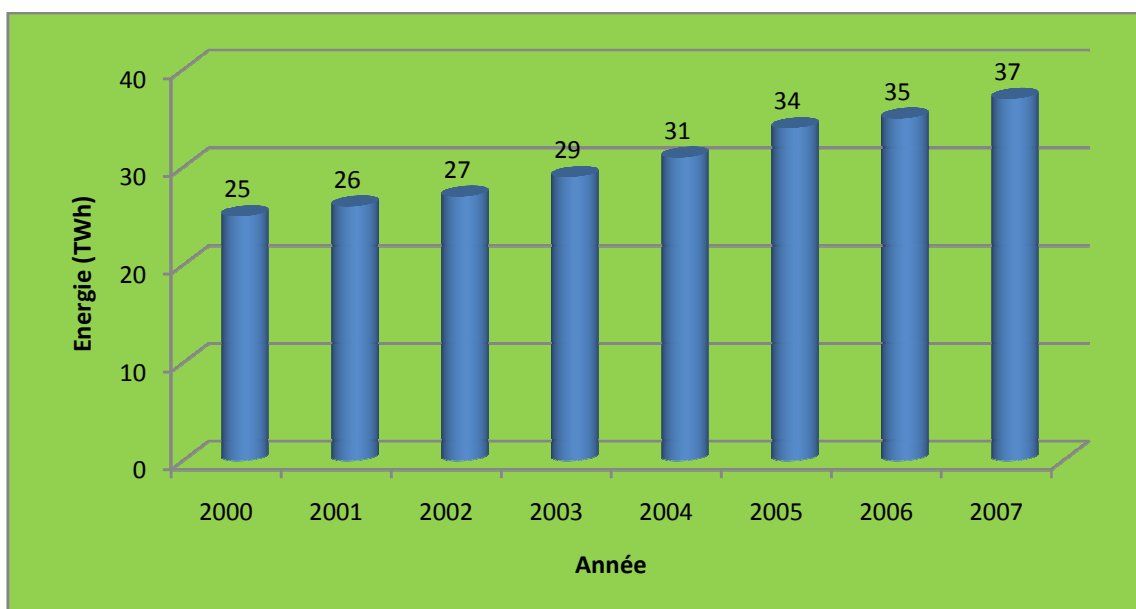


Figure 2.5: Evolution de la production nationale d'électricité 2000-2007 [25]

### 2.3.1.3 Evolution de la puissance totale installée

La puissance installée du parc national de production d'énergie électrique a connu une évolution appréciable depuis l'indépendance. En effet, pour la période 2000-2007, la capacité installée nationale d'électricité a atteint 8422 MW en 2007, contre 5907 MW en 2000, enregistrant ainsi une croissance de 43%. La figure 2.6, montre l'évolution de la puissance installée durant la période 2000-2007.

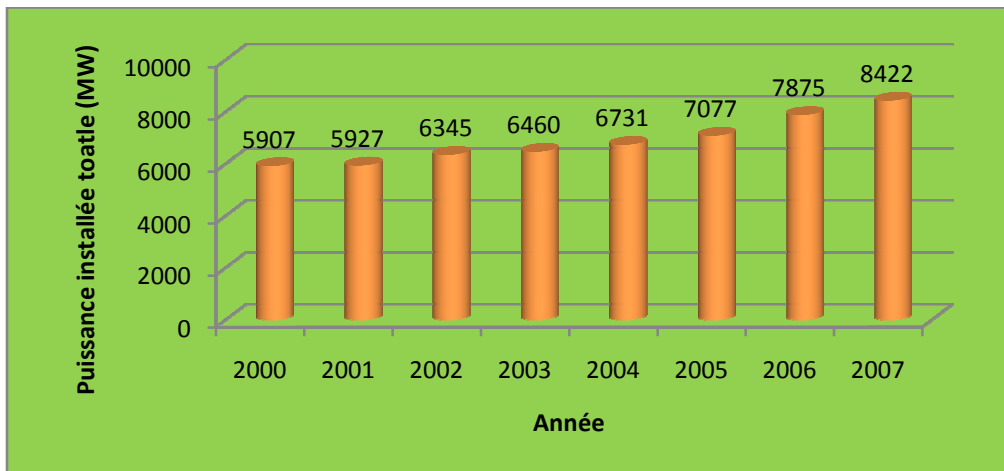


Figure 2.6: Evolution de la puissance installée 2000-2007 [25]

### 2.3.1.4 Consommation d'électricité

La consommation nationale d'électricité a fortement augmenté durant la période 1963-2007, avec une croissance moyenne de 7%. Elle est passée de 939 GWh en 1963 à plus de 30 000 GWh en 2007. Cette augmentation reflète l'amélioration du niveau de vie des citoyens ainsi que l'amélioration des équipements des ménages.

L'évolution de la consommation nationale d'électricité durant la période 2000-2007, est représentée par la figure 2.7.

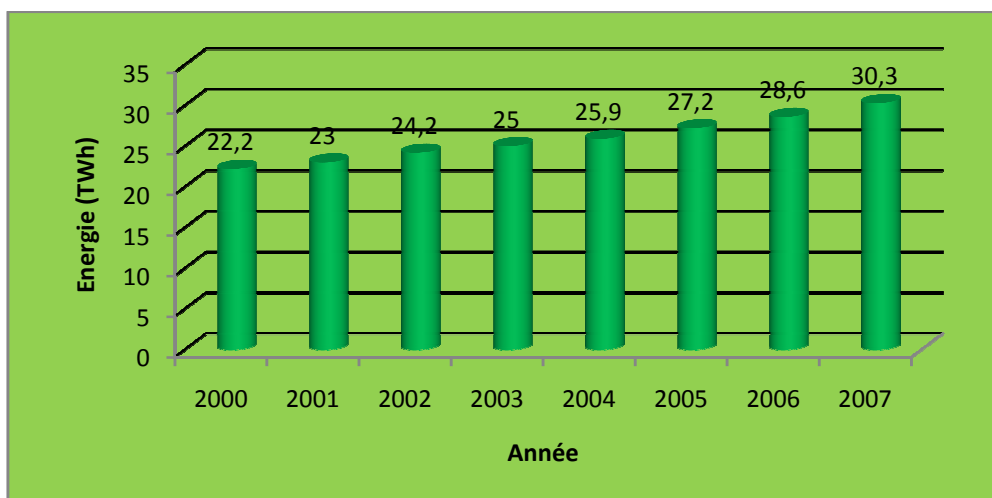


Figure 2.7: Evolution de la consommation nationale d'électricité 2000-2007 [25]

### **2.3.2 Energies Renouvelables**

Les énergies renouvelables constituent les énergies d'avenir pour la planète. Une importance de plus en plus accrue leur est accordée, aussi bien par les pays industrialisés que par les pays en voie de développement.

Compte tenu des enjeux que représentent ces sources d'énergies durables et de leur potentiel considérable mais peu développé jusque là, leur promotion constitue un des axes de la politique énergétique et environnementale de l'Algérie. L'adoption d'un cadre juridique favorable au développement de ces énergies, la mise en place d'un cadre institutionnel et la planification de plusieurs projets en est la bonne illustration. En effet, l'Algérie possède des atouts majeurs pour réussir dans le domaine des énergies renouvelables. Les sections suivantes présentent la situation des énergies renouvelables en Algérie à savoir: les potentiels énergétiques renouvelables, la politique adoptée et les programmes de développement des énergies renouvelables.

#### **2.3.2.1 Potentiel en énergies renouvelables de l'Algérie**

L'Algérie dispose d'un potentiel d'énergies renouvelables important, notamment le solaire, mais très peu développé. Les principales ressources renouvelables existantes en Algérie se résument comme suit: solaire, éolienne, géothermique, biomasse et hydraulique.

##### **2.3.2.1.1 Potentiel solaire**

De par sa situation géographique, l'Algérie possède le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen et dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde avec 169440 TWh/an (évaluation effectuée par satellites par l'Agence Spatiale Allemande DLR), soit cinq mille fois la consommation nationale en électricité.

La durée d'insolation sur la quasi totalité du territoire national dépasse les 2500 heures par an et peut atteindre les 3900 heures (Hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m<sup>2</sup> est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh/m<sup>2</sup>/an au Nord et 2650 kWh/m<sup>2</sup>/an au Sud du pays.

La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est présentée dans le tableau 2.1, selon l'ensoleillement reçu annuellement.

Tableau 2.1: Répartition du potentiel solaire en Algérie

Régions	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	2650

Les figures 2.8 et 2.9 montrent l'irradiation globale journalière sur plan horizontal aux mois de Décembre et de Juillet.

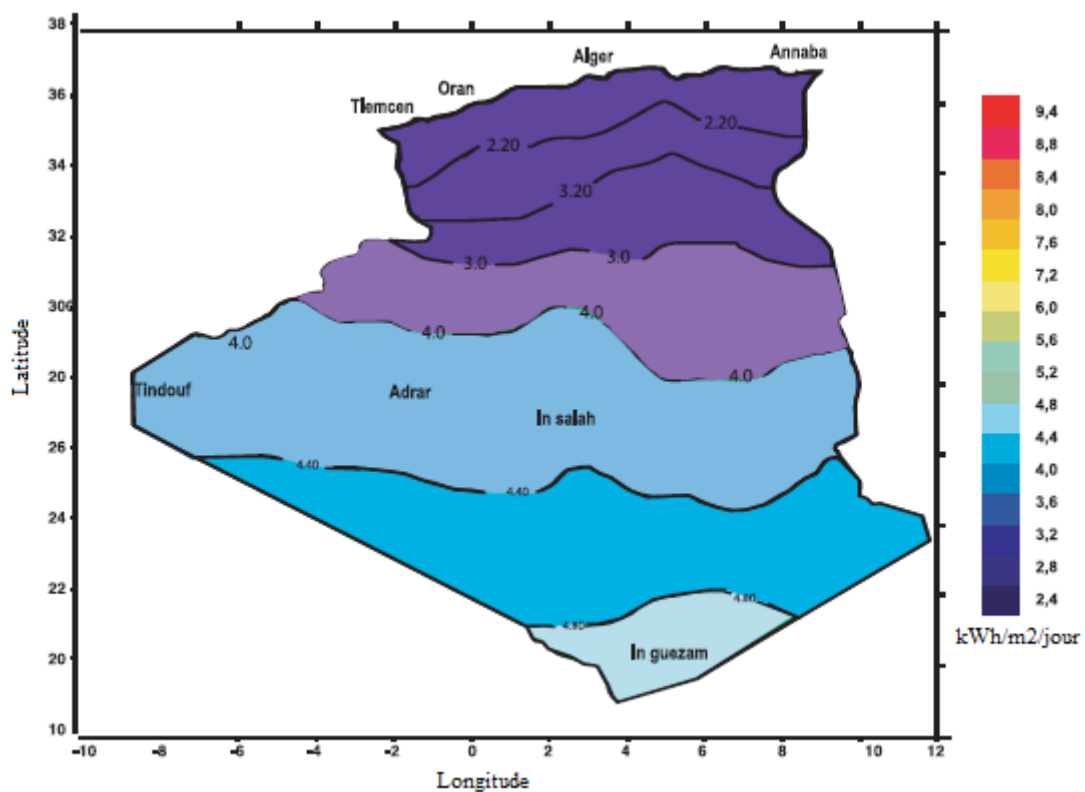


Figure.2.8: Irradiation globale journalière sur plan horizontal au mois de Décembre [26]



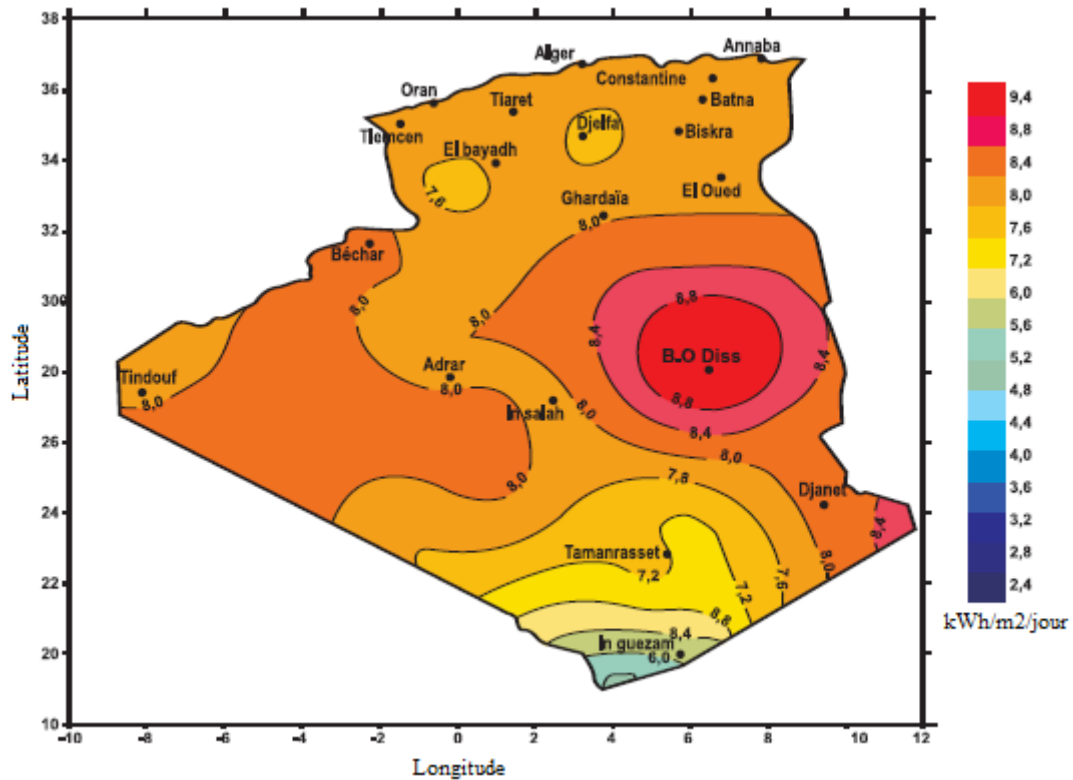


Figure 2.9: Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontal au mois de Juillet [26]

### 2.3.2.1.2 Potentiel éolien

Dû à la nature topographique et au climat très diversifiés du pays, la ressource éolienne varie beaucoup d'un endroit à un autre. Les régions les plus ventées se situent au Sud-ouest dans la région d'Adrar, Timimoun et Tindouf, le Nord est caractérisé par une vitesse moyenne peu élevée avec l'existence de microclimats sur les sites côtiers et sur les Hauts plateaux. Le microclimat de Tiaret présente les vitesses de vent les plus élevées.

En effet, L'Algérie dispose d'un potentiel éolien considérable qui peut être exploité pour la production de l'énergie électrique, surtout dans le Sud du pays où les vitesses du vent sont plus élevées que celles du Nord, ainsi que pour le pompage de l'eau particulièrement dans les Hauts plateaux.

La carte des vents de l'Algérie, estimée à 10 m du sol est présentée en figure 2.10. Elle montre que la région d'Adrar est la région la plus ventée du pays avec des vitesses moyennes qui dépassent la valeur de 6 m/s.

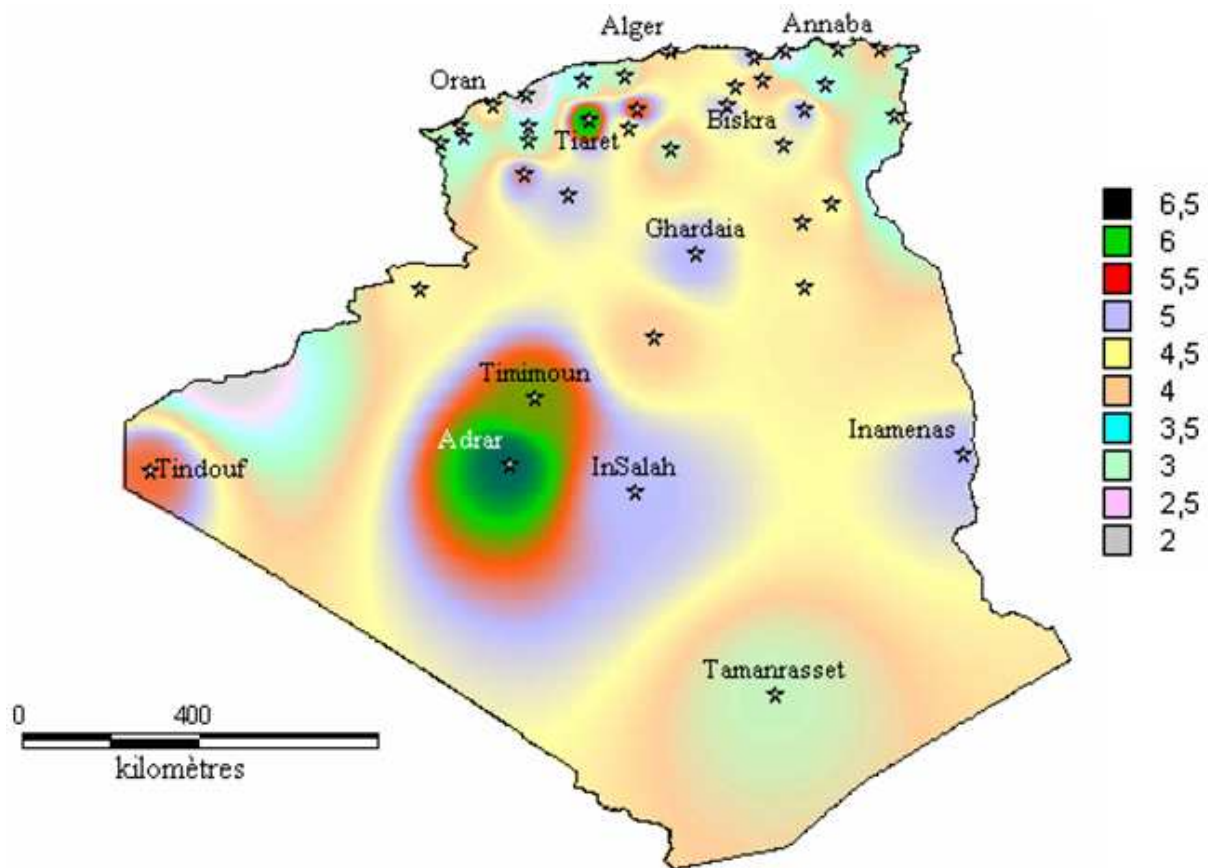


Figure 2.10: Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol [27]

Le potentiel éolien est estimé à environ 37 TWh/an partagés entre: 1 TWh pour le Littoral, 4,5 TWh pour les Hauts plateaux et 31,5 TWh pour le Sahara [27].

### 2.3.2.1.3 Potentiel de l'énergie géothermique

Les ressources géothermiques de l'Algérie sont relativement importantes et diversifiées. Les calcaires jurassiques du Nord Algérien, qui constituent d'importants réservoirs géothermiques, donnent naissance à plus de 200 sources thermales localisées principalement dans les régions du Nord-est et Nord-ouest du pays. Ces sources se trouvent à des températures souvent supérieures à 40°C, la plus chaude étant celle de Hammam Meskhoutine (98°C). Au Sud, la nappe Albienne (formation du continental intercalaire) constitue un vaste réservoir géothermique qui s'étend sur plusieurs milliers de km<sup>2</sup>. La température moyenne de l'eau de cette nappe est de l'ordre de 60°C.

En terme de puissance, l'association du débit d'exploitation de la nappe albienne et le débit total des sources thermales représente plus de 900 MW [28].

#### **2.3.2.1.4 Potentiel de la biomasse**

En plus des ressources solaire et éolienne, l'Algérie dispose d'un potentiel de biomasse qui consiste principalement en potentiel de la forêt et en potentiel énergétique des déchets urbains et agricoles. L'exploitation de ce potentiel est très limitée, elle est au niveau de laboratoire et à petite échelle.

#### **2.3.2.1.5 Potentiel hydroélectrique**

Les ressources hydroélectriques sont liées directement à la pluviométrie. En Algérie, le volume de précipitations est variable, il diminue du Nord au Sud et de l'Est à l'Ouest. Les quantités globales de pluies tombant sur le territoire du pays sont considérables mais profitent peu au pays en raison du nombre réduit de jours de précipitation concentrée sur des régions limitées, ce qui entraîne une forte évaporation et une évacuation rapide vers la mer. Par conséquent, le potentiel hydroélectrique dont dispose le pays est faible et la production hydroélectrique est toujours en baisse et ne représente que 1 % de la production totale d'électricité.

#### **2.3.2.2 Politique nationale de développement des énergies renouvelables**

L'intérêt pour le développement des énergies renouvelables a été perçu très tôt en Algérie avec la création, dès 1962, de l'institut de l'énergie solaire de l'université d'Alger auquel était rattachée la station solaire de Bouzaréah. Mais, en raison des importantes sources d'énergie fossiles dont le pays dispose, permettant la production d'électricité à des coûts très compétitifs, et de l'absence de politiques environnementales, les énergies renouvelables ne pouvaient pas présenter une option compétitive pour la production commerciale de l'électricité à grande échelle et par conséquent leur développement en Algérie a connu beaucoup de retard.

Compte tenu des enjeux que représentent ces sources d'énergies durables, l'Algérie a adopté une politique prononcée en faveur de la promotion et du développement des énergies renouvelables. Cette politique est dictée particulièrement par le déséquilibre de la balance énergétique, les questions de réchauffement planétaire et les mauvaises conditions de vie des populations les plus démunies.

Le dispositif législatif et réglementaire adopté au cours des dernières années et le cadre institutionnel mis en place témoignent de cet engagement irréversible. Ils traduisent la volonté des pouvoirs publics de faire de ces énergies des énergies d'avenir pour le pays, en favorisant une contribution plus conséquente de leur part dans le bilan énergétique national.

### 2.3.2.2.1 Cadre institutionnel des énergies renouvelables en Algérie

L'Algérie s'est dotée d'un cadre institutionnel approprié pour la mise en œuvre de la politique nationale de promotion et de développement des énergies renouvelables. L'organisation institutionnelle est constituée d'un ensemble d'organismes et d'entreprises économiques prenant, chacun en ce qui le concerne, le développement des énergies renouvelables.

Cinq institutions, relevant du secteur de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique, activent dans ce domaine:

- Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), Bouzaréah, Alger
- Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES), BouIsmaïl, Tipaza
- Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables (URAER) Ghardaia
- Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien (URERMS), Adrar
- Unité de Développement de la Technologie du Silicium (UDTS), Alger

De plus, une vingtaine de laboratoires universitaires œuvrent dans le domaine de l'énergie solaire.

Au sein du secteur de l'énergie, l'activité relative à la promotion des énergies renouvelables est prise en charge par le Ministère de l'Énergie et des Mines et l'Agence de Promotion et de Rationalisation de l'Utilisation de l'Énergie (APRUE). Cette dernière est chargée de l'impulsion et de l'animation du processus de mise en œuvre des programmes et des actions de maîtrise de l'énergie. Par ailleurs, le Centre de Recherche et de Développement de l'Électricité et du Gaz (CREDEG), filiale du Groupe Sonelgaz, intervient dans la réalisation et la maintenance des installations solaires réalisées dans le cadre du programme national d'électrification rurale.

Pour le développement des énergies renouvelables à une échelle industrielle, Le secteur de l'énergie a aussi consolidé sa politique dans ce domaine par la création de la société mixte dénommée «New Energy Algeria» (NEAL) en 2002, entre le secteur public (Sonatrach et Sonelgaz) et le secteur privé (groupe SIM) (semoulerie industrielle de la Mitidja).

Au niveau du secteur de l'agriculture, le Haut Commissariat au Développement de la Steppe (HCDS) constitue l'outil institutionnel pour la mise en œuvre de la politique nationale de promotion et de développement des énergies renouvelables dans les régions steppiques. Dans ce cadre, il réalise des programmes dans le domaine du pompage de l'eau et de l'électrification rurale par énergie solaire au profit des régions steppiques.

Sur le plan des opérateurs économiques, plusieurs sociétés sont déjà actives dans le domaine des énergies renouvelables.

### 2.3.2.2.2 Cadre législatif et réglementaire

Sur le plan législatif et réglementaire, plusieurs lois ont été promulguées pour encadrer le domaine des énergies renouvelables; il s'agit essentiellement de: la loi relative à la maîtrise de l'énergie, la loi relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation et la loi relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable. D'autre part, l'Algérie a ratifié le protocole de Kyoto.

- *Loi relative à la maîtrise de l'énergie (Loi n° 99-09 du 28 Juillet 1999, JO n° 51)*

Cette loi définit l'ensemble des mesures et des actions mises en œuvre en vue de l'utilisation rationnelle de l'énergie, du développement des énergies renouvelables et de la réduction de l'impact du système énergétique sur l'environnement.

A cet effet, la promotion des énergies renouvelables y est inscrite comme l'un des outils de la maîtrise de l'énergie à travers les économies d'énergies conventionnelles qu'elle permet de réaliser et sa contribution à la protection de l'environnement. De plus, des avantages financiers, fiscaux et en termes de droits de douane peuvent être accordés aux projets œuvrant pour la promotion des énergies renouvelables.

- *Loi relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation (Loi n° 02-01 du 05 Février 2002, JO n° 8)*

La loi sur l'électricité et la distribution publique du gaz qui libéralise le secteur de l'électricité a prévu des dispositions pour la promotion de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables et son intégration au réseau. Ainsi, cette loi prend en compte la protection de l'environnement et ouvre les activités de production de l'électricité à la concurrence conformément à la législation en vigueur et aux dispositions de la présente loi.

C'est dans le cadre de la mise en œuvre de cette loi que le décret 04-92 du 25 mars 2004 relatif aux coûts de diversification a été promulgué. Il prévoit des conditions avantageuses aux producteurs d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables en leur attribuant une prime pour chaque kWh produit, commercialisé ou consommé. Selon les sources des énergies renouvelables exploitées (solaire thermique ou énergie photovoltaïque, éolienne, géothermique, biomasse, hydraulique et cogénération), cette prime varie de 100 à 300%.

- *Loi relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable (Loi n° 04-09 du 14 août 2004, JO n° 52)*

Cette loi prévoit l'élaboration d'un programme national de promotion des énergies renouvelables, regroupant l'ensemble des actions d'information, de formation ou de vulgarisation, ainsi que des incitations à la recherche, à la production, au développement et à l'utilisation des énergies renouvelables, et d'un bilan annuel de l'usage des énergies renouvelables qui retrace l'ensemble des utilisations d'énergies renouvelables.

D'autre part, cette loi prévoit des instruments de promotion des énergies renouvelables qui sont constitués par un mécanisme de certification d'origine et par un système d'incitation à l'utilisation des énergies renouvelables. Ainsi, un organisme national «Observatoire National de Promotion des Energies Renouvelables» a été mis en place pour la promotion et le développement de l'utilisation des énergies renouvelables.

### **2.3.2.3 Développement des énergies renouvelables en Algérie**

Dans le cadre de la mise en œuvre de la politique énergétique nationale et de développement des énergies renouvelables, l'Algérie, par le biais de ses différentes institutions (Sonelgaz, Sonatrach, CDER (avec ses différentes unités), HCDS) a initié et réalisé des programmes de développement de ces énergies. En effet, plusieurs projets de production d'électricité solaire et éolienne ont été réalisés qui traduisent la volonté de l'Algérie de s'inscrire dans une démarche de développement durable, de protection et de respect de l'environnement.

Ces projets sont inscrits dans le cadre d'un important programme de développement des énergies renouvelables qui prévoit de porter la part des énergies renouvelables dans le bilan de production électrique nationale à 5% à l'horizon 2015.

Nous présentons dans ce qui suit les principaux projets réalisés et ceux qui sont en cours pour les deux filières solaire et éolienne.

#### **2.3.2.3.1 Réalisations et projets en cours**

##### *a) Filière solaire*

Les projets relatifs aux applications de l'énergie solaire peuvent être classés en deux catégories: les projets solaires photovoltaïques et solaires thermiques.

### Projets solaires photovoltaïques

Les principaux projets et réalisations en matière d'énergie solaire photovoltaïque peuvent se résumer comme suit:

- Electrification de 18 villages au solaire PV

Durant la période 1995-1999, un programme d'électrification au moyen de l'énergie solaire photovoltaïque a été réalisé au profit de 18 villages (un millier de foyers) répartis sur 4 wilayas du grand Sud à savoir; Tamanrasset (08 villages), Adrar (02 villages), Illizi (05 villages) et Tindouf (03 villages) (Fig.2.11). Ces villages à faible densité de population étaient caractérisés par leur isolement et leur éloignement de tout réseau de communication. Ils représentent des petites localités éparpillées sur les territoires des wilayas. Leur alimentation par les filières classiques (diesel, réseau électrique) aurait posé le problème de l'approvisionnement en combustible ou des coûts prohibitifs qu'engendrerait l'extension du réseau.

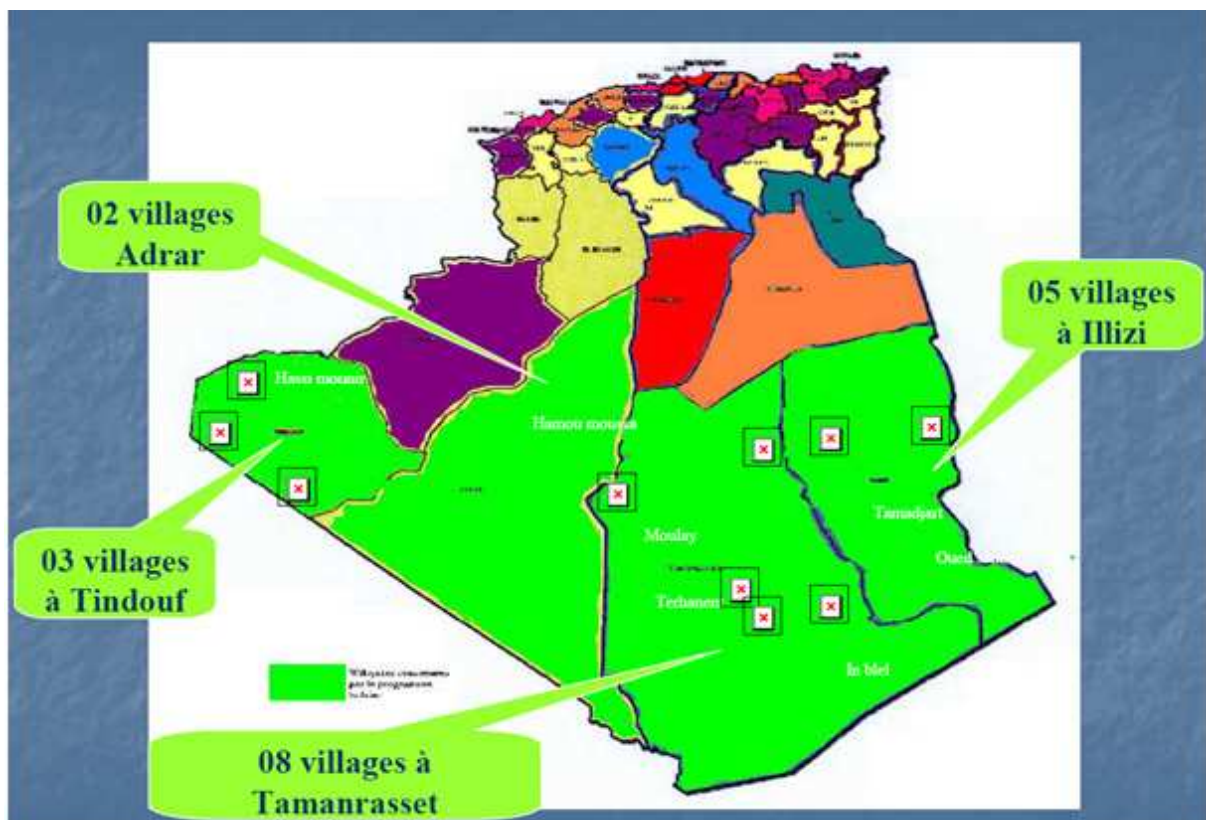


Figure 2.11: Situation géographique des 18 villages solaires (Programme 1995-1999)

La puissance crête installée est de 454 kW crête. La consommation par foyer est estimée entre un minimum d'environ 1,5 kWh/ jour et un maximum de 2 kWh/jour, représentant la consommation de 5 lampes néon, un réfrigérateur, un téléviseur et un ventilateur.

Le tableau 2.2 résume les principales caractéristiques de ce programme:

Tableau 2.2: Caractéristiques du programme d'électrification 1995-1999

Wilayas	Puissance installée (kWc)	Nombre de systèmes	Type de systèmes			Nombre de foyers
			1.5 kWc	03 kWc	06 kWc	
Tamanrasset	278	60	3	23	34	555
Illizi	75	20	6	6	8	150
Tindouf	78	20	0	14	6	156
Adrar	23	08	1	7	0	45

La figure 2.12 montre un exemple de ces systèmes installés au village (Gara Djebilet) situé dans la wilaya de Tindouf et qui est en service depuis 1999.



Figure 2.12: Système photovoltaïque installé à Gara Djebilet (Tindouf) 6 kWc



En plus de l'électrification de ces 18 villages, plusieurs autres projets portant sur des installations solaires photovoltaïques ont été réalisés. Les principaux projets peuvent être résumés dans ce qui suit:

- Alimentation en énergie PV de postes de surveillance routière au profit de la Gendarmerie Nationale à Alger (réalisée par UDES-CDER).
- Réalisation d'une mini centrale photovoltaïque de 10 kWc connectée au réseau Sonelgaz au sein du Centre de Développement des Energies renouvelables-Bouzaréah-Alger (coopération Algéro-Espagnole).
- Installation d'une mini centrale photovoltaïque de 2,25 kWc pour l'électrification du refuge Assekrem (Tamanrasset) par l'énergie solaire photovoltaïque (coopération Algéro-Espagnole).
- Alimentation en énergie solaire de la station de services Naftal (la Bridja-Staoueli-Alger). La puissance totale installée est de 7 kWc (réalisée par UDES-CDER).
- Station photovoltaïque d'une puissance de 5 kWc, assure l'alimentation électrique des équipements de la station de mesure de référence du programme de recherche de la veille de l'atmosphère globale, implantée sur le site de l'Assekrem, dans la wilaya de Tamanrasset.
- Alimentation de plusieurs sites de télécommunications.
- Balisage de 2300 km de pistes.
- Réalisation, par BP Solar dans le cadre de l'investissement social, d'une centrale hybride solaire (PV)/diesel de 13 kWc à Illizi (300 foyers).
- Réalisation, par Sonatrach, de systèmes d'alimentation électrique par voie PV pour le contrôle des puits de l'activité amont pour le système télémétrique.
- Réalisation, par Sonatrach, de systèmes d'alimentation électrique par voie PV pour la protection cathodique des canalisations de transport d'hydrocarbures.

Dans le cadre du programme des Hauts plateaux du Haut Commissariat au Développement de la steppe, plusieurs projets ont été réalisés à savoir:

- Electrification de plus de 4000 foyers d'une puissance de 800 kWc.
- Installation de plusieurs pompes solaires d'une puissance de 240 kWc.

En outre, le programme MEDA de la communauté européenne a permis l'installation de plusieurs systèmes de pompage photovoltaïque de puissance allant de 3 kWc à 8 kWc chacun.

D'autres projets relatifs aux applications solaires photovoltaïques sont en cours de réalisation. Parmi eux, le deuxième programme d'électrification lancé dans le cadre du programme national d'électrification rurale 2006-2010. Il concerne l'électrification au solaire PV de 16 nouveaux villages (plus de 500 foyers) dans les wilayas des Hauts plateaux et du Sud du pays à savoir; Tamanrasset (08 villages), Illizi (04 villages), El Oued (02 villages), Ghardaïa (01 village) et M'sila (01 village). La puissance crête à installer est de l'ordre de 0,5 MWc.

### Solaire thermique

Pour ce qui est de la filière solaire thermique, les projets réalisés restent tout de même limités pour certaines applications telles que la production d'eau chaude sanitaire. En effet, plusieurs chauffe-eau solaires individuels ont été installés.

Une autre application du solaire thermique très prometteuse est la production d'électricité. A cet effet, les centrales solaires thermiques permettent d'exploiter l'énergie solaire dans des installations de grande envergure afin de produire de l'électricité. Dans ce domaine, l'Algérie ne dispose d'aucune installation. Le seul projet qui est en cours de réalisation concerne:

- réalisation d'une centrale hybride solaire-gaz

En profitant de la dotation du pays en ressources abondantes en gaz naturel et en ensoleillement, un projet de réalisation d'une centrale électrique hybride solaire-gaz, située à Hassi R'mel, Wilaya de Laghouat, est lancé. Utilisant le gisement de gaz de Hassi R'mel (le plus gros gisement d'Algérie) et son potentiel solaire important, cette nouvelle centrale consiste en un cycle combiné gaz de 125 MW couplé à un champ de concentrateurs solaires de puissance de 25 MW environ (Fig.2.13). Le développeur de ce projet est la société NEAL, filiale de Sonatrach, Sonelgaz et le groupe SIM en association avec la compagnie espagnole Abener.



Figure 2.13: Concentrateurs solaires utilisés pour la centrale hybride gaz-solaire

### b) Filière éolienne

En matière de développement, la filière éolienne est moins développée que celle du solaire. L'exploitation de ce type d'énergie reste très limitée et le peu de projets réalisés concernait l'installation de pompes éoliennes dans le cadre du programme des Hauts plateaux mis en place par le Haut Commissariat au Développement de la Steppe (HCDS).

Dans l'objectif, d'une part, de promouvoir l'utilisation de l'énergie éolienne pour la production de l'électricité et d'autre part de satisfaire la forte demande en énergie électrique, la société NEAL envisage de construire une ferme éolienne de 10 MW à Tindouf, dans le Sud-ouest du pays. Cette centrale permettra de renforcer les sources énergétiques actuelles, disponibles au niveau de la wilaya, constituées de centrales dotées de génératrices fonctionnant au diesel. Ce projet pilote permettra, d'une part, la maîtrise de la technologie éolienne et, d'autre part, le lancement d'autres projets pour l'hybridation des centrales diesel du grand Sud, particulièrement dans les régions qui présentent un gisement éolien important, dont le coût de production est très élevé.

D'autres projets ont été réalisés à savoir celui de l'installation de 3 éoliennes et de 1400 m<sup>2</sup> de modules PV au DOUNYA Parc des Grands-Vents situé à Dely Brahim, Alger.

#### 2.3.2.3.2 Bilan des réalisations dans le domaine des énergies renouvelables

En Algérie, les énergies renouvelables sont encore peu exploitées, leur part est très faible dans le bilan énergétique national pour ne représenter que 0,02% de la consommation nationale d'électricité. En matière de réalisations, il convient de souligner que la wilaya de Tamanrasset se classe au 1<sup>er</sup> rang des autres wilayas (Fig.2.14).

#### a) Bilan des réalisations par wilaya

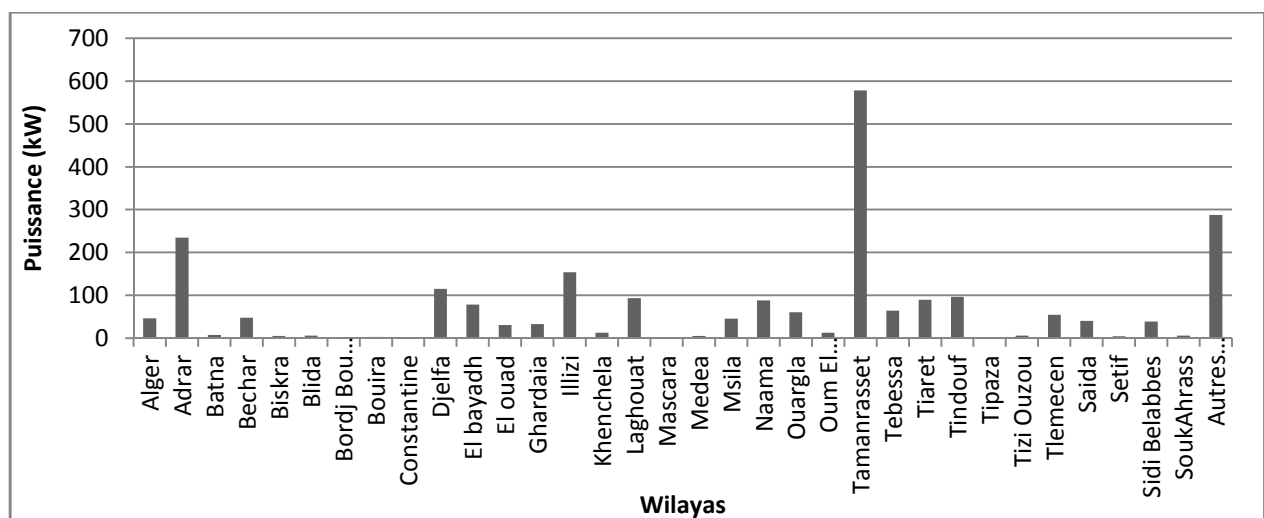


Figure 2.14. Bilan des réalisations par wilaya [29]

b) Répartition de la puissance installée

Selon le Ministère de l'Énergie et des Mines, la puissance installée totale d'énergies renouvelables est estimée à 2353 kilowatt crête. Elle est répartie entre les deux filières solaire et éolienne comme suit: 97% solaire et 03% éolien. L'électrification, toute seule, représente environ 57% de la puissance totale installée.

La répartition de la puissance installée par application et par ressource est présentée sur les deux figures suivantes (Fig.2.15 et Fig.2.16).

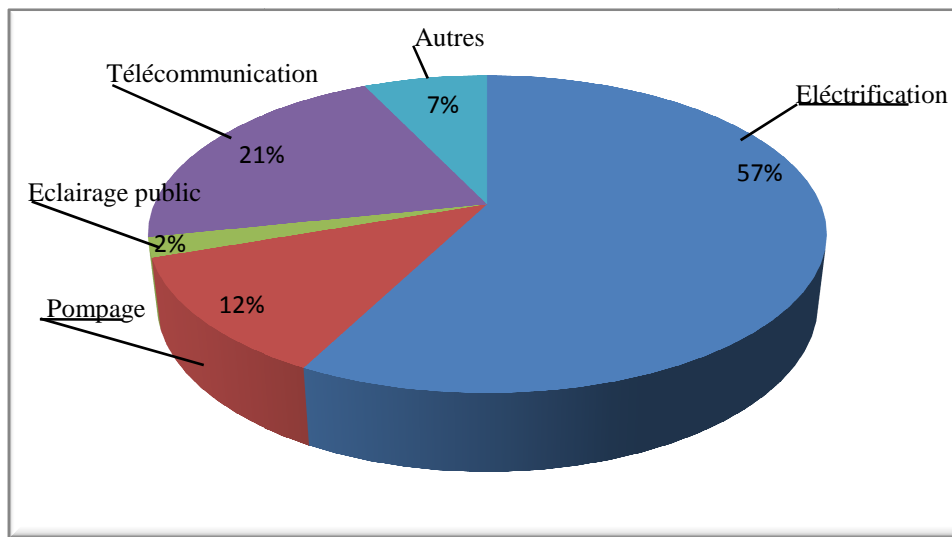


Figure 2.15: Répartition de la puissance installée par application [29]

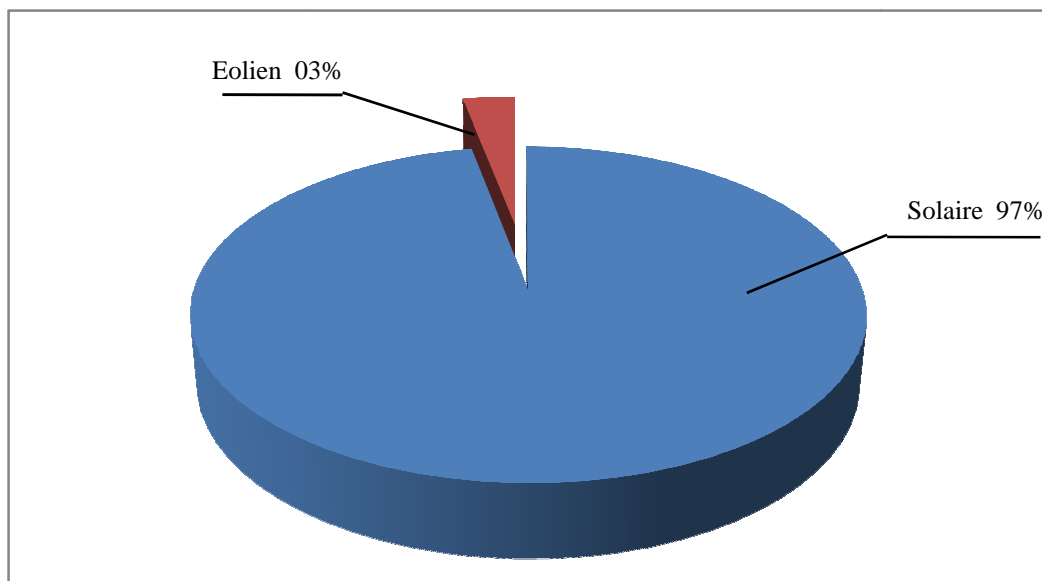


Figure 2.16: Répartition de la puissance installée par ressource [29]

La stratégie de développement des énergies renouvelables en Algérie vise à porter la part des énergies renouvelables, à l'horizon 2015, à environ 5% de la production nationale d'électricité. Pour atteindre cet objectif, en plus des projets réalisés et qui sont en cours, plusieurs projets sont à développer et à réaliser dans cette décennie dans les domaines suivants:

- Complément à l'électrification rurale pour l'alimentation en électricité des sites isolés,
- Hybridation de centrales diesel existantes ou nouvelles par des systèmes photovoltaïques ou éoliens,
- Développement de systèmes hybrides solaire thermique/gaz,
- Introduction de la production d'eau chaude sanitaire solaire dans le résidentiel et le Tertiaire,
- Développement du pompage photovoltaïque et éolien dans l'agriculture,

#### **2.4. Conclusion**

Les énergies renouvelables constituent les énergies d'avenir pour la planète. Une importance de plus en plus accrue est accordée aux énergies renouvelables, aussi bien par les pays industrialisés que par les pays en voie de développement. En effet, la part des filières renouvelables est en augmentation dans la production mondiale d'électricité.

En Algérie, beaucoup reste à faire en matière de développement des énergies renouvelables, même si plusieurs programmes sont déjà réalisés ou lancés pour la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables. Aujourd'hui, la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique national est encore très faible. Dans la production d'électricité, elle est quasiment nulle, contrairement à d'autres pays de la région. Cependant, l'Algérie dispose actuellement de tous les atouts nécessaires pour le développement des énergies renouvelables; le potentiel techniquement exploitable en énergies renouvelables est considérable et une politique énergétique adoptée favorisant une contribution plus conséquente des énergies renouvelables dans le bilan énergétique national. Par conséquent, un usage massif des énergies renouvelables peut être envisagé.



# **Chapitre 3**

## **Estimation des ressources énergétiques solaire et éolien**

### **3.1 Introduction**

Dans beaucoup de pays du monde, les ressources en énergies renouvelables éolienne et solaire peuvent être considérées comme une solution alternative et prometteuse pour la production d'énergie électrique ou thermique.

Pour tout système à sources renouvelables, l'estimation des ressources énergétiques disponibles sur site représente une étape indispensable et essentielle à la conception d'un système efficace et abordable. Ce chapitre présente l'estimation des ressources énergétiques solaire et éolienne avec un double objectif:

- présenter des méthodes d'estimation, d'une part, du potentiel éolien pour différentes hauteurs et, d'autre part, de l'irradiation solaire incidente sur le plan des modules PV.
- estimer les ressources énergétiques solaire et éolienne disponibles en Algérie pour bien situer les régions favorables à l'installation des systèmes à sources renouvelables d'énergie.

Dans cette étude, dix sept sites représentant trois différentes régions du pays (Sud, Hauts plateaux et Région côtière) répartis sur l'ensemble du territoire national sont étudiés (Fig. 3.1). Le tableau 3.1 présente les caractéristiques géographiques des principaux sites et les périodes pour lesquelles les données de vitesse du vent sont disponibles.



Figure 3.1: Position géographique des sites choisis pour cette étude

Tableau 3.1: Liste des stations météorologiques utilisées dans cette étude

Station	Latitude (deg)	Longitude (deg)	Altitude (m)	Période
Adrar	27° 49' N	00° 17' W	263	1977 - 1988
Béchar	31° 37' N	02° 14' W	811	1976 - 1988
Ghardaia	32° 24' N	03° 48' E	468	1978 - 1987
In Aménas	28° 03' N	09° 38' E	561	1977 - 1988
Tindouf	27° 40' N	08° 06' W	401	1976 - 1984
Tamanrasset	22° 47' N	05° 31' E	1377	1976 - 1988
Tébessa	35° 25' N	08° 07' E	820	1976 - 1988
Batna	35° 33' N	06° 11' E	1052	1977 - 1988
Sétif	36° 11' N	05° 15' E	1033	1981 - 1988
Djelfa	36° 41' N	03° 15' E	1144	1975 - 1987
El-Bayadh	33° 40' N	01° 00' E	1341	1976 - 1988
Tiaret	35° 21' N	01° 28' E	977	1984 - 1988
Annaba	36° 49' N	07° 49' E	05	1979 - 1988
Skikda	36° 53' N	06° 54' E	01	1976 - 1988
Bejaia	36° 43' N	05° 04' E	01	1977 - 1988
Alger	36° 43' N	03° 15' E	24	1979 - 1988
Oran	35° 38' N	00° 37' W	90	1979 - 1988



### **3.2 Estimation du potentiel des ressources éoliennes**

L'estimation du potentiel énergétique éolien disponible sur un site donné est sans doute l'étape la plus importante lorsqu'il s'agit d'envisager l'implantation d'un système d'exploitation de ce type d'énergie. Sa dépendance directe du vent nécessite une connaissance des différents aspects tels que la variation horaire et mensuelle de la vitesse du vent ainsi que sa distribution en fréquence.

En effet, l'objectif principal de la première partie de ce chapitre consiste en:

- l'estimation du potentiel éolien disponible du pays
- la localisation des sites favorables à l'exploitation de l'énergie éolienne

#### **3.2.1 Données utilisées**

Les données utilisées dans cette étude sont obtenues à partir des données tri-horaires des vitesses de vent mesurées à 10 m du sol, publiées par l'Office National de la Météorologie et collectées sur la période 1976-1988.

Dans cette section, une analyse des données de la vitesse du vent en termes de moyenne mensuelle et de moyenne tri-horaire annuelle est présentée. La distribution des vitesses de vent, indispensable pour l'estimation du potentiel éolien, est également présentée et en dernier lieu la densité de puissance éolienne est estimée pour les différents sites choisis dans cette étude.

#### **3.2.2 Analyse des données de la vitesse moyenne du vent**

La vitesse moyenne du vent est le plus simple indicateur de la qualité des ressources éoliennes d'une région. Basées sur les données publiées par l'Office National de la Météorologie, les moyennes mensuelles de la vitesse du vent et les moyennes annuelles des valeurs tri-horaires de la vitesse du vent sont présentées, respectivement, sur les figures 3.2 et 3.3.

##### **3.2.2.1 Variation de la vitesse mensuelle moyenne du vent**

La figure 3.2 montre la variation de la moyenne mensuelle de la vitesse du vent pour les sites des trois régions du pays (Nord, Hauts plateaux et Sud). L'analyse de la vitesse mensuelle moyenne du vent pour ces différents sites montre qu'au Sud, à l'exception des sites d'Adrar et de Tamanrasset, les sites présentent un maximum de vitesse moyenne des vents pendant la période Avril-Juin. Quant au minimum, il se produit, pour la plupart des sites, durant la période hivernale.

Pour les sites du Nord, région côtière, à l'exception d'Oran où la vitesse moyenne du vent atteint son maximum durant la période (Avril-Juin), le maximum de la vitesse moyenne des vents se produit pendant la saison hivernale (Décembre-Janvier).

Pour les sites des Hauts plateaux, la vitesse maximale du vent est généralement obtenue pendant la période du printemps et d'été pour la plupart des sites. Le site de Tiaret présente une évolution différente en formant un microclimat caractérisé par un hiver très venté et un été relativement moins venté.

Ainsi, les données montrent que le site d'Adrar est le site le plus venté au Sud durant toute l'année, avec une vitesse moyenne annuelle autour de 6 m/s à 10 m du sol, quant aux Hauts plateaux, le site de Tiaret est celui le plus venté de la zone avec une vitesse moyenne de 5,4 m/s à 10 m du sol.

### 3.2.2.2 Variation de la vitesse tri-horaire annuelle

L'évolution des moyennes annuelles de la vitesse du vent tri-horaire des sites choisis dans cette étude est représentée en figure 3.3.

Une évolution similaire pour les sites est constatée avec une diminution de la vitesse moyenne durant la nuit et une augmentation durant la journée. Cette figure montre que la plupart des sites sont plus ventés l'après midi que la matinée et que la vitesse moyenne horaire du vent commence à augmenter à partir de 6 heures du matin dans la plupart des sites. La vitesse maximale est atteinte aux environs de 15 heures dans tous les sites, à l'exception de Bejaia dans le Nord et Adrar et In Aménas dans le Sud.

D'autre part, les données montrent que les sites d'Adrar au Sud et de Tiaret aux Hauts plateaux présentent un potentiel éolien important du fait que le vent souffle à une vitesse relativement élevée pendant longtemps. En effet, à Adrar, le vent souffle à une vitesse supérieure à 5 m/s durant toute la journée et supérieure à 6 m/s pendant presque 10 heures (plus de 40% du temps). Pour le site de Tiaret, la vitesse du vent est supérieure à 5 m/s pendant plus de 12 heures (50% du temps) et supérieure à 6 m/s pendant 8 heures (1/3 du temps).

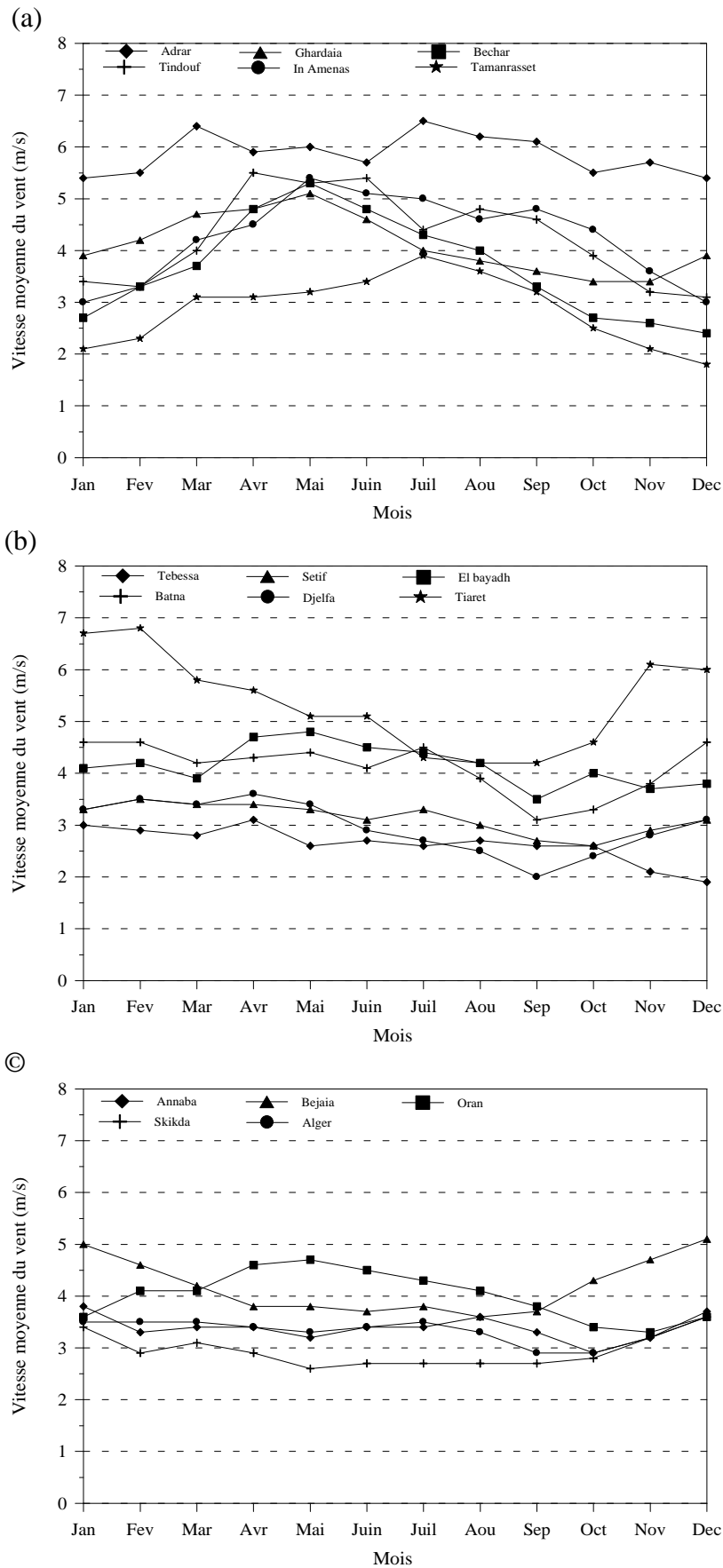


Figure 3.2: Moyennes mensuelles des vitesses du vent des sites du (a) Sud, (b) Hauts plateaux et (c) Nord (région côtière) (à 10 m du sol).

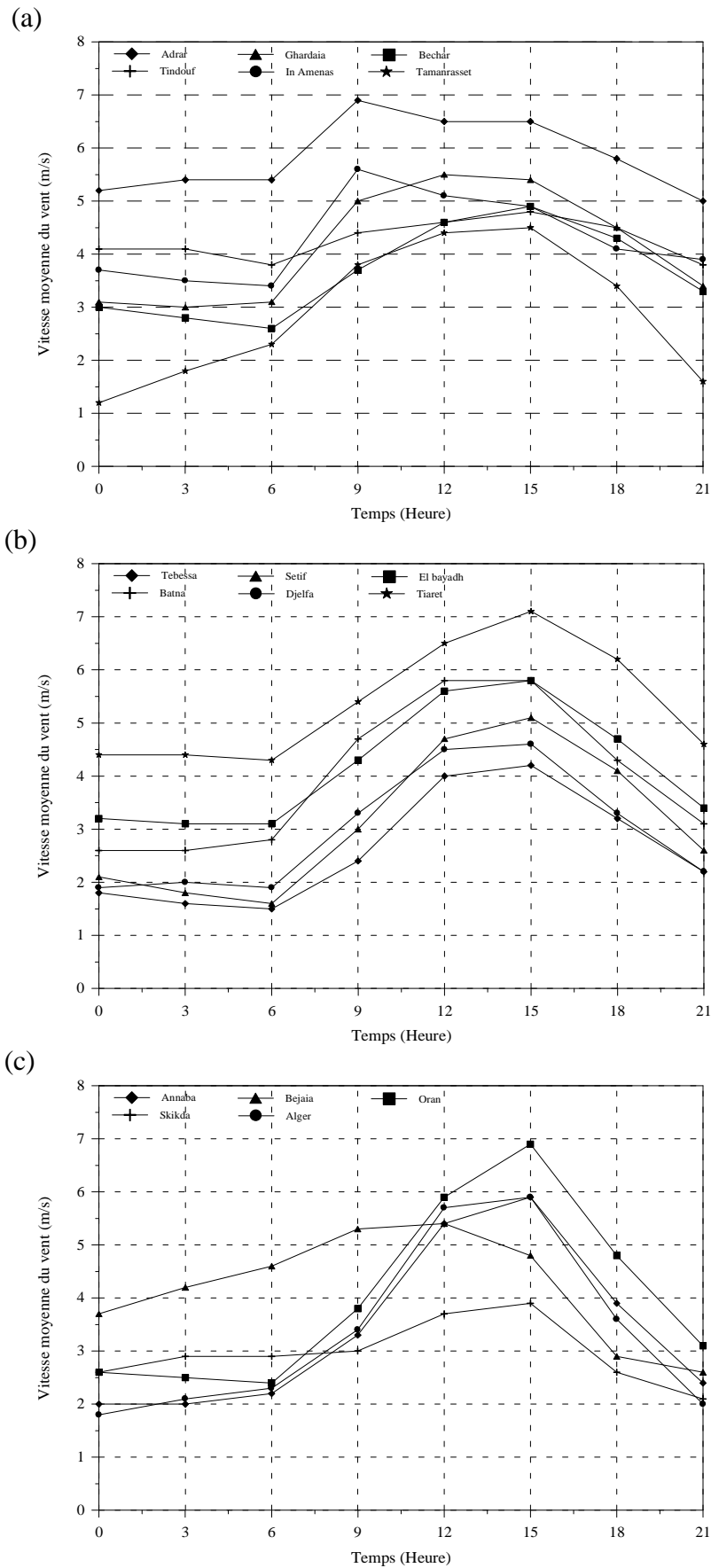


Figure 3.3: Evolution de la vitesse moyenne horaire du vent pour les sites du (a) Sud, (b) Hauts plateaux et (c) Nord (région côtière) (à 10 m du sol)

### 3.2.3 Distribution de la vitesse du vent

La distribution des vitesses du vent varie d'un endroit à l'autre, elle représente un indicateur pour le potentiel éolien. La connaissance de la distribution de la vitesse du vent sur un site donné permet l'estimation de l'énergie éolienne disponible et récupérable par les éoliennes et par conséquent l'identification des sites les plus favorables pour l'exploitation de ce type d'énergie. A cet effet, la distribution des vitesses du vent peut être représentée par:

- un tableau représentant la distribution de fréquence de la vitesse du vent par classe.
- ou par une fonction mathématique, le plus souvent de type Weibull.

#### 3.2.3.1 Représentation sous forme du tableau

La représentation de la distribution des vitesses du vent sous forme du tableau ou d'histogramme permet de présenter la fréquence à laquelle le vent a soufflé dans chaque intervalle de vitesse. Le tableau 3.2 présente la distribution des fréquences des vitesses moyennes mesurées pour une classe donnée en termes de pourcentage pour les sites choisis.

Tableau 3.2: Distribution fréquentielle de la vitesse de vents à 10 m sur les différents sites

Site	Fréquences des vitesses du vent (%)									
	0-3 m/s	3-5 m/s	5-7 m/s	7-9 m/s	9-11 m/s	11-13 m/s	13-15 m/s	15-17 m/s	>17 m/s	
<b>Sud</b>										
Adrar	12	20	32	19	10	4	2	1	0	
Béchar	42	22	17	9	5	2	1	1	0	
Ghardaia	33	23	21	12	6	2	1	0	0	
In Amenas	29	26	23	13	6	2	1	0	0	
Tindouf	28	22	24	16	7	2	1	0	0	
Tamanrasset	50	21	17	8	3	1	0	0	0	
<b>Hauts plateaux</b>										
Tébessa	53	22	15	6	2	1	0	0	0	
Batna	37	21	20	13	7	2	1	0	0	
Sétif	42	29	18	8	3	1	0	0	0	
Djelfa	48	23	17	8	3	1	0	0	0	
El-Bayadh	35	21	21	12	7	3	1	0	0	
Tiaret	27	17	22	15	9	4	2	2	2	
<b>Sites côtiers</b>										
Annaba	42	26	19	9	3	1	0	0	0	
Skikda	44	35	16	4	1	0	0	0	0	
Bejaia	26	28	28	13	4	1	0	0	0	
Alger	39	28	18	9	4	1	0	0	0	
Oran	37	24	19	13	5	2	1	0	0	

Sur les sites de Tamanrasset, Djelfa et Tébessa, près de 50% des vitesses du vent enregistrées sont inférieures à 3 m/s, vitesse de démarrage de la plupart des éoliennes. Cela défavorise effectivement ces sites pour l'exploitation de l'énergie éolienne étant donné que les éoliennes fonctionnent pendant une grande partie de temps (50% de temps) sans produire de l'énergie.

Quant au site d'Adrar, seulement 12% des vitesses du vent enregistrées sont inférieures à 3 m/s, ce qui veut dire que les éoliennes installées sur ce site peuvent produire de l'énergie pendant 88% de temps.

Pour le reste des sites, aux environs de 55-75% des vitesses du vent enregistrées sont comprises entre 3 et 13 m/s. Par conséquent, les éoliennes, ayant ces deux valeurs comme vitesse de démarrage et vitesse nominale, fonctionnent pendant 55-75% de temps à charge partielle.

Ainsi, le tableau montre que les vitesses du vent enregistrées à 10 m du sol sur la plupart des sites n'excédant que très rarement 13 m/s, vitesse pour laquelle ce type d'éoliennes produit sa puissance nominale. Par conséquent, les éoliennes ne fonctionnent que rarement à leur puissance nominale.

### 3.2.3.2 Représentation mathématique de la distribution de la vitesse du vent

Plusieurs études ont été faites au cours des dernières décennies pour caractériser les variations de la vitesse des vents [30-33].

La distribution de fréquence de Weibull est un modèle reconnu de façon générale par la communauté scientifique puisqu'il a démontré de bons résultats. Quant à la représentation de la distribution de fréquence de la vitesse du vent, elle est décrite par l'équation suivante:

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (3.1)$$

Où  $f(v)$  est la fonction de densité de probabilité de Weibull,  $c$  et  $k$  sont les paramètres de Weibull appelés respectivement le paramètre d'échelle et le paramètre de forme et  $v$  est la vitesse du vent.

Les paramètres de Weibull peuvent être calculés par les deux expressions suivantes:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (3.2)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma(1+1/k)} \quad (3.3)$$

Avec  $\bar{v}$  et  $\sigma$  la vitesse moyenne du vent et la variance de la vitesse du vent définies par:

$$\bar{v} = \frac{1}{N_d} \sum_{i=1}^{N_d} v_i \quad \text{et} \quad \sigma^2 = \frac{1}{N_d} \sum_{i=1}^{N_d} (v_i - \bar{v})^2 \quad (3.4)$$

$N_d$  est le nombre de données.

Hammouche [34] publie l'Atlas vent de l'Algérie contenant les résultats statistiques de plusieurs stations météorologiques où la distribution de Weibull représente une bonne approximation de la distribution de la vitesse du vent. En effet, les paramètres de la distribution de Weibull sont déterminés pour les différentes stations. Le tableau 3.3 présente les valeurs de ces paramètres et de la vitesse moyenne annuelle pour les sites choisis dans cette étude.

Tableau 3.3: Valeurs des paramètres de forme  $k$  et d'échelle  $c$  calculées pour les différents sites par Hammouche [34]

Station	$k$	$c$ (m/s)	$v$ m/s
Adrar	2,15	7,2	5,9
Béchar	1,35	4,8	3,6
Ghardaia	1,65	5,6	4,1
In Amenas	1,86	5,6	4,3
Tindouf	1,98	6,1	4,3
Tamanrasset	1,46	4,0	2,9
Tébessa	1,35	3,7	2,6
Batna	1,65	5,4	4,0
Sétif	1,63	4,4	3,1
Djelfa	1,48	4,1	3,0
El-Bayadh	1,65	5,5	4,2
Tiaret	1,58	6,9	5,4
Annaba	1,61	4,5	3,4
Skikda	1,76	4,1	3,0
Bejaia	2,17	5,6	4,2
Alger	1,61	4,7	3,3
Oran	1,58	5,1	4,0

### 3.2.4 Densité de puissance éolienne

La densité de puissance éolienne disponible est généralement considérée comme un bon indicateur du potentiel éolien disponible, plus adéquate que la vitesse du vent. Elle dépend de la distribution des fréquences de la vitesse du vent. Deux sites de même vitesse moyenne du vent peuvent avoir des densités de puissance différentes.

La densité de puissance moyenne disponible est proportionnelle à la moyenne du cube de la vitesse du vent,  $\overline{v^3}$ . Son expression est donnée par l'équation suivante:

$$\overline{P} = \frac{1}{2} \rho \overline{v^3} \quad (3.5)$$

Où  $\rho$  est la densité de l'air supposée égale à 1,225 kg/m<sup>3</sup> pour une température de 15°C et une pression atmosphérique standard au niveau de la mer de 1013 mb.

La vitesse cubique moyenne du vent se détermine par [27, 35]:

$$\overline{v^3} = \int_0^{\infty} v^3 f(v) dv \quad (3.6)$$

Basée sur la fréquence d'occurrences des vitesses appartenant aux différents intervalles, la vitesse cubique moyenne peut être exprimée comme suit [27, 34, 36-38]:

$$\overline{v^3} = \sum_i (v_i^3 \times f_i) \quad (3.7)$$

Aussi, elle peut être déterminée à partir des paramètres de Weibull [27, 36]:

$$\overline{v^3} = c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (3.8)$$

Par conséquent, la densité de puissance moyenne disponible peut être exprimée par les deux équations suivantes:

$$\overline{P} = \frac{1}{2} \rho \sum_{i=1}^j (v_i^3 \times f_i) \quad (3.9)$$

Où  $v_i$  est la vitesse médiane du vent du  $i^{\text{ème}}$  intervalle de vitesse,  $f_i$  est la fréquence d'occurrences des vitesses appartenant au  $i^{\text{ème}}$  intervalle de vitesse (%).  $j$  est le nombre d'intervalles de vitesses.

En termes des paramètres de Weibull  $k$  et  $c$ , elle est exprimée comme suit:



$$\bar{P} = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (3.10)$$

Où  $\Gamma$  est la fonction gamma. Quant à la puissance éolienne récupérable par l'éolienne, elle est inférieure à la puissance disponible, son maximum théorique est autour de 59% de la puissance éolienne disponible.

Généralement, les éoliennes sont installées à des hauteurs différentes à la hauteur standard à laquelle les données de la vitesse du vent sont disponibles. Il est donc important de connaître la densité de puissance éolienne disponible à ces hauteurs.

L'extrapolation des paramètres de Weibull d'un niveau standard (10 m) à un niveau d'intérêt tel que la hauteur du moyeu de l'éolienne permet de déterminer la densité de puissance éolienne disponible sur les différents sites. Les expressions utilisées pour l'extrapolation de ces paramètres sont les suivantes [39, 40]:

$$k(h_m) = \frac{k(10)}{1 - 0.088 \cdot \ln(h_m / 10)} \quad (3.11)$$

$$c(h_m) = c(10) \left(\frac{h_m}{10}\right)^\alpha \quad (3.12)$$

$$\alpha = 0.37 - 0.088 \cdot \ln c(10) \quad (3.13)$$

Où

$h_m$  est la hauteur du moyeu de l'éolienne et  $\alpha$  est un facteur empirique exprimant les influences de la rugosité de la surface et de la stabilité atmosphérique.

En utilisant l'équation (3.9), la densité de puissance éolienne moyenne pour les différents sites choisis est déterminée d'après les données relatives à la distribution de fréquence de la vitesse moyenne du vent par intervalle de vitesses présentées dans le tableau 3.2.

De même, en utilisant les paramètres de Weibull  $c$  et  $k$  donnés dans le tableau 3.3, la densité de puissance moyenne peut être déterminée à partir de l'équation 3.10.

La Figure 3.4 montre les résultats relatifs à la densité de puissance éolienne moyenne pour les sites choisis calculée à partir des paramètres de Weibull et des données des fréquences de vitesse du vent.

Les résultats obtenus montrent que l'estimation de la densité de la puissance moyenne à partir des paramètres de Weibull donne des valeurs très proches de celles calculées à partir des données des fréquences de vitesse.

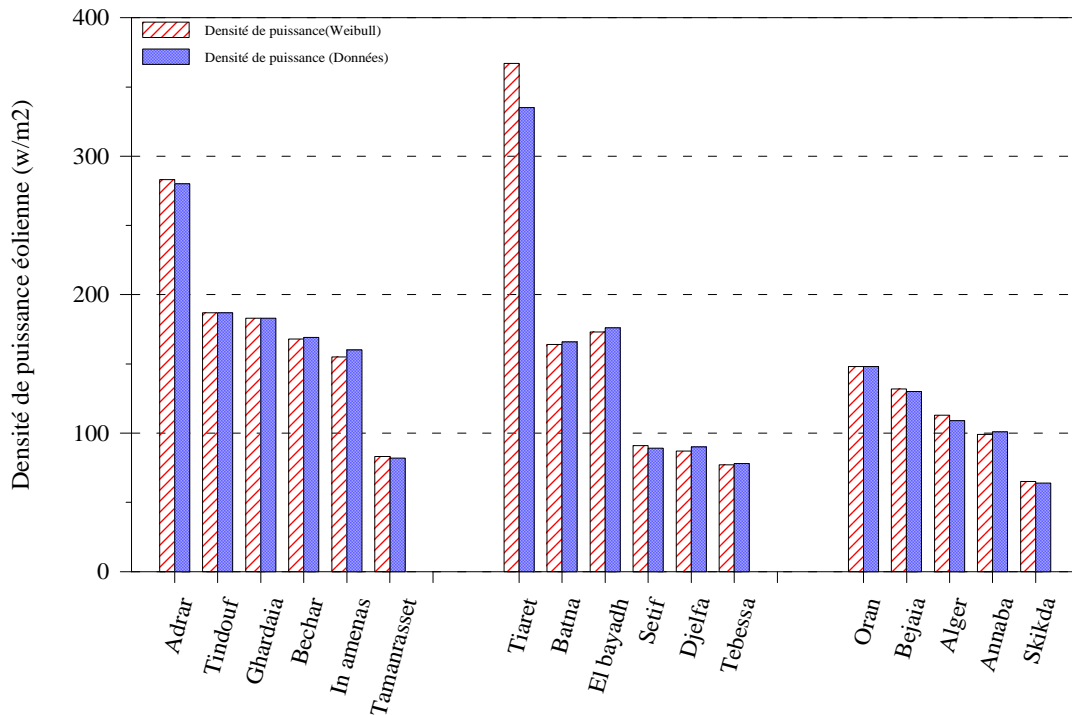


Figure 3.4: Densité de puissance éolienne moyenne à 10 m du sol sur les différents sites

En utilisant les équations (3.10-3.13), la densité de puissance éolienne peut être estimée pour différentes hauteurs.

La Figure 3.5 présente la densité de puissance moyenne calculée à partir des paramètres de Weibull extrapolés à 50 m et celle correspondant à la hauteur de 10 m du sol pour les différents sites. Les résultats montrent que les sites du Sud présentés dans cette étude, à l'exception de Tamanrasset, ont une densité de puissance disponible variant entre 160 et 280  $W/m^2$  à 10 m au-dessus du sol et entre 380 et 650  $W/m^2$  à 50 m du sol.

Pour les Hauts plateaux, le site de Tiaret présente un potentiel éolien très important, avec 350  $W/m^2$  à 10 m et 750  $W/m^2$  à 50 m. Il représente le site qui a la plus importante densité de puissance.

La région côtière est généralement caractérisée par une faible densité de puissance éolienne, à l'exception d'Oran où la densité de puissance peut atteindre les 150  $W/m^2$  à 10 m et les 350  $W/m^2$  à 50 m.

Les sites de Tébessa, Sétif et Djelfa des Hauts plateaux, de Skikda et Annaba de la région côtière et de Tamanrasset de la région Sud présentent un faible potentiel éolien avec une densité de puissance ne dépassant pas les  $100 \text{ W/m}^2$  à 10 m du sol et les  $250 \text{ W/m}^2$  à 50 m du sol. Cela fait que ces sites ne sont pas favorables à l'exploitation de l'énergie éolienne.

L'analyse des résultats montre aussi que:

- le passage de la hauteur de 10 m à celle de 50 m permet d'augmenter la densité de puissance disponible sur site par un coefficient de 2 à 2,7 environ.
- il existe un potentiel éolien important dans certains sites du pays pour l'exploitation de ce type d'énergie, particulièrement Adrar dans le Sud et Tiaret dans les Hauts plateaux.

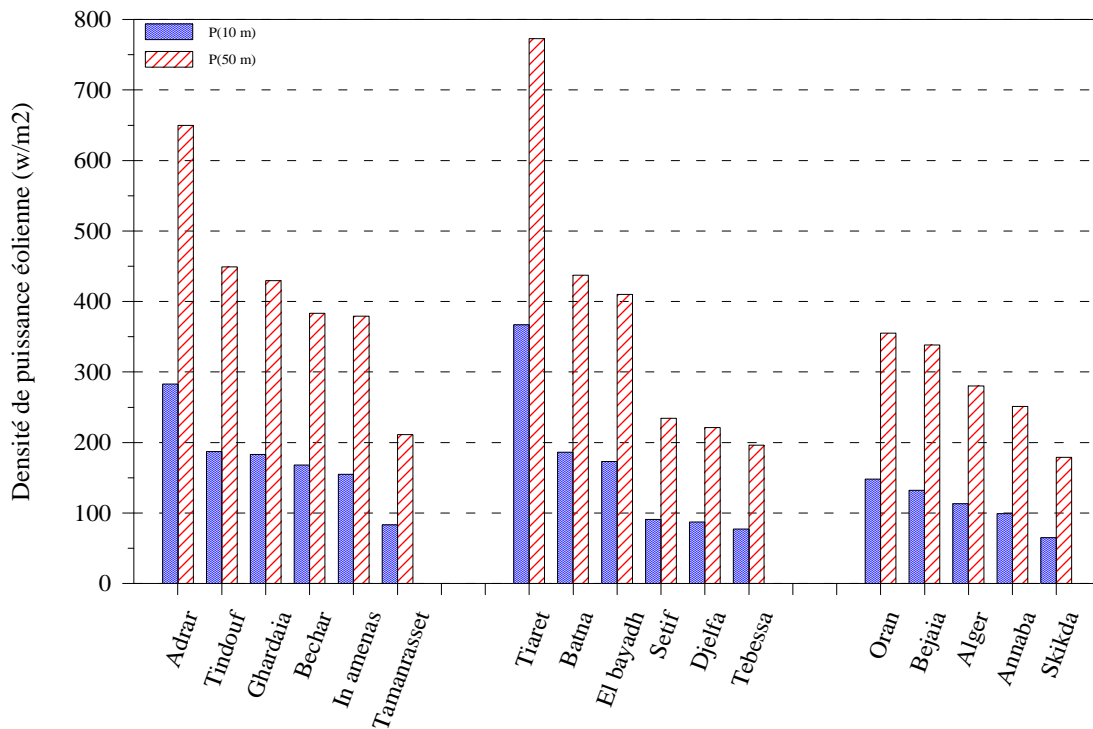


Figure 3.5: Densité de puissance éolienne disponible sur les différents sites choisis pour deux hauteurs différentes

### 3.3 Estimation du potentiel des ressources solaires

La deuxième partie de ce chapitre est consacrée à l'estimation du potentiel solaire. Comme l'énergie produite par le générateur PV est une fonction de l'irradiation solaire incidente sur le plan des modules PV, il est donc nécessaire avant d'exploiter ce type d'énergie de faire une estimation du potentiel solaire disponible sur site.

Généralement, l'estimation de l'irradiation solaire sur un plan incliné utilise les données de l'irradiation solaire sur un plan horizontal qui sont souvent disponibles pour plusieurs stations météorologiques.

A cet effet, dans un premier temps, une analyse des données de l'irradiation solaire sur un plan horizontal est présentée pour plusieurs sites de l'Algérie. Dans un deuxième temps, l'estimation de l'irradiation solaire globale sur un plan incliné est effectuée.

#### 3.3.1 Irradiation solaire globale sur un plan horizontal

Cette section présente l'analyse des données de l'irradiation globale horizontale solaire en termes de moyenne annuelle et de moyenne mensuelle.

##### Moyenne annuelle journalière

L'Algérie dispose d'un énorme potentiel solaire, il est plus important au Sud qu'au Nord. Basée sur les données de l'irradiation solaire obtenues de l'Atlas solaire de l'Algérie [41], la figure 3.6 présente les moyennes annuelles de l'irradiation globale sur un plan horizontal dans les différents sites choisis dans cette étude. Avec une moyenne de  $6 \text{ kWh/m}^2$ , les sites situés au Sud du pays présentent le meilleur potentiel solaire. Le maximum est obtenu à Tamanrasset avec une valeur de  $6,5 \text{ kWh/m}^2$ .

Pour le site des Hauts plateaux, la valeur de l'irradiation solaire moyenne avoisine les  $5 \text{ kWh/m}^2$  avec un maximum de  $5,5 \text{ kWh/m}^2$  obtenu au site d'El-Bayadh. Quant aux sites du Nord situés dans la région côtière, l'irradiation moyenne journalière annuelle sur un plan horizontal est autour de  $4,5 \text{ kWh/m}^2$ .

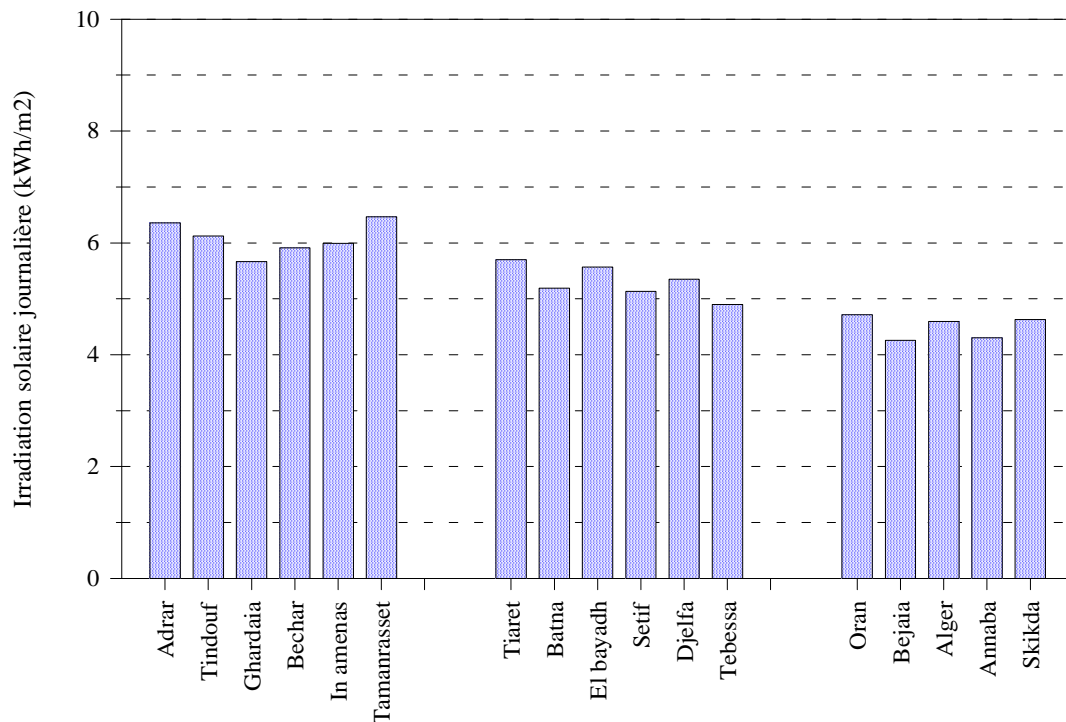


Figure 3.6: Irradiation moyenne journalière annuelle sur un plan horizontal

### Moyenne mensuelle journalière

L'évolution mensuelle de l'irradiation solaire globale journalière sur un plan horizontal est présentée dans la figure 3.7 où les moyennes mensuelles journalières de l'irradiation solaire sont données pour les sites choisis dans cette étude.

En hiver, la moyenne mensuelle de l'irradiation solaire varie entre 1,75 et 2,25 kWh/ m<sup>2</sup> pour les sites du Nord, entre 2,5 et 3 kWh/m<sup>2</sup> pour les Hauts plateaux et entre 3 et 4 kWh/m<sup>2</sup> pour les sites du Sud. Quant aux autres saisons, l'irradiation solaire est très importante, particulièrement pendant l'été, sa valeur maximale varie entre 7 et 8 kWh/ m<sup>2</sup> pour les sites du Sud et des Hauts plateaux et entre 6,5 et 7 kWh/ m<sup>2</sup> pour les sites du Nord.

Il est à noter qu'au Sud, le site d'Adrar présente le plus important potentiel solaire pendant la période (Avril-Septembre), quant au reste de l'année, le potentiel solaire est meilleur au site de Tamanrasset (Fig.3.7a).

Pour les sites des Hauts plateaux, le site d'El-Bayadh est celui qui présente le meilleur potentiel solaire durant toute l'année. Quant à la région côtière, Une évolution similaire de l'irradiation moyenne mensuelle solaire est constatée durant toute l'année pour les trois sites d'Alger, d'Oran et de Skikda.

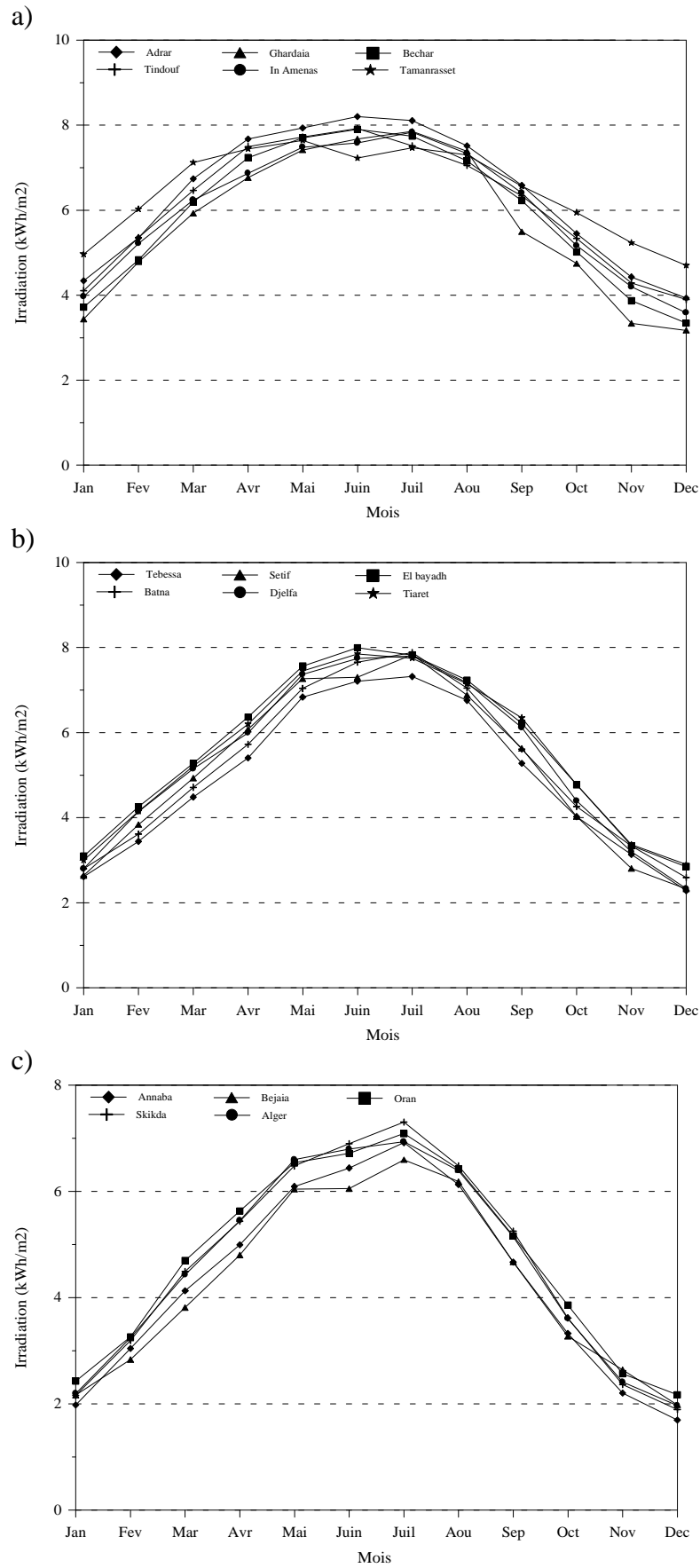


Figure 3.7: Evolution mensuelle de l'irradiation solaire globale horizontale journalière des sites du (a) Sud, (b) Hauts plateaux et (c) Nord (région côtière)

Généralement, les capteurs solaires, qu'ils soient thermiques ou photovoltaïques sont inclinés par rapport à l'horizontale, ce qui impose de connaître l'irradiation solaire incidente sur de tels plans inclinés. Or, dans beaucoup de stations météorologiques, seules les données d'irradiations solaires sur un plan horizontal sont mesurées. Dans la section suivante, est présentée l'estimation de l'irradiation globale sur un plan incliné.

### 3.3.2 Estimation de l'irradiation solaire globale sur un plan incliné

Dans la littérature plusieurs modèles ont été proposés pour l'estimation de l'irradiation globale sur un plan incliné. Généralement, ils nécessitent, outre la connaissance de l'irradiation globale horizontale, celle des différentes composantes solaires sur un plan horizontal.

Dans notre étude, une combinaison de deux modèles est utilisée pour l'estimation de l'irradiation globale inclinée à partir de celle mesurée sur un plan horizontal.

Le premier modèle permet l'estimation de l'irradiation horaire diffuse horizontale à partir de l'irradiation horaire globale horizontale, tandis que le deuxième consiste à estimer l'irradiation globale sur un plan incliné en se basant sur les irradiations globale et diffuse horizontales. La méthodologie est présentée dans la figure 3.8.

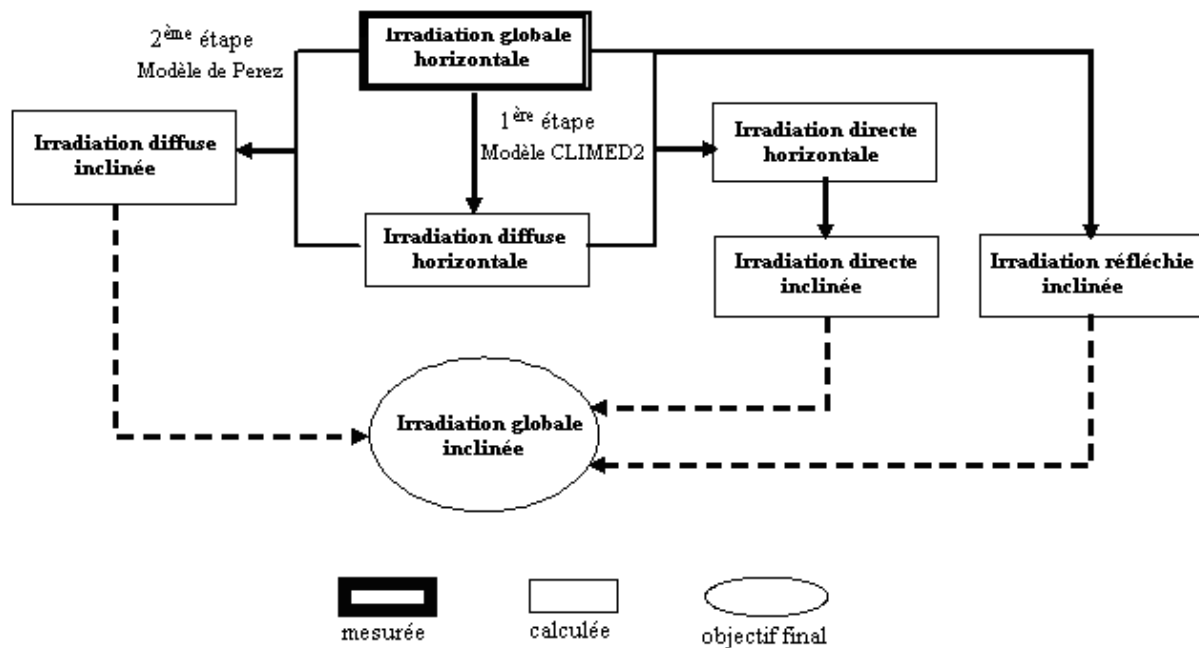


Figure 3.8: Méthodologie de l'estimation de l'irradiation globale sur un plan incliné

### 3.3.2.1 Estimation de l'irradiation solaire diffuse sur un plan horizontal

Dans la majorité des cas, on ne dispose que des données relatives à l'irradiation globale horizontale. Le recours à des modèles mathématiques et des corrélations est généralement nécessaire pour obtenir les différentes composantes. La composante diffuse horizontale représente l'une des principales composantes pour la détermination de l'irradiation globale inclinée. Son estimation est basée sur l'irradiation globale horizontale.

Dans la littérature, plusieurs modèles et corrélations [42-47] ont été proposés pour l'estimation de cette composante diffuse à partir du rayonnement global horizontal mesuré; ces différentes corrélations développées dans les travaux mentionnés introduisent les paramètres indicateurs de la clarté du ciel: l'indice de clarté  $K_t$  et la fraction diffuse  $f$  qui sont définis par les expressions suivantes:

$$K_t = I_{g,h} / I_{0,h} \quad (3.14)$$

$$f = I_{df,h} / I_{g,h} \quad (3.15)$$

Où  $I_{g,h}$  et  $I_{df,h}$  sont les irradiances horaires globale et diffuse sur le plan horizontal et  $I_{0,h}$  est l'irradiation extraterrestre horaire sur un plan horizontal, qui est déterminée à partir:

$$I_{0,h} = C_s \left[ 1 + 0.033 \cos \left( \frac{360 N_j}{365} \right) \right] \cos \theta_z \quad (3.16)$$

Où  $C_s$  est la constante solaire ( $C_s = 1367 \text{ W/m}^2$ ),  $N_j$  est le numéro du jour de l'année et  $\theta_z$  est l'angle zénithal donné par l'expression suivante [48]:

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \Phi + \cos \delta \cos \Phi \cos \omega \quad (3.17)$$

$\delta$  est la déclinaison solaire ( $-23.45^\circ \leq \delta \leq 23.45^\circ$ ),  $\Phi$  est la latitude du lieu et  $\omega$  est l'angle horaire calculé au milieu de l'heure.

Basé sur les études comparatives présentées dans les références [47, 49], le modèle CLIMED2, élaboré à partir des données collectées dans plusieurs stations, présente de meilleures performances par rapport aux différentes corrélations proposées dans la littérature. A cet effet, ce modèle est choisi dans cette étude pour l'estimation de la composante diffuse horizontale à partir de l'irradiation globale horizontale.

Le modèle CLIMED2 développé est représenté par les expressions suivantes [47]:



$$\begin{aligned}
f &= 0.995 - 0.081 K_t && \text{pour } K_t \leq 0.21 \\
f &= 0.724 + 2.738 K_t - 8.32 K_t^2 + 4.967 K_t^3 && \text{pour } 0.21 < K_t \leq 0.76 \quad (3.18) \\
f &= 0.180 && \text{pour } K_t > 0.76
\end{aligned}$$

### 3.3.2.2 Estimation de l'irradiation solaire globale sur un plan incliné

En général, l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné est calculée par l'estimation et la sommation des composantes solaires directe, diffuse et réfléchie sur le plan incliné. L'expression suivante permet de déterminer l'irradiation solaire globale sur un plan incliné  $I_{g,\beta}$ .

$$I_{g,\beta} = I_{d,\beta} + I_{df,\beta} + I_{r,\beta} \quad (3.19)$$

Où  $I_{d,\beta}$  est l'irradiation solaire directe sur le plan incliné, Wh/m<sup>2</sup>;  $I_{r,\beta}$  est l'irradiation solaire réfléchie sur le plan incliné, Wh/m<sup>2</sup>; et  $I_{df,\beta}$  est l'irradiation solaire diffuse sur le plan incliné Wh/m<sup>2</sup>.

#### 3.3.2.2.1 L'irradiation solaire directe sur un plan incliné

La composante directe peut être simulée par l'expression suivante:

$$I_{d,\beta} = I_{d,h} R_d = (I_{g,h} - I_{df,h}) R_d \quad (3.20)$$

Avec

$$R_d = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (3.21)$$

Où  $I_{d,h}$  est la composante solaire directe sur un plan horizontal,  $\theta_z$  est l'angle zénithal donné par (eq. 3.17) et  $\theta$  est l'angle d'incidence qui peut être donné par l'équation suivante [48]:

$$\cos \theta = \sin \delta \sin(\Phi - \beta) + \cos \delta \cos(\Phi - \beta) \cos \omega \quad (3.22)$$

Avec  $\beta$  angle d'inclinaison du plan du capteur (des modules PV).

#### 3.3.2.2.2 L'irradiation solaire réfléchie par le sol sur un plan incliné

En considérant que la réflexion est isotrope et que la réflectance des irradiances directe et diffuse sont identiques, la composante solaire réfléchie sur un plan incliné peut être estimée par l'équation suivante:

$$I_{r,\beta} = \frac{1}{2} \rho_a I_{g,h} (1 - \cos \beta) \quad (3.23)$$

Avec  $\rho_a$  albédo du sol.

Kambezidis et al. [61] ont utilisé trois modèles pour l'estimation de l'albédo; (a) albédo constant, (b) variation saisonnière de l'albédo et (c) albédo anisotrope. Ils ont conclu que ces deux derniers modèles n'améliorent pas l'estimation de la composante réfléchie sur un plan incliné comparativement au modèle basé sur l'albédo constant. Cependant, une valeur constante de l'albédo de 0.35 environ est utilisée dans cette étude.

### 3.3.2.2.3 L'irradiation solaire diffuse sur un plan incliné

Plusieurs modèles existent dans la littérature permettant la description de l'irradiation solaire diffuse sur un plan incliné. Ces modèles peuvent être classés en deux catégories: les modèles isotropes et anisotropes. Les modèles isotropes tels que (Liu & Jordan) [62] supposent que la distribution de la composante diffuse, provenant de l'ensemble de l'hémisphère supérieur (voûte céleste), est uniforme, quant aux modèles anisotropes, ils traduisent toutes les conditions de ciel, clair, partiellement nuageux et nuageux. Ils sont plus ou moins compliqués, parmi ces modèles on trouve le modèle circum-solaire [48] qui stipule que par ciel clair et sans nuages, le rayonnement incident sur une surface semble provenir de la direction du soleil, le modèle de Klucher [52], le modèle Hay-Davie [53], le modèle Gueymard [54] et le modèle Perez [55, 56].

Il ressort des résultats présentés dans ces travaux pour les différents modèles proposés que le modèle de Perez est celui qui conduit généralement aux meilleurs résultats. Par conséquent, ce modèle a été choisi dans cette étude pour l'estimation de l'irradiation solaire diffuse sur un plan incliné.

#### Modèle Perez

Le modèle Perez [55, 56] couvre l'ensemble de conditions de ciel: ciel clair, complètement nuageux ou partiellement nuageux. Comparativement aux autres modèles existants, ce modèle représente une analyse plus détaillée de l'irradiation diffuse en considérant trois composantes: diffuse circumsolaire, diffuse de l'horizon et diffuse isotrope. Il introduit deux paramètres caractérisant les conditions climatiques du ciel: la clarté et la luminosité.

La clarté du ciel (sky clearness), notée  $\varepsilon$  représente le trouble de l'atmosphère et est définie selon l'équation suivante [56]:

$$\varepsilon = \frac{(I_{df,h} + I_{d,n})/I_{df,h} + 1.041\theta_z^3}{1 + 1.041\theta_z^3} \quad (3.24)$$

Ce paramètre dépend des irradiations diffuse horizontale  $I_{df,h}$  et normale directe  $I_{d,n}$  ainsi que de l'angle zénithal  $\theta_z$ . Plus une atmosphère est claire plus l'irradiation normale directe est prépondérante devant l'irradiation diffuse et par conséquent plus  $\varepsilon$  tend vers une valeur élevée. En revanche, dès que l'atmosphère se trouble en aérosols ou en eau (nuages inclus), l'énergie solaire est diffusée, l'irradiation directe se transforme en irradiation diffuse et ainsi  $\varepsilon$  diminue jusqu'à sa valeur minimale de 1 correspondant à une irradiation directe nulle. La luminosité du ciel (sky brightness), notée  $\Delta$  représente le caractère plus ou moins lumineux du ciel diffus. Ce paramètre est utile principalement pour distinguer les ciels couverts dont les valeurs de clarté peuvent être proches, mais dont les luminosités peuvent être différentes (plus ou moins sombre). Ce paramètre  $\Delta$  est défini par l'équation suivante [56]:

$$\Delta = m \cdot \frac{I_{df,h}}{I_{0,n}} = m \cdot \frac{I_{df,h}}{I_{0,h} / \cos \theta_z} \quad (3.25)$$

Où  $I_{0,n}$  est l'irradiation extraterrestre normale et  $m$  représente la masse relative d'air optique, déterminée à partir de l'équation suivante [57]:

$$m = \frac{1}{\sin(h) + 0.50572 * (h + 6.07995)^{-1.6364}} \quad (3.26)$$

$h$  : représente la hauteur du soleil, donnée par l'équation suivante:

$$\sin(h) = \sin \delta \sin \Phi + \cos \delta \cos \Phi \cos \omega = \cos(\theta_z) \quad (3.27)$$

L'équation de base du modèle Perez pour l'estimation de l'irradiation solaire diffuse sur un plan incliné,  $I_{df,\beta}$ , est la suivante:

$$I_{df,\beta} = I_{df,h} \left[ (1 - F_1) \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + F_1 \frac{a}{b} + F_2 \sin \beta \right] \quad (3.28)$$

Où  $F_1$  et  $F_2$  représentent respectivement les coefficients d'anisotropie circumsolaire et horizon/zénith. Ils sont déterminés à partir des expressions suivantes [56]:

$$F_1 = F_{11}(\varepsilon) + F_{12}(\varepsilon) \cdot \Delta + F_{13}(\varepsilon) \cdot \theta_z \quad (3.29)$$

$$F_2 = F_{21}(\varepsilon) + F_{22}(\varepsilon) \cdot \Delta + F_{23}(\varepsilon) \cdot \theta_z \quad (3.30)$$

$F_{11}, F_{12}, F_{13}, F_{21}, F_{22}$  et  $F_{23}$  sont des coefficients empiriques déterminés à partir des données de plusieurs stations météorologiques. L'ensemble de ces coefficients a été révisé plusieurs fois par l'auteur. Dans cette étude, les coefficients issus de l'étude, largement utilisés dans la littérature, ont été introduits dans notre modèle. Ils sont présentés dans le tableau 4.

Tableau 3.4: Coefficients du modèle Perez pour la détermination de l'irradiation solaire [56]

Catégorie	$\varepsilon$	$F_{11}$	$F_{12}$	$F_{13}$	$F_{21}$	$F_{22}$	$F_{23}$
1	1-1,065	-0008	0,0588	-0,062	-0,060	0,072	-0,022
2	1,065-1,23	0,13	0,683	-0,151	-0,019	0,066	-0,029
3	1,23-1,5	0,33	0,487	-0,221	0,055	-0,064	-0,026
4	1,5-1,95	0,568	0,187	-0,295	0,109	-0,152	-0,014
5	1,95-2,8	0,873	-0,392	-0,362	0,226	-0,462	0,001
6	2,8-4,5	1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056
7	4,5-6,2	1,060	-1,600	-0,359	0,264	-1,127	0,131
8	>6,2	0,678	-0,327	-0,250	0,156	-1,377	0,251

Les termes a et b sont déterminés à partir des expressions suivantes:

$$a = \max(0, \cos \theta) \quad (3.31)$$

$$b = \max(\cos 85, \cos \theta_z) \quad (3.32)$$

Les résultats relatifs aux paramètres statistiques pour le site d'Ajaccio sont présentés dans le tableau suivant:

Tableau 3.5: Valeurs des paramètres statistiques pour Ajaccio (France) [49].

Modèle	Coefficients statistiques			
	Angle d'inclinaison (deg)	EMR (%)	EQMR (%)	CC
Liu and Jordan (isotrope)	45	-8,903	12,773	0,994
	60	-6,46	12,67	0,9897
Circumsolaire	45	6,20	14,62	0,9797
	60	11,869	20,872	0,969
Klucher	45	-4,165	7,046	0,9971
	60	-0,732	8,347	0,9938
Hay and Davies	45	-5,273	8,034	0,9969
	60	-1,368	8,354	0,9939
Perez	45	-1,421	6,048	0,9953
	60	2,685	7,59	0,9934

La finalité de cette deuxième partie du chapitre est de disposer des données horaires de l'irradiation solaire globale sur le plan incliné des modules PV, qui seront nos données d'entrée dans le modèle de simulation des systèmes hybrides.

### 3.4 Conclusion

Ce chapitre présente l'estimation du potentiel des ressources énergétiques éolienne et solaire qui représente une étape indispensable avant toute utilisation des systèmes à sources renouvelables.

L'estimation du potentiel énergétique permet de faire une première identification des régions pouvant constituées des candidates à l'exploitation de ce type d'énergies.

L'analyse des résultats montre que l'Algérie dispose d'un potentiel énergétique renouvelable important, notamment le solaire, qui peut contribuer à la production d'une grande partie de l'énergie nationale.

Comparativement aux autres régions, le Sud du pays qui représente 80% de la superficie totale possède le meilleur potentiel énergétique. Par conséquent, il est plus favorable à l'exploitation de ce type d'énergies.

En effet, le potentiel éolien est plus important au Sud qu'au Nord particulièrement le Sud-ouest à savoir Adrar. Il est plus important au printemps qu'en hiver.

Quant aux Hauts plateaux, il est à noter que des micros climats peuvent exister et avoir un potentiel éolien important tel que celui du site de Tiaret.

La région côtière présente généralement un potentiel énergétique éolien non négligeable; la région Ouest à savoir le site d'Oran possède un meilleur potentiel éolien par rapport à celles du Centre (Alger et Béjaia) et de l'Est (Skikda et Annaba).

Concernant le solaire, l'Algérie dispose d'un énorme potentiel, il est plus important au Sud qu'au Nord. Pratiquement, tous les sites sont favorables à l'exploitation de l'énergie solaire qui reste une option très intéressante dans notre pays, contrairement à l'éolien qui peut présenter une option défavorable dans certains sites en raison de faibles valeurs de puissance éolienne.

Finalement, ce chapitre a permis de localiser les régions favorables à l'exploitation de ce type d'énergies et de montrer que l'Algérie, avec une volonté politique, peut satisfaire une grande partie de ses besoins en électricité à partir de ces deux types d'énergies renouvelables.

# Chapitre 4

## Modélisation du système hybride PV/éolien

### 4.1 Introduction

La modélisation est une étape indispensable qui doit précéder toute phase de dimensionnement, d'optimisation ou de simulation du système. Le système proposé dans cette étude est un système hybride PV/éolien avec batteries de stockage, il est composé essentiellement d'un générateur PV, d'un générateur éolien, des convertisseurs DC/AC et AC/DC, et des batteries de stockage. Un groupe électrogène peut lui être associé pour être utilisé comme source auxiliaire.

Dans ce qui suit, nous présentons les modèles mathématiques de chacun de ces différents éléments composant ce système.

### 4.2 Modélisation du générateur photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est une source de puissance non linéaire. Le courant et la tension de sortie de ce composant dépendent à la fois de l'éclairement solaire et de la température.

A cet effet, la prédiction des performances d'une cellule/module/générateur PV nécessite l'élaboration d'un modèle mathématique permettant l'étude de son fonctionnement pour les différentes conditions météorologiques (éclairement, température, etc.). De nombreux travaux portent sur le développement des modèles mathématiques pour la simulation de la caractéristique courant-tension (I-V) de la cellule/module/générateur PV [1-4, 58], d'autres sont orientés vers la modélisation des performances des modules PV en terme de puissance électrique produite.

Généralement, pour les systèmes PV, un système de poursuite du point de puissance maximale est utilisé et les modules PV fonctionnent souvent à leur puissance maximale. Cela a privilégié dans cette étude de modélisation du générateur PV, la puissance maximale par rapport à d'autres paramètres.

Cette section présente les principaux modèles de simulation de la caractéristique I-V des modules PV ainsi que les modèles d'estimation de la puissance maximale des modules PV.

### 4.2.1 Modèles électriques du générateur photovoltaïque

Généralement, la simulation du comportement des modules PV est basée sur leur caractéristique I-V. Pour cet objectif, plusieurs études ont été présentées utilisant différents modèles mathématiques, allant du plus simple au plus compliqué [1-4, 58].

Cette section présente deux principaux modèles: modèle à une diode et modèle à deux diodes.

#### 4.2.1.1 Modèle à une diode

Le modèle à une diode de la cellule/module PV est actuellement le plus utilisé en raison de sa simplicité et de la qualité des résultats. Il permet d'exprimer le courant du module PV en fonction de la tension et des conditions climatiques (éclairage solaire et température de cellule). La structure de la cellule/module/générateur PV peut être représentée par le circuit équivalent de la figure 4.1.

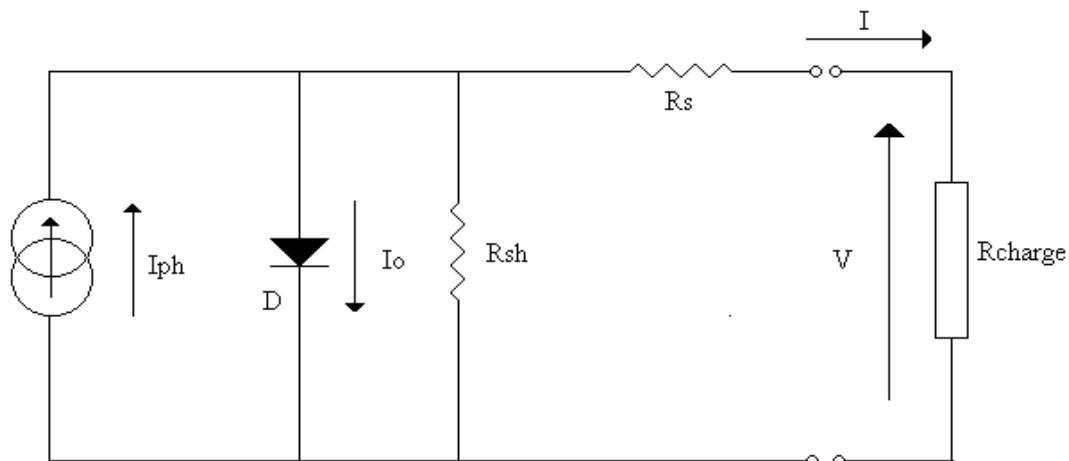


Figure.4.1: Schéma électrique équivalent d'une cellule PV, modèle à une diode

A cet effet, le modèle à une diode de la cellule/module PV, présenté dans les différents travaux [1-4] utilise l'équation suivante pour la modélisation de la caractéristique de ce composant:

$$I = I_{ph} - I_0 - I_{sh} = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp\left(\frac{V + IR_s}{A_t}\right) - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (4.1)$$

avec  $A_t = m_1 \cdot K \cdot T_c / q$  représente la tension thermique du semi conducteur (V),

$I_{ph}$  : courant généré par la lumière (A),

$I_0$  : courant de saturation de la diode (A),



- $I_{sh}$  : courant traversant la résistance shunt (A),  
 $R_s$  : résistance série représentant les diverses résistances de contact et de connexion ( $\Omega$ ),  
 $R_{sh}$  : résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction ( $\Omega$ ),  
 $K$  : constante de Boltzmaan ( $K=1,38 \cdot 10^{-23}$  J/K),  
 $T_c$  : température de fonctionnement de la jonction (cellule) (Kelvin),  
 $q$  : charge de l'électron ( $q=1,6 \cdot 10^{-19}$  C),  
 $m_1$  : facteur d'idéalité de la diode,  
 $I$  et  $V$  : courant et tension de la cellule/module PV.

Dans cette équation, la résistance shunt interne peut être négligée du moment que son effet sur la caractéristique (I-V) est négligeable, de plus elle présente une valeur aussi élevée par rapport à la résistance série, en particulier pour la cellule au silicium monocristallin [2]. A cet effet, l'équation 4.1 devient comme suit:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V + IR_s}{A_t}\right) - 1 \right] \quad (4.2)$$

Les équations ci-dessus sont valables pour une cellule, un module ou un générateur PV, seules les valeurs des paramètres  $R_s$ ,  $A_t$ ,  $I_{ph}$  et  $I_0$  étant différentes. A cet effet, la modélisation doit être orientée vers la détermination de ces quatre paramètres dépendant de l'éclairement et de la température de cellule.

La détermination de ces paramètres se base sur les données du constructeur, relatives aux conditions de référence, définies par les points de la caractéristique I-V du module PV: circuit ouvert, court circuit et point de la puissance maximale et par les coefficients de la variation de la tension du circuit ouvert et du courant de court circuit en fonction de la température définis respectivement par  $\mu_{Voc}$  et  $\mu_{Isc}$ .

(a) conditions de référence

Aux conditions de référence, un éclairement solaire de  $1000 \text{ W/m}^2$  et une température de  $25^\circ\text{C}$ , ces paramètres caractéristiques de la cellule/module/générateur PV sont déterminés comme suit [2, 59]:

Le fait que la résistance série  $R_s$  est très petite comparée à celle interne de la diode, le courant de court circuit peut être plus proche du courant généré par la lumière et par

conséquent on peut admettre l'égalité de ces deux courants ( $I_{sc} = I_{ph}$ ). Les équations suivantes sont utilisées pour déterminer ces paramètres:

$$I_{ph,ref} = I_{sc,ref} \quad (4.3)$$

$$I_{0,ref} = \frac{I_{ph,ref}}{\exp\left(\frac{V_{oc,ref}}{A_{t,ref}}\right) - 1} \quad (4.4)$$

$$A_{t,ref} = \frac{\mu_{Voc} T_{c,ref} - V_{oc,ref} + E_q N_{sl}}{\frac{T_{c,ref} \mu_{Isc} - 3}{I_{ph,ref}}} \quad (4.5)$$

$$R_{s,ref} = \frac{A_{t,ref} \ln\left(1 - \frac{I_{max,ref}}{I_{ph,ref}}\right) - V_{max,ref} + V_{oc,ref}}{I_{max,ref}} \quad (4.6)$$

Où  $E_q$  est l'énergie de la bande interdite de silicium en (eV),  $N_{sl}$  est le nombre de cellules PV en série dans un module PV,  $T_{c,ref}$  est la température de la cellule dans les conditions de référence ( $T_{c,ref} = 25$  °C),  $V_{max,ref}$  et  $I_{max,ref}$  sont respectivement la tension et le courant de la cellule/module PV correspondants au point de la puissance maximale.

Les indices oc, sc, max, et ref sont respectivement relatifs aux: circuit ouvert, court circuit, puissance maximale et conditions de référence.

#### (b) conditions variables

Les mêmes paramètres caractéristiques de la cellule/module/générateur PV peuvent être déterminés pour différentes conditions de température et d'éclairement à partir des équations ci dessous [2, 59]:

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}}\right)^3 \cdot \exp\left[\left(\frac{N_{sl} E_q}{A_t}\right) \left(1 - \frac{T_{c,ref}}{T_c}\right)\right] \quad (4.7)$$

$$A_t = A_{t,ref} \frac{T_c}{T_{c,ref}} \quad (4.8)$$

$$R_s = R_{s,ref} \quad (4.9)$$

$$I_{ph} = \left(\frac{E}{E_{ref}}\right) \left[I_{ph,ref} + \mu_{Isc} (T_c - T_{c,ref})\right] \quad (4.10)$$

Où  $E_{ref}$  et  $E$  sont respectivement l'éclairement solaire de référence ( $E_{ref}=1000 \text{ W/m}^2$ ) et l'éclairement solaire.

#### 4.2.1.2 Modèle à deux diodes

Le circuit équivalent du modèle à deux diodes est similaire à celui du modèle à une diode (Figure 4.1), la seule différence est l'utilisation d'une deuxième diode placée en parallèle avec la première afin de rendre le modèle plus représentatif du circuit équivalent [58, 60].

La caractéristique I-V de ce circuit est décrite par l'équation suivante:

$$I = I_{ph} - (I_{01} + I_{02}) - I_{sh} = I_{ph} - I_{01} \left\{ \exp\left(\frac{V + IR_s}{A_{t1}}\right) - 1 \right\} - I_{02} \left\{ \exp\left(\frac{V + IR_s}{A_{t2}}\right) - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (4.11)$$

Où

$I_{01}$  et  $I_{02}$  sont respectivement le courant de saturation de la première et de la deuxième diode,  $A_{t1}$  et  $A_{t2}$  sont respectivement les tensions thermiques de la première et de la deuxième diode. Ce modèle nécessite plus de paramètres, cela rend son utilisation plus compliquée que celle du modèle à une diode, mais sa précision est meilleure.

Généralement, les deux modèles présentés peuvent être utilisés pour la simulation d'une cellule, d'un module ou d'un générateur PV.

### 4.2.2 Modèles de la puissance maximale

Généralement, dans les systèmes PV, un système de poursuite du point de puissance maximale est utilisé et par conséquent les modules PV fonctionnent souvent à leur puissance maximale.

Cela explique que la puissance maximale du module/générateur PV devient un point important dans la modélisation du module/générateur PV et son estimation représente, dans notre étude, la partie principale de la modélisation de ce composant du système. Pour cet objectif, plusieurs modèles ont été développés. Dans ce qui suit nous présentons les principaux.

#### 4.2.2.1 Modèle basé sur le rendement (Modèle 1)

Cette section présente un modèle de la puissance maximale basé sur le rendement. Il utilise les données météorologiques de l'éclairement solaire incident sur le plan des modules PV et de température ainsi que les paramètres relatifs au module PV fournis par le constructeur.

Il est à noter que la puissance de sortie du module PV diminue avec la température. Cependant, dans une approche globale du problème, un modèle basé sur la notion de rendement de modules PV est utilisé.

La puissance produite par un générateur PV  $P_{pv}$  est fonction de son rendement  $\eta_{pv}$ , de sa surface de captation  $A_{pv}$  et de l'éclairement solaire. Son expression est donnée par [61-64].

$$P_{pv} = E_{inc} \cdot \eta_{pv} \cdot A_{pv} \quad (4.12)$$

Où  $E_{inc}$  est l'éclairement solaire global sur le plan des modules ( $W/m^2$ ).

Le rendement du générateur PV peut être défini par l'équation suivante [61-65]:

$$\eta_{pv} = \eta_{cm} \cdot \eta_{dc/dc} \cdot P_f \quad (4.13)$$

Avec

$\eta_{dc/dc}$  : rendement du convertisseur DC/DC; il est égal à l'unité pour les convertisseurs fonctionnant avec un système de poursuite du point de puissance maximale (MPPT),

$P_f$  : facteur qui tient compte de toutes les pertes de connexion,

$\eta_{cm}$  : rendement de conversion du module PV.

Dans la littérature, l'expression la plus couramment utilisée pour décrire le rendement du module est donnée par l'équation suivante [64, 66, 67]:

$$\eta_{cm} = \eta_{ref} [1 - \gamma(T_c - T_{c,ref})] \quad (4.14)$$

Où  $\eta_{ref}$  est le rendement de référence dans les conditions standard de température ( $25^\circ C$ ) et d'ensoleillement ( $1000 W/m^2$ ),  $T_c$  étant la température de jonction des cellules exprimées en degrés Celsius ( $^\circ C$ ),  $T_{c,ref}$  est la température de référence prise égale à  $25^\circ C$  et  $\gamma$  est le coefficient de variation du rendement en fonction de la température, il est supposé constant et sa valeur pour les cellules en silicium est comprise dans l'intervalle  $(0.004 - 0.006)/^\circ C$  [64].

Le rendement de référence du module PV peut être estimé à partir du courant et de la tension au point de la puissance maximale.

$$\eta_{ref} = \frac{I_{max,ref} \cdot V_{max,ref}}{E_{ref} \cdot A_{cm}} \quad (4.15)$$

Avec  $A_{cm}$  : surface de captation du module PV.

#### 4.2.2.2 Modèle basé sur la caractéristique I-V (Modèle 2)

Basés sur la caractéristique I-V, plusieurs modèles ont été développés pour déterminer la puissance électrique à la sortie du module PV. Parmi ces modèles, on trouve le modèle développé par Borowy et Salameh [17] et qui a été utilisé par plusieurs auteurs [19, 68].

Ce modèle permet de déterminer la puissance maximale du module PV pour différentes conditions de température et d'éclairement. Il utilise les paramètres caractéristiques du module PV fournis par le constructeur pour les conditions de référence.

En effet, la puissance maximale du module PV est définie comme le produit du courant et de tension au point de puissance maximale. Ces derniers sont exprimés par les équations suivantes [11, 17, 19, 68]:

$$I_{\max} = I_{sc,ref} \left\{ 1 - C_1 \left[ \exp\left(\frac{V_{\max}}{C_2 V_{oc,ref}}\right) - 1 \right] \right\} + \Delta I \quad (4.16)$$

$$V_{\max} = V_{\max,ref} \left\{ 1 + 0.0539 \log\left(\frac{E_{inc}}{E_{ref}}\right) \right\} + \mu_{voc} \Delta T \quad (4.17)$$

Où  $I_{\max}$  et  $V_{\max}$  sont respectivement le courant et la tension au point de puissance maximale pour les conditions météorologiques variables.

$C_1$  et  $C_2$  sont des constantes dépendant des paramètres caractéristiques du module PV, elles sont déterminées par les équations:

$$C_1 = \left( 1 - \frac{I_{\max,ref}}{I_{sc,ref}} \right) \exp\left(\frac{-V_{\max,ref}}{C_2 V_{oc,ref}}\right) \quad (4.18)$$

$$C_2 = \frac{(V_{\max,ref}/V_{oc,ref}) - 1}{\ln(1 - (I_{\max,ref}/I_{sc,ref}))} \quad (4.19)$$

$\Delta I$  représente la variation du courant en fonction de la température et de l'éclairement, elle est donnée par l'équation suivante:

$$\Delta I = \mu_{Isc} \left( \frac{E_{inc}}{E_{ref}} \right) \Delta T + \left( \frac{E_{inc}}{E_{ref}} - 1 \right) I_{sc,ref} \quad (4.20)$$

$$\Delta T = T_c - T_{c,ref} \quad (4.21)$$

### 4.2.2.3 Modèle 3

Un autre modèle est utilisé pour l'estimation de la puissance maximale du module/générateur PV. Ce modèle est basé sur une seule équation empirique qui permet de déterminer, en fonction des caractéristiques du module PV fournies par le constructeur, la puissance maximale produite dans les conditions d'ensoleillement et de température considérées [69].

$$P_{\max} = \frac{E_{\text{inc}}}{E_{\text{ref}}} \left[ P_{\max, \text{ref}} + \mu_{P_{\max}} (T_c - T_{c, \text{ref}}) \right] \quad (4.22)$$

Avec  $P_{\max, \text{ref}}$  : puissance maximale du module/générateur PV dans les conditions de référence (W).

$\mu_{P_{\max}}$  : coefficient de variation de la puissance en fonction de la température (W/°C).

Le principal intérêt de ce modèle réside dans sa simplicité et dans sa facilité d'utilisation, il permet de simuler et d'estimer la puissance maximale du module PV à partir des caractéristiques techniques fournies par le constructeur.

Ces différents modèles de simulation des performances de la cellule/module PV font apparaître la température de fonctionnement de la cellule/module PV. Cette température affecte le rendement et par conséquent les performances de la cellule/module PV. Cela nécessite de disposer d'un modèle pour l'estimation de ce paramètre. C'est l'objectif du paragraphe suivant.

### 4.2.3 Modèle thermique de la cellule/module PV

La modélisation thermique des cellules/modules PV est basée sur les équations du bilan thermique établi entre le module PV et son environnement [2, 64, 66, 67, 70, 71]. L'énergie solaire absorbée par les modules PV est transformée en énergie électrique et en pertes thermiques (par convection, rayonnement et conduction).

Le modèle thermique du module PV, utilisé dans cette étude, est basé sur le bilan énergétique proposé par Duffie et Beckman [71]. En régime stationnaire, ce modèle peut être exprimé par l'équation suivante qui est largement utilisée dans la littérature [2, 64, 66, 67, 70, 71]:

$$\tau \alpha_1 E_{\text{inc}} = \eta_{\text{cm}} E_{\text{inc}} + U_{\text{th}} (T_c - T_a) \quad (4.23)$$

Avec

$\tau$  : coefficient de transmission du vitrage du module PV

$\alpha_1$  : coefficient d'absorption des cellules PV

$U_{th}$  : coefficient de transfert thermique global du module PV (W/K/ m<sup>2</sup>)

$T_a$  : température ambiante (K).

Le terme  $(\tau\alpha_1 E_{inc})$  représente l'énergie solaire absorbée par les modules PV,  $(U_{th}(T_c - T_a))$  sont les pertes thermiques par convection et  $(\eta_{cm} E_{inc})$  est la puissance électrique produite par le module PV.

Le réarrangement de l'équation (4.23) permet de trouver l'expression caractérisant la température de la cellule PV:

$$T_c = T_a + E_{inc} \left( \frac{\tau\alpha_1}{U_{th}} \right) \left( 1 - \frac{\eta_{cm}}{\tau\alpha_1} \right) \quad (4.24)$$

La température de fonctionnement de la cellule PV en circuit ouvert ( $\eta_{cm} = 0$ ), sous un éclairage solaire de 800 W/m<sup>2</sup>, une température ambiante de 20°C et une vitesse du vent de 1 m/s, définit le paramètre caractéristique de la cellule PV, NOCT, (Nominal Operating Cell Temperature).

Une NOCT trop élevée diminue l'efficacité de la cellule/module PV. Les valeurs standard sont comprises entre 40° et 50°C. Une valeur de 47°C est prise dans cette étude.

Généralement, le constructeur fournit la valeur de la température (NOCT). En introduisant cette valeur dans l'équation (4.24), le rapport  $(\tau\alpha_1)/U_{th}$  peut être déduit et son expression est donnée par:

$$\frac{\tau\alpha_1}{U_{th}} = \frac{NOCT - 20}{800} \quad (4.25)$$

Les deux équations (4.24) et (4.25) permettent d'écrire l'expression qui définit la température de la cellule comme suit:

$$T_c = T_a + E_{inc} \left( \frac{NOCT - 20}{800} \right) \left( 1 - \frac{\eta_{cm}}{\tau\alpha_1} \right) \quad (4.26)$$

Dans cette équation, le terme  $(\tau\alpha_1)$ , qui représente le produit du coefficient de transmission thermique du vitrage et du coefficient d'absorption des cellules PV, peut être estimé. Dans [67, 70, 71], une valeur de 0.9 est utilisée pour l'estimation de ce terme avec une faible erreur.

D'autre part, selon [71], le terme  $\frac{\eta_{cm}}{\tau\alpha_1}$  est faible comparativement à l'unité. Par conséquent,

l'expression de la température de la cellule peut être donnée dans sa forme la plus simple comme suit [61, 63, 70]:

$$T_c = T_a + E_{inc} \left( \frac{NOCT - 20}{800} \right) \quad (4.27)$$

Cette expression est la plus souvent utilisée pour déduire la température de la cellule PV.

En introduisant l'expression de la température de la cellule décrite dans cette section dans les différentes expressions des modèles présentés précédemment, il est possible de déterminer la puissance maximale produite par le module/générateur PV dans les différentes conditions météorologiques (ensoleillement et température).

#### 4.2.4. Comparaison des modèles de la puissance maximale

Les résultats de simulation de la puissance maximale du générateur PV, obtenus par les modèles présentés dans cette étude, sont comparés et analysés en tenant compte de deux paramètres essentiels: la température du module et l'éclairement.

##### Influence de la température

Avec un éclairement solaire constant, les résultats de la simulation (Fig.4.2) montrent, d'une part, qu'il existe une relation linéaire entre la puissance maximale produite et la température du module présentant une légère différence de pente des droites correspondantes aux modèles présentés et, d'autre part, une influence importante de la température du module sur la puissance. Ainsi, une bonne concordance entre les valeurs simulées par les modèles 1 et 3 est observée, particulièrement aux températures élevées, tandis que, le modèle 2 présente des valeurs plus petites que celles des modèles 1 et 3 pour les faibles et moyens éclaircements et des valeurs plus grandes pour les forts éclaircements.

Pour les différents niveaux d'éclairement, la relation (puissance maximale-température) présente différentes pentes: cette dernière augmente proportionnellement avec l'éclairement. Ceci est expliqué par le fait que l'influence de la température sur la puissance maximale est plus importante aux forts éclaircements qu'aux faibles éclaircements. A titre d'exemple, la pente de la courbe peut augmenter d'un facteur quatre quand l'éclairement solaire passe de 300 W/m<sup>2</sup> à 1000 W/m<sup>2</sup>. (Fig.4.2).



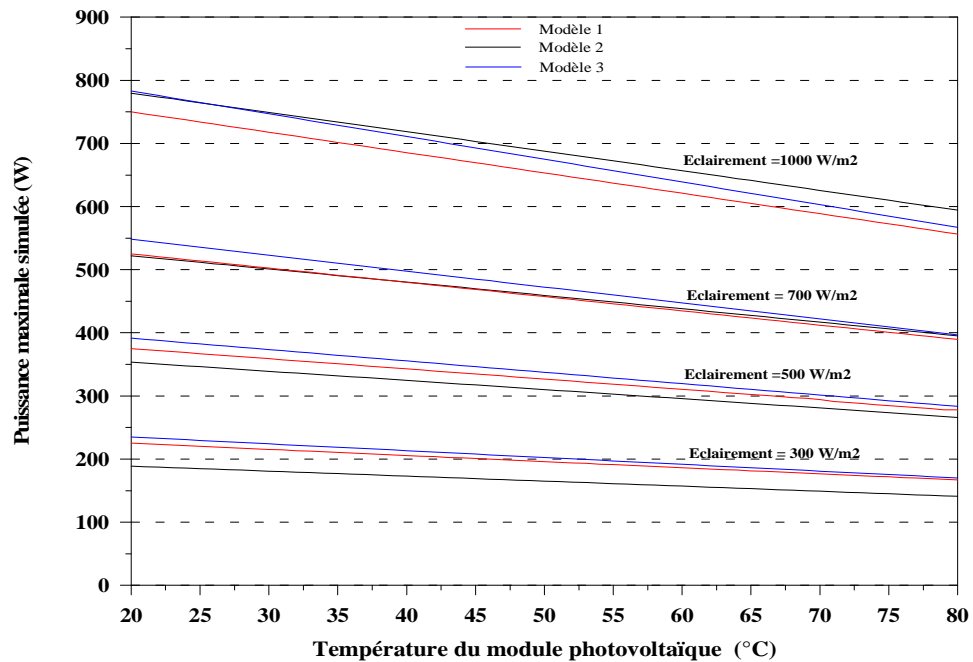


Figure 4.2: Puissance maximale du générateur PV en fonction de la température du module PV pour différents éclairements

#### Influence de l'éclairement solaire

Les résultats de simulation issus des trois modèles décrits précédemment montrent aussi qu'à température constante, la fonction qui relie la puissance PV maximale et l'éclairement est une fonction linéaire. Cette fonction est représentée sur la figure 4.3 pour les différents modèles et pour deux valeurs de température du module (20°C et 60°C).

Ces résultats montrent que, d'une part, la puissance maximale du générateur PV augmente avec l'augmentation de l'éclairement et, d'autre part, les courbes puissance-éclairement changent de pente avec la variation de la température. Cette pente diminue avec l'augmentation de la température du module qui peut s'expliquer par le fait que le rendement du générateur PV diminue avec l'augmentation de la température.

Ces résultats montrent aussi, du fait de la linéarité de la relation puissance PV maximale-éclairement, que l'éclairement a une influence négligeable sur le rendement du générateur PV défini par la pente de la courbe puissance-éclairement.

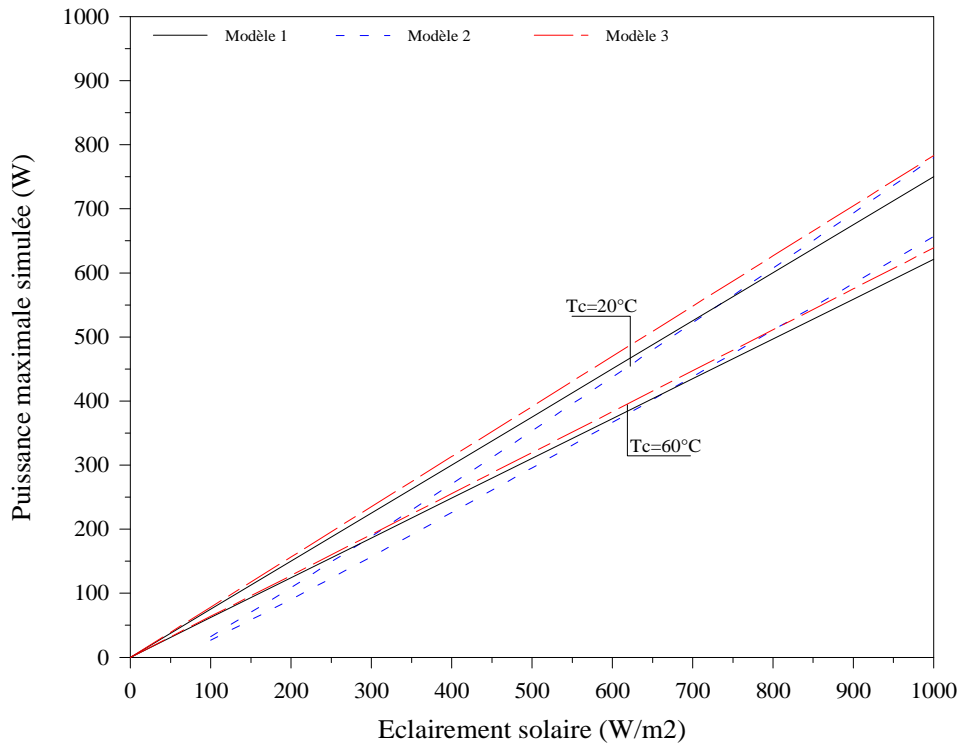


Figure 4.3: Puissance maximale du générateur PV en fonction de l'éclairement solaire pour différentes températures du module PV

Dans le but de comparer les modèles de simulation de la puissance maximale avec les données mesurées, une campagne de mesure a été effectuée pendant une année sur un banc d'essai existant au laboratoire (CNRS UMR 6134) (Fig. 4.4).

Ce banc est composé d'un générateur PV de 9 modules PV en silicium monocristallin BP Solar 585F connectés en série et connectés au réseau à travers un onduleur SWR 700 (fonctionnant avec un système de poursuite de puissance maximale). La puissance crête et la surface de captation du générateur PV sont respectivement de 765 W et 5,06 m<sup>2</sup>. Les caractéristiques techniques du module BP Solar 585F sont données dans le tableau 4.1.



Fig. 4.4: Banc d'essai (générateur PV, onduleur et centrale d'acquisition de données).

Tableau 4.1: Caractéristiques techniques du module BP Solar 585f

Type de module	BP585F	
Puissance nominale	(W)	85
Tension nominale	(V)	18
Courant nominal	(A)	4.72
Courant de court circuit	(A)	5
Tension de circuit ouvert	(V)	22.03
Coefficient de variation de tension du circuit ouvert en fonction de la température	(V/module/°C)	-0.077
Coefficient de variation du courant du court circuit en fonction de la température	(A/module/°C)	0.00139
Coefficient de variation de la puissance en fonction de la température	(W/module/°C)	-0.40
Coefficient de variation de la puissance maximale en fonction de la température	(%/module/°C)	-0.45

Les paramètres mesurés sont: tension et courant du générateur PV, éclairement solaire sur un plan incliné (l'inclinaison égale à 45°), température ambiante et température du module. Ces mesures ont été recueillies pour chaque minute.

Les résultats issus des modèles de simulation de la puissance ont été confrontés avec les données expérimentales.

La figure 4.5 donne un exemple de ces résultats montrant l'évolution de la puissance maximale du générateur PV déduite des mesures de la tension et du courant à la sortie du générateur PV sur le site d' Ajaccio, journée du 03 Décembre 2006, ainsi que les résultats simulés par les différents modèles.

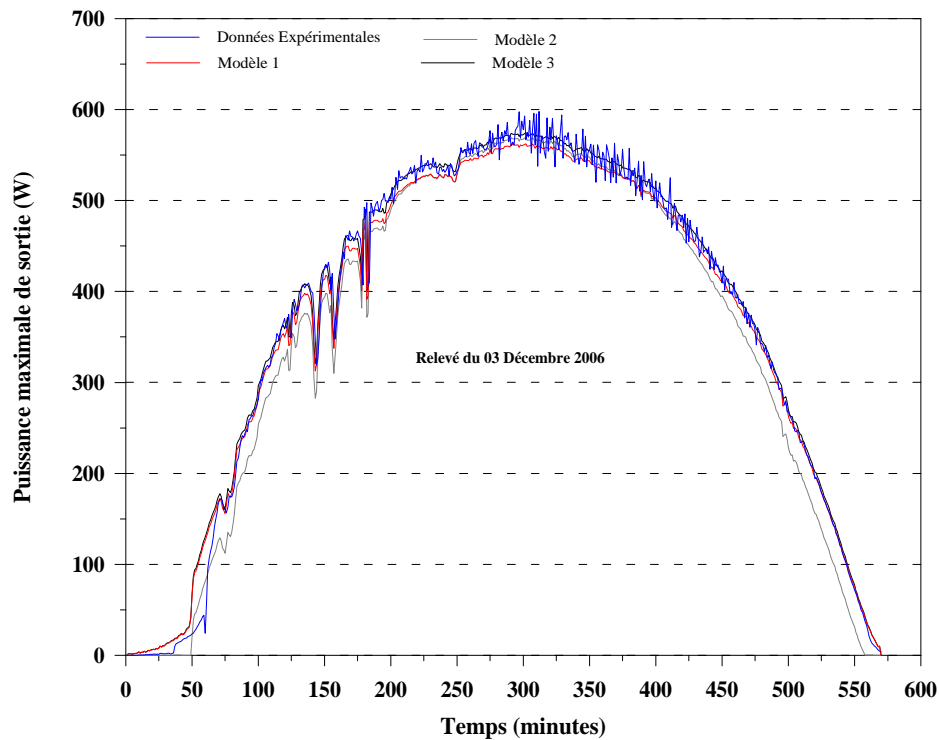


Figure 4.5: Variation de la puissance maximale du générateur PV en fonction du temps  
«Comparaison de différents modèles avec les données expérimentales»

La comparaison de différents modèles est basée sur la détermination des coefficients statistiques: l'erreur moyenne relative (ERM) et l'erreur quadratique relative (EMQR) définies par les deux expressions suivantes:

$$\text{ERM} = \frac{\sum_{i=1}^{N_p} (P_s - P_m)}{N_p \overline{P_m}} \quad \text{EMQR} = \left[ \left\{ \frac{\sum_{i=1}^{N_p} (P_s - P_m)^2}{N_p} \right\}^{1/2} \right] / \overline{P_m} \quad (4.28)$$

Avec  $P_s$  valeur simulée de la puissance par le modèle,  $P_m$  valeur mesurée de la puissance,  $\overline{P_s}$  et  $\overline{P_m}$  valeurs moyennes simulée et mesurée et  $N_p$  est le nombre de points.

Sur la base des données recueillies sur une durée d'une année, ces deux coefficients statistiques sont déterminés pour les trois modèles présentés dans cette étude. Les résultats sont donnés dans le tableau 4.2.

Tableau 4.2: Valeurs des coefficients statistiques de différents modèles

Modèles	ERM (%)	EMQR (%)
Modèle 1	-1.3	4.8
Modèle 2	-4.4	6.7
Modèle 3	1.0	4.3

L'analyse comparative montre que pour le modèle 3, une bonne concordance des résultats de simulation est obtenue par rapport aux valeurs mesurées, l'erreur quadratique relative est autour de 4%. Les résultats ont montré également que le modèle 1 présente une bonne adéquation entre les valeurs mesurées et les valeurs simulées pour des faibles et moyens éclairagements, contrairement au modèle 2 où l'on constate que les valeurs simulées s'écartent peu des valeurs mesurées pour des faibles et moyennes valeurs d'éclairément mais restent en bonne concordance aux éclairéments forts. En conclusion, on peut dire que les modèles 1 et 3 permettent une bonne prédiction de la puissance maximale du module/générateur PV avec des erreurs acceptables.

Les résultats de simulation issus du modèle 3 et les données expérimentales sont montrés sur la figure 4.6. Les courbes représentent les valeurs simulées de la puissance maximale produite qui apparaissent en bonne concordance avec les données expérimentales.

Ces résultats permettent, d'une part, de vérifier et de confirmer la linéarité de la fonction (puissance maximale-éclairage) à température constante obtenus par les différents modèles et, d'autre part, de montrer l'influence de la température sur la puissance maximale.

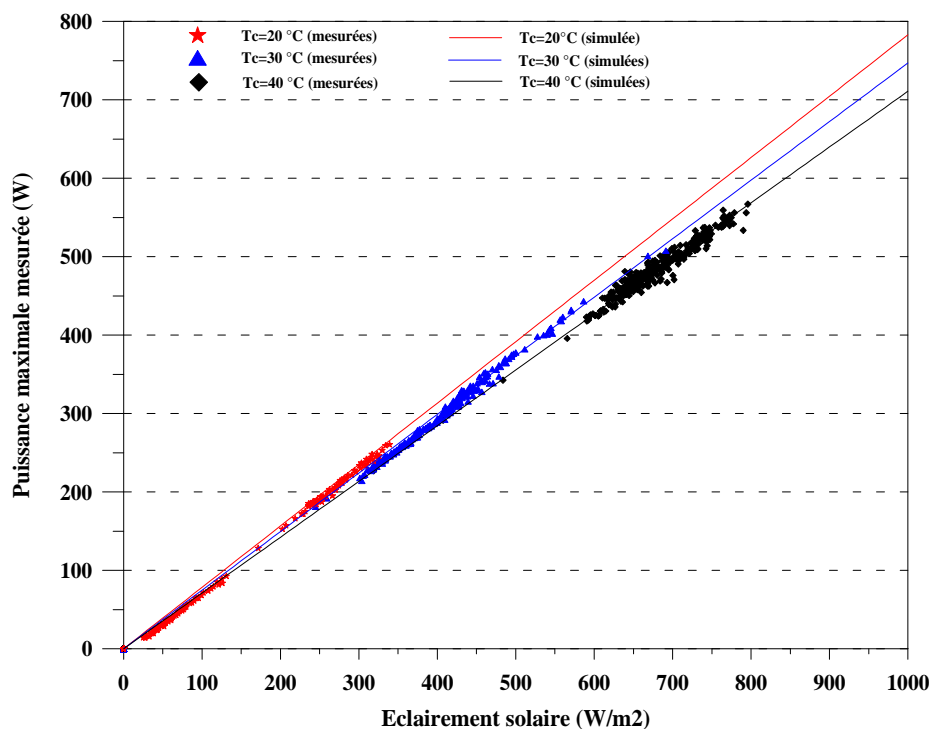


Figure 4.6: Comparaison des valeurs mesurées et simulées de la puissance maximale pour le modèle 3

### 4.3 Modélisation du générateur éolien

L'énergie produite par une éolienne dépend principalement de la distribution des vitesses du vent du site d'implantation et de sa courbe caractéristique puissance-vitesse. Cette dernière est la caractéristique de l'aérogénérateur qui influence le plus sur la puissance produite par la machine.

La technologie utilisée (type de la machine) et la taille de la machine sont les deux principaux paramètres dont dépend la caractéristique puissance-vitesse de la machine. Par conséquent, les modèles de puissance des éoliennes qui ont été développés dans la littérature rendent plus ou moins compte de la réalité selon la machine considérée.

Cette section présente quelques modèles de courbes de puissance et l'étude de leur adéquation avec les données de quelques constructeurs.

#### 4.3.1 Modèles de la caractéristique puissance-vitesse

Cette étude concerne les machines de faibles puissances pour lesquelles les courbes de puissance sont très variables. Il est à noter que, pour les grandes éoliennes, les courbes de puissance sont presque similaires.

Dans la littérature, de nombreux modèles ont été présentés, ils permettent de simuler la puissance fournie par l'éolienne en fonction de la vitesse du vent pour tout type d'éolienne. Le choix d'un modèle approprié pour la simulation de la puissance de sortie de l'éolienne s'avère important.

Tous les modèles considèrent que la puissance produite par une éolienne est nulle dans les intervalles de vitesse du vent  $v < v_d$  et  $v > v_c$  et elle est maintenue constante et nominale pour l'intervalle  $v_n < v < v_c$ .

$v_d$ ,  $v_n$  et  $v_c$  sont respectivement la vitesse de démarrage, la vitesse correspondante à la puissance nominale et la vitesse de coupure de la machine.

Pour l'intervalle de vitesses du vent  $v_d < v < v_n$ , la puissance fournie par l'éolienne est fonction de la vitesse du vent et c'est dans cet intervalle que ces modèles diffèrent.

Ces principaux modèles sont décrits succinctement dans cette section.

##### 4.3.1.1 Modèle linéaire

Le modèle le plus simple établit une relation linéaire entre la puissance produite par l'éolienne et la vitesse du vent. Ce modèle est décrit par l'équation suivante [5, 6, 18, 72]:

$$P_{ge}(v) = \left\{ \begin{array}{ll} P_{n,ge} \cdot \frac{v - v_d}{v_n - v_c} & v_d \leq v \leq v_n \\ P_{n,ge} & v_n \leq v \leq v_c \\ 0 & v \leq v_d \text{ et } v \geq v_c \end{array} \right\} \quad (4.29)$$

Où

$P_{n,ge}$  : est la puissance nominale de l'éolienne,

$v$  : est la vitesse du vent à la hauteur du moyeu.

#### 4.3.1.2 Modèle quadratique 1

Dans d'autres travaux [6-8, 17, 73-75], pour l'estimation de la puissance de sortie de l'éolienne, les auteurs tiennent compte en plus des paramètres caractéristiques de l'éolienne (vitesse de démarrage, vitesse nominale et puissance nominale), des paramètres de la distribution de Weibull caractérisant la distribution de la vitesse du vent.

A cet effet, la puissance générée par l'éolienne est estimée en utilisant l'équation suivante:

$$P_{ge}(v) = \left\{ \begin{array}{ll} P_{n,ge} \cdot \frac{v^k - v_d^k}{v_n^k - v_d^k} & v_d < v < v_n \\ P_{n,ge} & v_d \leq v < v_c \\ 0 & v \leq v_d \text{ et } v \geq v_c \end{array} \right\} \quad (4.30)$$

Où  $k$  est le paramètre de forme caractérisant la forme de la distribution de fréquence des vitesses.

En utilisant la distribution de Rayleigh pour les vitesses du vent caractérisée par un facteur de forme égal à 2, ce modèle se transforme en un modèle quadratique (modèle quadratique 1) qui peut être décrit par l'équation suivante [76].

$$P_{ge}(v) = \left\{ \begin{array}{ll} P_{n,ge} \cdot \frac{v^2 - v_d^2}{v_n^2 - v_d^2} & v_d < v < v_n \\ P_{n,ge} & v_d \leq v < v_c \\ 0 & v \leq v_d \text{ et } v \geq v_c \end{array} \right\} \quad (4.31)$$

### 4.3.1.3 Modèle quadratique 2

Certains auteurs ont proposé de modéliser la puissance de sortie de l'éolienne par une autre équation quadratique [77-79] en utilisant une condition supplémentaire pour laquelle la puissance générée par l'éolienne au point médian  $v_m = (v_d + v_n)/2$  est estimée à  $P_{n,ge} (v_m / v_n)^3$ . L'équation de ce modèle est donnée par l'expression suivante:

$$P_{ge}(v) = \begin{cases} 0 & v \leq v_d \\ A + Bv + Cv^2 & v_d < v \leq v_n \\ P_{n,ge} & v_n < v \leq v_c \\ 0 & v_c < v \end{cases} \quad (4.32)$$

Où A, B et C sont des constantes dépendant des paramètres de l'éolienne (vitesse de démarrage, vitesse nominale et puissance nominale), elles sont déterminées comme suit:

$$A = -Bv_d - Cv_d^2 \quad (4.33)$$

$$B = P_{n,ge} \frac{(v_m / v_n)^3 (v_n^2 - v_d^2) - (v_m^2 - v_d^2)}{(v_n - v_d)(v_n - v_m)(v_m - v_d)} \quad (4.34)$$

$$C = \frac{P_{n,ge} - B(v_n - v_d)}{(v_n^2 - v_d^2)} \quad (4.35)$$

### 4.3.1.4 Modèle Cubique

D'autres modèles [5, 22] ont exprimé la puissance produite par l'éolienne par un polynôme d'ordre trois fonction de la vitesse du vent comme montré ci-dessous [61, 72]:

$$P_{ge}(v) = \begin{cases} (A_1 v^3 - B_1) P_{n,ge} & v_d < v \leq v_n \\ P_{n,ge} & v_n < v < v_c \\ 0 & v \leq v_d \text{ et } v \geq v_c \end{cases} \quad (4.36)$$

Où

$$A_1 = \frac{1}{v_n^3 - v_d^3} \quad B_1 = \frac{v_d^3}{v_n^3 - v_d^3} \quad (4.37)$$

En plus des modèles cités ci-dessus, la puissance de sortie de l'éolienne peut être estimée par l'interpolation des valeurs des données fournies par le constructeur [19, 22, 80-82]. L'interpolation linéaire est certainement la méthode la plus simple, mais l'interpolation par



spline est souvent la méthode préférée à l'interpolation polynomiale car elle permet d'avoir des résultats similaires en utilisant des polynômes de degrés inférieurs.

La vitesse du vent varie en fonction de la hauteur et comme la hauteur des mesures de la vitesse du vent (hauteur donnée généralement 10 m) est différente de la hauteur du moyeu de l'éolienne, il est nécessaire d'utiliser un modèle d'extrapolation de ces mesures à la hauteur voulue pour l'estimation de la production d'une éolienne (hauteur du moyeu). Dans la section suivante, est présentée l'extrapolation verticale des vitesses de vent.

### 4.3.2 Extrapolation verticale des vitesses de vent

Dans la littérature, deux approches sont couramment utilisées:

- la loi du profil de vitesse logarithmique [81, 83]:

$$v(h_m) = v(h_{mes}) \left[ \frac{\ln(h_m / z_0)}{\ln(h_{mes} / z_0)} \right] \quad (4.38)$$

Où  $h_m$  est la hauteur à laquelle le vent est estimé (hauteur du moyeu de l'éolienne),  $h_{mes}$  est la hauteur des mesures (généralement 10 m) et  $z_0$  est la rugosité du sol.

$v(h_{mes})$  et  $v(h_m)$  sont respectivement la vitesse du vent à la hauteur des mesures et à la hauteur  $h_m$ .

- La loi du profil de vitesse en puissance:

L'extrapolation verticale de vent peut aussi être approchée par une loi de puissance. Son équation est donnée par l'expression suivante [5, 17, 22, 84, 85]:

$$v(h_m) = v(h_{mes}) \left( \frac{h_m}{h_{mes}} \right)^\alpha \quad (4.39)$$

$\alpha$  est un facteur empirique exprimant les influences de la rugosité de la surface et de la stabilité atmosphérique. Ce paramètre dépend de plusieurs paramètres à savoir l'altitude, la température, la nature du sol, etc. Il augmente avec l'augmentation de la rugosité et de la stabilité thermique de la couche superficielle. La valeur de ce coefficient varie dans l'intervalle de 0,05 -0,5.

Elle est égale à 0.13 pour la surface de l'eau, 0.16 pour le rivage, 0.2 pour un terrain plat, 0.24 pour un terrain plat boisé et 0.3 pour les villes. La valeur de 0.14 est largement utilisée pour les surfaces de faible rugosité et les sites dégagés [86].

Dans la littérature, le modèle en puissance, en raison de sa simplicité, est le plus utilisé pour l'extrapolation des vitesses du vent. Dans [39], l'auteur recommande l'utilisation de ce modèle dans l'intervalle des hauteurs 0-100 m pour les conditions de stabilité de l'atmosphère et une rugosité modérée du site. Par conséquent, ce modèle est retenu pour l'extrapolation des vitesses du vent dans ce travail.

Afin de justifier notre choix, les différents modèles utilisés pour l'estimation de la puissance de sortie de l'éolienne sont appliqués aux données d'une dizaine de petites éoliennes (quelques dizaines de kilowatts) fournies par les différents constructeurs.

Une comparaison de ces modèles est effectuée sur la base des coefficients statistiques; l'erreur relative moyenne (ERM) et l'erreur moyenne quadratique relative (EMQR) définies dans la section précédente (modélisation du générateur PV).

Le tableau 4.3 résume les valeurs des coefficients statistiques de différents modèles présentés et cela pour différents types d'éoliennes [87-93].

Ces résultats montrent qu'il n'existe aucun modèle mathématique qui soit adapté à tous les types d'éolienne testés. Cependant, le modèle linéaire et le modèle quadratique 1 ( $k=2$ ) sont ceux qui présentent, en général, les plus faibles erreurs quadratiques et donc qui semblent les plus adaptés à la plupart des éoliennes testées.

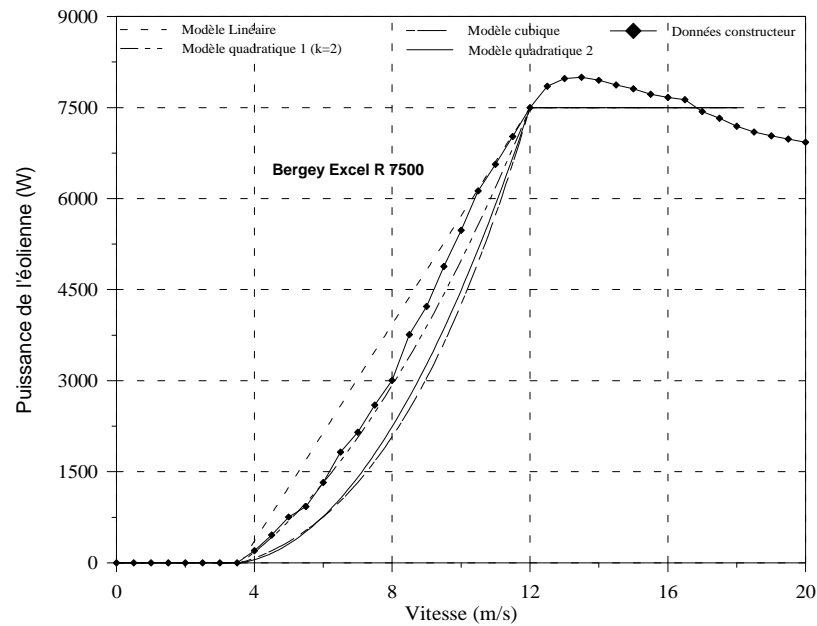
De plus, on constate que le modèle linéaire surestime la puissance ( $ERM > 0$ ) pour tous les types d'éoliennes et que les autres modèles la sous-estiment.

Tableau 4.3: Valeurs des coefficients statistiques de différents modèles du générateur éolien

Constructeur	Type	P <sub>n,ge</sub> (kW)	Modèle linéaire		Modèle quadratique		Modèle cubique		Modèle quadratique 1 (k=2)	
			ERM	EMQR	ERM	EMQR	ERM	EMQR	ERM	EMQR
Fortis	Fortis 800	0,8	-0,035	0,115	-0,411	0,484	-0,417	0,497	-0,257	0,319
Fortis	Fortis 1500	1,4	-0,075	0,152	-0,468	0,532	-0,469	0,545	-0,312	0,368
Fortis	Fortis 4000	5,8	0,11	0,202	-0,366	0,418	-0,368	0,441	-0,179	0,238
Fortis	Fortis Alize	10	0,122	0,19	-0,275	0,31	-0,289	0,337	-0,11	0,156
Proven		0,6	-0,057	0,205	-0,41	0,458	-0,418	0,479	-0,264	0,321
Proven		2,5	0,205	0,24	-0,246	0,268	-0,257	0,288	-0,06	0,076
Proven		6	0,071	0,184	-0,33	0,362	-0,34	0,385	-0,165	0,20
Proven		15	0,088	0,183	-0,319	0,349	-0,329	0,371	-0,15	0,19
Bergey Wind Power	BWC XL ,1	1	0,247	0,315	-0,21	0,237	-0,225	0,27	-0,021	0,114
Bergey Wind Power	BWC 1500	1,5	0,076	0,118	-0,257	0,275	-0,282	0,307	-0,121	0,134
Bergey Wind Power	Excel-R	7,5	0,147	0,18	-0,199	0,219	-0,229	0,258	-0,06	0,081
Bergey Wind Power	Excel-S	10	0,252	0,286	-0,163	0,181	-0,184	0,213	0,008	0,04
Westwind		3	0,171	0,214	-0,224	0,247	-0,242	0,277	-0,061	0,094
Westwind		5	0,01	0,141	-0,359	0,406	-0,368	0,428	-0,206	0,254
Westwind		10	0,143	0,219	-0,274	0,309	-0,285	0,335	-0,102	0,157
Westwind		20	0,09	0,155	-0,307	0,348	-0,318	0,371	-0,143	0,185
Jacobs		10	0,618	0,715	-0,002	0,114	-0,017	0,077	0,254	0,327
Jacobs		12,5	0,663	0,756	0,024	0,112	0,013	0,062	0,288	0,351
Jacobs		5	0,589	0,665	-0,031	0,093	-0,041	0,051	0,224	0,273
Jacobs		17,5	0,481	0,54	-0,088	0,123	-0,098	0,109	0,146	0,184
Jacobs		20	0,248	0,326	-0,187	0,22	-0,204	0,254	-0,007	0,128
Eoltec WindRunner		6	0,188	0,269	-0,257	0,298	-0,267	0,327	-0,073	0,174
Eoltec WindRunner		25	0,313	0,391	-0,168	0,204	-0,184	0,238	0,031	0,141
Fuhrlander	FL 30	30	0,082	0,184	-0,323	0,389	0,333	0,415	-0,156	0,233

A titre d'exemple on montre dans la figure 4.7 les caractéristiques puissances-vitesses des éoliennes Bergey Excel R 7.5 et Westwind 5, à partir des données des constructeurs ainsi que les résultats de simulation de ces caractéristiques issus des différents modèles. Ces résultats montrent que le modèle quadratique 1 est le mieux adapté pour le premier type d'éolienne (Bergey Excel R 7.5), quant à l'éolienne WestWind 5, elle s'adapte mieux au modèle linéaire. Contrairement au modèle linéaire qui surestime, en général, la puissance éolienne, les modèles cubique et quadratique la sous-estiment pour ces deux types d'éoliennes.

(a)



(b)

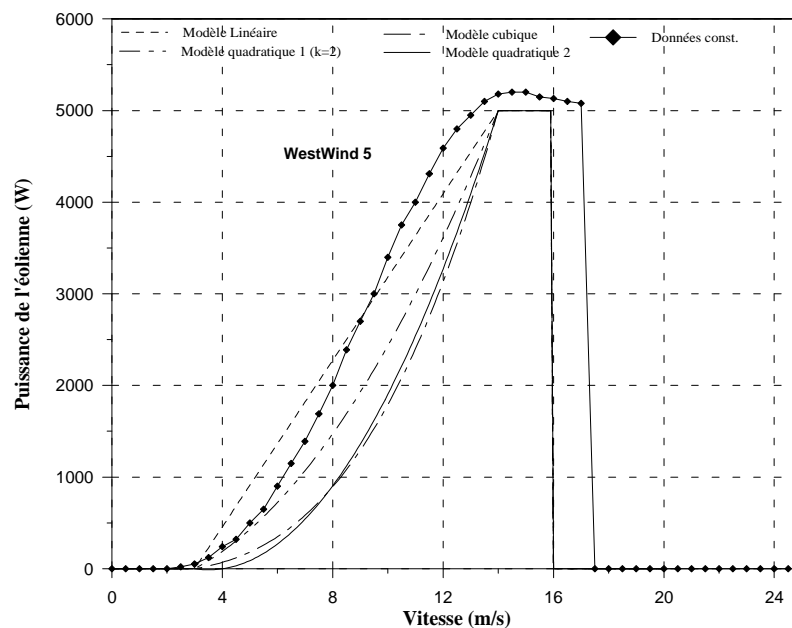


Figure 4.7. Caractéristiques puissances-vitesses des éoliennes

(a) Bergey Excel R 7500, (b) Westwind 5

#### 4.4 Modélisation du convertisseur

Le convertisseur est l'élément du système électrique qui permet de convertir l'énergie électrique du courant continu en courant alternatif ou l'inverse. Dans cette section, nous présentons la modélisation de cet élément utilisé dans les systèmes à sources renouvelables.

Les convertisseurs génèrent des pertes énergétiques, ce qui se traduit par un rendement de conversion inférieur à 1. Ce rendement est exprimé selon l'équation suivante:

$$\eta_{\text{conv}} = \frac{P_{\text{s,conv}}}{P_{\text{e,conv}}} \quad (4.40)$$

Où  $P_{\text{e,conv}}$  est la puissance en entrée du convertisseur et  $P_{\text{s,conv}}$  la puissance en sortie. On a alors:

$$P_{\text{e,conv}} = P_{\text{s,conv}} + P_{\text{pertes}} \quad (4.41)$$

Les pertes  $P_{\text{pertes}}$  peuvent donc s'exprimer en fonction de la puissance en sortie comme suit:

$$P_{\text{pertes}} = P_{\text{s,conv}} \left( \frac{1}{\eta_{\text{conv}}} - 1 \right) \quad (4.42)$$

D'une autre manière, les pertes peuvent être décrites par une équation qui est composée de deux termes; un terme constant indépendant de la charge et un deuxième terme qui inclut toutes les pertes dépendantes de la charge [94, 95]:

$$P_{\text{pertes}} = k_0 + (k_1 P_{\text{s,conv}} + k_2 (P_{\text{s,conv}})^2) \quad (4.43)$$

Où  $k_0$ ,  $k_1$  et  $k_2$  sont des constantes relatives respectivement aux pertes à vide, aux pertes par chute de tension dans les semi conducteurs et aux pertes joules.

En négligeant les pertes par chute de tension (coefficient  $k_1$ ), et en normalisant la puissance de sortie du convertisseur par sa puissance nominale  $P_{\text{n,conv}}$ , le modèle du rendement peut se mettre sous la forme [95, 96]:

$$\eta_{\text{conv}} = \frac{P_{\text{s,conv}} / P_{\text{n,conv}}}{P_{\text{s,conv}} / P_{\text{n,conv}} + \eta_0 + k_4 (P_{\text{s,conv}} / P_{\text{n,conv}})^2} \quad (4.44)$$

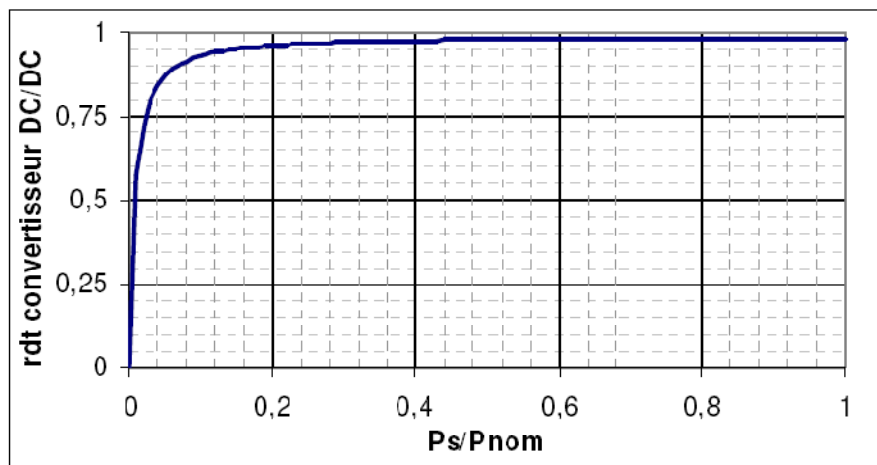
$$\text{Avec: } \begin{cases} \eta_0 = \frac{1}{99} \left( \frac{10}{\eta_{10}} - \frac{1}{\eta_{100}} - 9 \right) \\ k_4 = \frac{1}{\eta_{100}} - \eta_0 - 1 \end{cases} \quad (4.45)$$

En connaissant les valeurs du rendement à 10% et à 100% de puissance nominale, ( $\eta_{10}$  et  $\eta_{100}$ ), on détermine les valeurs des deux paramètres  $\eta_0$  et  $k_4$  qui permettent de calculer la valeur du rendement du convertisseur pour toute puissance délivrée.

Ce modèle présente l'avantage d'être simple et de représenter les pertes énergétiques d'un convertisseur. Il a été validé dans la thèse de A. El-Maaty [97].

Les figures suivantes illustrent la variation du rendement du convertisseur en fonction de sa puissance de sortie normalisée [69].

(a)



(b)

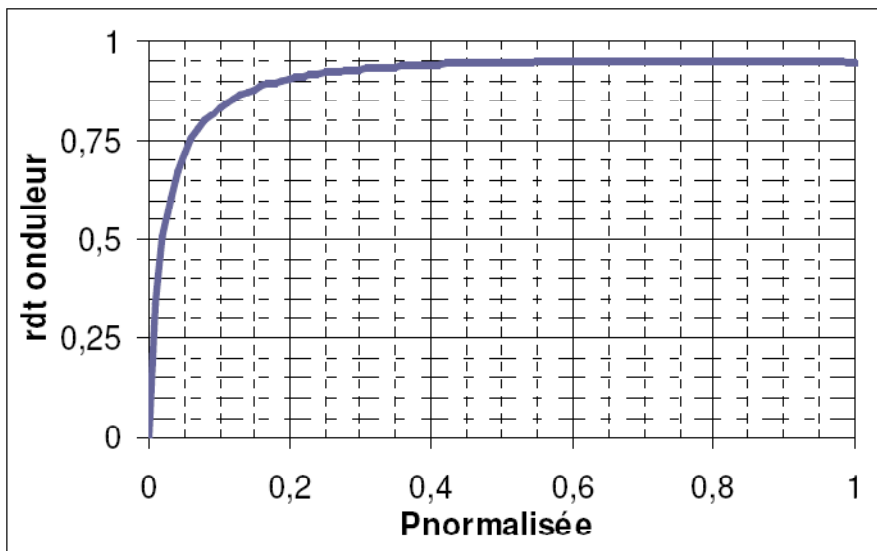


Figure.4.8: Evolution du rendement du convertisseur en fonction de sa puissance de sortie normalisée (a) Convertisseur DC/DC, (b) Convertisseur DC/AC [69]

Ces figures montrent que pour éviter des pertes énergétiques importantes au niveau du convertisseur, le choix de sa puissance nominale en fonction de son application est primordial.

## 4.5 Modélisation de la batterie de stockage

Pour un usage en site isolé, les systèmes à sources d'énergie renouvelables, à cause de la nature aléatoire de la puissance produite par le système due au caractère stochastique de ces ressources, nécessitent un système de stockage électrique permettant de restituer l'énergie à la demande.

Parmi les technologies existantes, les batteries électrochimiques plomb-acide restent aujourd'hui le moyen de stockage le plus utilisé pour les systèmes autonomes à sources renouvelables. Elles offrent le meilleur compromis en termes de prix et d'énergie (coût/performance). Cependant, ce type de batteries présente certains inconvénients qui nécessitent de mener encore des travaux de recherche, notamment pour améliorer leur durée de vie. En effet, elles constituent souvent la principale source de défaillance du système. Quant aux batteries Nickel-Cadmium (Ni-Cd), elles offrent des performances supérieures à celles au plomb en termes de capacité et de durée de vie, mais leur prix est nettement plus élevé que celui des batteries plomb.

### 4.5.1 Description physique et caractéristiques des batteries plomb-acide

#### 4.5.1.1 Définition

La batterie plomb-acide est un composant électrochimique; elle comporte deux électrodes, une anode de plomb (Pb) et une cathode de dioxyde de plomb ( $\text{PbO}_2$ ), plongées dans un électrolyte composé d'acide sulfurique dilué ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ). En reliant les deux électrodes à un récepteur externe consommant du courant, elles se transforment en sulfate de plomb ( $\text{PbSO}_4$ ) et l'acide se dilue. En fournissant un courant opposé au système, l'acide se concentre et les deux électrodes retournent à leurs états initiaux.

Ces deux réactions sont réversibles, dans la mesure où la batterie n'a pas été longtemps ni complètement déchargée ni trop surchargée.

#### 4.5.1.2 Caractéristiques de la batterie

Avant de passer à la phase de la modélisation de la batterie, il convient de présenter brièvement les principales caractéristiques de la batterie.

##### a) Capacité

La capacité d'une batterie est une mesure de la quantité d'énergie qui peut être fournie par la batterie lors d'une décharge normale, sans que la tension descende en dessous de la limite de décharge. Elle dépend des conditions d'utilisation (régime auquel est effectuée la décharge,

température, vieillissement,...) et elle est proportionnelle à la quantité de matière active mise en jeu.

En général, la capacité nominale d'une batterie est définie à 20°C, en déchargeant la batterie à l'aide d'un courant constant pendant 10 heures, ce qui correspond à la capacité de batterie C/10 ou  $C_{10}$ . Cependant, dans le cas des batteries destinées aux applications photovoltaïques, les constructeurs mentionnent souvent la capacité de la batterie  $C_{100}$ , correspondant à un régime de décharge avec un courant constant pendant 100 heures, ce qui présente une information utile pour les applications où les batteries doivent pouvoir couvrir le besoin d'énergie pendant plusieurs jours d'affilée.

En effet, le régime de décharge influe sur la capacité de batterie, plus la batterie est déchargée lentement plus la capacité de stockage augmente. La figure 4.9 montre cette caractéristique pour une batterie plomb-acide (100 Ah, 12 V).

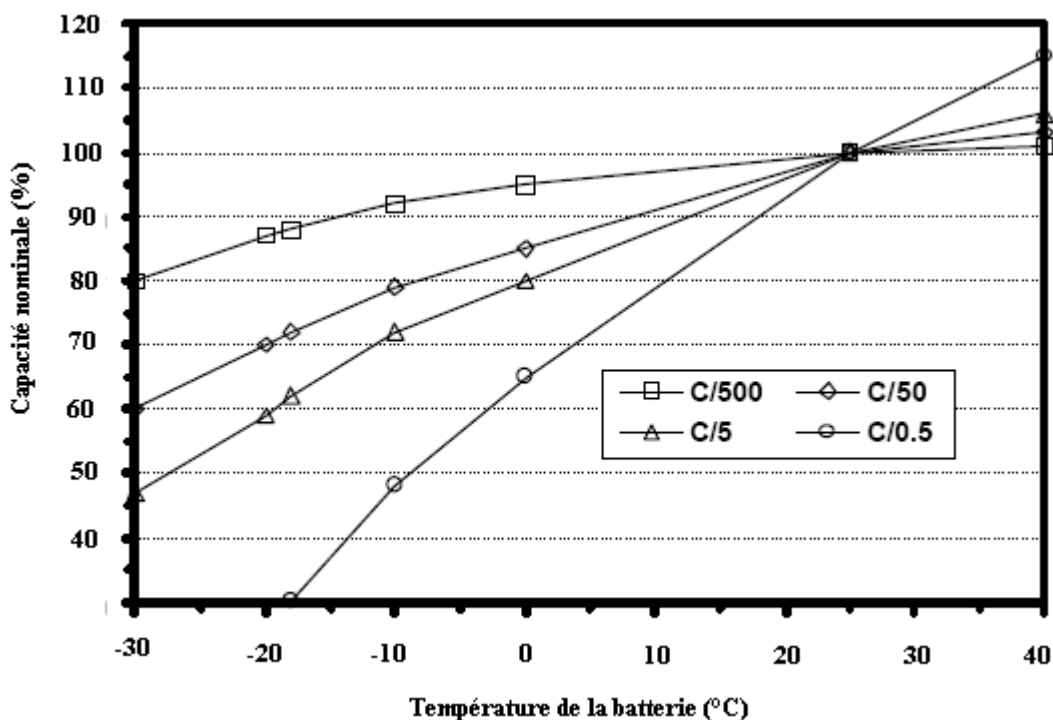


Figure 4.9: Effets du courant de décharge et de la température sur la capacité de la batterie

[98]

#### b) Etat de charge (SOC)

L'état de charge (SOC) d'une batterie est la quantité résiduelle de charge pouvant être restituée par rapport à la capacité à pleine charge (nominale). L'état de charge est exprimé en



pourcentage et il est de 100% quand la batterie est entièrement chargée et 0% pour une batterie totalement déchargée.

c) Profondeur de décharge (DOD)

La profondeur de décharge d'une batterie est définie comme le pourcentage de la capacité que l'on peut extraire de la batterie par rapport à sa capacité nominale. Si la batterie est déchargée au-delà de sa DOD, elle ne pourra plus être déchargée.

d) Résistance interne

La résistance interne d'une batterie en bon état est très faible, sa valeur varie selon l'état de charge et la température. Elle augmente avec le vieillissement de la batterie et est très sensible aux conditions d'utilisation, elle peut même devenir gênante et empêcher la recharge de la batterie. Durant la décharge, la résistance de la batterie augmente après une période initiale de stabilité. Cette variation de la résistance est due principalement aux phénomènes de:

- la transformation des matières actives initialement conductrices (dioxyde de plomb qui constitue la plaque positive et le plomb qui constitue la plaque négative) en composé isolant sulfate de plomb ( $\text{PbSO}_4$ ).
- la diminution de la concentration de l'électrolyte (consommation du  $\text{H}_2\text{SO}_4$  et apparition d'eau  $\text{H}_2\text{O}$ ).

e) Autodécharge

L'autodécharge est l'ensemble des réactions chimiques et électrochimiques se produisant en circuit ouvert sans donner lieu à une énergie électrique utilisable. Elle est exprimée en pourcentage de la perte relative de capacité par jour/mois/an. L'autodécharge varie fortement avec la température (elle double presque de valeur tous les  $10^\circ\text{C}$ ) et son taux augmente aussi avec le vieillissement de la batterie. La figure 4.10 montre ce phénomène d'autodécharge pour une batterie en fonction de la température et de la période de stockage.

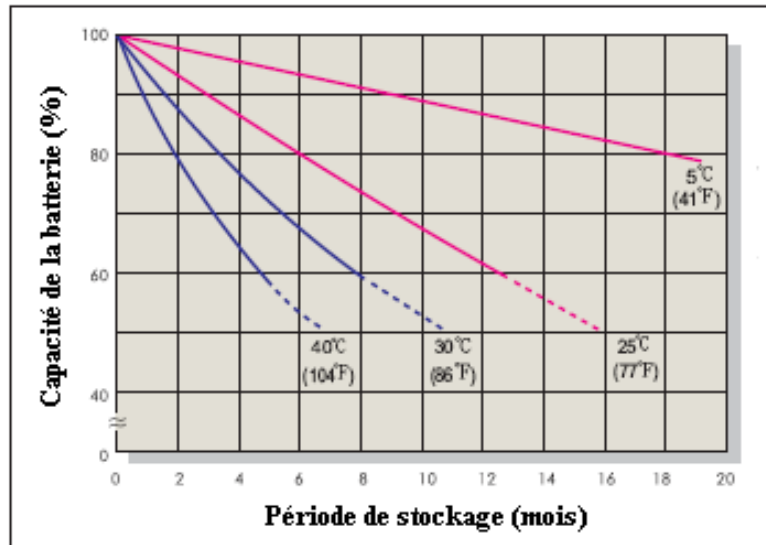


Figure 4.10: Caractéristiques d'autodécharge [99]

f) Stratification

Au fur et à mesure des cycles de charge/décharge, la distribution de l'électrolyte devient de moins en moins uniforme, l'acide a tendance à se concentrer en bas en laissant de l'eau ayant une densité plus faible en haut, créant un phénomène de stratification de la densité d'acide. Cela peut conduire à la corrosion des électrodes et avoir pour effet de réduire la durée de vie des batteries si ce phénomène est prolongé. On y remédie par une charge d'égalisation (régénération) qui a pour effet de brasser l'électrolyte liquide.

g) Sulfatation

Le sulfate de plomb se crée naturellement lors de la décharge. Au départ, ce sulfate apparaît sous une forme granuleuse, facilement retransformable lors de la charge de la batterie. Malheureusement, le sulfate de plomb a tendance à recristalliser sous une forme plus stable et électriquement isolante qui empêche la recharge. Ce phénomène, qui porte le nom de sulfatation, est la principale cause de dégradation des batteries et il se produit surtout lorsque:

- la batterie est laissée pendant une longue période dans un état déchargé.
- la température de fonctionnement de la batterie dépasse un certain seuil.

La sulfatation a pour effet de diminuer la capacité nominale et d'élever la résistance interne de la batterie. De même que pour la stratification, on peut y remédier partiellement par une charge d'égalisation périodique.

## h) Durée de vie

La durée de vie d'une batterie est le nombre de cycles charge/décharge que peut supporter une batterie avant la perte de 20% de sa capacité nominale et elle peut être exprimée en années.

La durée de vie dépend principalement de la profondeur de décharge. En effet, le vieillissement des batteries est plus rapide lorsqu'elles effectuent des cycles profonds avec une réduction importante de la durée de vie au-delà d'une profondeur de décharge de 30%, comme le montrent les figures 4.11 et 4.12.

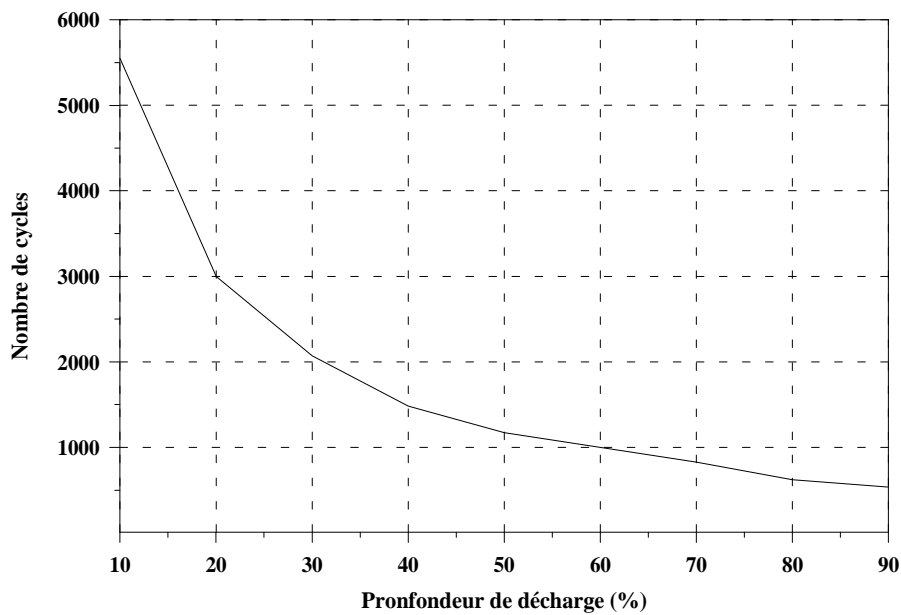


Figure 4.11: Influence de la profondeur de décharge sur la durée de vie [100]

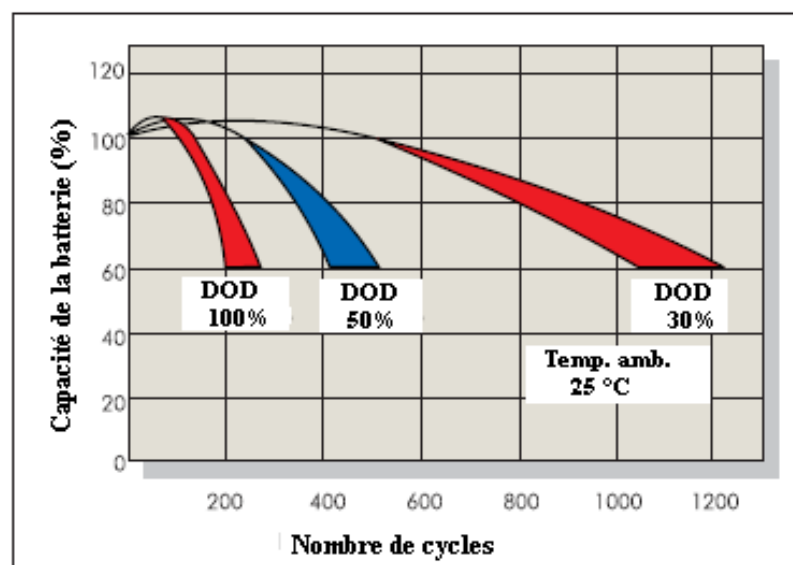


Figure 4.12. Influence de la profondeur de décharge sur la durée de vie [99]

## 4.5.2 Modèles de prédiction du comportement de la batterie

### 4.5.2.1 Modèles de la littérature

Compte tenu du caractère relativement complexe des batteries électrochimiques, il s'avère difficile de développer un modèle général. Les différents modèles existant dans la littérature pour les batteries sont d'une mise en œuvre difficile. Ils peuvent être classés en deux catégories selon leur objectif [101]:

- les modèles décrivant la batterie et son fonctionnement à l'échelle microscopique et les différents phénomènes électrochimiques y sont pris en compte de façon très fine. Leur mise en œuvre nécessite la connaissance d'un grand nombre de paramètres physiques concernant les matériaux constituant la cellule et des moyens de calcul très importants [102, 103, 104].
- les modèles de comportement dont l'objectif est, non pas de caractériser l'état microscopique interne, mais de décrire les variations des grandeurs macroscopiques externes au cours du fonctionnement. Ils utilisent la connaissance du fonctionnement interne pour établir des corrélations entre les grandeurs caractéristiques définies par: la tension, le courant, la température et l'état de charge de la batterie. [105, 106, 107].

La présente étude concerne la modélisation énergétique des systèmes à sources renouvelables. Il est cependant inutile d'affiner la modélisation du fonctionnement de la batterie au niveau électrochimique. A cet effet, un modèle physique comportemental est utilisé, il permet de produire une description de la relation tension-courant lors des processus de charge et de décharge et de déterminer l'état de charge de la batterie.

### 4.5.2.2 Modèles physiques

Dans la littérature, il existe une large variété de modèles physiques de batteries. Parmi ces modèles on trouve ceux qui représentent la batterie par un circuit électrique équivalent, composé d'une source idéale de tension, d'une résistance et d'une capacité [108, 109]. D'autres modèles, se basent sur un schéma électrique dans lequel la batterie est décrite par seulement deux éléments: une source de tension et une résistance, comme montré dans la figure 4.13 [9, 10, 95, 110].

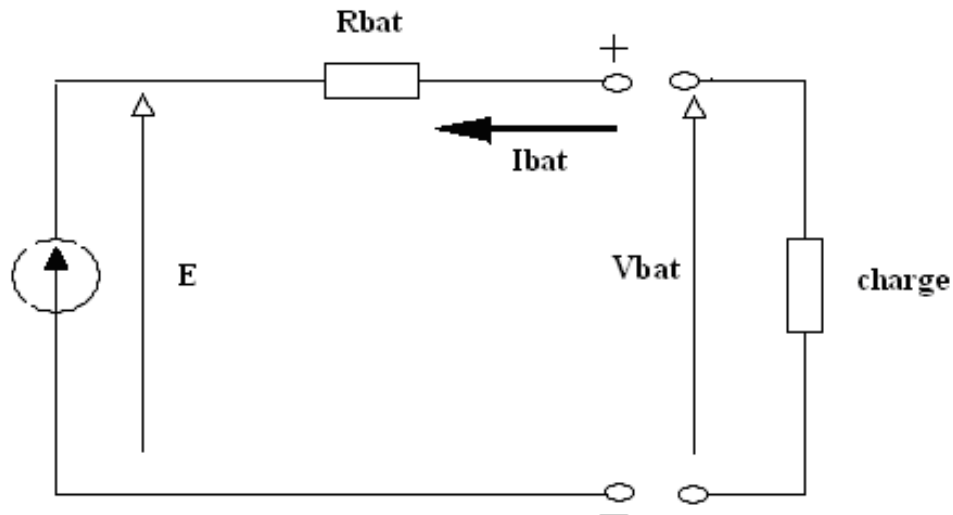


Figure 4.13: Schéma électrique équivalent de la batterie

#### 4.5.2.2.1 Caractéristique courant-tension de la batterie

La tension aux bornes de la batterie peut être exprimée en fonction de sa tension à vide et de la chute de tension due à la résistance interne de la batterie [9, 10, 95, 110].

$$V_{\text{bat}} = E_{\text{bat}} + I_{\text{bat}} R_{\text{bat}} \quad (4.46)$$

Où  $E_{\text{bat}}$  est la force électromotrice de la batterie (V),  $R_{\text{bat}}$  est la résistance interne de la batterie ( $\Omega$ ) et  $I_{\text{bat}}$  est le courant de la batterie (A); ( $I_{\text{bat}} > 0$  lors du processus de charge et  $I_{\text{bat}} < 0$  pendant le processus de décharge).

La force électromotrice de la batterie dépend de la concentration de l'électrolyte et de l'état de charge de la batterie, elle peut être exprimée par l'équation suivante [9, 10, 95, 110].

$$E_{\text{bat}} = E_0 + K_e \log(\text{SOC}) \quad (4.47)$$

Avec  $E_0$ : la force électromotrice de la batterie à pleine charge (V),  $K_e$ : un coefficient empirique et SOC: l'état de charge de la batterie.

Lors des processus de charge et de décharge, la résistance interne de la batterie varie en fonction de l'état de charge. Sa détermination a fait l'objet de plusieurs travaux [5, 66] dans lesquels la résistance de la batterie est considérée comme la somme de deux composantes: une résistance de l'électrolyte  $R_{\text{electrolyte}}$  et une résistance des électrodes  $R_{\text{electrode}}$ :

$$R_{\text{bat}} = R_{\text{electrode}} + R_{\text{electrolyte}} \quad (4.48)$$

#### 4.5.2.2 Description des modèles physiques

Généralement, les modèles physiques de simulation de la batterie sont constitués de deux parties: l'une décrivant le modèle de capacité et l'autre, le modèle de tension de la batterie.

Parmi ces modèles, on trouve le modèle EMP développé par le Centre Energétique et Procédés de l'Ecole des Mines de Paris [9] et le modèle présenté par Copetti et al [10] connu sous le nom de CIEMAT et qui a été utilisé dans la littérature [95, 110]. Ces deux modèles, basés sur le schéma équivalent de la batterie de la figure 4.13, permettent de décrire le comportement de la batterie dans les trois régimes: de charge, de décharge et de surcharge.

A la différence du modèle EMP, le modèle CIEMAT décrit la batterie plomb-acide par des équations normalisées à la capacité nominale  $C_{10}$  (décharge à courant constant pendant 10 heures).

Pour ces deux modèles, les équations décrivant les trois régimes de fonctionnement dépendent de plusieurs paramètres à savoir la résistance interne, l'état de charge et la force électromotrice de la batterie pour le modèle EMP, et le courant et la capacité fournis par la batterie au cours d'une décharge en 10 heures pour le modèle CIEMAT. Cela rend leur utilisation difficile en absence de ces données.

#### 4.5.2.3 Modèle utilisé dans la présente étude

Pour cette étude, une simple approche mathématique est utilisée pour simuler le comportement de la batterie au sein du système. Cette approche est basée sur l'hypothèse que la variation de la tension pendant les régimes de charge et de décharge peut être négligée [5, 18, 66, 154, 156]. De plus, notre méthode de dimensionnement étant basée sur des concepts énergétiques et non électriques, il n'est pas nécessaire pour nous de connaître les caractéristiques courant-tension de la batterie, et la connaissance de l'état de charge de la batterie à un instant  $t$  est suffisant pour notre problématique.

La capacité disponible dans la batterie à chaque instant  $t$ , est exprimée en fonction de sa capacité à l'état précédent correspondant à  $t-1$ , de l'énergie produite et de l'énergie consommée pendant la période allant de  $t-1$  à  $t$ . Certains auteurs modélisent la capacité de la batterie en terme d'état de charge [5, 18, 66, 111, 112].

Deux processus de fonctionnement de la batterie sont définis: le processus de charge et le processus de décharge.

Processus de charge

Lors du processus de charge, lorsque l'énergie totale produite par les deux générateurs PV et éolien est supérieure à l'énergie demandée par la charge, la capacité des batteries à l'instant  $t$  peut être exprimée par [17, 19]:

$$C_{\text{bat}}(t) = C_{\text{bat}}(t-1) \cdot (1 - \sigma_1) + \left( P_{\text{pv}}(t) + P_{\text{ge}}(t) \cdot \eta_{\text{red}}(t) - \frac{P_{\text{cha}}(t)}{\eta_{\text{ond}}(t)} \right) \eta_{\text{bat}} \Delta t \quad (4.49)$$

Où

$C_{\text{bat}}(t)$  et  $C_{\text{bat}}(t-1)$  sont respectivement la capacité disponible à l'heure  $t$  et  $t-1$  (Wh);

$P_{\text{pv}}(t)$ ,  $P_{\text{ge}}(t)$  et  $P_{\text{cha}}(t)$  sont respectivement les puissances produites par le générateur PV, le générateur éolien et la puissance de la charge à l'instant  $t$  (W),

$\eta_{\text{bat}}$  est le rendement de la batterie; il est égal à 1 lors du processus de décharge et il est compris entre 0.65 et 0.85, dépendant du courant, lors du processus de charge [17, 22, 111].

$\sigma_1$  est le taux d'autodécharge; la littérature [60, 95] donne une valeur mensuelle comprise dans l'intervalle [1 – 6%] à une température de (20 – 25°C).

$\eta_{\text{ond}}(t)$  et  $\eta_{\text{red}}(t)$  représentent respectivement le rendement de l'onduleur et le rendement du redresseur et  $\Delta t$  est le pas de temps de simulation (dans notre étude,  $\Delta t = 1$ ).

Pendant ce processus, le courant de charge à l'instant  $t$ ,  $I_{\text{bat}}(t)$ , peut être exprimé par l'équation suivante:

$$I_{\text{bat}}(t) = \frac{P_{\text{pv}}(t)}{V_{\text{bat}}(t)} + \frac{P_{\text{ge}}(t) \cdot \eta_{\text{red}}}{V_{\text{bat}}(t)} - \frac{P_{\text{cha}}(t) / \eta_{\text{ond}}(t)}{V_{\text{bat}}(t)} \quad (4.50)$$

Avec  $V_{\text{bat}}$  : tension du block batteries (V).

Processus de décharge

Quand la consommation devient supérieure à l'énergie produite par les deux générateurs PV et éolien, la batterie commence à se décharger. Dans ce cas, la capacité et le courant de décharge de la batterie à l'heure  $t$  peuvent être décrits par les deux équations suivantes:

$$C_{\text{bat}}(t) = C_{\text{bat}}(t-1) \cdot (1 - \sigma_1) - \frac{1}{\eta_{\text{bat}}} \left( \frac{P_{\text{cha}}(t)}{\eta_{\text{ond}}(t)} - (P_{\text{pv}}(t) + P_{\text{ge}}(t) \cdot \eta_{\text{red}}(t)) \right) \Delta t \quad (4.51)$$

$$I_{\text{bat}}(t) = \frac{P_{\text{cha}}(t)/\eta_{\text{ond}}(t)}{V_{\text{bat}}(t)} - \frac{P_{\text{pv}}(t)}{V_{\text{bat}}(t)} - \frac{P_{\text{ge}}(t)\cdot\eta_{\text{red}}(t)}{V_{\text{bat}}(t)} \quad (4.52)$$

Afin d'éviter la dégradation de la batterie et de prolonger la durée de vie de la batterie, à chaque instant, la batterie est soumise à deux contraintes principales définies comme suit:

- la valeur maximale du courant de charge ne doit pas dépasser le 1/5 de sa capacité nominale comme le recommandent les différents constructeurs ainsi que le Laboratoire National de Sandia [113].
- la capacité de la batterie doit être comprise dans l'intervalle défini par:

$$C_{\text{min,bat}} \leq C_{\text{bat}}(t) \leq C_{\text{max,bat}} \quad (4.53)$$

Où  $C_{\text{max,bat}}$  et  $C_{\text{min,bat}}$  sont respectivement les capacités maximale et minimale de la batterie.

Dans cette étude, la capacité maximale de la batterie est prise égale à la capacité nominale  $C_{\text{n,bat}}$  et par conséquent la capacité minimale de la batterie est exprimée par l'équation suivante:

$$C_{\text{min,bat}} = (1 - \text{DOD}_{\text{max}}) \cdot C_{\text{n,bat}} \quad (4.54)$$

$\text{DOD}_{\text{max}}$  est la profondeur de décharge maximale de la batterie qui représente le rapport entre la capacité maximale qui pourrait être extraite de la batterie et sa capacité nominale (maximale).

A un moment donné, l'état de charge de la batterie est exprimé par l'équation suivante:

$$\text{SOC}(t) = \frac{C_{\text{bat}}(t)}{C_{\text{max,bat}}} \quad (4.55)$$

Par conséquent, la profondeur de décharge est calculée à partir de l'équation:

$$\text{DOD}(t) = 1 - \text{SOC}(t) \quad (4.56)$$

Selon les spécifications des constructeurs de batteries, la durée de vie d'une batterie peut être prolongée si la profondeur de décharge prend des valeurs inférieures à 50% qui correspondent à un état de charge supérieur à 50% [113]. En effet, l'état de charge de la batterie est un bon indicateur pour le contrôle des régimes de surcharge et de décharge profonde de la batterie ( $\text{DOD}(t) > \text{DOD}_{\text{max}}$ ).

Le régime de surcharge peut se produire quand la puissance totale délivrée par les deux générateurs PV et éolien dépasse largement celle de la charge, ou bien quand une faible



demande existe. Dans un tel cas, l'état de charge atteint son maximum,  $SOC_{\max} = 1$ , et le système de contrôle (régulateur de charge) intervient pour arrêter le processus de charge.

Ainsi, lorsque l'état de charge diminue jusqu'à un état de charge déterminé,  $SOC_{\min} = 1 - DOD_{\max}$ , le système de contrôle déconnecte la charge.

Ce système de contrôle de l'état de charge de la batterie permet d'une part, d'éviter la dégradation et la destruction de la batterie et d'autre part, de prolonger sa durée de vie.

Néanmoins, l'application de surtensions à la batterie à un intervalle de quelques mois est recommandée par les constructeurs afin d'éviter le phénomène de stratification de l'électrolyte [113].

#### 4.5.2.4 Modèle thermique de la batterie

La capacité est une des caractéristiques les plus importantes d'une batterie. En pratique, cette capacité dépend de plusieurs paramètres, principalement, le courant de décharge et la température.

La plupart des constructeurs fournissent des courbes de la correction de la capacité en fonction de la température pour les batteries. La figure 4.9 montre aussi l'influence de la température sur la capacité. Cette dernière augmente avec l'augmentation de la température, mais cela est limité par le fait qu'aux températures élevées, la durée de vie de la batterie est réduite (Fig. 4.14). Cependant, dès que la température baisse, les performances d'autonomie chutent de manière importante (Fig. 4.9).

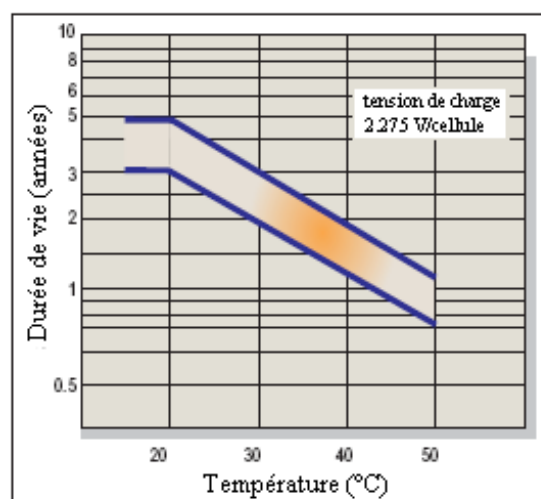


Figure 4.14: Influence de la température sur la durée de vie [99]

Selon les constructeurs de batteries, la durée de vie des batteries peut être réduite d'un facteur 2 pour chaque intervalle de 10°C au delà de 20 °C (Fig.4.14), quant à la capacité, elle augmente avec l'augmentation de la température (Fig. 4.9).

L'influence de la température sur la capacité peut se traduire par un facteur de correction. Généralement, dans la littérature, la variation de la capacité en fonction de la température est simulée par le modèle décrit par l'équation suivante [111, 114]:

$$C_{\text{bat},T_{\text{bat}}} = C_{\text{bat},T_{\text{ref}}} (1 + \delta_c (T_{\text{bat}} - T_{\text{ref}})) \quad (4.57)$$

Où  $C_{\text{bat},T_{\text{bat}}}$  est la capacité disponible dans la batterie correspondant à la température de la batterie  $T_{\text{bat}}$  qui est fonction du courant de charge,  $C_{\text{bat},T_{\text{ref}}}$  est la capacité nominale de la batterie fournie par le constructeur et qui correspond à une température de référence  $T_{\text{ref}} = 25^\circ\text{C}$  et  $\delta_c$  est le coefficient de la variation de la capacité en fonction de la température, sa valeur varie dans l'intervalle 0.5–1%/1°C [111, 114].

Dans notre modèle de comportement de la batterie, il est difficile de prendre en compte l'effet de la température. De plus, l'inertie de la batterie rend encore plus difficile la connaissance de la température de fonctionnement. Par conséquent, pour cette étude, l'influence de la température est négligée.

#### 4.6 Modélisation du groupe électrogène

Un groupe électrogène est un dispositif autonome capable de produire de l'électricité. La plupart des groupes électrogènes sont constitués d'un moteur thermique qui entraîne un alternateur. Ils sont utilisés en tant que sources principales d'énergie électrique autonomes dans des zones non raccordées à un réseau d'énergie ou comme sources d'énergie de secours pour les systèmes à sources renouvelables dans les sites isolés dépourvus de tout apport énergétique.

Plusieurs types de groupes électrogènes sont disponibles, ils se classent selon divers paramètres tels que le carburant utilisé, la vitesse de rotation du moteur, le niveau sonore. Ces différents paramètres sont choisis en fonction de l'utilisation future du groupe: type de fonctionnement (continu ou intermittent), disponibilité et coût du carburant, proximité de l'habitation (recherche d'un niveau sonore acceptable pour l'utilisateur).

Dans cette étude, on envisage seulement les groupes électrogènes diesel. On distingue le groupe diesel (1500 tr/min) noté Diesel 1500 et le groupe diesel (3000 tr/min) noté Diesel 3000.

Le choix du type de groupe électrogène est lié aux fréquences de fonctionnement du groupe: un groupe Diesel 1500 est mieux adapté à une utilisation permanente (fonctionnement continu) et un groupe diesel 3000 est conseillé pour une utilisation occasionnelle (régime de secours).

#### 4.6.1 Puissance fournie par le groupe électrogène

La puissance fournie par un groupe électrogène,  $P_{gr}$ , est la somme d'un terme constant correspondant à la puissance consommée lors de son fonctionnement à vide  $P_{v,gr}$  et de la puissance dépendant de la consommation de carburant affectée d'un rendement de conversion  $\eta_{c,gr}$  :

$$P_{gr} = P_{v,gr} + \eta_{c,gr} \cdot PCI_v \cdot Q_v \quad (4.58)$$

Où

$Q_v$  est la consommation du groupe (l/h) et  $PCI_v$  est le pouvoir calorifique inférieur volumique du carburant exprimé en kWh/l. Pour l'essence,  $PCI_v = 9.43$  kWh/l et pour le diesel  $PCI_v = 10.08$  kWh/l.

A puissance nominale, l'équation 4.58 devient:

$$P_{gr}^n = P_{v,gr} + \eta_{c,gr} \cdot PCI_v \cdot Q_v^n \quad (4.59)$$

$Q_v^n$  est la consommation du groupe à pleine charge (l/h),

$P_{gr}^n$  est la puissance nominale du groupe (kW),

$P_{v,gr}$  est la puissance à vide du groupe (kW). Dans la littérature [115, 116, 117], elle est estimée à 30 % de sa puissance nominale:

#### 4.6.2 Consommation du groupe électrogène

La combinaison des deux équations (4.58) et (4.59) permet d'écrire l'équation suivante qui exprime la consommation du groupe en fonction de la puissance électrique fournie [118, 119]:

$$\frac{Q_v}{Q_v^n} = \left[ \frac{P_{gr}^n}{\eta_{c,gr} \cdot PCI_v \cdot Q_v^n} \right] \frac{P_{gr}}{P_{gr}^n} + \left[ 1 - \frac{P_{gr}^n}{\eta_{c,gr} \cdot PCI_v \cdot Q_v^n} \right] \quad (4.60)$$

Dans l'équation (4.60) le rapport  $Q_v^n / P_{gr}^n$ , l/kWh, représente la consommation spécifique qui est définie comme la consommation du carburant nécessaire à la production d'un kilowattheure d'électricité à pleine charge.

Dans la littérature, la consommation spécifique d'un générateur diesel a été estimée par plusieurs auteurs. Dans [120], utilisant des groupes diesel 1500 tr/min, l'auteur estime que la consommation spécifique varie entre 0.3 l/kWh et 0.45 l/kWh; dans cette étude, l'auteur tient compte de l'influence de l'altitude qui se traduit par une augmentation de la consommation spécifique. Dans [121], ce paramètre a été estimé à 0.4 l/kWh. Dans [119], l'auteur préconise une valeur de 0.3 l/kWh correspondant à la consommation spécifique pour de petits groupes.

Dans cette étude, basées sur les données des constructeurs de groupes électrogènes [122, 123, 124, 125], les consommations spécifiques pour les groupes appartenant aux deux catégories pour différentes puissances nominales sont reportées sur la figure 4.15.

Ces données montrent que pour les petites puissances, la consommation spécifique varie relativement dans un intervalle plus large alors qu'elle est sensiblement constante pour des puissances supérieures. Une valeur moyenne de 0.3 l/kWh est obtenue à partir de ces données des constructeurs. Cela confirme la valeur estimée de la consommation spécifique dans les études précédentes.

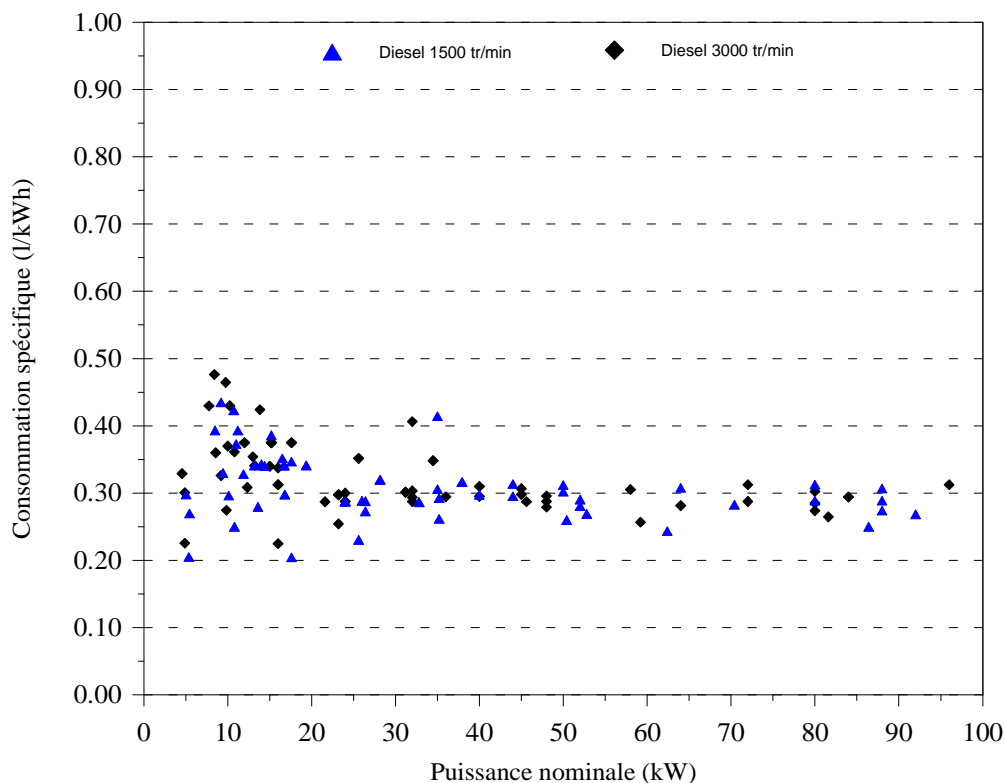


Figure 4.15: Consommations spécifiques des groupes électrogènes

Cependant, l'équation (4.60) montre que la relation entre la consommation du gasoil et la puissance produite du groupe électrogène peut être approximée par une fonction linéaire définie comme suit:

$$\frac{Q_v}{Q_v^n} = A \frac{P_{gr}}{P_{gr}^n} + (1 - A) \quad (4.61)$$

Avec  $A = \frac{P_{gr}^n}{\eta_{c,gr} \cdot PCI_v \cdot Q_v^n}$ . Le terme  $(1 - A)$  représente la consommation normalisée du groupe

lors de son fonctionnement à vide.

Dans les études précédentes [115, 117, 126, 127], une relation linéaire entre la consommation du gasoil normalisée et la puissance normalisée du groupe a été constatée et la consommation à vide du groupe est estimée à 30 % de la consommation à puissance nominale. Dans [128], l'auteur a constaté que cette consommation est de l'ordre de 25%. Ainsi dans ces différentes études, les auteurs recommandent de ne pas faire fonctionner un groupe à moins d'un certain pourcentage de la charge maximale car il en résulterait des problèmes de corrosions chimiques et de calaminage.

Dans cette étude, en se basant sur les données de différents constructeurs de groupes électrogènes [122, 123, 124, 125] et en utilisant les équations 4.60 et 4.61, le paramètre A peut être déterminé et la relation entre la puissance et la consommation du groupe peut être donnée par l'équation suivante et présentée dans la figure 4.16:

$$\frac{Q_v}{Q_v^n} = 0.78 \frac{P_{gr}}{P_{gr}^n} + 0.22 \quad (4.62)$$

Ces résultats sont proches de ceux de la bibliographie, une consommation à vide de 22% de la consommation à puissance nominale contre 25-30% dans la littérature.

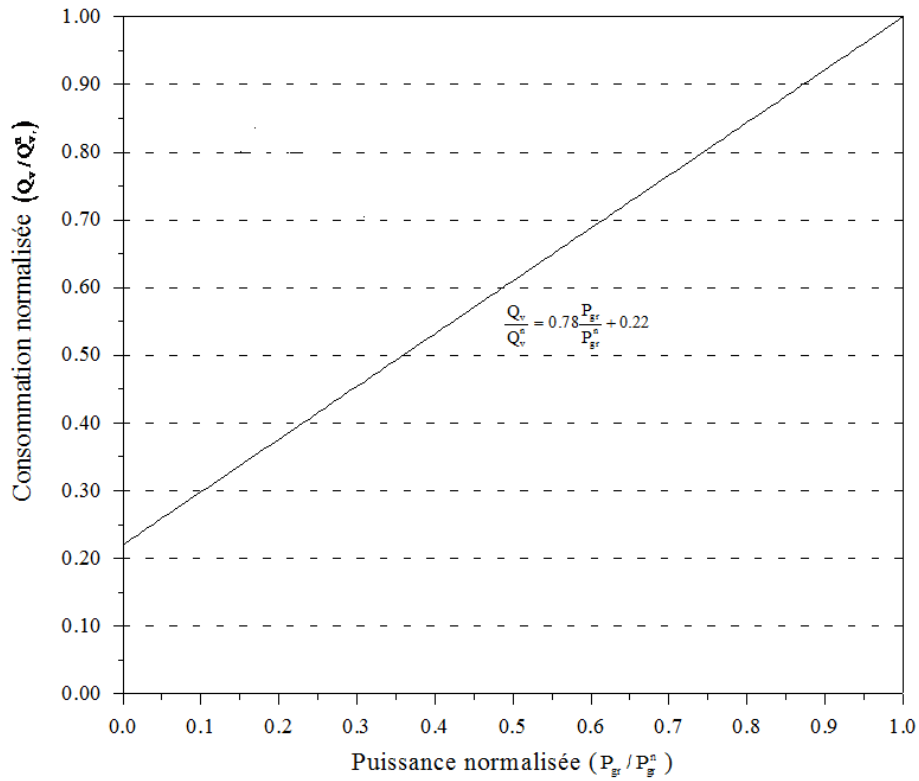


Figure 4.16: Variation de la consommation du groupe électrogène en fonction de sa puissance

### 4.6.3 Rendement du groupe

Comme toute machine de conversion, un groupe électrogène est caractérisé par son rendement  $\eta_{gr}$ . Ce rendement, défini comme le rapport de la puissance électrique fournie sur l'équivalent énergétique du carburant utilisé pour le produire, peut s'exprimer par:

$$\eta_{gr} = \frac{P_{gr}}{PCI_v Q_v} \quad (4.63)$$

En combinant les équations (4.60) et (4.63), le rendement du groupe électrogène peut s'exprimer en fonction de la puissance de la charge et son équation est donnée sous la forme suivante:

$$\eta_{gr} = \frac{1}{\left[ \left( \frac{1}{\eta_{gr}^n} - \frac{1}{\eta_{c,gr}} \right) \frac{P_{gr}^n}{P_{gr}} + \frac{1}{\eta_{c,gr}} \right]} \quad (4.64)$$

$\eta_{gr}^n$  est le rendement du groupe électrogène pour une puissance électrique égale à la puissance nominale  $P_{gr}^n$ .

Il est clair que le rendement du groupe dépend largement de la charge. A faibles charges, le rendement diminue.

#### 4.7 Conclusion

La modélisation du système complet est présentée dans ce chapitre, son objectif principal est d'établir des modèles mathématiques pour tous les éléments composant le système pour la simulation de leur fonctionnement.

Pour le générateur PV, la modélisation est orientée vers le paramètre de la puissance maximale du fait qu'il présente un paramètre d'intérêt dans les applications pratiques. Plusieurs modèles sont présentés pour l'estimation de la puissance maximale. Les résultats de simulation issus de ces modèles sont comparés aux données expérimentales, cette comparaison montre une bonne adéquation entre les données simulées et mesurées, particulièrement pour les modèles 1 et 3.

Pour le générateur éolien, différents modèles sont présentés pour la simulation de la puissance de sortie de l'éolienne. Les résultats issus de ces modèles sont comparés avec les données des constructeurs. Ces résultats montrent qu'il n'existe aucun modèle qui fonctionne mieux avec tous les types d'éoliennes, par contre, le modèle linéaire et le modèle quadratique 1 sont trouvés satisfaisants pour l'estimation de la puissance de l'éolienne pour tous les types d'éoliennes testés.

Le convertisseur est modélisé par un modèle simple qui tient compte des pertes générées par le convertisseur. Il est fonction de la puissance de sortie du convertisseur.

Pour la partie stockage, les batteries sont modélisées par une approche énergétique permettant de déterminer leur capacité. L'analyse effectuée sur les caractéristiques des batteries montrent que la température et la profondeur de décharge ont une grande influence sur la capacité des batteries. Bien que la capacité de la batterie soit plus élevée, sa durée de vie est raccourcie.

Enfin, pour le groupe électrogène utilisé comme source auxiliaire, un modèle décrit par une fonction linéaire est présenté. Ce modèle permet d'estimer la consommation en gasoil du groupe en fonction de la puissance produite.





# **Chapitre 5**

## **Dimensionnement et optimisation du système hybride PV/éolien**

### **5.1 Introduction**

Le caractère aléatoire des ressources d'énergie renouvelables fait que le système autonome utilisant une seule source d'énergie renouvelable nécessite une large capacité de stockage afin de satisfaire les besoins de la charge en énergie et d'assurer une meilleure fiabilité de la production d'énergie.

L'utilisation des systèmes hybrides, combinant plusieurs sources d'énergie, permet de réduire les besoins de stockage et d'atténuer les fluctuations de la production causées par la nature aléatoire de ces ressources.

Les systèmes hybrides autonomes, associant un générateur PV, un générateur éolien et des batteries de stockage, peuvent constituer une excellente alternative. Grâce à la complémentarité des deux sources d'énergie, il est possible de profiter des avantages de chacune des deux, tout en minimisant leurs inconvénients. Le dimensionnement des composants du système joue un rôle primordial. Il est cependant nécessaire de réaliser une optimisation technico-économique d'un tel système de production-stockage.

Ce chapitre présente l'étude d'optimisation de dimensionnement du système hybride PV/éolien autonome avec batteries de stockage.

### **5.2 Méthodes de dimensionnement et d'optimisation du système**

Dans la littérature, plusieurs études de dimensionnement et d'optimisation de systèmes à sources renouvelables sont présentées. Ces études utilisent différentes approches pour déterminer la configuration optimale de ce type de systèmes [11-23]. Les principales approches présentées dans la littérature sont citées dans le chapitre 1.

Les méthodes intégrant à la fois les critères techniques et économiques permettent de donner une évaluation globale du système et offrent une vision plus réaliste du choix de la meilleure configuration du système.

### 5.3 Méthodologie d'optimisation utilisée dans notre travail

La méthode de dimensionnement présentée dans ce travail consiste à déterminer la configuration optimale du système, permettant de satisfaire les besoins de la charge en énergie selon deux critères d'optimisation: la fiabilité et le coût:

- la fiabilité est basée sur le concept de la probabilité de perte d'alimentation de la charge (LPSP). Cela permet de déterminer l'ensemble des configurations qui permet d'atteindre la valeur de LPSP désirée.
- le calcul du coût est basé sur le concept du coût du kilowattheure d'énergie (LCE), il permet de choisir la configuration optimale du système, parmi l'ensemble des configurations satisfaisant le critère technique (fiabilité), qui présente le coût minimal.

Trois paramètres de dimensionnement sont introduits dans le processus d'optimisation: la puissance crête du générateur PV, la puissance nominale du générateur éolien et la capacité nominale de stockage des batteries.

Dans cette étude, la fiabilité de la fourniture de l'énergie à la charge et le coût d'énergie sont décrits par des modèles mathématiques. Le modèle de la fiabilité est basé sur le concept de LPSP et le modèle économique est développé selon le concept du LCE.

Les sections suivantes 5.3.1 et 5.3.2 présentent ces deux modèles de simulation.

#### 5.3.1 Modèle de la fiabilité (technique) basé sur le concept de LPSP

En raison de la nature intermittente de l'éclairement solaire et du vent, impliquant un caractère aléatoire de la production d'énergie, le dimensionnement du système autonome à sources d'énergie renouvelables joue un rôle primordial dans l'étude de ses performances. Il permet de déterminer la taille de ses composants (générateur PV, générateur éolien et batteries de stockage) nécessaire pour satisfaire les besoins de la charge à alimenter.

Le mérite des systèmes autonomes devrait être jugé en termes de leur fiabilité de la fourniture d'énergie à la charge qui présente un facteur important pour le dimensionnement des systèmes. L'une des fonctions, permettant de décrire la fiabilité de la production d'énergie à la charge, est la fonction de probabilité donnée par l'une des définitions suivantes:

- la première, d'ordre temporel, est la probabilité de perte de charge LLP définie par le rapport entre la période pendant laquelle la charge n'est pas satisfaite  $T_{ns}$ , quand la puissance totale produite par les deux générateurs PV et éolien est insuffisante et

l'énergie stockée dans les batteries est épuisée, et la période totale de fonctionnement  $T$ ,  $LLP = T_{ns} / T$  [18].

- la deuxième, d'ordre énergétique, est la probabilité de perte d'alimentation de la charge (LPSP) définie comme la probabilité pour qu'un déficit énergétique se produise [19]. En termes d'état de charge des batteries, la LPSP peut être définie par la probabilité pour que l'état de charge, à tout instant  $t$ , soit inférieur au seuil minimal de l'énergie disponible dans la batterie [17].

A cet effet, la LPSP est déterminée par le rapport entre le déficit total en énergie et l'énergie totale consommée par la charge pendant la période considérée, autrement dit elle exprime le taux de non-satisfaction de la charge. Sa valeur peut être donnée par l'expression suivante [17, 19]:

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T DE(t)}{\sum_{t=1}^T P_{cha}(t) \Delta t} \quad (5.1)$$

Où  $DE(t)$  représente le déficit en énergie pendant l'heure  $t$ ,  $T$  est la période de fonctionnement (pour cette étude,  $T = 1$  année).

La valeur de LPSP est comprise dans l'intervalle  $[0 \ 1]$ . Quand la LPSP est égale à zéro, la charge est totalement satisfaite et lorsque la valeur de LPSP est égale à l'unité, la charge ne sera jamais satisfaite.

En utilisant le concept de LPSP, un modèle technique de dimensionnement du système est présenté. Ce modèle consiste à déterminer les différentes combinaisons (photovoltaïque, éolien et stockage) permettant de satisfaire les besoins de la charge en énergie pour une LPSP donnée. Il est appliqué sur deux types de configurations du système.

Le premier correspond à la configuration pour laquelle le générateur éolien est connecté à la charge via les convertisseurs AC/DC et DC/AC pour alimenter la charge alternative (Fig.5.1). Quant à la deuxième configuration, elle permet à l'énergie produite par le générateur éolien d'être directement envoyée à la charge à travers une unité d'alimentation électrique ininterrompible UPS (uninterruptable power supply) et le surplus d'énergie produite sera stocké dans les batteries de stockage après avoir été convertie en courant continu (Fig. 5.2). L'UPS permet d'assurer la continuité de l'alimentation de la charge.

Configuration 1: (les générateur PV et éolien sont reliés au système de stockage)

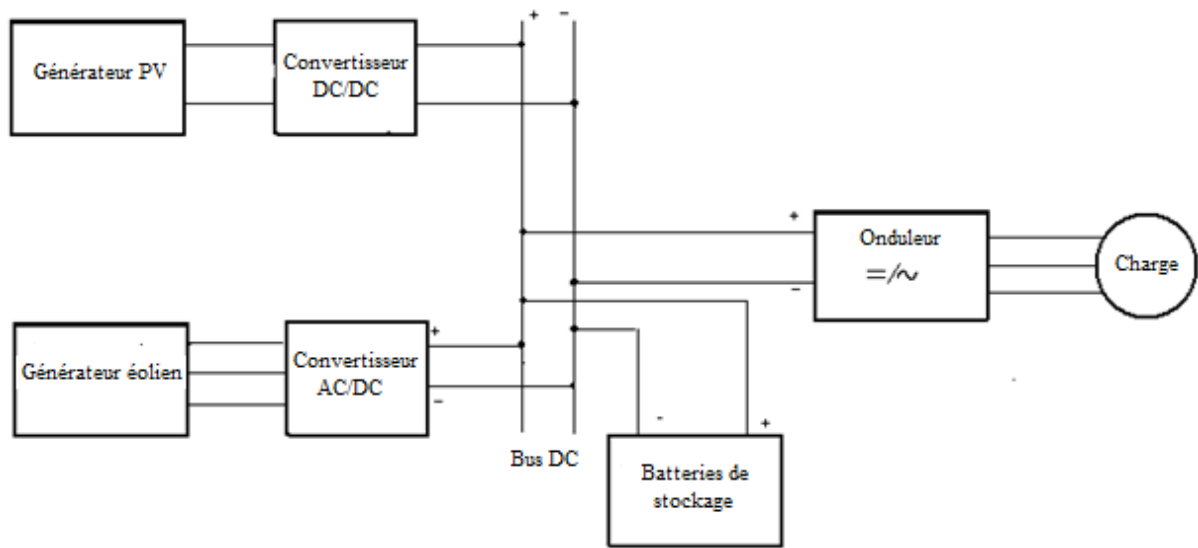


Figure 5.1: Diagramme schématisé du système hybride PV/éolien avec batteries de stockage configuration 1 (sans UPS)

La méthodologie et les formulations utilisées peuvent être résumées par les relations suivantes:

La puissance totale  $P_{\text{tot}}(t)$ , produite à la fois par les générateurs PV et éolien à l'instant  $t$ , est calculée comme suit:

$$P_{\text{tot}}(t) = P_{\text{pv}}(t) + P_{\text{ge}}(t) \quad (5.2)$$

$P_{\text{pv}}(t)$  et  $P_{\text{ge}}(t)$  sont respectivement la puissance issue du générateur PV et celle issue du générateur éolien à la sortie des convertisseurs DC/DC et AC/DC.

La puissance requise par la charge à l'entrée de l'onduleur  $P_{\text{ond}}(t)$  est calculée à partir de l'équation suivante:

$$P_{\text{ond}}(t) = \frac{P_{\text{cha}}(t)}{\eta_{\text{ond}}} \quad (5.3)$$

Avec  $P_{\text{cha}}(t)$  la puissance de la charge à l'instant  $t$  et  $\eta_{\text{ond}}$  le rendement de l'onduleur.

La puissance des batteries  $P_{bat}(t)$  à l'instant  $t$ , puissance entrant dans les batteries lors du processus de charge ou puissance sortant des batteries lors du processus de décharge, est obtenue par l'équation suivante:

$$P_{bat}(t) = P_{tot}(t) - P_{ond}(t) \quad (5.4)$$

Lors du fonctionnement du système, différentes situations se présentent:

- a) Dans le cas d'égalité entre la puissance totale produite par les deux générateurs PV et éolien et la puissance requise par la charge à l'entrée de l'onduleur, la capacité de stockage disponible dans les batteries reste constante (si le phénomène d'autodécharge est négligé).
- b) La puissance totale produite par les deux générateurs PV et éolien est supérieure à la puissance demandée par la charge à l'entrée de l'onduleur  $P_{ond}$ . Dans ce cas, le surplus de l'énergie produite est stocké dans les batteries de stockage jusqu'à leur capacité maximale. Quand la charge est totalement satisfaite et les batteries sont pleines, on parle du surplus d'énergie produit par le système.
- c) La puissance totale produite par le système est inférieure à la puissance nécessaire pour la charge à l'entrée de l'onduleur  $P_{ond}$ . Dans ce cas le déficit en énergie sera couvert par les batteries de stockage. Lorsque l'énergie disponible produite par les deux générateurs et stockée dans les batteries est insuffisante pour satisfaire la charge, un déficit en énergie  $DE(t)$  se produit. Il peut être déterminé à partir de l'expression suivante:

$$DE(t) = P_{cha}(t) \cdot \Delta t - \left( (P_{pv}(t) + P_{ge}(t)) \Delta t + (C_{bat}(t-1) - C_{min,bat}) \eta_{dech} \right) \cdot \eta_{ond} \quad (5.5)$$

Où  $\Delta t$  est le pas de temps utilisé pour le calcul (dans cette étude,  $\Delta t = 1$  heure) et  $\eta_{dech}$  est le rendement de la batterie lors du processus de décharge. Pendant ce temps, la puissance produite par les générateurs PV et éolien est supposée constante. Par conséquent, la puissance est numériquement égale à l'énergie dans cet intervalle de temps.

Configuration 2: Le générateur éolien est relié directement à la charge

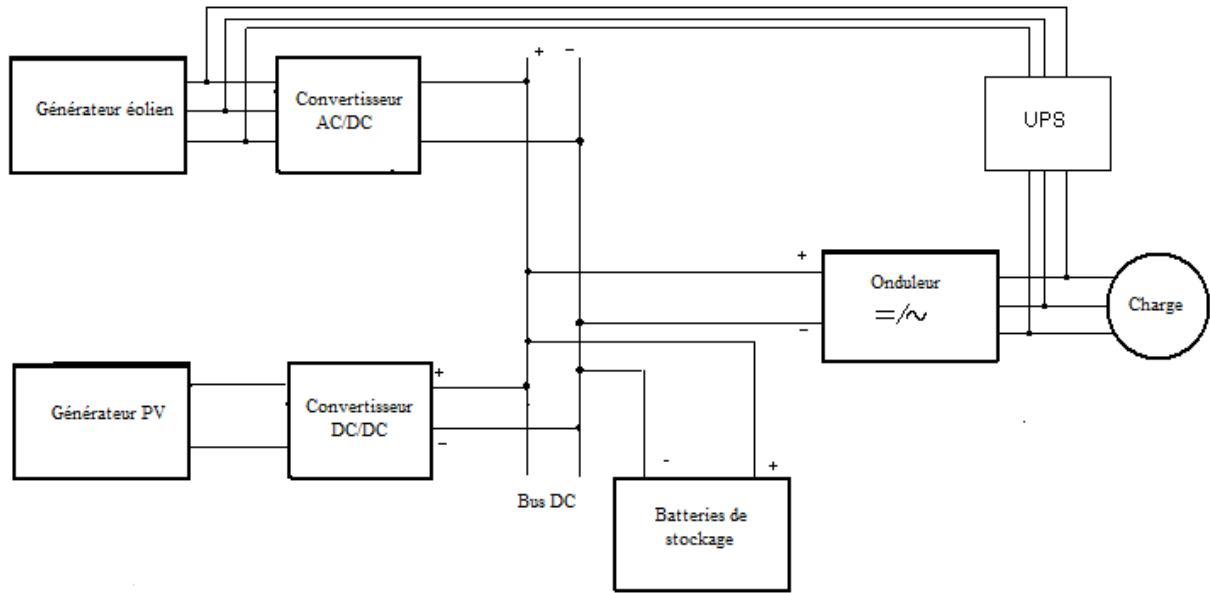


Figure 5.2: Diagramme schématique du système hybride PV/éolien avec batteries de stockage configuration 2 (avec UPS)

Pour la deuxième configuration utilisant une UPS, le générateur éolien est considéré comme la source primaire du système et l'énergie produite est directement envoyée à la charge via l'UPS. Le surplus de cette énergie transite à travers le convertisseur AC/DC pour être stocké avec l'énergie produite par le générateur PV dans les batteries.

La méthodologie utilisée peut être résumée comme suit:

La puissance totale des générateurs PV et éolien  $P_{tot}(t)$  sur le bus continu (sortie des convertisseurs DC/DC et AC/DC) peut être déterminée par l'équation suivante:

$$P_{tot}(t) = P_{pv}(t) + (P_{ge,ac}(t) - P_{cha}(t)) \eta_{red}(t) \quad (5.6)$$

Où  $P_{ge,ac}(t)$  est la puissance alternative à la sortie du générateur éolien et à l'entrée du convertisseur AC/DC (redresseur).

La puissance nécessaire pour la charge  $P_{ond}(t)$ , à l'entrée de l'onduleur, est exprimée par l'équation suivante:

$$P_{ond}(t) = \frac{P_{ge,ac}(t) - P_{cha}(t)}{\eta_{ond}(t)} \quad (5.7)$$

La puissance des batteries  $P_{bat}(t)$  à l'instant  $t$  est obtenue par l'équation suivante:

$$P_{bat}(t) = P_{tot}(t) - P_{ond}(t) \quad (5.8)$$

Lors du fonctionnement du système, différentes situations apparaissent. Elles sont résumées comme suit:

- a) La puissance de la charge est inférieure à la puissance alternative produite par le générateur éolien ( $P_{cha} < P_{ge,ac}$ ). Dans ce cas, le surplus d'énergie éolienne produite  $(P_{ge,ac} - P_{cha})\eta_{red}$  et l'énergie produite par le générateur PV seront stockées via les convertisseurs AC/DC et DC/DC dans les batteries de stockage. Si la capacité maximale des batteries est atteinte ( $C_{bat} = C_{max,bat}$ ), un surplus d'énergie se produit.
- b) La puissance de la charge est supérieure à la puissance alternative produite par le générateur éolien ( $P_{cha} > P_{ge,ac}$ ). Dans ce cas, si la condition  $(P_{pv} > (P_{cha} - P_{ge,ac})/\eta_{ond})$  est satisfaite, le déficit en énergie  $(P_{cha} - P_{ge,ac})$  sera couvert totalement par le générateur PV via le convertisseur DC/DC, dans le cas contraire il sera couvert par, en plus du générateur PV, les batteries de stockage via le convertisseur DC/AC sous la condition  $(C_{bat} \geq C_{min,bat})$ .

Quand l'énergie disponible produite par le système et stockée dans les batteries pendant le temps  $t$  est insuffisante pour satisfaire la charge, un déficit en énergie  $DE(t)$  se produit. Sa valeur est donnée par l'expression suivante:

$$DE(t) = (P_{cha}(t) - P_{ge,ac}(t))\Delta t - (P_{pv}(t)\Delta t + (C_{bat}(t-1) - C_{min,bat})\eta_{dech})\eta_{ond} \quad (5.9)$$

Par conséquent, la probabilité de perte d'alimentation de la charge est déterminée en utilisant l'équation (5.1) avec les expressions de déficit en énergie données par l'équation (5.5) pour la configuration 1 et l'équation (5.9) pour la configuration 2.

Pour les deux configurations, l'état de charge des batteries est utilisé comme une variable de décision pour le contrôle et la régulation de la surcharge et de la décharge profonde, décharge en dessous du seuil minimal, des batteries. Quand l'état de charge des batteries (capacité des batteries) atteint la valeur maximale  $C_{max,bat}$ , le système de régulation intervient et arrête le processus de charge. De l'autre côté, si l'état de charge tombe au-dessous du seuil minimal,  $C_{min,bat}$ , le système de régulation déconnecte la charge des batteries. Cela permet de les

protéger et d'éviter leur destruction due à une trop profonde décharge qui les empêcherait de se recharger.

Sur la base de différents scénarios de fonctionnement du système décrits ci-dessus, un programme informatique a été développé visant l'estimation de la taille des composants du système (générateur PV, générateur éolien et batteries de stockage) donnant la LPSP désirée. Autrement dit, pour chaque triplet (puissance du générateur PV, puissance du générateur éolien et capacité de stockage), le programme est exécuté pour une période de temps définie (une année dans cette étude) en déterminant la LPSP. Les configurations assurant l'alimentation de la charge avec la LPSP demandée sont retenues pour l'étude économique, quant aux autres, elles sont rejetées.

Dans les figures 5.3 et 5.4, sont présentés les algorithmes de calcul pour les deux configurations du système. Les données d'entrée de ces algorithmes comprennent des données spécifiques au site à savoir; l'irradiation solaire horaire globale, la température ambiante, la vitesse du vent, les données techniques des composants constituant le système et les données liées à l'utilisateur (profil horaire de la charge et la valeur de LPSP désirée).

Dans ces algorithmes,  $P_{pv\ inf}$ ,  $P_{pv\ sup}$  et  $P_{w\ inf}$ ,  $P_{w\ sup}$  représentent les limites inférieure et supérieure de la variation de l'intervalle des puissances crêtes des générateur PV et éolien.  $dP_{pv}$  et  $dP_w$  sont respectivement le pas de variation de la puissance du générateur PV et le pas de la variation de la puissance du générateur éolien,  $dt$  est le pas de simulation et  $N_{sd}$  est le nombre maximum de jours de stockage.



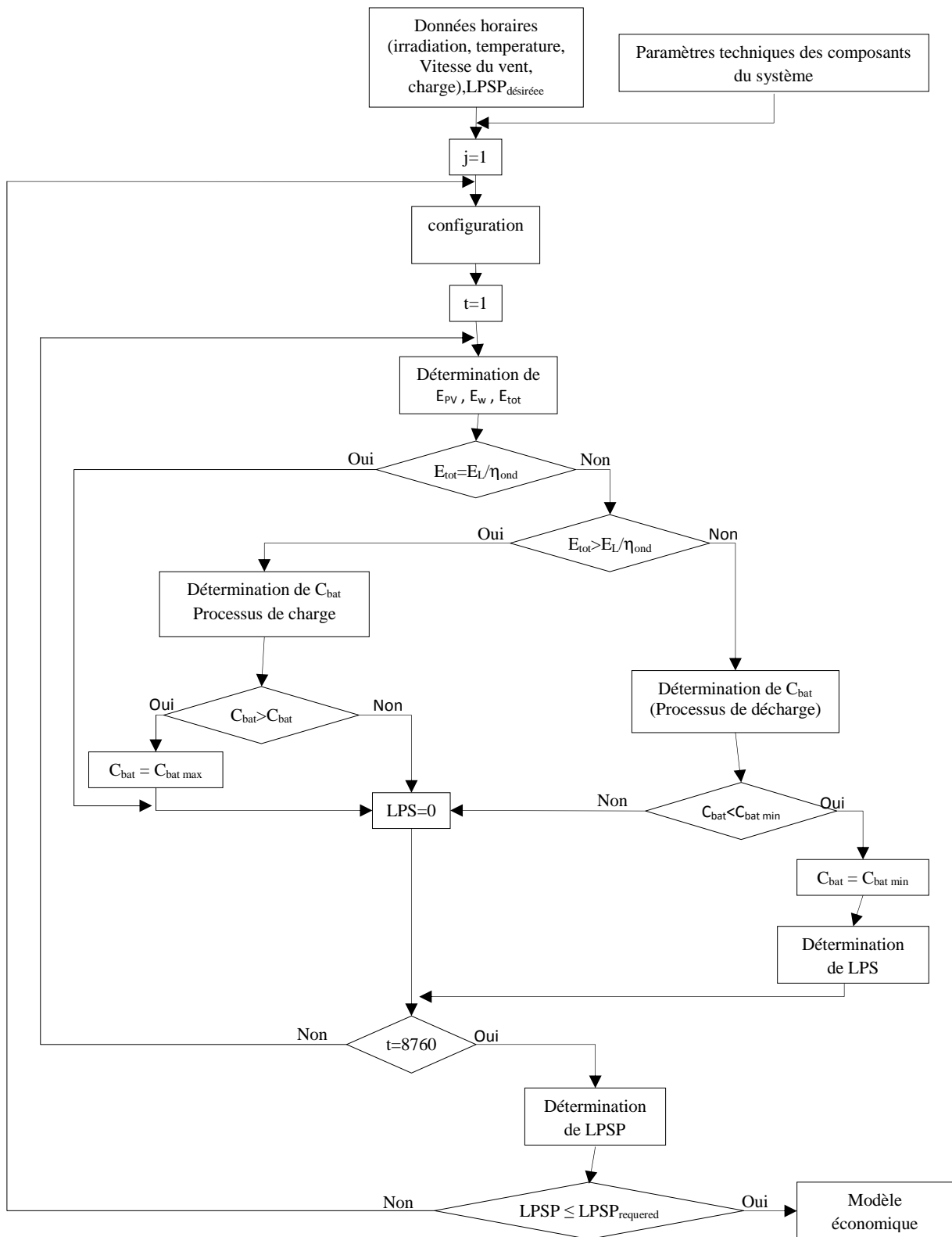


Figure 5.3: Algorithme de simulation de fonctionnement du système hybride PV/éolien Configuration 1 (sans UPS)

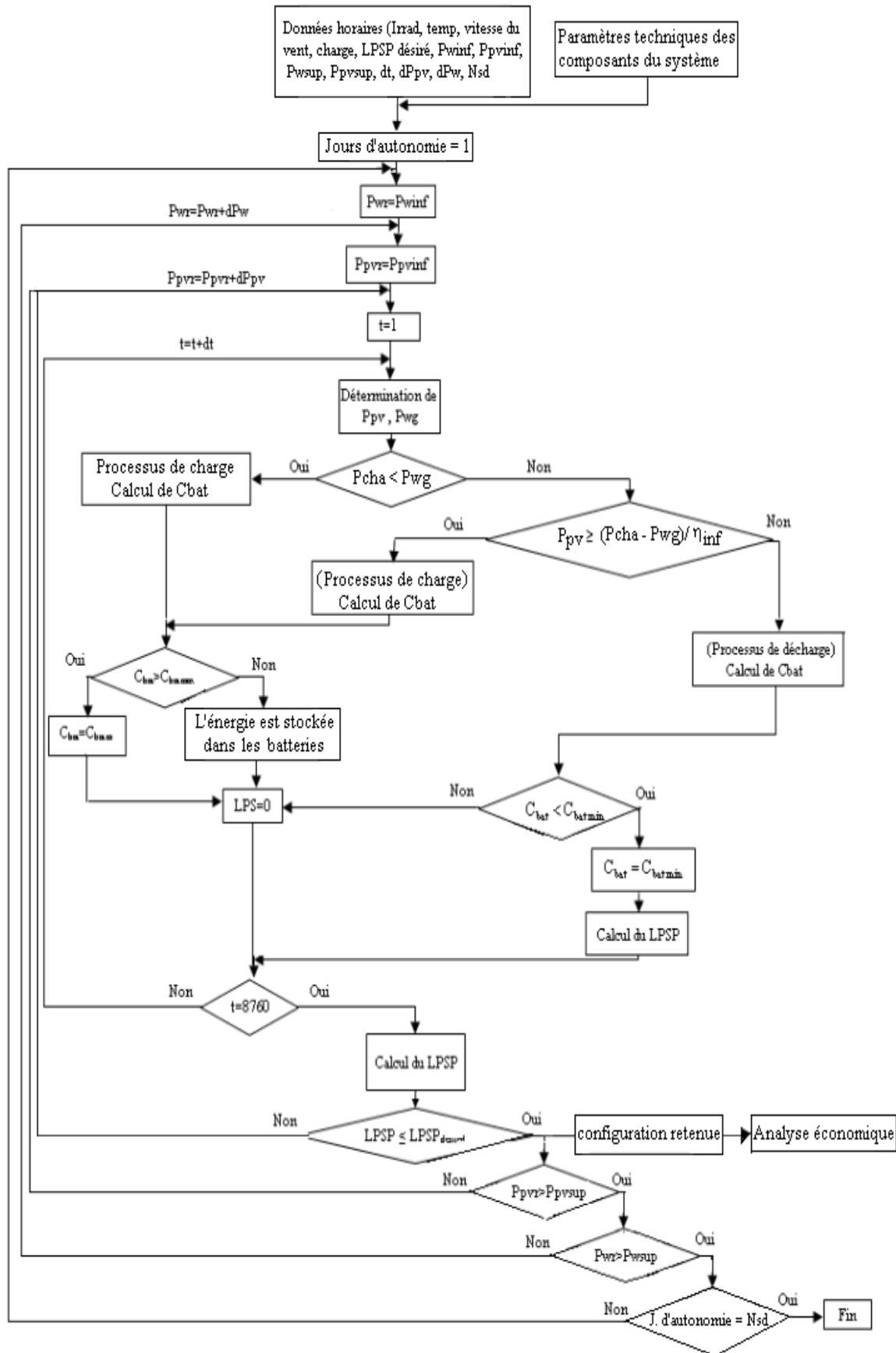


Figure 5.4: Algorithme de simulation de fonctionnement du système hybride PV/éolien configuration 2 (avec UPS)

En utilisant l'approche, basée sur le concept de LPSP, décrite par les algorithmes présentés dans les figures 5.3 et 5.4, plusieurs configurations peuvent techniquement satisfaire la charge pour une LPSP donnée. La configuration optimale est choisie parmi l'ensemble de configurations permettant la satisfaction de la charge avec la LPSP désirée et qui conduit au plus bas coût du kWh d'énergie. Ceci peut être obtenu en utilisant un modèle économique, basé sur le coût du kWh d'énergie, qui sera développé dans la section suivante.

Pour l'analyse des performances de fonctionnement de ce type des systèmes, deux nouveaux paramètres énergétiques sont introduits dans cette étude technique:

Le premier est l'indice (taux) de satisfaction énergétique défini comme le rapport entre l'énergie de la charge alimentée par le système durant la période de temps choisie T et l'énergie totale de la charge appelée durant cette même période de temps. Il est déterminé par l'expression suivante:

$$\text{SAT} = \left( \frac{\sum_{t=1}^T P_{\text{cha}}(t) \Delta t - \sum_{t=1}^T \text{DE}(t)}{\sum_{t=1}^T P_{\text{cha}}(t) \Delta t} \right) \quad (5.10)$$

En termes de LPSP, l'indice de satisfaction (facteur de la contribution des énergies renouvelables) peut être donné par l'équation suivante:

$$\text{SAT} = 1 - \text{LPSP} \quad (5.11)$$

Le deuxième paramètre est l'excédent énergétique EXC qui représente le rapport entre l'énergie perdue EG et l'énergie totale produite par le système  $E_{\text{tot}}$  pendant un intervalle de temps T.

$$\text{EXC}|_T = \frac{\text{EG}}{E_{\text{tot}}}|_T \quad (5.12)$$

L'énergie EG représente l'énergie produite par les deux générateurs PV et éolien et non utilisée par le système; elle se produit quand la charge est totalement satisfaite et que la capacité des batteries de stockage atteint sa valeur maximale.

L'énergie perdue EG peut être déterminée par les deux expressions suivantes:

Pour la configuration 1 (sans UPS):

$$EG(t) = P_{\text{tot}}(t) \Delta t - \left( \frac{P_{\text{cha}}(t)}{\eta_{\text{ond}}} \Delta t + \left( \frac{C_{\text{max,bat}} - C_{\text{bat}}(t-1)}{\eta_{\text{cha}}} \right) \right) \quad (5.13)$$

Pour la configuration 2 (avec UPS):

$$EG(t) = (P_{\text{pv}} + P_{\text{ge}}) \Delta t - \left( \frac{(P_{\text{cha}}(t) - P_{\text{ge,ac}})}{\eta_{\text{ond}}} \Delta t + \left( \frac{C_{\text{max,bat}} - C_{\text{bat}}(t-1)}{\eta_{\text{cha}}} \right) \right) \quad (5.14)$$

Avec  $\eta_{\text{cha}}$  rendement de la batterie lors du processus de charge.

Sur une période de temps T, l'énergie perdue est la somme de toutes les énergies produites et non utilisées par le système:

$$EG|_T = \sum_{t=1}^T EG(t) \quad (5.15)$$

La méthodologie de dimensionnement décrite dans cette section peut être étendue aux systèmes hybrides PV/éolien/batteries/groupe électrogène dont lesquels le groupe est utilisé comme source auxiliaire. En introduisant le fonctionnement du groupe dans la simulation globale du système, la démarche suivie pour le dimensionnement du système peut comporter deux étapes:

Une première étape est identique à celle présentée pour les systèmes hybrides PV/éolien, elle permet de déterminer le taux de satisfaction de la charge en énergies renouvelables et les triplets de capacités (générateur PV, générateur éolien et batteries de stockage) correspondant à cette contrainte.

Dans une deuxième étape, à chacun des triplets précédents est associé un groupe électrogène permettant, ensemble, de satisfaire totalement les besoins de la charge en énergie. Cela permet d'obtenir pour chaque valeur du taux de satisfaction de la charge un quadruplet (puissance du générateur PV, puissance du générateur éolien, capacité de stockage et puissance du groupe).

D'une manière similaire aux systèmes hybrides PV/éolien, la configuration optimale est choisie parmi l'ensemble de ces quadruplets qui présente le coût minimal.

### 5.3.2 Modèle économique

L'optimisation du système hybride PV/éolien consiste à choisir, parmi l'ensemble de configurations satisfaisant le critère technique (LPSP désirée), la configuration qui présente le coût le plus faible. Dans la littérature, plusieurs méthodes sont proposées pour l'évaluation

économique des systèmes. Certaines approches sont basées sur le concept du coût total annuel du système [22, 111], d'autres utilisent le concept du coût du kilowattheure d'énergie [5, 129, 130].

L'approche globale prend en compte l'ensemble des coûts relatifs à l'investissement, à la maintenance et aux remplacements des divers composants du système.

Pour une évaluation comparative de différentes configurations de systèmes à sources renouvelables, l'approche économique, basée sur le coût du kilowattheure, constitue un meilleur indicateur pour cet objectif. Le coût du kilowattheure d'énergie est défini comme étant le rapport entre le coût total annuel actualisé et l'énergie électrique annuelle.

Pour cette étude, un modèle de calcul de coût pour l'optimisation dudit système, qui est basé sur le coût du kilowattheure d'énergie, est présenté. Il est décrit selon deux étapes: la première permet de déterminer le coût total sur le cycle de vie et la deuxième permet de déduire le coût du kilowattheure d'énergie.

### 5.3.2.1 Coût total sur le cycle de vie

Le coût total sur le cycle de vie du système (Life-cycle cost) représente toutes les dépenses nécessaires pendant le cycle de vie du système. Il est composé du coût d'investissement initial du système  $C_{ii}$  et des coûts actualisés de maintenance  $C_m$  et de remplacement  $C_r$  de divers composants du système sur la durée de vie. Son expression est donnée par l'équation suivante:

$$LCC = C_{ii} + C_m + C_r \quad (5.16)$$

Dans ce cas, le coût d'investissement initial représente la somme des coûts initiaux de tous les composants du système.

#### 5.3.2.1.1 Coût d'investissement initial ( $C_{ii}$ )

Le coût d'investissement initial  $C_{ii}$  représente les dépenses engagées au début du projet, avant que le système soit mis en service. Généralement, il inclut les coûts de différents éléments composant le système et le coût d'installation:

$$C_{ii} = C_{tot} + C_{ins} \quad (5.17)$$

Avec  $C_{tot}$  : coût total des composants du système,  $C_{ins}$  : coût d'installation

a) Coût des composants

Dans cette étude, le coût total représente le coût des éléments composant le système à savoir le générateur photovoltaïque, le générateur éolien, les batteries de stockage et le convertisseur DC/AC. Ce coût est donné par l'équation suivante:

$$C_{\text{tot}} = C_{u,\text{pv}} P_{c,\text{pv}} + C_{u,\text{ge}} P_{n,\text{ge}} + C_{u,\text{ond}} P_{n,\text{ond}} + C_{u,\text{bat}} C_{\text{bat}} \quad (5.18)$$

Avec  $C_{u,\text{pv}}$  le coût unitaire de la puissance crête du générateur PV,  $P_{c,\text{pv}}$  la puissance crête du générateur PV,  $C_{u,\text{ge}}$  le coût unitaire de la puissance nominale du générateur éolien,  $C_{u,\text{ond}}$  le coût unitaire de la puissance nominale de l'onduleur et  $C_{u,\text{bat}}$  est le coût unitaire de la capacité des batteries. La puissance nominale de l'onduleur  $P_{n,\text{ond}}$  est prise égale à la puissance maximale de la charge majorée d'un coefficient (1.25) selon Sandia National Laboratory [113]. Chacun de ces coûts sera discuté dans la suite de ce chapitre.

Pour les systèmes hybrides utilisant une source auxiliaire, le coût du groupe électrogène doit être inclus dans le coût total donné par l'équation (5.18).

a.1) Coût du générateur photovoltaïque

Le coût du Watt crête du module PV dépend de plusieurs paramètres à savoir le type du module (monocristallin, polycristallin, amorphe), la taille du module PV, etc. En outre, il varie dans le temps et selon le marché (pays).

Selon une enquête des prix du watt crête menée par Solarbuzz (compagnie internationale de consultation et de recherche dans le domaine de l'énergie solaire) [131], l'évolution du prix du Watt crête du module PV dans le marché européen et américain est illustrée sur la figure 5.5. En mai 2008, le prix moyen dans le marché européen est estimé à 4,71 €/Wc contre 4,81 \$/Wc dans le marché américain.

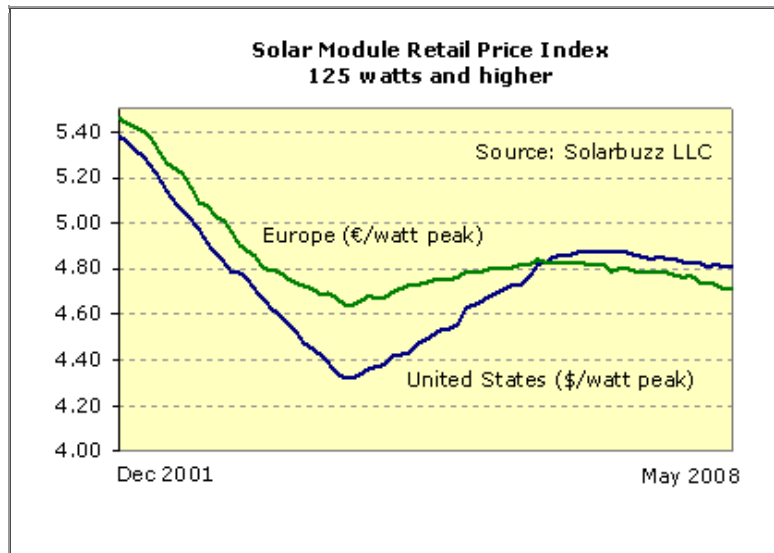


Figure 5.5: Evolution du coût du watt crête du module photovoltaïque [131]

Tous les prix sont exclusifs des taxes de vente qui, selon le pays ou la région, peuvent augmenter le prix de 8 à 20%.

#### a.2) Coût du générateur éolien

Le coût du kilowatt des éoliennes est sensible à la puissance nominale: pour les éoliennes de faible échelle, le coût unitaire est élevé, tandis que pour les éoliennes de grande échelle, ce coût diminue et devient relativement faible.

La littérature propose des coûts très variés selon la puissance et la technologie: 0,925 €/W [11], 2,25 €/W [111] et avec des valeurs prépondérantes entre 1,3 et 1,75 €/W [5, 14, 22, 132, 133].

Pour tenir compte de l'effet d'échelle, certains auteurs modélisent la relation coût-puissance nominale de l'éolienne par une loi puissance de la forme [134, 135, 136, 137]:

$$C_{ge} = \left( \frac{a}{b + P_{n,ge}^x} + c_1 \right) P_{n,ge} \quad (\text{€}), \text{ pour } P_{n,ge} \leq 100 \text{ kW} \quad (5.19)$$

Avec  $a = 8,7 \times 10^5$ ,  $b = 621$ ,  $x = 2,05$ ,  $c_1 = 700$

Ce modèle donne des valeurs qui sont en accord avec celles de littérature. Par conséquent, une valeur moyenne de 1,5€/W apparaît logique pour l'estimation du coût unitaire de l'éolienne pour les petites éoliennes, puisque les systèmes étudiés dans ce travail sont dans cette gamme de puissance.

### a.3) Coût du convertisseur

Le coût unitaire de la puissance du convertisseur varie en fonction de sa taille, du type du signal de sortie et du rendement, il augmente avec la qualité du signal (sinusoïdale) et il diminue avec sa puissance nominale (effet d'échelle). Selon les données fournies par les constructeurs des convertisseurs, le coût unitaire du Watt de la puissance nominale varie de 0,1 à 1,8 €/W [138, 139, 140, 141].

Selon Solarbuzz [131], ce coût diminue avec le temps, il est estimé à 0,53 €/W pour l'année 2007 et 0,47 €/W pour les cinq premiers mois de 2008. Dans cette étude, une valeur de 0,5 €/W est choisie.

### a.4) Coût de la batterie

Du fait de leur courte durée de vie, par rapport aux autres composants du système, les batteries devront être remplacées plusieurs fois durant la vie du système et par conséquent leur coût représente une fraction importante du coût total du système. Quant au coût unitaire de stockage, il dépend du type de la batterie (technologie utilisée) et de sa taille; il diminue avec l'augmentation de la capacité.

Selon la littérature, ce coût varie entre de 0,08 et 0,30 €/Wh; il est estimé à 0,08 €/Wh [111, 130], 0,1 €/Wh [22], 0,15 €/Wh [142] et varie dans l'intervalle 0,16-0,3€/Wh [27]. Afin de pouvoir comparer ce coût dans une période de temps homogène, ces différents coûts présentés sont relatifs à la période 2005-2008.

Parallèlement à cette étude bibliographique, sur la base des prix obtenus de divers fournisseurs de batterie au plomb stationnaire [138, 143, 144, 145, 146], l'évolution du coût du Wattheure stocké en fonction de la capacité nominale de la batterie est représentée sur la figure 5.6. Cette figure montre que le coût varie avec la capacité nominale de la batterie selon une fonction puissance.

Ces deux estimations viennent confirmer la valeur estimée par Solarbuzz (0,13 €/Wh) [131].

Par conséquent, une valeur moyenne de 0,13 €/Wh est utilisée dans cette étude. De plus, la durée de vie est prise égale à 4 ans comme le suggère certains auteurs [5, 147].



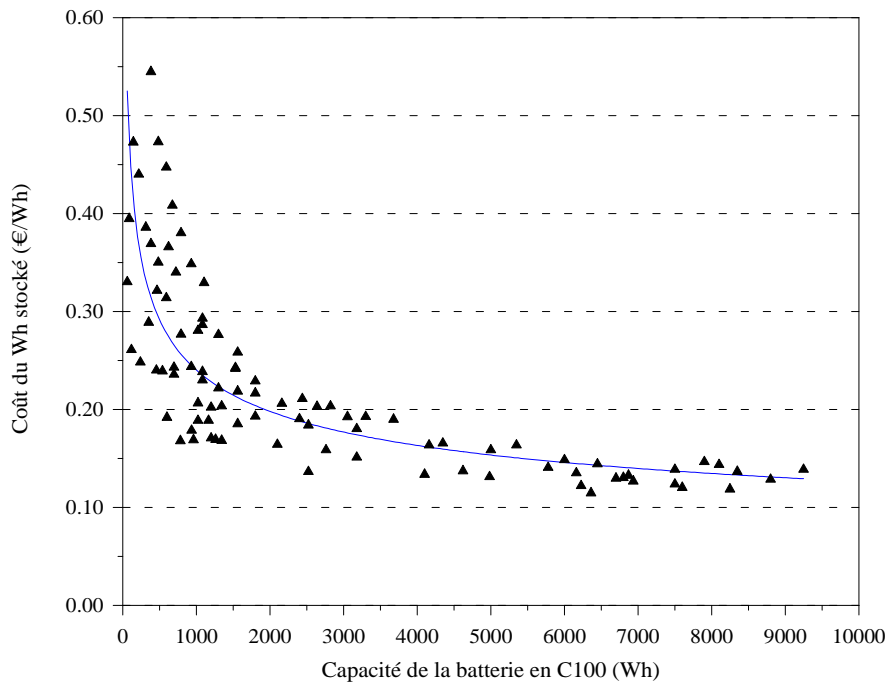


Figure 5.6: Coût du wattheure stocké dans les batteries (données fournisseurs)

#### a.5) Coût du groupe électrogène

Le coût du groupe électrogène varie et dépend de plusieurs paramètres à savoir la puissance, le système utilisé pour le démarrage et s'il est insonorisé ou non.

Le coût unitaire du kW a une tendance de diminuer avec l'augmentation de la puissance nominale. Pour représenter cet effet d'échelle, certains auteurs ont utilisé une loi de puissance qui permet d'exprimer le coût du groupe électrogène en fonction de sa puissance [148, 149, 150, 151]. Ainsi, la littérature donne des valeurs différentes du coût des générateurs diesel, il est estimé à 550 €/kW pour les générateurs diesel de puissance de 3 à 13 kW [152, 153], à 500-800 €/kW pour les générateurs diesel de 1,9 à 7 kW [100] et entre 150 et 250 €/kW [137]. Les coûts fournis par les différents constructeurs varient entre 350 et 550 €/kW pour les groupes à démarrage automatiques et entre 275 et 450 €/kW pour les groupes à démarrage électrique [154, 155, 156, 157, 158, 159].

Devant cette variété du coût par kW des groupes électrogènes, une valeur moyenne de 400 €/kW du coût unitaire est prise dans cette étude. Seuls les groupes électrogènes sans capotage sont considérés.

#### b) Coût d'installation

Dans la plupart des cas, le coût d'installation est considéré comme proportionnel au coût des composants. A ce coût vient parfois s'ajouter un coût relatif à l'ingénierie et au management.

L'étude bibliographique fait apparaître une grande diversité de la valeur du coût d'installation. Pour les systèmes PV, certains auteurs [160, 161, 162] le situent entre 15 et 30 % de l'investissement initial, alors que d'autres le considèrent inférieur à 10% [163] ou égal à 50% [14, 132].

Pour les systèmes éoliens, la littérature propose un coût d'installation qui varie dans l'intervalle de 15 à 25% du coût du générateur éolien. En effet, les auteurs l'ont estimé à 20% du coût de l'éolienne [85, 163] ou à 25% du coût de l'éolienne [14, 132]. Selon Kaldellis [134, 135, 136, 137], ce coût varie de 15 à 45% du coût du générateur éolien.

Certains auteurs considèrent que le coût du système de gestion de l'énergie et le coût de d'installation sont estimés ensemble à: 50% du coût pour le générateur PV et 25% du coût pour le générateur éolien [14].

Suite à cette synthèse bibliographique que nous avons effectuée, le coût d'installation sera pris dans cette étude à 25 % du coût de l'éolienne pour la partie éolienne et à 40% du coût du générateur PV pour la partie photovoltaïque.

#### **5.3.2.1.2 Coût de maintenance du système ( $C_m$ )**

Les coûts de maintenance sont les frais qu'il faut assumer régulièrement pour maintenir le système en bon état de marche. Généralement, l'estimation du coût de maintenance sur la durée de vie est basée sur le coût annuel de la maintenance.

##### *a) Coût annuel de la maintenance*

Dans la plupart des cas, le coût annuel de la maintenance est proportionnel au coût d'investissement initial du matériel; il est exprimé comme une fraction du coût d'investissement initial du composant du système: Dans la littérature, ce coût représente aussi le coût de maintenance pendant la première année.

Pour estimer la part de la maintenance annuelle du système hybride, un bilan général des hypothèses présentées dans la littérature pour les différents composants du système, est dressé.

Pour la partie PV, la plupart des auteurs [5, 22, 64, 69, 111] proposent un coût annuel de maintenance compris entre 0 et 2% du coût initial d'investissement avec 1% étant la valeur la plus utilisée. La partie éolienne présente un coût annuel de maintenance supérieur à celui du photovoltaïque du fait de la présence des parties mobiles qui induit une usure plus importante et une nécessité accrue de maintenance. Dans la littérature [5, 14, 22, 85, 111, 129, 133], la valeur utilisée pour ce coût varie entre 1 et 4% du coût initial d'investissement.

Pour les batteries de stockage, certains auteurs proposent une valeur de 1% du coût initial [22, 69] et d'autres considèrent que le coût de maintenance est négligeable dans le cas des batteries sans entretien [5, 95, 132].

Pour les convertisseurs et les régulateurs de charge, la littérature donne la valeur de 1% du coût d'investissement [5, 22].

Pour le groupe électrogène, certains auteurs estiment le coût annuel de maintenance à moins de 10 % du coût initial [120, 160, 164], d'autres l'estiment entre 15% et 23% [121, 165, 166]. Dans d'autres travaux, il est estimé par rapport aux heures de fonctionnement [128, 161].

Dans cette étude, nous considérons que la maintenance représente 1% de l'investissement initial pour le générateur PV, les convertisseurs et les batteries et 3% pour le générateur éolien.

Pour le groupe électrogène, l'hypothèse de l'estimation du coût de maintenance sur la base d'un pourcentage de l'investissement initial pourrait être envisagée si le groupe électrogène fonctionnait annuellement sur une même durée c'est souvent le cas lors d'un raccordement direct du groupe électrogène sur la charge. Or, dans notre cas, le groupe est utilisé en tant que générateur auxiliaire au sein d'un système hybride PV/éolien et par conséquent il ne fonctionne pas tout le temps. Il semble donc que l'hypothèse de proportionnalité entre le coût de maintenance et le temps de fonctionnement semble plus réaliste et par conséquent, elle est utilisée dans cette étude.

La maintenance des groupes électrogènes consiste principalement en la vidange et le changement des différents filtres à savoir: filtre à air, filtre à huile et filtre à gasoil.

En ce qui concerne la vidange qui présente l'opération de maintenance la plus fréquente, le coût relatif à cette opération est basé sur la quantité d'huile à remplacer périodiquement. Cette dernière est liée à la capacité d'huile du moteur (carter). Basé sur les données des constructeurs, le volume du carter d'huile du moteur du groupe électrogène (Diesel 3000) en fonction de sa puissance nominale peut être exprimé par l'équation suivante [148, 167]:

$$V_{\text{Diesel} / 3000} = 0,1184 P_{\text{gr}}^n + 0,747 \quad (5.20)$$

Selon la littérature, l'huile doit être changée toutes les 125-750 h [168], 77 h [120], 50 h [170] et 100 h [165] pour ce type de groupes. Dans cette étude, des intervalles de temps de 100 h entre deux vidanges sont pris pour les générateurs Diesel 3000 tr/mn. A cela s'ajoutent les hypothèses suivantes:

- 1 litre d'huile= 3,8 €,
- à chaque opération de vidange, le filtre à air est nettoyé. Ces deux opérations (changement d'huile et nettoyage du filtre à air) reviennent à un coût d'environ 2 €,
- le filtre à huile 8 € est remplacé toutes les deux vidanges,
- le filtre à air 10 €, le filtre à gasoil 10 € sont changés toutes les quatre vidanges, cela revient à 3 €

Compte tenu de toutes ces hypothèses et de l'équation (5.20), le coût de maintenance du générateur diesel (Diesel 3000) par heure peut être déterminé par l'équation suivante:

$$C_{mh,gr} (\text{Euros / h}) = [(0,747 + 0,1184 P_{gr}^n)15,2 + 47] / 400 \quad (5.21)$$

Par conséquent, le coût annuel de maintenance du groupe est donné par:

$$C_{ma,gr} = C_{mh,gr} Nb_{\text{heure}} \quad (5.22)$$

Où  $Nb_{\text{heure}}$  est le nombre d'heure de fonctionnement annuel

Finalement, le coût annuel de maintenance du système  $C_{ma}$  sera la somme des coûts annuel de maintenance de tous les éléments composant le système.

#### b) Coût de la maintenance sur la durée de vie

La valeur actualisée du coût de la maintenance du système sur la durée de vie est donnée par l'expression suivante [75, 85, 170, 171].

$$C_m = \begin{cases} C_{ma} \left( \frac{1+g_0}{d-g_0} \right) \left[ 1 - \left( \frac{1+g_0}{1+d} \right)^N \right] & \text{pour } d \neq g_0 \\ C_{ma} \cdot N & \text{pour } d = g_0 \end{cases} \quad (5.23)$$

Avec

- $g_0$  taux d'inflation des coûts de service (taux d'augmentation du coût de la main d'œuvre). En 2007, le taux d'inflation en Algérie est estimé à 3.5% par l'Office National des Statistiques (ONS) et 4.5 % par le Fonds Monétaire International (FMI). Dans cette étude une valeur moyenne de 4% est utilisée.
- $d$  taux d'intérêt annuel fixe (prix égal à 0.06).
- $N$  durée de vie du système (25 ans).

### 5.3.2.1.3 Coût de remplacement des composants ( $C_r$ )

Le coût de remplacement du système hybride PV/éolien représente les coûts de tous les remplacements de composants nécessaires pendant la durée de vie du système.

En général, dans un système à sources renouvelables, les modules PV sont les composants qui durent le plus longtemps, par conséquent leur durée de vie est souvent considérée comme la durée de vie du système. Quant aux autres composants (batterie, convertisseur, régulateur de charge, générateur éolien), leur durée de vie est inférieure à celle du système, ce qui nécessite leur remplacement périodique.

Le coût de remplacement de chaque composant du système est principalement fonction du nombre de remplacements sur la durée de vie, sa valeur actualisée est donnée par l'équation suivante [75, 85, 170, 171]:

$$C_r = C_u P_{nc} \left[ \sum_{i=1}^{N_{rem}} \left( \frac{1+g_1}{1+d} \right)^{(N.i/N_{rem}+1)} \right] \quad (5.24)$$

Où  $P_{nc}$  est la puissance/capacité nominale du composant du système, Wh pour la batterie et W pour les autres composants,  $C_u$  est le coût unitaire du composant (€/Wh) pour la batterie de stockage et (€/W) pour les autres composants,  $N_{rem}$  est le nombre de remplacements du composant sur la durée de vie du système.  $g_1$  est le taux d'inflation des coûts du remplacement des composants (taux de l'augmentation des prix des composants). Dans cette étude, le taux  $g_1$  est pris égal à celui de l'augmentation des coûts de service  $g_0$ .

Le nombre de remplacements du composant  $N_{rem}$  dépend de sa durée de vie et de la durée de vie du système. Il peut être exprimé par l'une des équations suivantes [170, 171]:

- Pour les composants du système (batterie, convertisseur, régulateur de charge, générateur éolien)

$$N_{rem} = ENT \left( \frac{2N-1}{2N_c} \right) \quad (5.25)$$

- Pour le groupe électrogène

$$N_{rem\_ge} = ENT \left( \frac{2N-1}{2(D_{ge} / Nb_{heures})} \right) \quad (5.26)$$

Avec

ENT : fonction qui permet d'arrondir un nombre à l'entier immédiatement inférieur,

$N_c$  : durée de vie du composant du système,

$D_{ge}$  : durée de vie du groupe électrogène en heures.

La littérature donne une durée de vie de 25 ans pour le générateur PV [5, 64, 111], 20 ans pour le générateur éolien [5, 69, 111, 172], 10 ans pour les convertisseurs et les régulateurs de charge [5, 14, 75] et 4 ans pour les batteries [100, 129, 172]. Ces mêmes valeurs sont proposées dans cette étude.

Pour le groupe électrogène, certains auteurs estiment la durée de vie en années [121, 128, 160, 173], d'autres l'estiment en heures de fonctionnement [100, 120, 143, 167]. Dans cette étude, le groupe électrogène est utilisé comme source d'appoint et par conséquent, l'estimation de sa durée de vie en heures semble plus réaliste.

La littérature donne des valeurs différentes pour la durée de vie du groupe électrogène, elle varie dans de larges intervalles. Elle est estimée à 1200 h [174], à 5000 heures [120], à 6000 heures [148, 167, 168], à 7000 heures [100, 152], à 3000 heures [175], à 8000 heures (groupe diesel 3000) [169] et à 10000 heures (groupe diesel 1500) [148].

Devant cette variété d'hypothèses bibliographiques, une valeur moyenne de 6000 heures est choisie pour cette étude.

Par conséquent, le coût de remplacement du système sera la somme des coûts de remplacement de tous les éléments composant le système sur la durée de vie.

Dans les systèmes hybrides utilisant un groupe électrogène, en plus des coûts relatifs à l'investissement initial, à la maintenance et au remplacement, il convient d'ajouter le coût de fonctionnement (carburant).

#### 5.3.2.1.4 Coût de fonctionnement

Le coût de fonctionnement du groupe électrogène, qui présente le coût de la consommation du carburant, est une fonction de la durée de fonctionnement, du coût du carburant et de la consommation du groupe électrogène.

##### a) Coût annuel de fonctionnement

L'estimation du coût de fonctionnement sur la durée de vie est basée sur le coût de fonctionnement annuel qui peut être donné par l'équation suivante:

$$C_{fa,gr} = Q_v C_{car} Nb_{heure} \quad (5.27)$$

Où

$C_{car}$  est le coût du carburant (€/l) et  $Q_v$  est la consommation horaire du groupe électrogène (l/h). Le prix du carburant est fortement dépendant de la politique énergétique du pays. En Algérie, le prix du litre du carburant (gasoil) est de l'ordre de 0,14 €/l, la valeur prise dans cette étude.

#### b) Coût de fonctionnement sur la durée de vie

Sur la durée de vie du système, la valeur actualisée du coût de fonctionnement est également déterminée par l'équation suivante [171, 176, 177]:

$$C_{f,gr} = \begin{cases} C_{fa,gr} \left( \frac{1+g_{car}}{d-g_{car}} \right) \left[ 1 - \left( \frac{1+g_{car}}{1+d} \right)^N \right] & \text{pour } d \neq g_{car} \\ C_{fa,gr} \cdot N & \text{pour } d = g_{car} \end{cases} \quad (5.28)$$

Avec  $g_{car}$  taux d'inflation de l'augmentation du prix du carburant (En Algérie, ce taux varie très peu. Dans cette étude, il est considéré égal à 0).

### 5.3.2.2 Coût du kWh d'énergie

Le coût du kilowattheure d'énergie peut être déterminé par le rapport du coût annuel actualisé du système et de l'énergie annuelle consommée. Il est donné par l'expression suivante:

$$LCE = \frac{LCC \cdot FR}{E_{chaa}} \quad (5.29)$$

Avec  $E_{chaa}$  : énergie annuelle de la consommation (kWh) et FR : facteur de recouvrement. Le facteur de recouvrement du capital sert à déterminer l'équivalent d'une somme d'argent actuelle en versements annuels égaux échelonnés sur un nombre d'années précis.

Pour un taux d'intérêt  $d$  et une durée de remboursement qui, généralement, correspond à la durée de vie du système  $N$ , le facteur de recouvrement est défini par l'équation suivante [178]:

$$FR = \frac{d(1+d)^N}{(1+d)^N - 1} \quad (5.30)$$

## 5.4 Conclusion

Ce chapitre présente une méthodologie d'optimisation du dimensionnement du système hybride PV/éolien avec batteries de stockage. Elle est basée sur deux modèles: le modèle de la fiabilité du système; modèle technique qui est développé selon le concept de la probabilité de perte d'alimentation de la charge (LPSP) et le modèle économique développé en utilisant le concept du coût du kilowattheure d'énergie (LCE).

En utilisant le modèle technique (LPSP), un ensemble de configurations du système, qui permet de satisfaire la charge avec la LPSP désirée, est obtenu. L'optimisation du système consiste à choisir, parmi ces configurations satisfaisant le critère technique (LPSP désirée), la configuration qui conduit au coût le plus faible. Cela est obtenu en utilisant le modèle économique développé dans ce chapitre. Par conséquent, la configuration optimale (taille des générateurs PV et éolien et capacité de stockage des batteries) est obtenue techniquement et économiquement.

Ainsi, cette méthodologie est étendue aux systèmes hybrides PV/éolien/batteries de stockage/groupe électrogène. La configuration optimale est choisie parmi l'ensemble des quadruplets (puissance du générateur PV, puissance du générateur éolien, capacité de stockage et puissance du groupe) qui présente le coût minimal.



# Chapitre 6

## Résultats et Discussions

La méthodologie développée dans cette thèse est appliquée pour le dimensionnement d'un système autonome hybride PV/éolien avec batteries de stockage utilisé pour satisfaire les besoins en électricité de la charge dont le profil est donné dans la figure 6.1. Ce profil est saisonnier, réparti en trois saisons (été, hiver, printemps-automne) avec une pointe de puissance de 670 W.

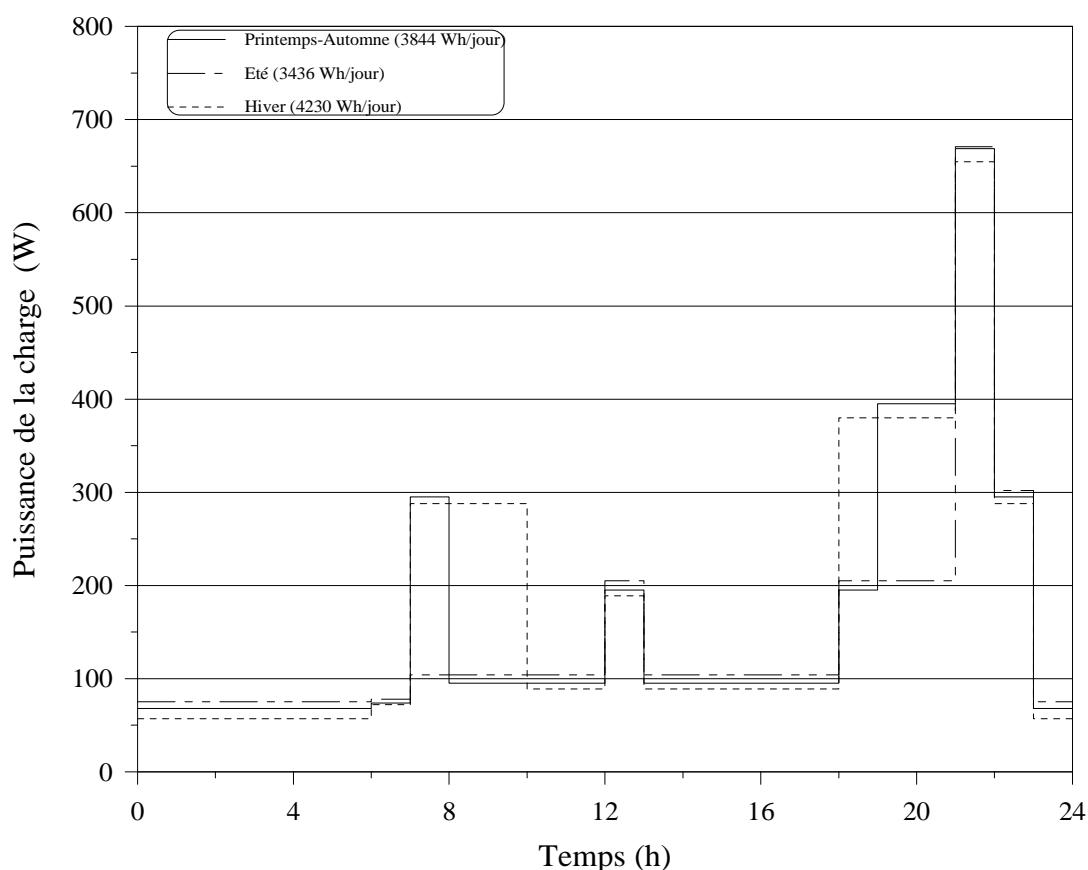


Figure 6.1: Profil horaire de la charge

La simulation est effectuée pour une année en utilisant les données horaires de l'irradiation solaire globale horizontales, de la vitesse du vent et de la température ambiante. Ces données sont fournies par le logiciel de simulation: Météonorme 95.

Trois paramètres de dimensionnement sont utilisés à savoir; la puissance du générateur PV, la puissance de l'éolienne et la capacité de stockage. Les relations liant ces trois paramètres à la probabilité de perte d'alimentation de la charge (LPSP) et au coût du kWh d'énergie (LCE) sont analysées.

La valeur de LPSP définit la satisfaction des besoins de la charge en électricité; une valeur de LPSP égale à zéro correspond à une satisfaction de 100% de la charge en électricité.

Les principaux résultats de la simulation sont présentés dans ce chapitre.

## 6.1 Résultats relatifs au modèle technique de la fiabilité

En utilisant le modèle technique de la fiabilité, développé selon le concept de la LPSP, plusieurs simulations sont effectuées en considérant différentes combinaisons (photovoltaïque, éolien et batteries de stockage) et au terme de chaque simulation la probabilité de perte d'alimentation de la charge est calculée.

Dans le cadre de cette simulation, nous avons choisi de faire varier la puissance de l'éolienne de 0,2 à 4 kW avec un pas de 0,2 kW, et celle du générateur PV de 0,05 à 5 kW avec un pas de 50 W, qui correspond à un module PV de 50 W. Pour la capacité de stockage, elle est définie en jours d'autonomie (un jour d'autonomie correspond à l'énergie journalière consommée par la charge) et le pas utilisé est d'un jour.

Une analyse paramétrique intégrée est effectuée dans le but d'étudier l'impact de différents facteurs sur la taille optimale du système, à savoir la capacité de stockage, la qualité du potentiel, la taille de la charge, la fiabilité du système et le type de configuration.

### 6.1.1 Influence de la capacité de stockage sur les dimensions du système

Pour une charge définie et une LPSP égale à 0, les résultats des simulations issus du modèle de la fiabilité, sont présentés dans la figure 6.2 pour deux sites (Adrar et Ghardaia).

Sur cette figure, les différentes configurations satisfaisant les besoins de la charge pour une LPSP égale à 0 sont représentées pour différentes valeurs de capacité de stockage (définie par le nombre de jours d'autonomie).

Les résultats de simulation montrent que la taille des générateur PV et éolien dépend de la capacité de stockage. Elle est importante aux faibles valeurs de capacité de stockage, particulièrement, quand cette dernière est d'un jour d'autonomie.

Pour les différentes capacités de stockage, la puissance nominale nécessaire du générateur PV varie en sens inverse de celle du générateur éolien. Aux faibles et moyennes valeurs de la

puissance éolienne, cette variation est importante, puis elle devient graduelle, constante dans certains cas (site d'Adrar pour une capacité de stockage égale à 1 ou 2 jours d'autonomie). Cela peut s'expliquer par le fait aux faibles valeurs de la puissance éolienne, le système nécessite plus de modules PV pour satisfaire les besoins de la charge en énergie avec la LPSP désirée.

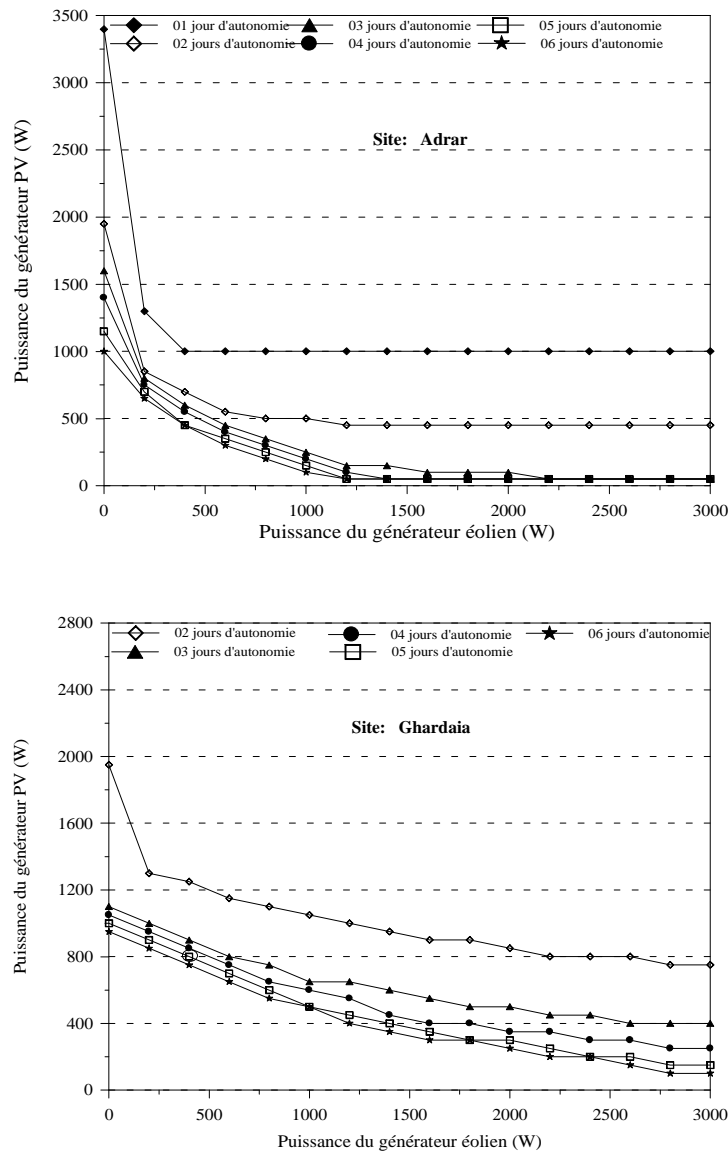


Figure 6.2: Configurations du système hybride PV/éolien avec différentes capacités de stockage (LPSP=0)

Pour les deux sites présentés, un système PV seul peut satisfaire les besoins de la charge avec une LPSP égale à zéro. Quant au système éolien seul, il ne peut satisfaire les besoins de la charge qu'avec une capacité de stockage correspondant à plus de trois jours d'autonomie pour

le site d'Adrar. Pour le site de Ghardaia, avec une capacité de stockage correspondant à un jour d'autonomie, le système ne peut en aucun cas satisfaire la charge avec une LPSP égale à zéro (satisfaction totale de la charge).

### 6.1.2 Influence du potentiel énergétique sur les dimensions du système

La qualité du potentiel énergétique disponible sur site est le plus important paramètre influant sur la détermination des dimensions du système à sources renouvelables. La figure 6.3 présente les résultats relatifs à l'ensemble des configurations permettant de satisfaire les besoins de la charge en énergie avec une LPSP égale à zéro pour trois sites ayant différents potentiels énergétiques.

Ces résultats montrent clairement que la qualité des ressources énergétiques a une grande influence sur la taille du système. Cette dernière est significativement réduite pour le site ayant un potentiel énergétique élevé.

En effet, pour la même charge et une LPSP égale à zéro, la figure 6.3 montre que les dimensions du système hybride à installer sur le site d'Adrar sont plus réduites que celles du système à installer sur les deux autres sites (Djelfa et Ghardaia).

Ainsi, en raison du potentiel énergétique solaire et éolien, relativement moins important, la taille du système hybride à installer sur le site de Djelfa pour satisfaire la même charge sera bien plus importante.

D'autre part, les résultats montrent que la capacité de stockage varie en sens inverse de la taille des générateurs PV et éolien comme cela est montré sur la figure 6.3. En effet, pour une capacité de stockage correspondant à deux jours d'autonomie, la taille des deux générateurs est plus importante que celle correspondant à trois jours d'autonomie.

A titre d'exemple, pour le site d'Adrar, avec une capacité de stockage de 02 jours d'autonomie et un générateur éolien de 1000 W, le système nécessite un générateur PV de 500 W pour qu'il puisse satisfaire totalement la charge en énergie, quant avec une capacité de stockage de 03 jours d'autonomie, la taille du générateur PV est réduite de 50% pour la même taille du générateur éolien (1000 W) (Fig. 6.3).

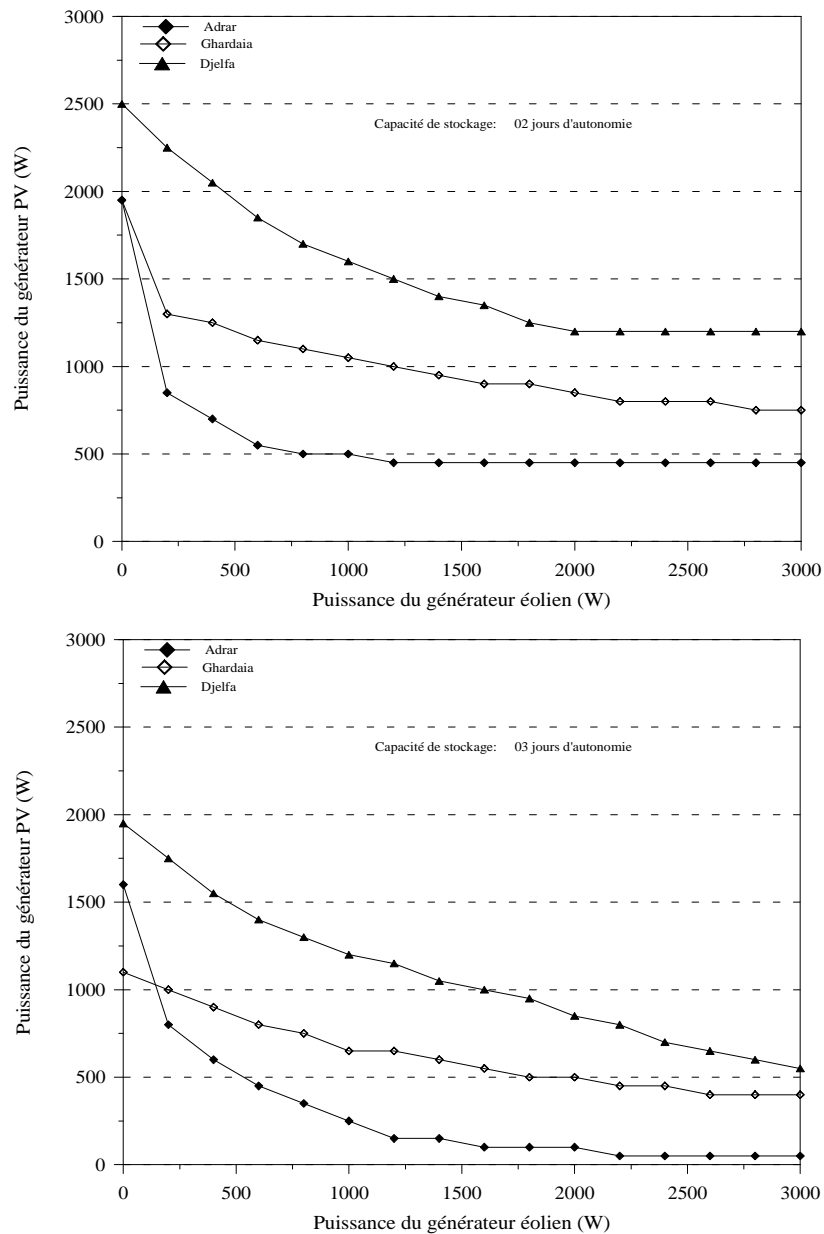


Figure 6.3: Influence du potentiel énergétique sur les dimensions du système hybride PV/éolien (LPSP=0)

### 6.1.3 Influence de la LPSP sur les dimensions du système

Les résultats de simulation relatifs aux différentes configurations satisfaisant la charge avec les valeurs de LPSP désirées (0, 0,01, 0,02, 0,05 et 0,1) sont présentés sur la figure 6.4.

Comme il est montré dans cette figure, les courbes (puissance PV - puissance éolienne) pour les différentes LPSP peuvent être divisées en deux intervalles. Dans le premier intervalle, l'augmentation de la puissance éolienne conduit à une réduction considérable de la taille du générateur PV, particulièrement pour le cas de LPSP=0, tandis que dans le deuxième

intervalle, la puissance du générateur PV diminue plus progressivement avec l'augmentation de la puissance éolienne.

Concernant l'influence de la fiabilité du système sur les dimensions du système, les résultats obtenus montrent, d'une part, une réduction importante de la taille du système (générateur PV) quand la valeur de LPSP passe de 0 à une valeur supérieure et, d'autre part, qu'avec une capacité de stockage d'un jour d'autonomie, le système PV seul peut satisfaire totalement les besoins de la charge en énergie (LPSP=0), alors que le système éolien seul, il ne peut satisfaire la charge qu'avec des valeurs de LPSP, relativement élevée; à savoir 0,05 et 0,1.

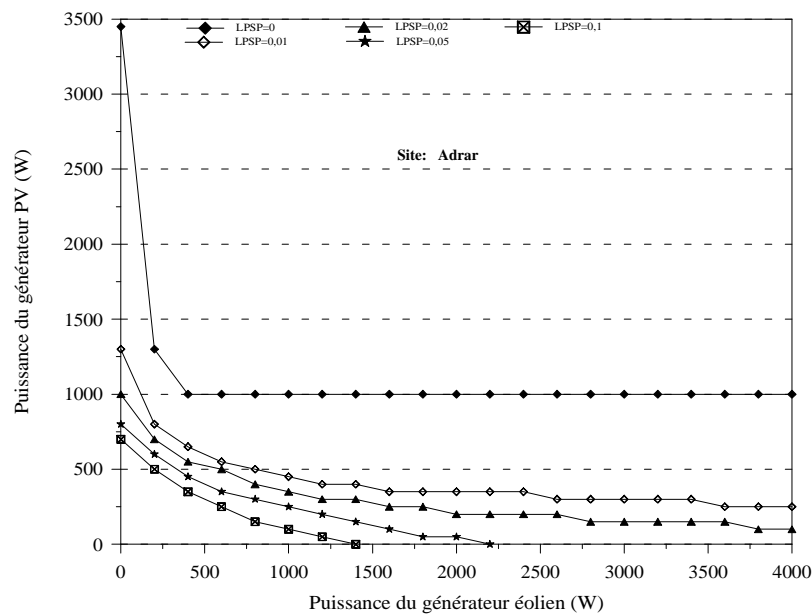


Figure 6.4: L'influence de la fiabilité du système (LPSP) sur les dimensions du système (capacité de stockage: un jour (01) d'autonomie)

Les résultats de simulation présentés dans la figure 6.5 montrent clairement la dépendance de la taille du système avec la LPSP. Comme il est montré dans cette figure, la LPSP varie en sens inverse de la puissance du générateur PV.

Les courbes présentées dans cette figure sont caractérisées par deux parties distinctes; une partie correspondant aux très faibles valeurs de LPSP, elle est caractérisée par une variation importante de la puissance PV en fonction de la LPSP. Quant pour la deuxième partie, la puissance du générateur PV diminue graduellement avec l'augmentation de LPSP. A titre d'exemple en utilisant un générateur éolien de 1000 W et une capacité de stockage d'un jour d'autonomie, la taille du générateur PV est réduite de quatre fois, quand la valeur de LPSP

varie de 0 à 0,05. Tandis que le passage d'une LPSP de 0,05 à 0,1 permet de réduire la taille du générateur PV, approximativement de moitié (Fig. 6.5)

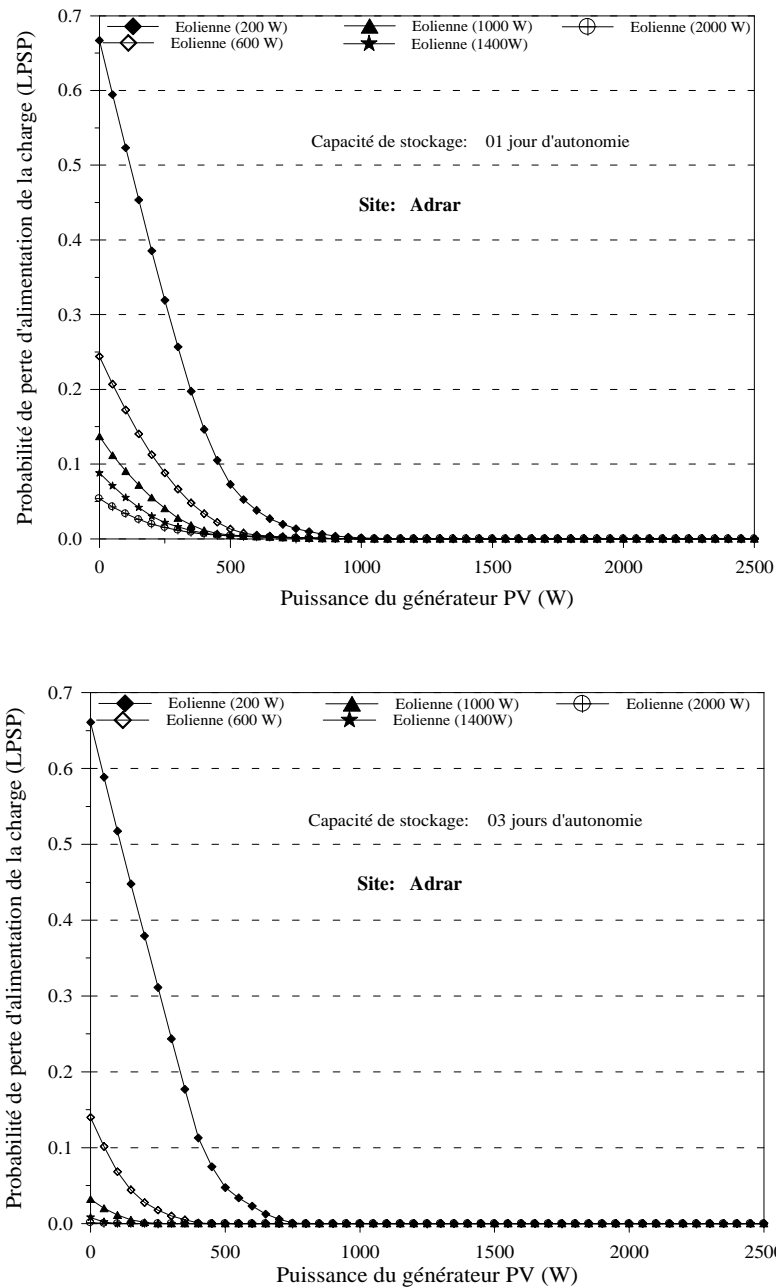


Figure 6.5: Combinaisons des générateurs PV et éolien avec LPSP désirée

Avec une capacité de stockage de trois jours d'autonomie, les configurations du système peuvent atteindre de très faibles valeurs de LPSP avec des tailles réduites du système.

Les résultats des figures 6.2 à 6.5 relatifs au modèle technique de dimensionnement présentent, d'une part, l'ensemble de configurations du système qui permet de satisfaire la charge avec une LPSP donnée et, d'autre part, l'étude d'impact de différents facteurs sur les dimensions du système. Un tel dimensionnement et une telle contrainte entraînent inévitablement une surproduction d'énergie importante au niveau du système par rapport à l'énergie appelée par la charge et plus particulièrement quand cette dernière est totalement satisfaite en énergie. Cet excédent énergétique est fonction du taux de satisfaction de la charge. L'influence respective de ces deux paramètres sera discutée dans la section suivante.

#### 6.1.4 Excédent énergétique et indice de satisfaction

Sur la figure 6.6, est présentée la variation de l'excédent énergétique et de l'indice de satisfaction des besoins de la charge en énergie en fonction de la puissance du générateur PV pour différentes tailles du générateur éolien et une capacité de stockage constante.

Les résultats de simulation montrent que l'excédent énergétique produit par le système varie proportionnellement avec l'indice de satisfaction de la charge. Il augmente significativement avec l'augmentation de la puissance du générateur PV dans l'intervalle de 0 à 2000 W, particulièrement pour les sites de Ghardaia et de Djelfa puis augmente lentement pour les valeurs de puissance au-delà de 2000 W.

Pour assurer une satisfaction totale des besoins de la charge en énergie ( $SAT=1$ ), un excédent énergétique important se produit, il est estimé à plus de 60% pour le site de Djelfa, entre 45% et 60% pour le site de Ghardaia et entre 34% et 75% pour le site d'Adrar.

La réduction de l'excédent énergétique produit par le système induit une baisse dans le taux de satisfaction et la charge ne sera pas totalement satisfaite. En effet, quand la satisfaction est passée de 100% à 80%, l'excédent énergétique produit par le système s'est réduit à moins de 20% de l'énergie produite et peut être nul comme dans le cas du site d'Adrar.

Les résultats montrent aussi, en raison de l'important potentiel d'énergies renouvelables disponible sur le site d'Adrar, que l'excédent énergétique produit par le système installé sur ce site augmente considérablement avec l'augmentation de la puissance du générateur éolien. Il est plus important que celui produit par le même système, s'il est installé sur les sites de Djelfa et de Ghardaia.

Aux faibles valeurs de puissance du générateur PV (<500 W), la charge ne peut en aucun cas être satisfaite totalement en énergie dans les sites de Ghardaia et de Djelfa, tandis que dans le site d'Adrar, elle est totalement satisfaite avec un système hybride ayant un générateur éolien de puissance nominale supérieure à 400 W.



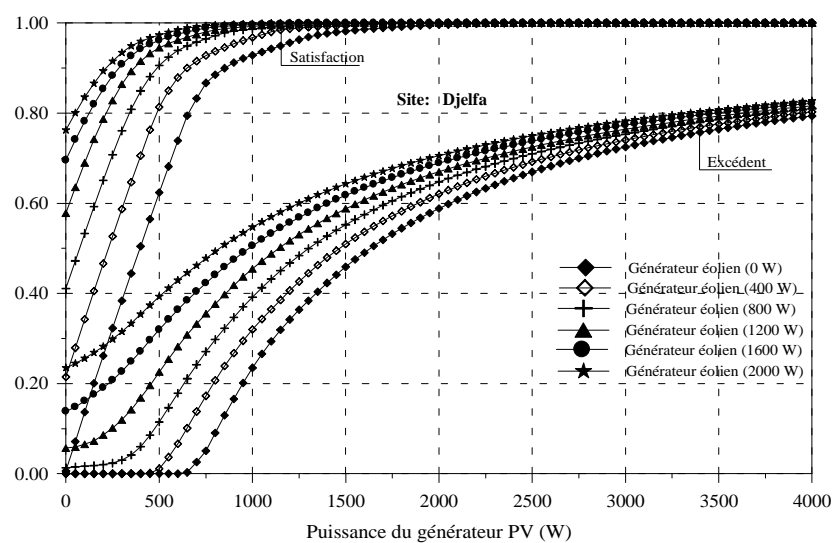
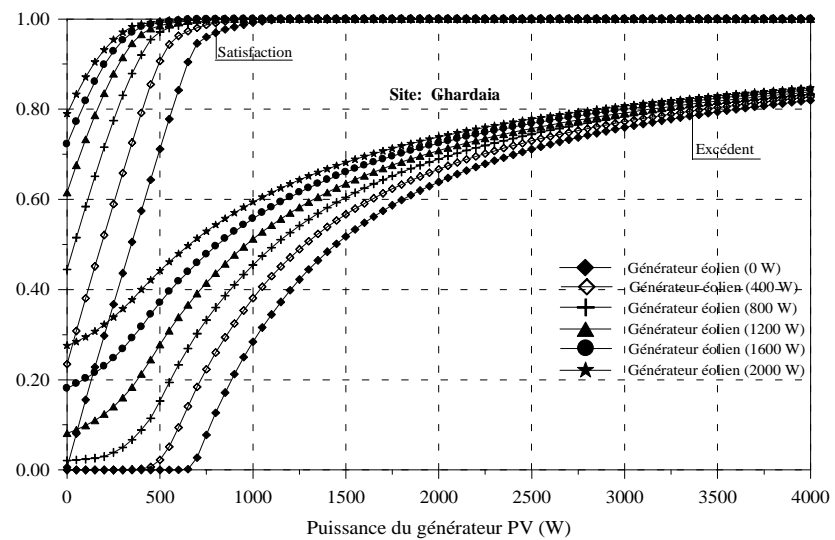
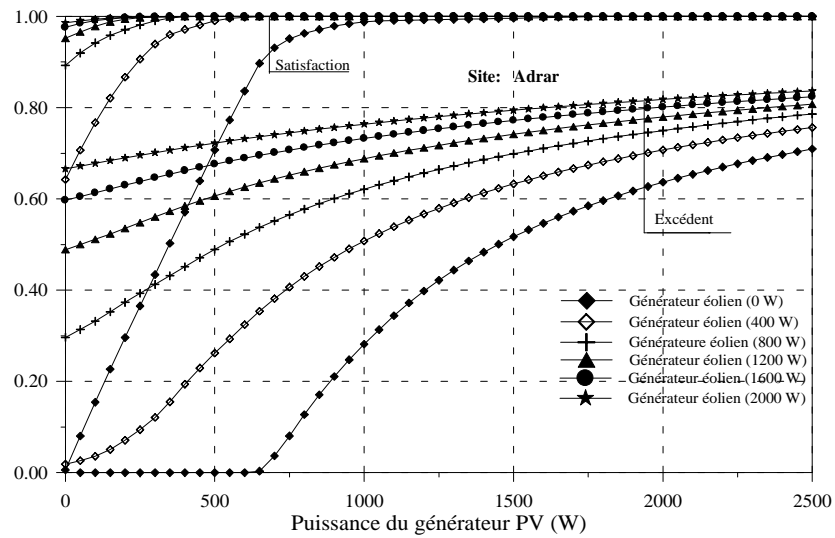


Figure 6.6: Variation de l'excédent énergétique et de l'indice de satisfaction de la charge en fonction de la puissance du générateur PV (capacité de stockage: deux jours d'autonomie).

Dans le but d'évaluer l'influence de la capacité de stockage sur l'excédent énergétique, on a fait varier la capacité de stockage exprimée en jours d'autonomie dans un intervalle de 1 à 6. Les résultats de simulation, pour un générateur éolien de 400 W, sont présentés dans la figure 6.7. Ces résultats montrent que l'augmentation de la capacité de stockage n'affecte pas l'excédent énergétique, quant au surplus d'énergie produit par le système, il provient essentiellement du générateur PV.

Les résultats montrent aussi que pour l'intervalle de puissance du générateur PV entre 0 et 500 W, l'excédent énergétique produit par le système est pratiquement nul pour les deux sites de Ghardaïa et de Djelfa, quant pour le site d'Adrar, le système produit un excédent. Cela peut s'expliquer par le fait que le site d'Adrar présente un potentiel éolien plus important que celui disponible sur les deux autres sites.

Sur le site d'Adrar, le système éolien seul, composé d'un générateur de 400 W, peut satisfaire les besoins de la charge en énergie avec un taux de 60%. Tandis que sur les sites de Ghardaïa et de Djelfa, seulement 20% de la charge peut être satisfaite et ce, en raison du potentiel éolien disponible sur ces deux sites relativement faible.

Ce qui est important à retenir de ces deux figures 6.6 et 6.7 c'est que l'indice de satisfaction est une fonction linéaire croissante avec la puissance du générateur PV et il est indépendant de la capacité de stockage. Ainsi, pour obtenir une satisfaction totale des besoins de la charge en énergie, une importante quantité d'énergie excédante peut se produire (plus de 50% de la production des deux générateurs est inutilisée). La contribution à la réduction de l'énergie excédante réduit le taux de satisfaction des besoins de la charge.

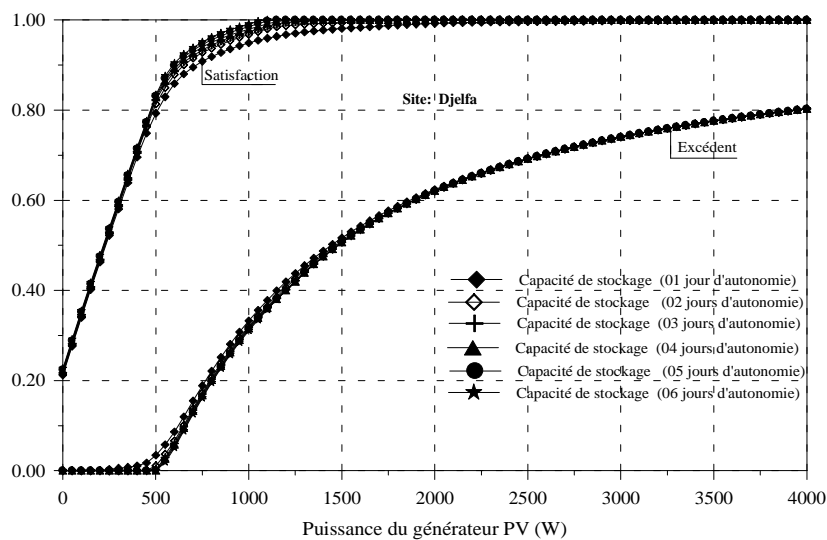
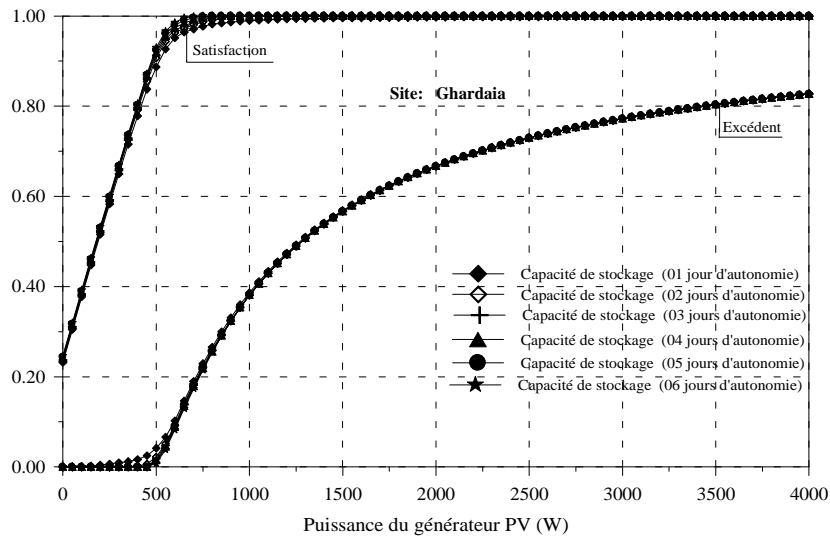
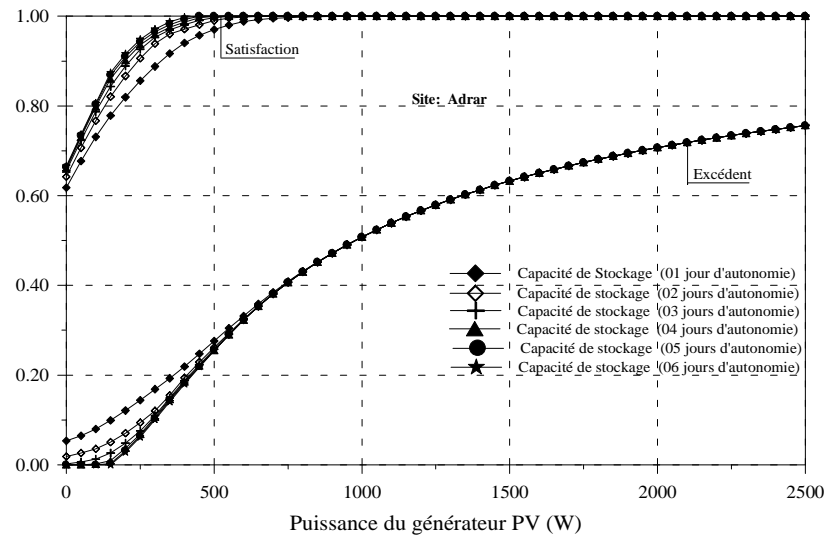


Figure 6.7: Variation de l'excédent énergétique et de l'indice de satisfaction de la charge en fonction de la puissance du générateur PV (pour un générateur éolien de 400 W)

## 6.2 Résultats relatifs au modèle économique

L'optimisation du système hybride PV/éolien consiste à choisir, parmi l'ensemble de configurations satisfaisant le critère technique (LPSP désirée), la configuration qui présente le coût d'énergie minimal. En utilisant le modèle économique développé selon le concept du LCE, plusieurs simulations sont effectuées pour déterminer le coût du kWh d'énergie pour ces configurations.

### 6.2.1 Influence de la capacité de stockage sur le coût du kWh d'énergie

Dans un premier temps, les résultats de simulation relatifs à la variation du coût minimal du kWh d'énergie avec la capacité de stockage sont présentés dans la figure 6.8 pour le site d'Adrar.

Ces résultats montrent qu'une augmentation significative du coût du kWh d'énergie est constatée quand la capacité de stockage est importante. En effet, pour une LPSP égale à zéro, le coût du kWh peut être augmenté de plus de 70% en utilisant une capacité de stockage de quatre jours d'autonomie au lieu d'un jour d'autonomie. Cela est dû du fait que le coût des batteries intervient plusieurs fois au cours de la durée de vie du système.

Pour les autres valeurs de LPSP (0,01 et 0,05), une augmentation de plus de 100% peut être constatée.

Par conséquent, le stockage dans les systèmes à sources renouvelable présente un élément déterminant du coût de l'énergie. Pour le cas présenté, site d'Adrar, la capacité optimale de stockage pour le système hybride PV/éolien pour les trois valeurs de LPSP est trouvée celle qui correspond à un jour d'autonomie. Ces résultats peuvent être changés pour d'autres sites et d'autres charges.

A cet effet, dans un système hybride PV/éolien, l'augmentation de la taille des deux générateurs PV et éolien pourrait être un meilleur choix que d'augmenter la capacité de stockage en raison du coût de la batterie et de sa courte durée de vie qui nécessite leur remplacement.

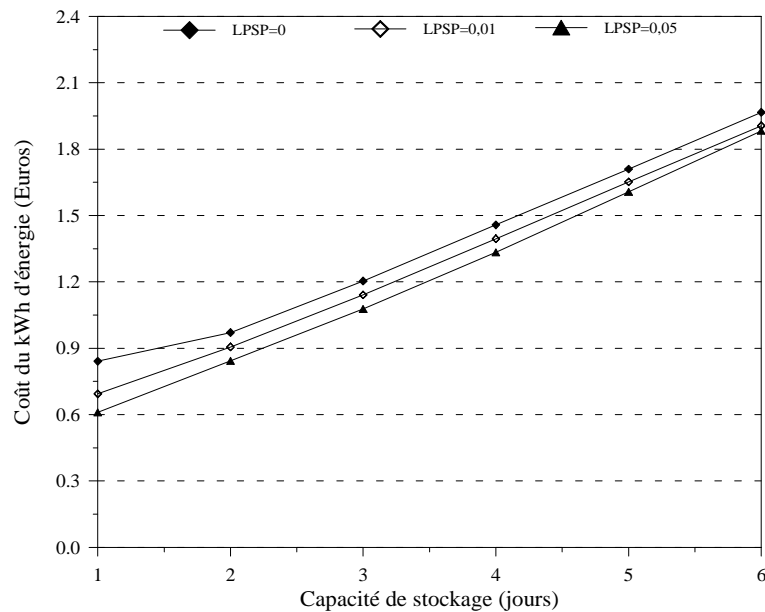


Figure 6.8 Coût du kWh d'énergie en fonction de la capacité de stockage

### 6.2.2 Influence de la LPSP sur le coût du kWh d'énergie

En utilisant la méthode d'optimisation proposée dans ce travail, le coût du kWh d'énergie minimal pour les différentes valeurs de LPSP (fiabilité du système) est déterminé, la figure 6.9 présente les résultats de simulation relatifs à la variation du LCE avec la LPSP pour trois sites (Adrar, Ghardaia et Djelfa).

Ces résultats montrent que le coût du kWh (LCE) est très sensible au paramètre LPSP, particulièrement pour les faibles valeurs. En effet, une réduction importante du coût est constatée quand on utilise une LPSP égale à 0,01 au lieu de la valeur 0. Cette diminution est estimée à 17% pour le site d'Adrar, à 20% pour le site de Djelfa et à 30% pour le site de Ghardaia.

Pour des valeurs de LPSP supérieures à 0,03, cette diminution devient moins sensible à l'augmentation de LPSP. En effet, l'utilisation d'une charge alimentée avec une LPSP différente de zéro conduit à une baisse significative du coût du kWh d'énergie.

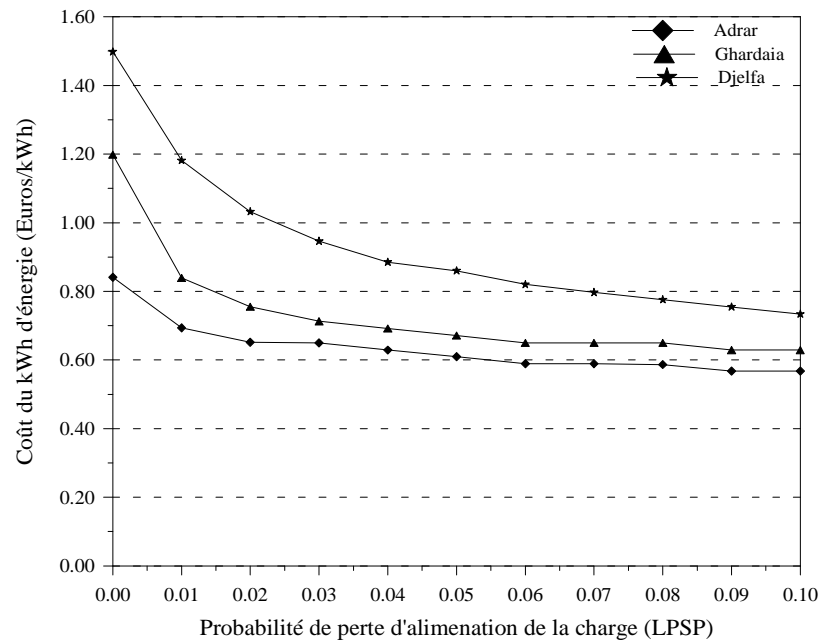


Figure 6.9: L'impact de la LPSP sur le coût du kWh d'énergie du système hybride PV/éolien

### 6.2.3 Influence de la charge sur le coût du kWh d'énergie

La figure 6.10 illustre le coût du kWh d'énergie, correspondant à la configuration optimale, en fonction de l'énergie demandée pour un même profil, i.e. une même répartition horaire de la charge, pour les trois sites d'Adrar, de Ghardaia et de Djelfa.

Ces résultats montrent que pour les faibles charges, inférieure à 2 kWh, le coût du kWh d'énergie peut varier significativement avec la taille de la charge, il diminue avec l'augmentation de la charge. Pour les charges supérieures à 2 kWh, cette diminution est presque négligeable et par conséquent, le coût devient presque constant.

A titre de comparaison, les résultats montrent que le site d'Adrar présente un meilleur coût du kWh d'énergie. Il est de l'ordre de 10 à 30% et de 20 à 40% moins cher que ceux obtenus pour les sites de Ghardaia et de Djelfa respectivement. Cela peut s'expliquer par la différence de potentiel énergétique disponible sur les sites. En effet, l'important potentiel énergétique disponible sur le site d'Adrar fait que le coût du kWh d'énergie est beaucoup plus faible que celui produit sur les autres sites.

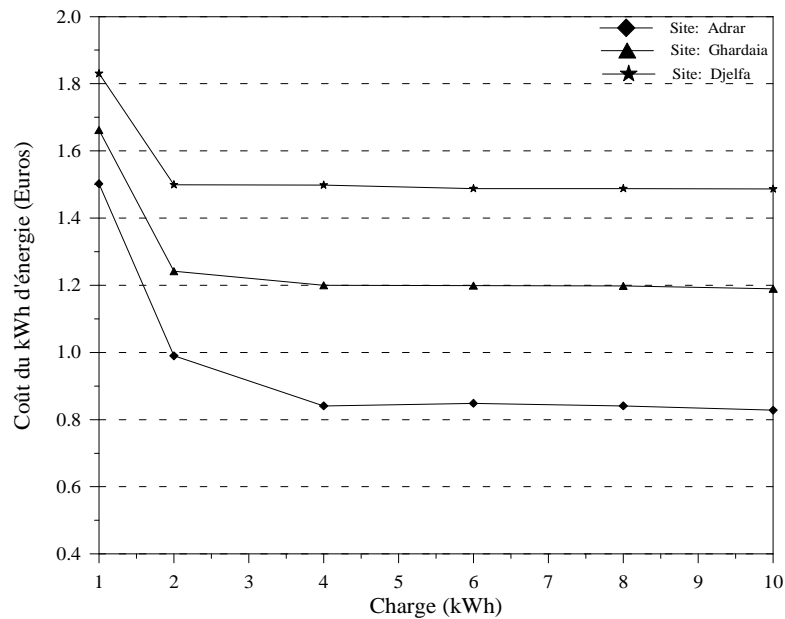


Figure 6.10: L'impact de la taille de la charge sur le coût du kilowattheure d'énergie

#### 6.2.4 Impact du choix du type de la configuration sur les performances du système et le coût du kWh d'énergie

Le choix du type de la configuration du système utilisé peut contribuer à l'amélioration des performances du système. Dans ce travail, deux types de configurations sont proposés et qui sont présentés dans les figures 5.1 et 5.2.

Les résultats de simulation montrent que l'utilisation d'une unité d'alimentation électrique ininterrompue (UPS) permet d'améliorer les performances du système. En effet, en utilisant le même système (les mêmes dimensions des éléments composant le système) pour les deux types de configurations, les résultats montrent que la configuration utilisant l'UPS présente de meilleures performances par rapport à celle sans UPS.

A titre d'exemple, la figure 6.11 présente les résultats de simulation pour un système composé d'un générateur PV de 400 W crête et des batteries de stockage d'une capacité d'un jour d'autonomie pour les deux types de configurations (sans et avec UPS). La taille du générateur éolien est variée.

Ces résultats montrent que l'utilisation d'une UPS au sein du système permet d'améliorer ses performances. En effet, la configuration du système dans laquelle l'UPS est utilisée est plus fiable que celle sans UPS, elle permet de satisfaire les besoins de la charge en énergie avec une valeur de LPSP inférieure. A titre d'exemple, pour un générateur éolien de 400 W, la configuration utilisant l'UPS permet de satisfaire la charge avec une valeur de LPSP

inférieure à 0,05, alors que la configuration sans UPS, elle ne peut satisfaire la charge qu'avec une valeur de LPSP égale à 0,06.

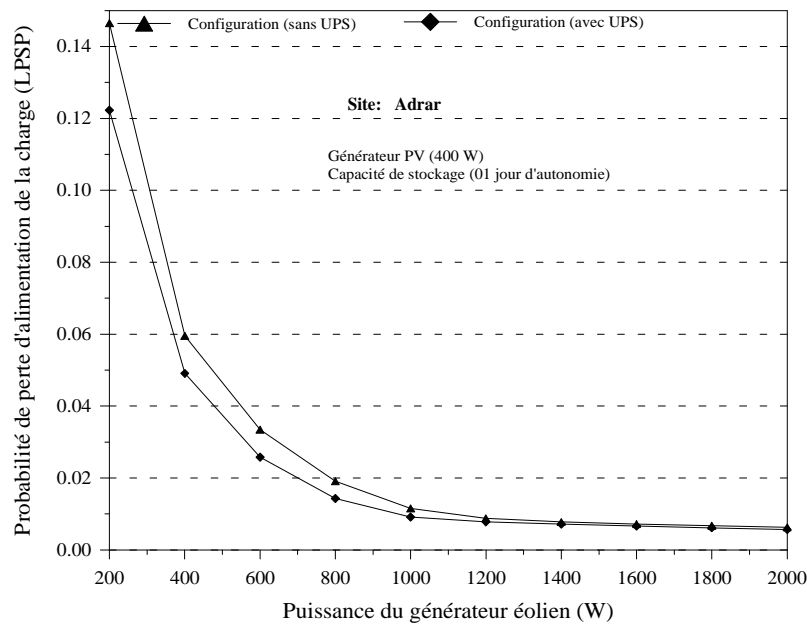


Figure 6.11: L'impact du type de la configuration du système sur la fiabilité du système

Ainsi, les résultats de simulation relatifs aux deux types de configurations du système montrent que l'utilisation d'une UPS au sein du système peut conduire à une réduction de la taille du système, particulièrement pour les sites ventés, et par conséquent le coût du kWh d'énergie sera réduit.

Dans la figure 6.12, sont présentés les résultats de simulation relatifs au site d'Adrar. Ces résultats montrent, d'une part, les caractéristiques des configurations optimales du système composé d'un générateur éolien de 400 W pour différentes capacités de stockage et, d'autre part, le coût du kWh d'énergie.



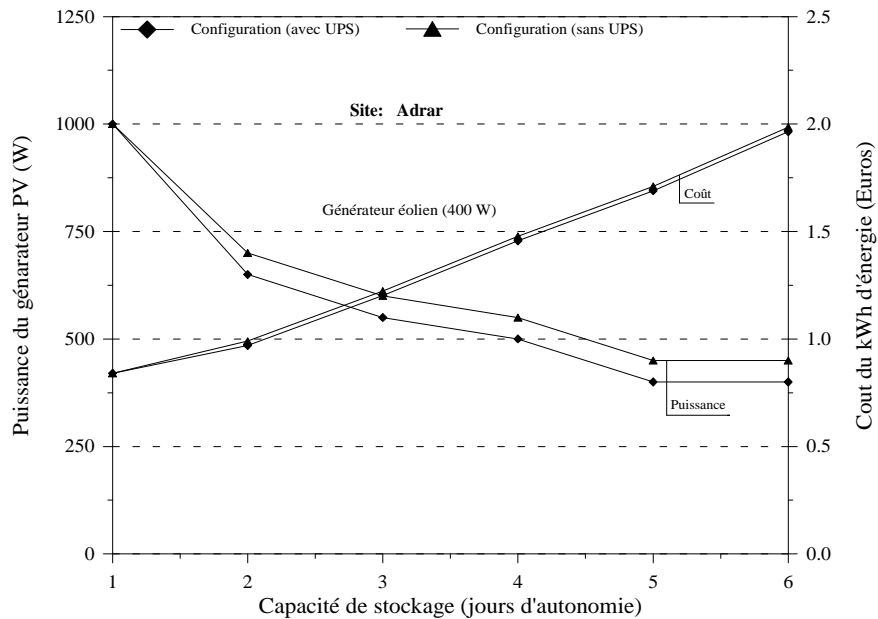


Figure 6.12: L'impact du type de la configuration du système sur la taille du système et le coût du kWh d'énergie

### 6.3 Configurations optimales

Les configurations du système hybride PV/éolien (générateur PV, générateur éolien et batteries de stockage) satisfaisant les besoins de la charge en énergie avec une LPSP égale à zéro sont présentées dans la figure 6.13 pour deux sites Adrar et Ghardaia. Le coût du kWh correspondant à ces différentes configurations est également montré sur cette figure.

Ces résultats montrent que pour l'ensemble de configurations satisfaisant la LPSP désirée (LPSP=0), la capacité de stockage varie en inverse de la taille des générateurs PV et éolien.

En effet, dans un système hybride lorsque la capacité de stockage est réduite, la taille des générateurs PV et éolien doit être augmentée pour satisfaire les besoins de la charge en énergie.

Dans cette étude, les résultats de simulation montrent que pour le site de Ghardaia, la configuration optimale du système est obtenue avec une capacité de stockage correspondant à deux jours d'autonomie. Quant pour le site d'Adrar, une capacité de stockage d'un jour d'autonomie est suffisante pour satisfaire totalement les besoins de la charge en énergie (LPSP=0) avec un coût minimal.

Les résultats montrent aussi que pour l'ensemble de configurations du système satisfaisant le critère technique (LPSP désirée), quand la puissance éolienne augmente, la puissance PV diminue. Cette diminution est plus importante pour le site d'Adrar, en raison du potentiel éolien considérable, tandis

que pour le site de Ghardaia, cette variation est graduelle du fait que le potentiel éolien est relativement faible par rapport à celui d'Adrar.

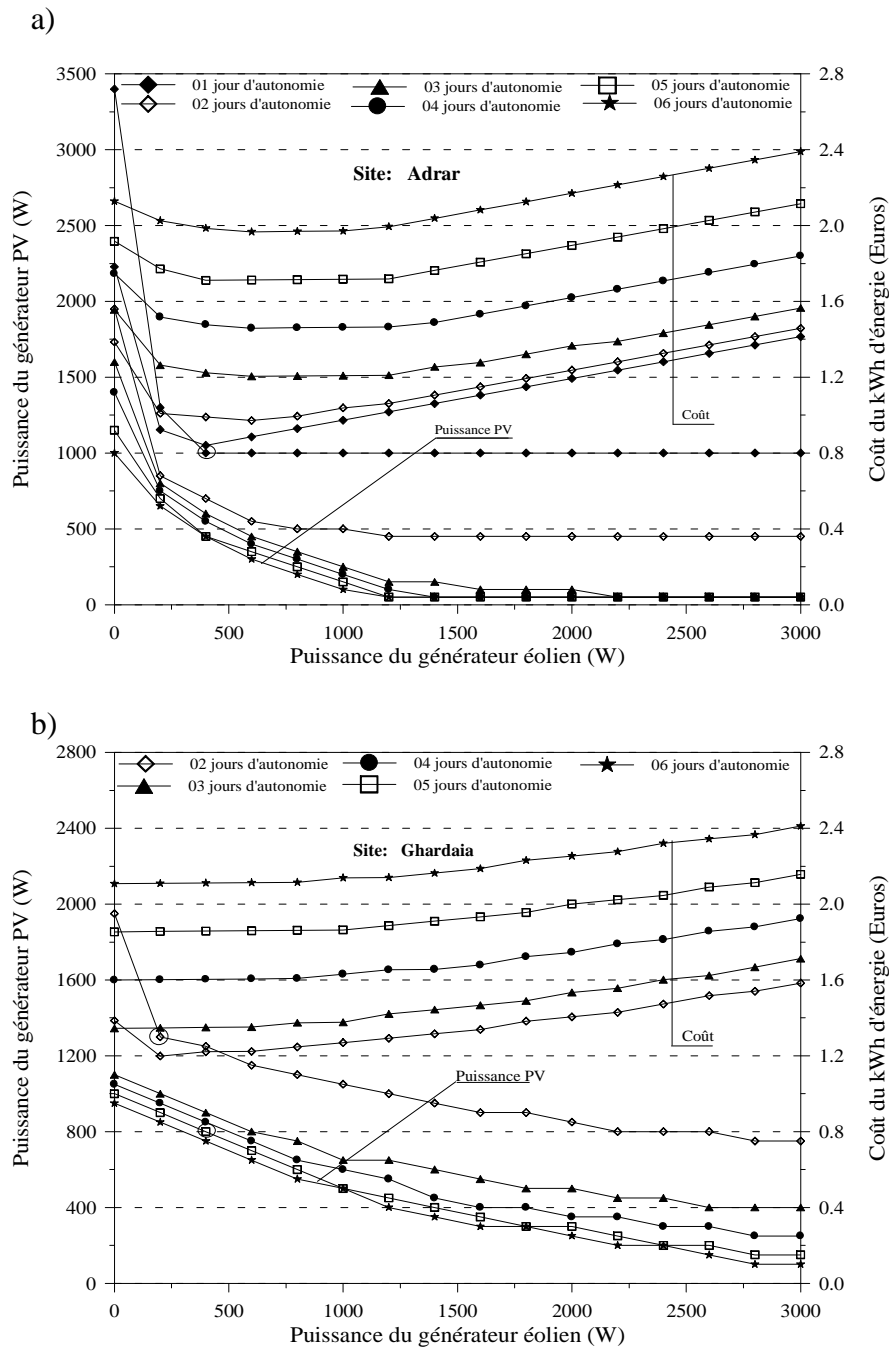


Figure 6.13: Configurations du système et coût du kilowattheure d'énergie (LPSP=0)  
 a) Adrar, (b) Ghardaia

La figure 6.13 présente aussi l'ensemble de courbes relatives au coût du kWh d'énergie pour l'ensemble de configurations satisfaisant la LPSP désirée. Ces résultats sont présentés pour différentes capacité de stockage.

Selon les résultats obtenus, il existe un point sur chaque courbe pour lequel le coût est minimal. Pour le site de Ghardaia, à l'exception de la courbe correspondant à une capacité de stockage de deux jour d'autonomie, ce point est trouvé sur l'axe de la puissance du générateur PV ce qui correspond à une configuration du système purement photovoltaïque. Tandis que pour le site d'Adrar, ce point pour les différentes capacités de stockage se trouve décalé de l'axe de la puissance du générateur PV ce qui explique que l'option hybride est la configuration optimale pour ce site.

De plus, les résultats montrent que, pour le site d'Adrar, en utilisant des générateurs éoliens de faibles puissances, une diminution du coût du kWh d'énergie est constatée quand la puissance éolienne augmente, contrairement pour le site de Ghardaia où le coût reste presque constant. Cela peut s'expliquer par la réduction importante de la taille du générateur PV pour le site d'Adrar, en raison du potentiel éolien considérable disponible sur ce site.

Quant aux valeurs supérieures de la puissance du générateur éolien, le coût du kWh varie proportionnellement avec la taille du générateur éolien.

La configuration optimale est choisie parmi l'ensemble de configurations satisfaisant le critère technique et qui conduit au coût le plus faible. Dans la figure 6.13, une seule configuration peut satisfaire les deux critères (LPSP=0 et un coût du kWh (LCE) minimal).

Pour le site d'Adrar, la configuration optimale est obtenue pour le système composé d'un générateur PV (1000 Wc), d'un générateur éolien (400 W) et des batteries de stockage (capacité correspondant à 1 jour d'autonomie). Tandis que pour le site de Ghardaia, la configuration optimale du système est composée d'un générateur éolien de 200 W, d'un générateur PV de 1300 Wc et des batteries de stockage d'une capacité correspondant à deux jours d'autonomie.

Dans le tableau 6.1 sont présentées les caractéristiques des configurations optimales satisfaisant les différentes LPSP désirées (0, 0,01 et 0,05). Ces résultats sont relatifs au site d'Adrar. Les meilleures configurations pour ces différentes valeurs de LPSP se produisent quand la capacité de stockage est d'un (01) jour d'autonomie.

Tableau. 6.1 Caractéristiques des configurations optimales pour différentes valeurs de LPSP

LPSP et les paramètres de dimensionnement		Nombre de jours d'autonomie					
		1	2	3	4	5	6
LPSP=0%	$P_{c,pv}$ (W)	1000	550	450	400	450	300
	$P_{n,ge}$ (W)	400	600	600	600	400	600
	LCE	<b><u>0,841</u></b>	0,971	1,204	1,458	1,71	1,967
LPSP=1%	$P_{c,pv}$ (W)	650	500	300	250	100	50
	$P_{n,ge}$ (W)	400	400	600	600	800	800
	LCE	<b><u>0,694</u></b>	0,906	1,141	1,395	1,652	1,906
LPSP=5%	$P_{c,pv}$ (W)	450	350	150	0	100	100
	$P_{n,ge}$ (W)	400	400	600	800	600	600
	LCE	<b><u>0,610</u></b>	0,843	1,078	1,334	1,607	1,883

Ces résultats montrent que le coût du kWh d'énergie du système ayant une fiabilité élevée (LPSP inférieure) est plus cher que celui d'une faible fiabilité. En effet, la réduction de la satisfaction de 100% (LPSP=0) à 95% (LPSP=0,05) se traduit par une diminution de plus de 50% de la taille du générateur PV et par conséquent le coût du kWh est réduit de plus de 30%.

#### 6.4 Analyse du coût du kWh pour les différents types de systèmes (PV, éolien et hybride PV/éolien)

La méthodologie d'optimisation présentée dans ce travail peut être aussi appliquée pour le dimensionnement des systèmes à une seule source renouvelable à savoir système PV seul ou système éolien seul. La figure 6.14 illustre le coût du kWh d'énergie correspondant à la configuration optimale pour les différents systèmes (PV seul, éolien seul et hybride PV/éolien). Les résultats de simulation montrent clairement que, d'une part, le système hybride est la meilleure option pour les trois sites considérés. Il permet de satisfaire la charge, pour une LPSP égale à zéro, avec un coût minimal. D'autre part, en raison de son potentiel énergétique important, le coût du kWh d'énergie pour le site d'Adrar est le moins cher par rapport à ceux relatifs aux deux autres sites considérés.

Pour le système éolien seul, le coût du kWh d'énergie est trouvé plus élevé pour les sites de Ghardaia et de Djelfa, en raison de leur potentiel éolien faible.

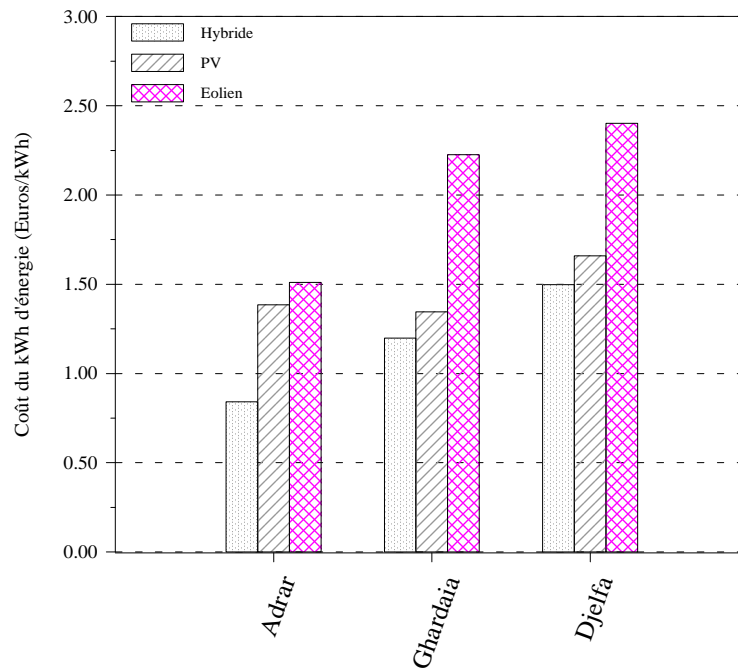


Figure 6.14: Coût du kWh d'énergie pour les différents types de systèmes

### 6.5 Caractéristiques de la configuration optimale du système

Comme la batterie présente l'élément le plus sensible dans le système hybride PV/éolien, l'évolution de son état de charge est analysée pour la configuration optimale du système et les résultats de simulation sont présentés dans la figure 6.15.

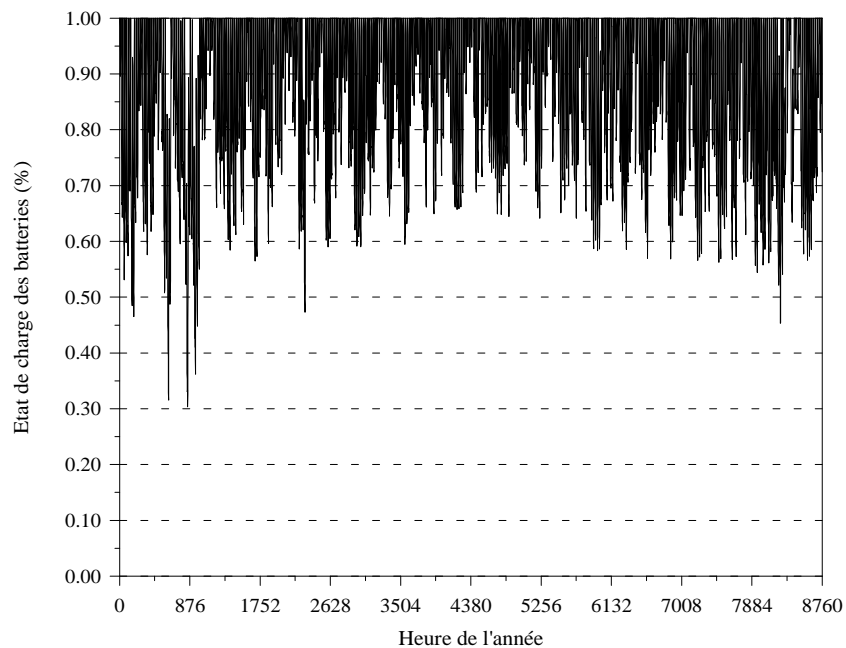


Fig. 6.15. Variation horaire de l'état de charge des batteries pour la configuration optimale du système

Ces résultats montrent que l'état de charge des batteries atteint son minimum en période de janvier et de février. En cette période, la production d'énergie par le système est insuffisante pour satisfaire la demande et par conséquent les batteries interviennent souvent pour combler ce déficit d'énergie. Durant la période du printemps et d'été, l'état de charge des batteries varie généralement entre 60 et 100% de sa charge nominale, du fait que le potentiel énergétique est important durant cette période.

### 6.6 Analyse du bilan énergétique de la configuration optimale

L'analyse du bilan énergétique de la configuration optimale du système hybride PV/éolien est effectuée dans cette étude. Les résultats de simulation sont présentés pour le site d'Adrar dans la figure 6.16. Ces résultats montrent que la configuration optimale du système hybride qui permet de satisfaire la charge totalement (LPSP=0) produit un excédent énergétique important, il varie dans l'intervalle de 30 à 60% de la production totale du système. Par conséquent l'utilisation d'une troisième source (groupe électrogène) comme source d'appoint peut être bénéfique et présente une meilleure solution en réduisant cet excédant et en assurant un coût du kWh d'énergie minimal. Pour les systèmes qui alimentent la charge avec une LPSP supérieure à zéro, l'excédent énergétique est plus faible.

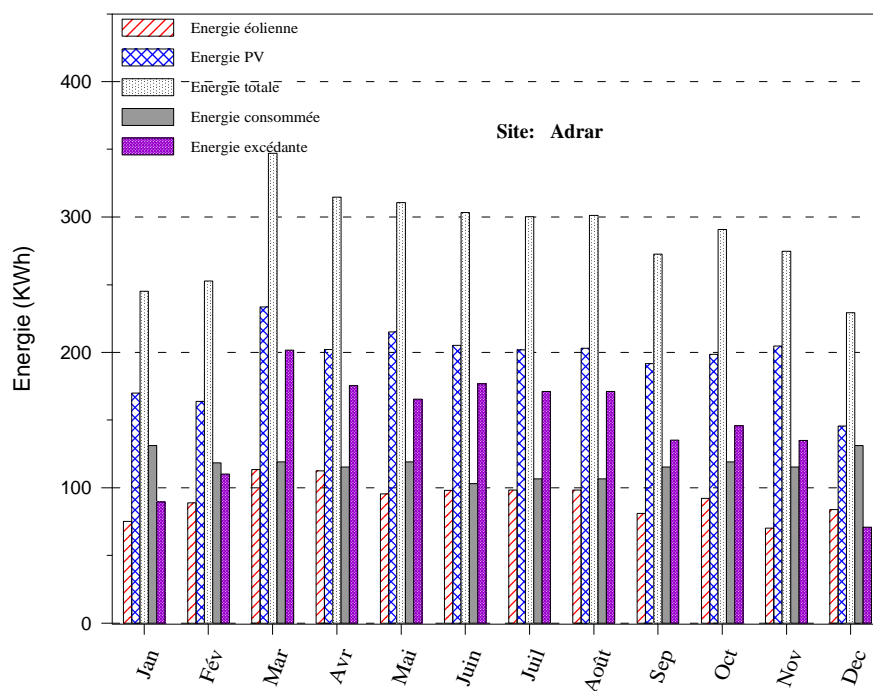


Figure 6.16: Bilan énergétique mensuel pour la configuration optimale du système

Les résultats de simulation relatifs au système hybride PV/éolien avec batteries de stockage présentés dans les figures 6.6 et 6.7 montrent que l'excédent énergétique, produit par les deux générateurs PV et éolien, dépend fortement du taux de satisfaction recherché par le consommateur.

En effet, la configuration optimale du système, pour laquelle les besoins de la charge en énergie sont satisfaites à 100% (LPSP=0), présente un important excédent énergétique qui est estimé à plus de 50% de l'énergie produite par les deux générateurs PV et éolien (Fig. 6.16).

Par conséquent, un système hybride PV/éolien autonome, bien qu'optimisé du point de vue technico-économique, produit un énorme excédent énergétique qui peut dépasser largement l'énergie demandée par la charge.

Une réduction de l'excédent énergétique induit une réduction du taux de satisfaction des besoins de la charge en énergie, solution non souhaitable pour le cas des charges nécessitant une alimentation continue en énergie (LPSP=0).

Pour améliorer le bilan énergétique, diminuer l'excédent d'énergie produit par le système et maintenir le taux de satisfaction très élevé, il convient de diminuer le taux de satisfaction des besoins de la charge par les énergies renouvelables (taux de couverture en énergies renouvelables) et faire appel à une source auxiliaire pour combler ce déficit. A cet effet, l'ajout d'une troisième source d'énergie utilisée comme source d'appoint est nécessaire. La section suivante présente les résultats de simulation relatifs au système hybride à sources renouvelables utilisant un groupe électrogène.

### **6.7 Système hybride PV/éolien avec batteries de stockage utilisant un groupe électrogène**

Dans cette étude, le groupe électrogène est utilisé pour permettre de pallier le déficit énergétique. Selon le mode de branchement du groupe au sein du système, deux types de configurations sont étudiés:

- Configuration 1 correspondant à un système hybride PV/éolien/batteries de stockage utilisant un groupe électrogène connecté aux batteries (comme chargeur de batteries) (Fig. 6.17).
- Configuration 2 correspondant à un système hybride PV/éolien/batteries de stockage utilisant un groupe électrogène branché directement sur la charge (Fig. 6.18).

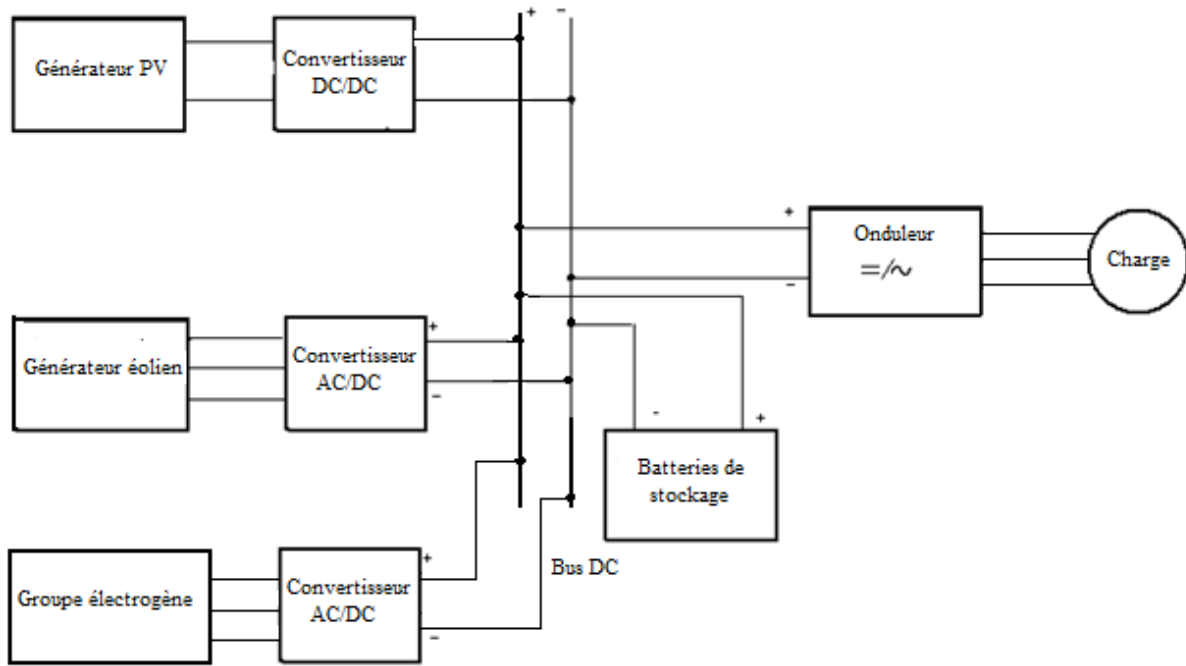


Figure 6.17: Système hybride PV/éolien/batteries de stockage/groupe électrogène  
(groupe connecté aux batteries)

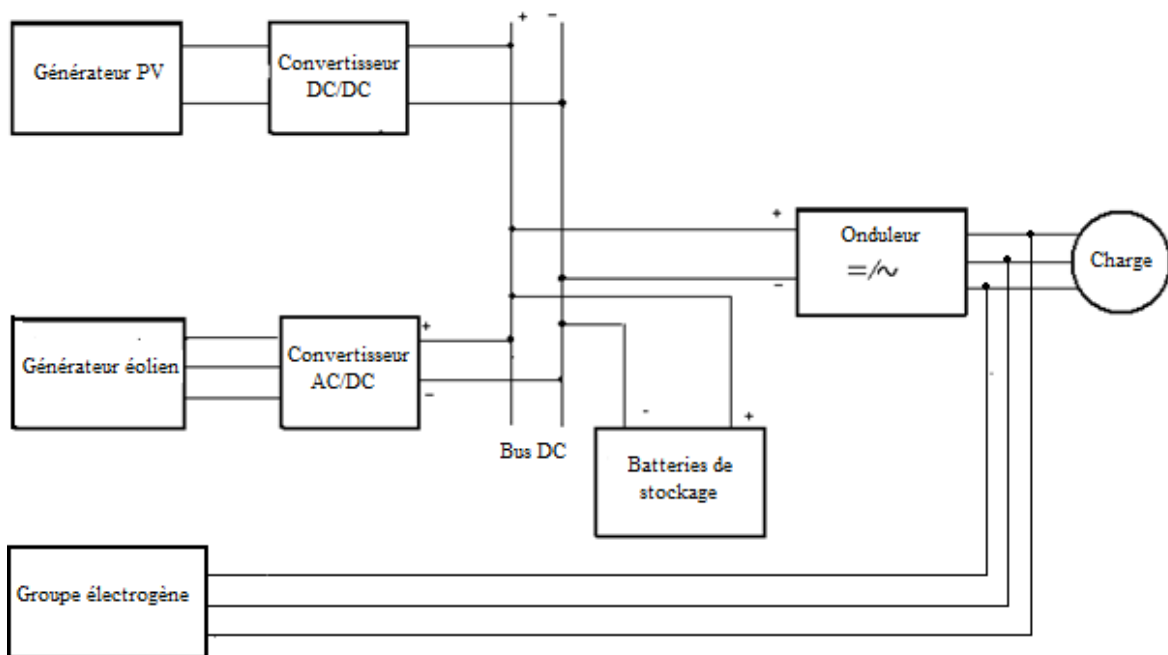


Figure 6.18: Système hybride PV/éolien/batteries de stockage/groupe électrogène  
(groupe branché directement sur la charge)



Configuration 1 (groupe connecté aux batteries)

Dans cette configuration, le groupe électrogène est utilisé en tant que chargeur de batteries et son dimensionnement dépend de la capacité nominale du parc des batteries.

En effet, la puissance nominale du groupe électrogène est déterminée en tenant compte des recommandations du Sandia National Laboratories selon lesquelles la batterie ne doit pas être chargée avec un courant excédant un cinquième de sa capacité nominale [113].

Cette contrainte permet de déterminer la puissance nominale du convertisseur AC/DC

$$P_{ac/dc}^n = \frac{C_{max,bat}}{5\eta_{cha}} \quad 6.1$$

Par conséquent, la puissance nominale du groupe électrogène est donnée par l'équation suivante:

$$P_{gr}^n = \frac{C_{max,bat}}{5\eta_{cha} \eta_{ac/dc}} \quad 6.2$$

Le principe de fonctionnement du groupe électrogène au sein du système est le suivant: lorsque l'état de charge des batteries atteint un seuil donné (appelé seuil de démarrage), le groupe se met en marche et il fonctionne jusqu'à ce que l'état de charge des batteries atteigne son maximum (seuil d'arrêt du groupe). Ce mode de fonctionnement a l'avantage de permettre au groupe de fonctionner en permanence proche de son régime nominal.

Configuration 2 (groupe branché directement sur la charge)

Pour cette deuxième configuration, le groupe est directement connecté à la charge et par conséquent, son dimensionnement est fonction de la puissance maximale de la charge sur la période de simulation.

Le fonctionnement du groupe est conditionné par l'énergie produite et stockée. En effet, lorsque l'énergie disponible, produite par les générateurs PV et éolien et stockée dans les batteries, est insuffisante pour satisfaire la charge, le groupe électrogène se met en marche jusqu'à ce que l'énergie produite par les deux générateurs soit suffisante pour alimenter la charge.

Dans cette partie, l'étude est focalisée sur la contrainte d'autonomie que doit vérifier le système hybride utilisant un groupe électrogène. Dans cette optique, les deux modes de fonctionnement du système sont analysés et comparés d'un point de vue technique (dimensionnement des composants du système) et économique (détermination du coût du kWh d'énergie).

A l'issue de la simulation de fonctionnement du système, différentes grandeurs relatives au fonctionnement du groupe (temps de fonctionnement, consommation du gasoil et nombre de mises en marche du groupe) sont déterminées. Le coût relatif aux différents types de configurations étudiés est aussi calculé. Les résultats de simulation seront présentés dans cette section.

Dans un premier temps, nous présentons les résultats relatifs aux paramètres de fonctionnement du groupe. En effet, le temps de fonctionnement du groupe est analysé et les résultats de simulation sont présentés dans les figures 6.19 et 6.20.

Ces résultats montrent que le temps de fonctionnement du groupe dépend du type de configuration utilisée.

En effet, le groupe électrogène, qui est utilisé en tant que chargeur de batteries au sein du système hybride, fonctionne moins longtemps et à un régime très proche de sa puissance nominale. Pour une configuration ayant une capacité de stockage d'un jour d'autonomie, une éolienne de 800 W et un générateur PV de 400 W, le groupe électrogène associé à cette configuration doit fonctionner pendant environ 60 heures par an (soit deux jours et demi) pour assurer l'autonomie du système. Alors que pour la configuration 2 dont le groupe est branché directement sur la charge, le temps de fonctionnement du groupe est de l'ordre de 150 heures par an (soit 6 jours) ce qui représente presque trois fois plus élevé que dans le cas de la configuration 1. Ces chiffres sont relatifs au site d'Adrar. Pour les deux autres sites (Ghardaia et Djelfa), la même remarque peut être faite.

En ce qui concerne la deuxième configuration pour laquelle le groupe est branché directement sur la charge, la puissance du groupe est liée à celle de la puissance maximale de la charge qui est de l'ordre de 700 W dans notre cas. Or, sur le marché il n'existe pas des groupes de petites puissances, l'étude a nécessité l'utilisation d'un groupe surdimensionné donc ayant un très faible rendement dans cette gamme de puissances.

La figure 6.19 montre aussi que pour un système similaire qui permet de satisfaire totalement les besoins de la charge en énergie, le temps de fonctionnement du groupe varie d'un site à l'autre. Cela est dû au différent potentiel énergétique disponible sur site.

En effet, sur le site d'Adrar, caractérisé par un important potentiel énergétique, le groupe fonctionne moins longtemps comme cela est illustré sur la figure 6.19.

Ainsi les résultats de simulation montrent que pour un système composé d'un générateur éolien de 800 W, d'un générateur PV de 400 W et d'une capacité de stockage d'un jour d'autonomie, le groupe fonctionne pendant 60, 240 et 330 heures par an respectivement dans les sites d'Adrar, de Ghardaia et de Djelfa.

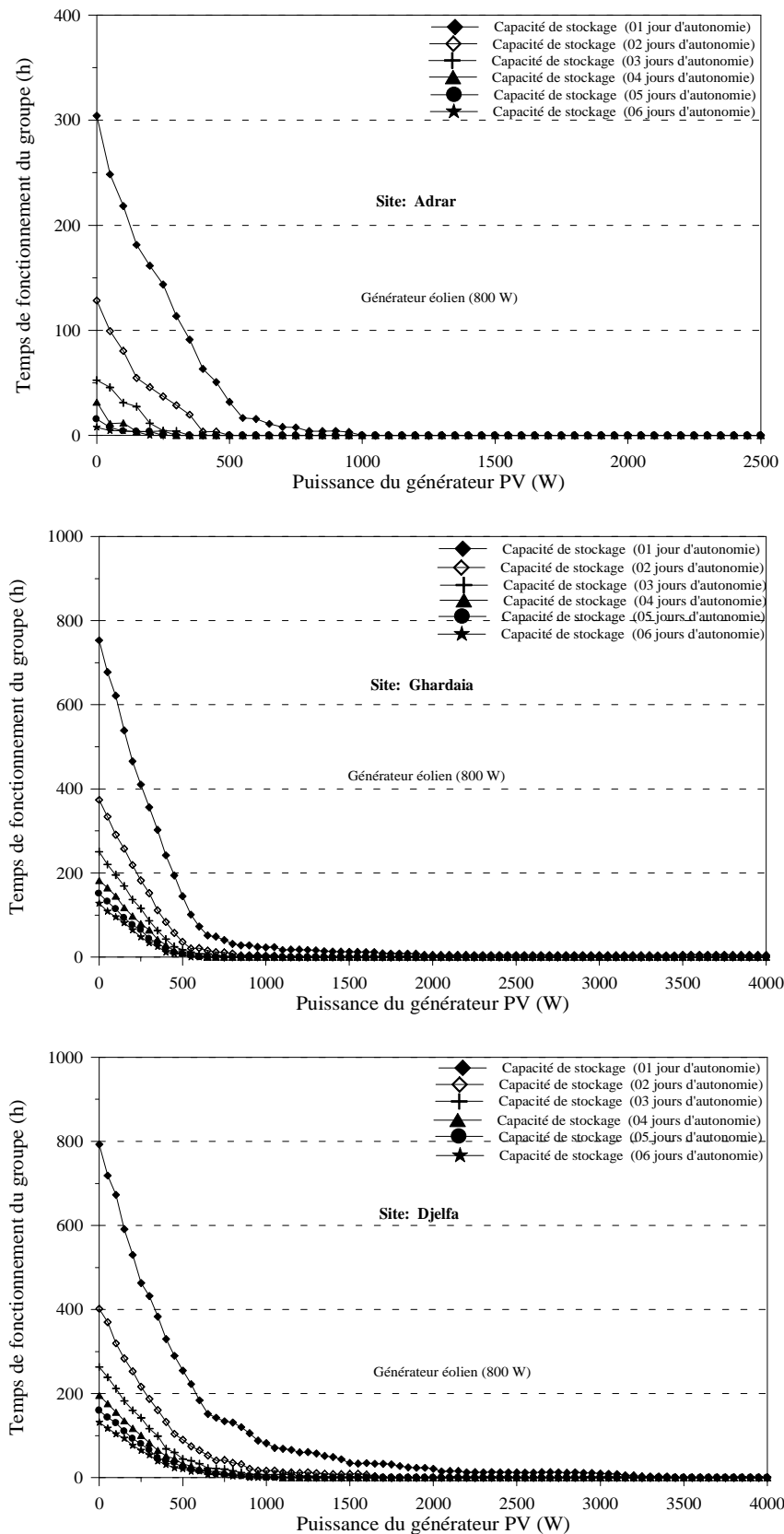


Figure 6.19: Variation du temps de fonctionnement du groupe en fonction de la configuration du système (groupe connecté aux batteries)

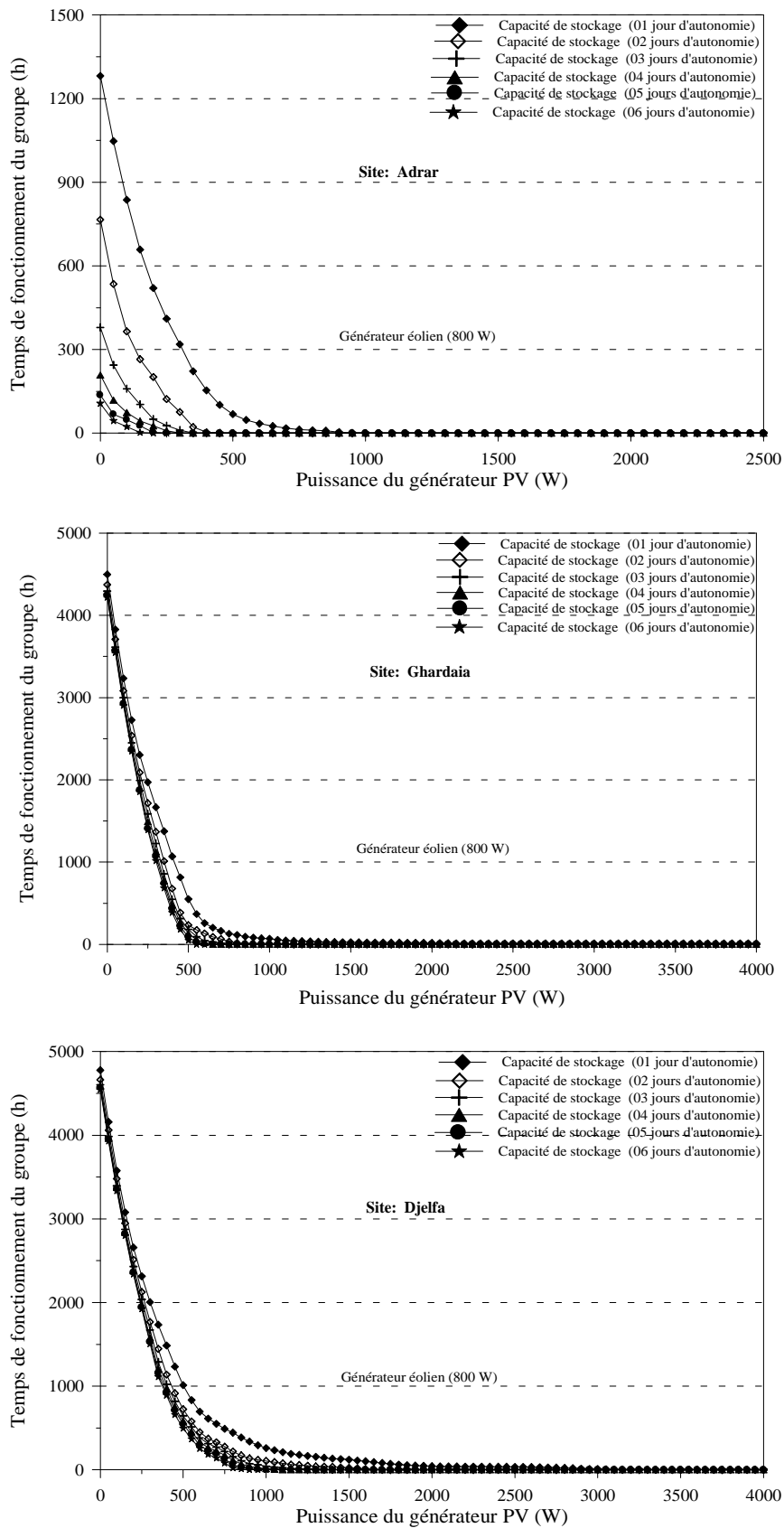


Figure 6.20: Variation du temps de fonctionnement du groupe en fonction de la configuration du système (groupe branché sur la charge)

D'autre part, les résultats de simulation montrent que le temps de fonctionnement est sensible aux variations de taille du système comme illustré sur les figures 6.19 et 6.20 pour la taille du générateur PV et des batteries et sur la figure 6.21 pour la taille du générateur éolien.

Il diminue avec l'augmentation de la puissance du générateur PV. En effet, un système composé d'un générateur éolien de 800 W et d'une capacité de stockage d'un jour d'autonomie, quand la puissance du générateur PV augmente de 0 à 400 W, le temps de fonctionnement du groupe diminue de 300 à 60 heures pour la configuration 1 (groupe connecté aux batteries) et de 1280 à 154 heures pour la configuration 2 (groupe branché sur la charge).

Pour l'influence de la capacité de stockage sur le temps de fonctionnement, les résultats montrent que le temps de fonctionnement annuel du groupe diminue régulièrement avec l'augmentation de la capacité car plus la taille des batteries est petite, plus souvent elles sont déchargées et plus souvent le groupe fonctionne. En effet, en passant d'une capacité de stockage de un (01) à deux (02) jours d'autonomie pour le système composé d'un générateur éolien de 800 W et d'un générateur PV de 400 W, le temps de fonctionnement du groupe est réduit de 60 à 4 heures pour la configuration 1 et de 154 à 03 heures pour la configuration 2. Ces chiffres sont donnés à titre d'exemple pour le site d'Adrar, ils peuvent être différents selon les sites.

Enfin, l'influence de la taille du générateur éolien sur le temps de fonctionnement est aussi discutée dans cette section. A titre d'exemple, nous présentons dans la figure 6.21 les résultats relatifs à la configuration dans laquelle le groupe est utilisé en tant que chargeur de batteries. Ces résultats sont donnés pour un système ayant une capacité de stockage de 02 jours d'autonomie et pour différentes tailles du générateur éolien. Ils montrent que l'augmentation de la taille du générateur éolien permet de réduire le temps de fonctionnement. En effet, lorsque, la taille du générateur est augmentée d'un facteur de 03, le temps de fonctionnement peut être réduit de plus de moitié.

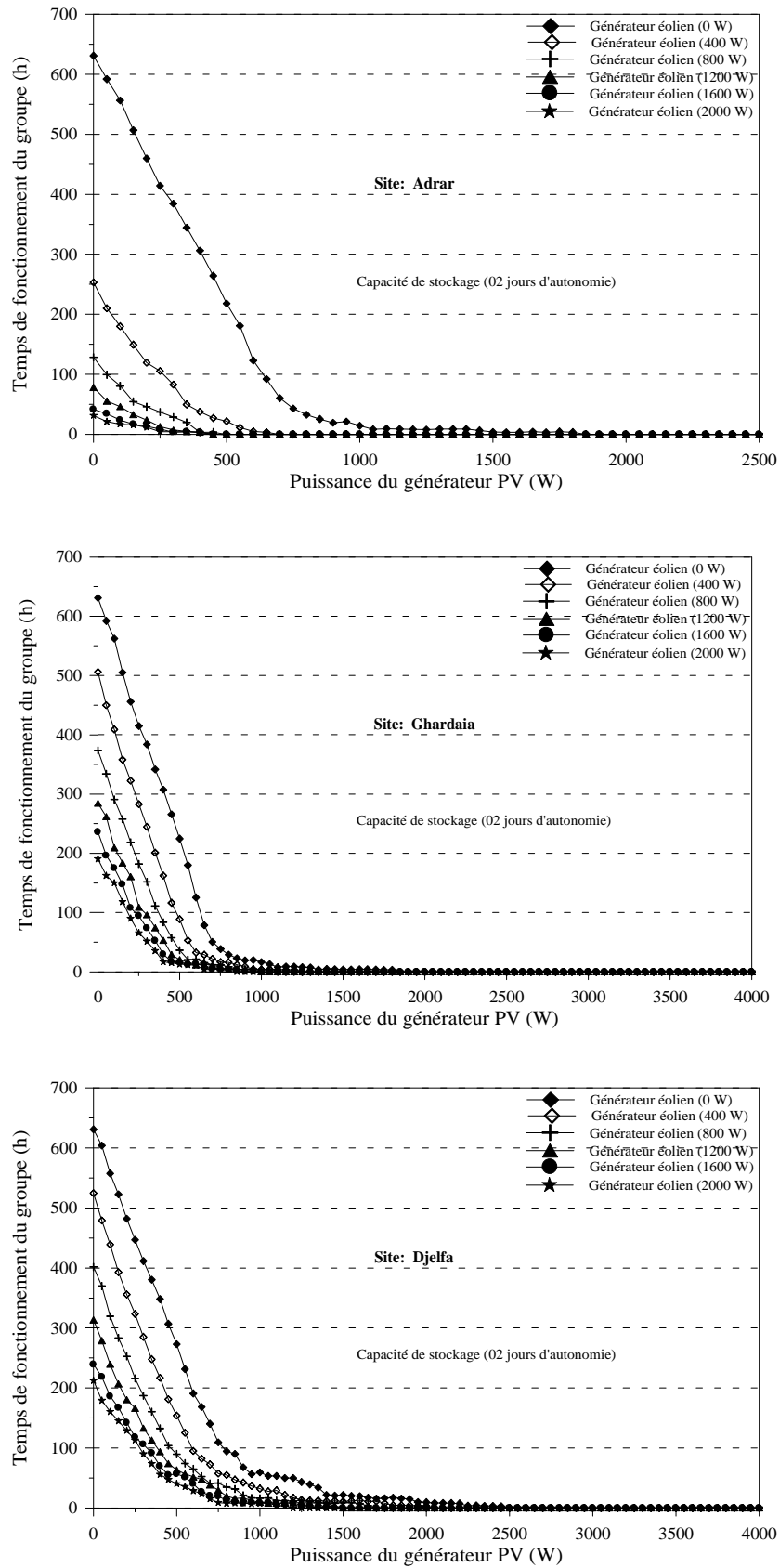


Figure 6.21: Influence de la taille des générateurs PV et éolien sur le temps de fonctionnement (système hybride avec groupe connecté aux batteries)

De même, les deux autres paramètres de fonctionnement du groupe à savoir la consommation du gasoil et le nombre de mises en marches sont analysés. Les résultats de simulation montrent que ces deux paramètres sont également sensibles aux variations de la taille du système. A titre indicatif, nous présentons dans la figure 6.22, les résultats de simulation relatifs au système hybride composé d'un générateur éolien de 800W et d'une capacité de stockage d'un jour d'autonomie. L'augmentation de la taille du générateur PV se traduit par une diminution des paramètres caractérisant le fonctionnement du groupe.

En effet, la variation du nombre de mises en marche et de la consommation du gasoil varie dans le même sens que celle du temps de fonctionnement.

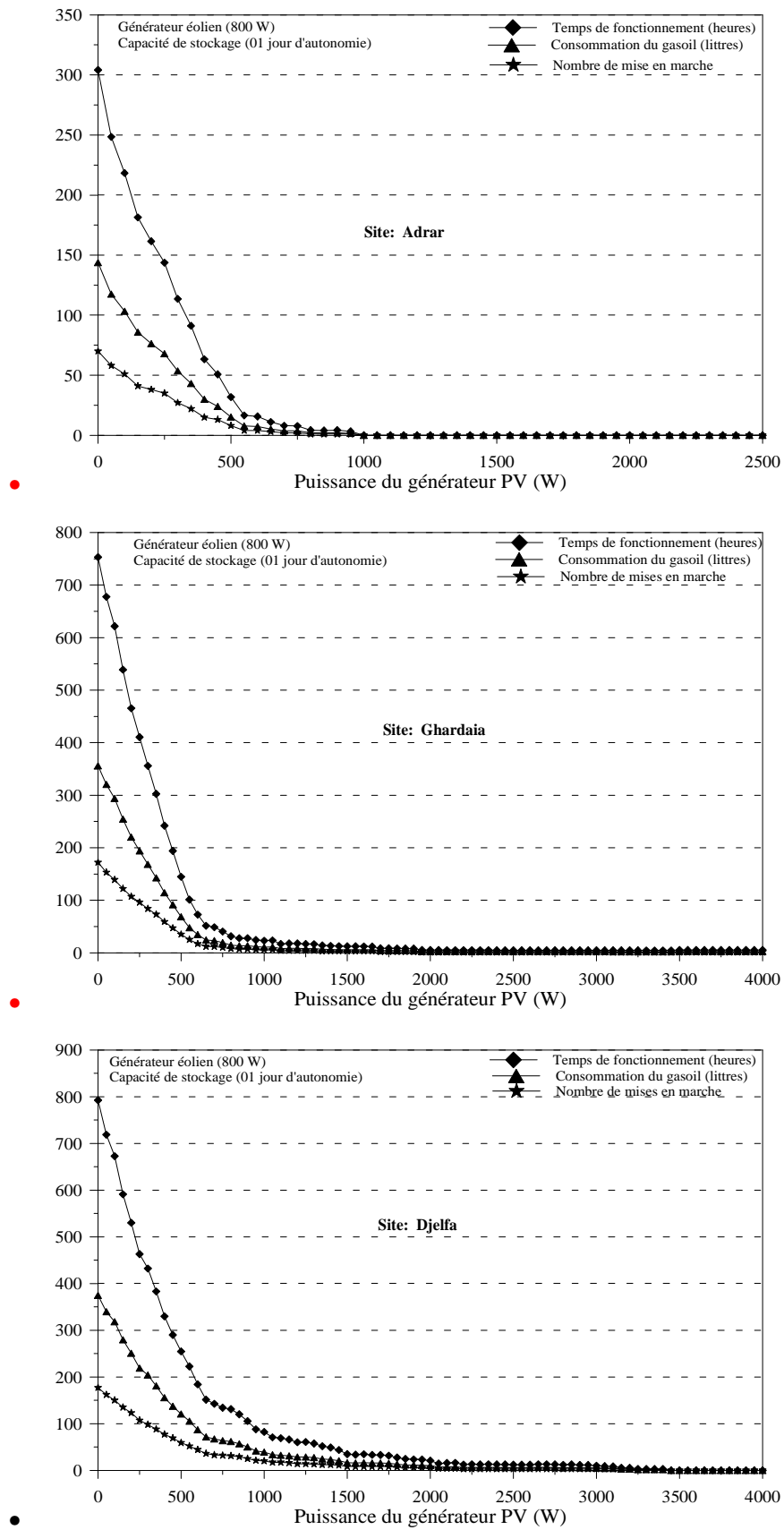


Figure 6.22: Caractéristiques de fonctionnement du groupe électrogène au sein du système



Dans un deuxième temps, pour étudier la rentabilité des systèmes hybrides, nous avons comparé le coût du kWh d'énergie produit par les trois types de configurations du système suivants:

- système hybride PV/éolien/batteries de stockage (sans groupe électrogène)
- système hybride PV/éolien/batteries de stockage/groupe électrogène utilisé en tant que chargeur de batteries
- système hybride PV/éolien/batteries de stockage/groupe électrogène branché directement sur la charge

Les résultats de simulation relatifs à la variation du coût du kWh d'énergie pour les configurations optimales en fonction de la capacité de stockage (LPSP=0) sont présentés dans la figure 6.23.

Ces résultats montrent que pour une satisfaction totale des besoins de la charge en énergie (LPSP=0), l'utilisation d'un groupe électrogène comme source auxiliaire dans un système hybride PV/éolien/batteries de stockage permet de réduire le coût du kWh d'énergie. Cela est confirmé pour les trois sites étudiés.

Cependant, lorsque le groupe électrogène est utilisé en tant que chargeur de batteries, le coût du kWh d'énergie est relativement faible en comparaison de celui produit par la configuration utilisant le groupe connecté à la charge, et ce en particulier du fait de la diminution importante du temps de fonctionnement. Cette configuration permet de faire fonctionner le groupe moins longtemps à un régime très proche de sa puissance nominale, c'est-à-dire dans de meilleures conditions du point de vue énergétique.

Ainsi, l'analyse comparative du coût du kWh d'énergie pour ces trois modes de fonctionnement du système hybride montre que l'ajout d'un groupe électrogène au sein du système hybride PV/éolien avec batteries de stockage permet de réduire de plus de 30 % le coût de kWh d'énergie produit par la configuration optimale. Cette diminution peut atteindre les 50% pour le site de Djelfa (Fig.6.23).

Le tableau 6.2 présente les caractéristiques des configurations optimales correspondant à chaque type du système. Ces résultats de simulation montrent que l'association d'un groupe électrogène conduit, d'une part, à une réduction de la taille du système et, d'autre part, à une réduction du coût du kWh d'énergie.

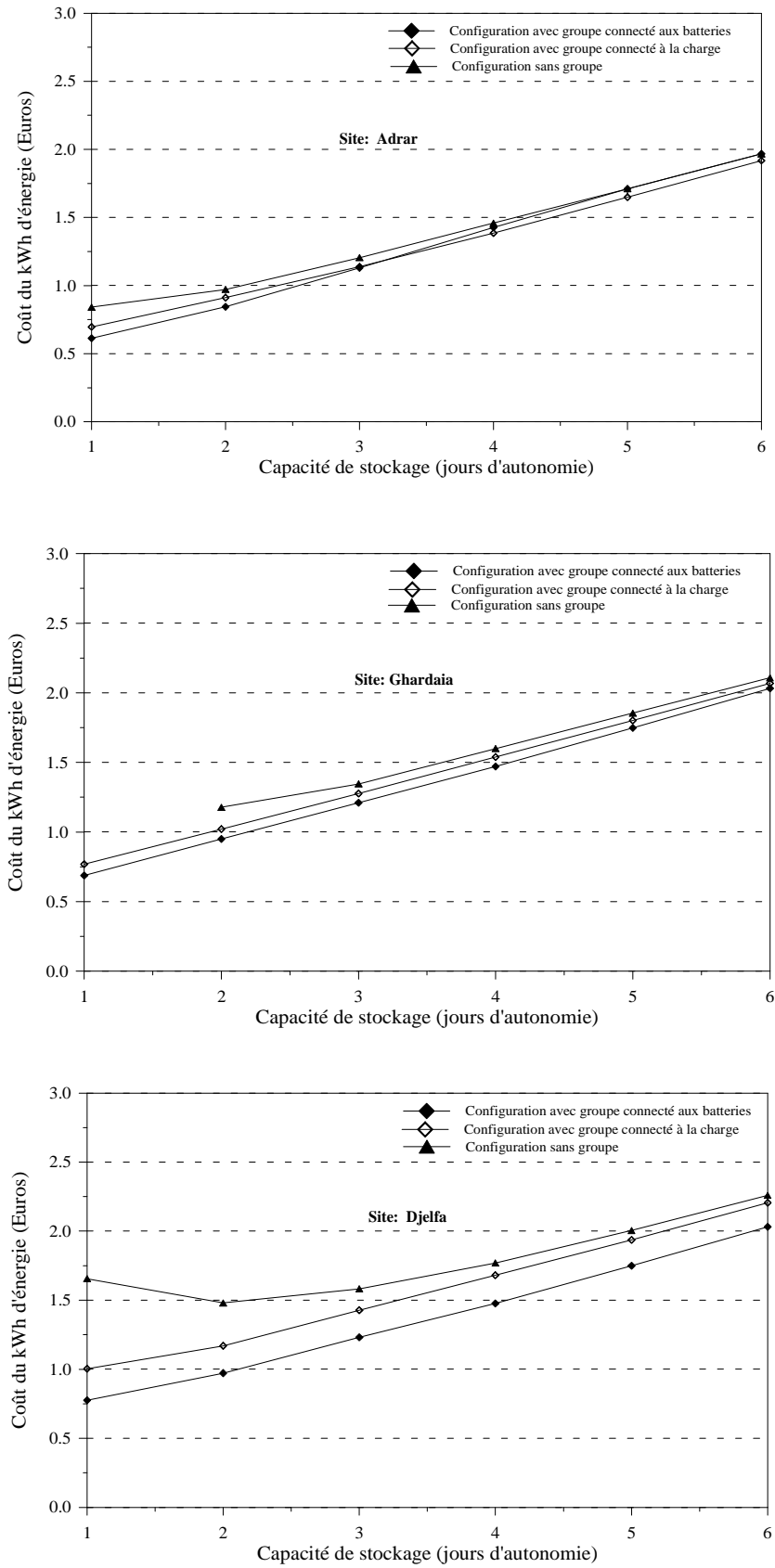


Figure 6.23: Variation du coût du kWh pour les configurations optimales en fonction de la capacité de stockage (LPSP=0)

Tableau 6.2  
Configurations optimales pour différents types de système

Site	Type du système	$P_{c,pv}$ (W)	$P_{n,ge}$ (W)	$C_{max,bat}$ (jours)	$P_{ge}^n$ W	Nb <sub>heure</sub> (heures)	LCE (€)
Adrar	groupe connecté aux batteries	150	600	01	1600	236	0,61
	groupe connecté à la charge	550	400	01	1600	173	0,69
	système sans groupe	1000	400	01	0	0	0,84
Ghardaia	groupe connecté aux batteries	650	0	01	1600	212	0,69
	groupe connecté à la charge	800	200	01	1600	237	0,77
	système sans groupe	1250	200	02	0	0	1,18
Djelfa	groupe connecté aux batteries	750	200	01	1600	221	0,77
	groupe connecté à la charge	1150	600	01	1600	234	1,00
	système sans groupe	1550	1000	02	0	0	1,48

Avec

$P_{c,pv}$  : puissance crête du générateur PV

$P_{n,ge}$  : puissance nominale du générateur éolien

$C_{max,bat}$  : capacité maximale de stockage

$P_{ge}^n$  : puissance nominale du groupe électrogène

Nb<sub>heure</sub> : temps de fonctionnement du groupe

LCE : coût du kWh d'énergie

D'autre part, l'étude de variation du coût du kWh d'énergie en fonction du taux de couverture en énergies renouvelables est présentée dans cette section. Cela peut conduire au taux de couverture optimum et par conséquent au dimensionnement optimal du système.

Les résultats de simulation sont reportés dans le tableau 6.3, ils présentent les caractéristiques des configurations optimales, correspondant aux différents taux de couverture, qui sont définies par le quadruplet (puissance du générateur PV, puissance du générateur éolien, capacité de stockage et puissance du groupe).

Ces résultats montrent que la configuration optimale du système hybride qui conduit au coût minimal est celle pour laquelle les énergies renouvelables (solaire et éolien) couvrent 80 à 85% des besoins de la charge contre 15 à 20% pour le groupe électrogène. Les dimensions de cette configuration sont données dans le tableau 6.3 avec le temps de fonctionnement du groupe qui varie entre 212 et 236 heures par an (soit 9 et 10 jours par an) selon le site.

Par conséquent, le système hybride utilisant un groupe électrogène connecté aux batteries est le système le mieux adapté pour ce cas étudié.

Tableau 6.3

Caractéristiques des configurations optimales en fonction du taux de couverture en énergies renouvelables

Site	TC <sub>er</sub> (%)	P <sub>c,pv</sub> (W)	P <sub>n,ge</sub> (W)	C <sub>max,bat</sub> (jours)	P <sub>gr</sub> <sup>n</sup> W	Nb <sub>heure</sub> (heures)	LCE (€)
Adrar	100	1000	400	01	1600	0	0,84
	98	600	400	01	1600	31	0,72
	95	500	400	01	1600	81	0,68
	90	150	800	01	1600	181	0,65
	<b>85</b>	<b>150</b>	<b>600</b>	<b>01</b>	<b>1600</b>	<b>236</b>	<b>0,61</b>
	80	100	600	01	1600	285	0,73
	74	350	200	01	1600	321	0,75
	Ghardaia	100	200	1300	02	3200	0
	98	0	1050	01	1600	37	0,82
	95	0	850	01	1600	76	0,74
	91	0	750	01	1600	121	0,71
	88	0	700	01	1600	154	0,70
	<b>83</b>	<b>650</b>	<b>0</b>	<b>01</b>	<b>1600</b>	<b>212</b>	<b>0,69</b>
	81	400	500	01	1600	238	0,72
	75	0	600	01	1600	316	0,81
Djelfa	100	1700	800	02	3200	0	1,50
	98	1400	600	01	1600	53	1,10
	95	1100	400	01	1600	96	0,94
	90	950	200	01	1600	154	0,84
	<b>84</b>	<b>750</b>	<b>200</b>	<b>01</b>	<b>1600</b>	<b>221</b>	<b>0,77</b>
	83	650	400	01	1600	224	0,78
	81	800	0	01	1600	252	0,88
	74	700	0	01	1600	331	0,86

Avec

TC<sub>er</sub> : taux de couverture en énergies renouvelables

## Conclusion générale et perspectives

Ce travail de thèse s'inscrit dans le cadre de l'intégration des systèmes à sources renouvelables d'énergie pour la production décentralisée d'électricité en site isolé. Ceci permet de contribuer notamment au respect des objectifs de Kyoto et constitue une étape dans la lutte contre le changement climatique global.

L'objectif principal de cette étude repose, d'une part, sur l'étude de la faisabilité de l'intégration de ce type de systèmes dans la production d'électricité en Algérie et, d'autre part, sur le développement d'une méthodologie générale d'optimisation de dimensionnement des systèmes hybrides PV/éolien autonomes avec batteries de stockage.

Pour atteindre cet objectif, nous avons présenté, dans une première étape, une analyse de la situation énergétique de l'Algérie et en particulier de ses ressources en énergie renouvelables. Les résultats de cette analyse montrent que l'Algérie dispose d'un potentiel énergétique renouvelable important, notamment le solaire, qui peut contribuer à la production d'une grande partie de l'énergie nationale. Ainsi, comparativement aux autres régions, le Sud du pays, qui représente 80% de la superficie totale, possède le meilleur potentiel énergétique. Par conséquent, cette région est plus favorable à l'exploitation de ce type d'énergies.

Dans une deuxième étape, après avoir modélisé le système, nous avons présenté la méthodologie proposée pour l'optimisation de dimensionnement du système étudié.

Cette méthodologie est basée sur deux modèles, le modèle de la fiabilité d'alimentation en énergie, développé selon le concept de la probabilité de perte d'alimentation de la charge et le modèle économique développé en utilisant le concept du coût du kilowattheure d'énergie. Son avantage réside dans le fait, d'une part, qu'elle permet, en plus de l'optimisation, l'analyse et la simulation du fonctionnement du système et, d'autre part, qu'elle intègre, pour l'estimation du coût du kWh d'énergie, tous les coûts relatifs à l'investissement initial, au remplacement des composants et à l'installation.

Dans un premier temps, la méthode d'optimisation présentée est appliquée pour l'analyse du système hybride PV/éolien avec batteries de stockage utilisé pour l'alimentation en énergie d'une charge en un site isolé.

Les résultats de simulation montrent que:

- le système hybride PV/éolien est la meilleure option pour la plupart des sites présentés

- il permet de satisfaire les besoins de la charge en énergie avec un coût minimal. Par conséquent, il produit de meilleures performances par rapport à celui des systèmes PV ou éolien seul.
- l'utilisation d'une unité d'alimentation électrique ininterrompible pour les systèmes hybrides peut permettre de réduire la taille du système et par conséquent le coût du kWh d'énergie.
- le coût du kWh d'énergie des systèmes hybrides PV/éolien dépend de plusieurs paramètres à savoir, la qualité du potentiel énergétique, l'indice de satisfaction de la charge et la taille de la charge. Une réduction importante de la taille du système est constatée pour les sites ayant un potentiel énergétique important.
- le système de stockage présente un facteur déterminant du coût du kWh.
- pour la plupart des sites, la configuration optimale du système hybride PV/éolien, satisfaisant la charge avec une LPSP égale à zéro, produit un important excédant énergétique. La contribution à la réduction de l'énergie excédante réduit le taux de satisfaction des besoins de la charge, solution non souhaitable pour le cas des charges nécessitant une alimentation continue en énergie.

L'amélioration du bilan énergétique, diminuer l'excédent d'énergie produit par le système et maintenir le taux de satisfaction à un niveau très élevé, et l'obtention du coût minimal du kWh d'énergie peuvent être réalisées par la réduction du taux de couverture de la charge en énergies renouvelables et l'utilisation du groupe électrogène comme source auxiliaire pour combler ce déficit énergétique.

A cet effet, nous avons étendu, dans un deuxième temps, la méthode développée pour l'optimisation de dimensionnement des systèmes à sources d'énergie renouvelables aux systèmes tri-sources (PV, éolien et groupe électrogène). Deux types de configurations sont étudiés:

- Configuration 1 correspondant à un système hybride PV/éolien/batteries de stockage utilisant un groupe électrogène connecté aux batteries (comme chargeur de batteries).
- Configuration 2 correspondant à un système hybride PV/éolien/batteries de stockage utilisant un groupe électrogène branché directement sur la charge.

Les résultats de simulation montrent que les paramètres de fonctionnement du groupe (temps de fonctionnement et consommation du gasoil) dépendent du type de configuration utilisée et du site où le système est installé. En effet, pour les sites ayant un important potentiel

énergétique, les paramètres de fonctionnement du groupe sont réduits et le groupe fonctionne moins longtemps. Pour ce qui est de l'influence du type de configuration, les résultats montrent que lorsque le groupe est utilisé en tant que chargeur de batteries, le groupe fonctionne moins longtemps à un régime très proche de sa puissance nominale.

D'autre part, les résultats de simulation montrent que les caractéristiques de fonctionnement sont sensibles aux variations de taille du système. L'augmentation des dimensions du système conduit à une réduction des paramètres de fonctionnement du groupe.

Les résultats relatifs au coût du kWh d'énergie montrent que l'utilisation du groupe électrogène comme source auxiliaire dans un système hybride à sources renouvelables permet de réduire le coût du kWh d'énergie. La configuration optimale est celle pour laquelle le groupe est utilisé en tant que chargeur de batteries.

Ainsi, les résultats montrent que la configuration optimale du système hybride PV/éolien/batteries de stockage/groupe électrogène qui conduit au coût minimal est celle pour laquelle les énergies renouvelables couvrent 80 à 85% des besoins de la charge contre 15 à 20% pour le groupe électrogène. Par conséquent, le système hybride utilisant un groupe électrogène est la solution la plus rentable pour le cas étudié (faible consommation).

La méthodologie d'optimisation présentée dans ce travail permet d'orienter l'utilisateur de ce type de systèmes vers la configuration optimale du système à installer pour satisfaire les besoins énergétiques avec le moindre coût. De plus, cette méthodologie peut être appliquée à d'autres sites présentant différentes conditions météorologiques.

Ce travail a également dégagé des perspectives. Dans le processus d'optimisation, trois paramètres de dimensionnement sont introduits. Or les paramètres tels que la hauteur de l'éolienne, l'inclinaison des modules PV et la profondeur de décharge de la batterie peuvent influencer largement la production d'énergie et le coût du kWh d'énergie.

En raison du coût important que présente la partie stockage dans le coût du système, une piste envisageable est le remplacement où l'hybridation des batteries de stockage avec une unité de stockage d'énergie à base d'hydrogène. Cela pourrait permettre d'accroître les performances des systèmes hybrides et contribuer à réduire le coût de kWh d'énergie.

Pour les systèmes utilisant le groupe électrogène comme source auxiliaire, les valeurs des seuils de démarrage et d'arrêt du groupe peuvent être introduites dans le processus d'optimisation.





## Références bibliographiques

- [1] M. Akbaba, M. A. A. Alattawi. A new model for I-V characteristic of solar cell generators and its applications. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 1995; 37: 123-132.
- [2] Q. Kou, S. A. Klein, W. A. Beckman. A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems. *Solar Energy* 1998; 64: 33-40.
- [3] W. De Soto, S.A. Klein and W.A. Beckman. Improvement and validation of a model for PV array performance. *Solar Energy* 2006; 80(1): 78-88.
- [4] A. Celik, N. Acikgoz. Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline PV modules using four- and five-parameter models. *Applied Energy* 2007; 84(1): 1-15.
- [5] H. Yang, L. Lu, W. Zhou. A novel optimization sizing model for hybrid solar wind power generation system. *Solar Energy* 2007; 81: 76-84.
- [6] J.L. Torres, E. Prieto, A. Garcia, M. De Blas, F. Ramirez, A. De Francisco. Effects of the model selected for the power curve on the site effectiveness and the capacity factor of a pitch regulated wind turbine. *Solar Energy* 2003; 93-102.
- [7] E. Kavak Akpınar, S. Akpınar. An assessment on seasonal analysis of wind energy characteristics and wind turbine characteristics. *Energy Conversion & Management* 2005; 146: 1848-1867.
- [8] S.H. Karaki, R.B. Chedid, R. Ramadan. Probabilistic performance assessment of wind energy conversion systems. *IEEE Transaction on Energy Conversion* 1999; 14(2): 217-224.
- [9] D. Mayer, S. Biscaglia. Modelling and analysis of lead acid battery operation. In 9<sup>th</sup> E.C. PV Solar Energy Conference, 1989: 245-248.
- [10] J. B. Copetti. Modelado de acumuladores de plomb-acido para aplicaciones fotovoltaicas. Phd thesis, Universidad Politecnica de Madrid, ETSI. 1993.
- [11] B. S. Borowy, Z. M. Salameh. Optimum PV array size for a hybrid wind/PV system. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 1994; 9(3): 482-488.
- [12] S. Gomaa, A. K. Aboul Seoud, H. N. Kheiralla. Design and analysis of PV and wind energy hybrid systems in Alexandria, Egypt. *Renewable Energy* 1995; 6: 643-647.
- [13] W. D. Kellogg, M. H. Nehrir, G. Venkataramanan, V. Gerez. Optimal unit sizing for a hybrid wind/PV generating system. *Electric Power Systems Research* 1996; 39: 35-38.
- [14] W. D. Kellogg, M. H. Nehrir, G. Venkataramanan, V. Gerez. Generation unit sizing and cost analysis for stand-alone wind, PV and hybrid wind/PV systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 1998; 13 (1): 70-75.
- [15] I. Abouzahr, R. Ramakumar. Loss of power supply probability of stand-alone wind electric conversion systems: a closed form solution approach. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 1990; 5: 445– 452.

- [16] I. Abouzahr, R. Ramakumar. Loss of power supply probability of stand-alone PV systems: a closed form solution approach. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 1991; 6: 1-11.
- [17] B.S. Borowy, Z.M. Salameh. Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 1996; 11(2): 367-375.
- [18] H.X. Yang, L. Lu, J. Burnett. Weather data and probability analysis of hybrid photovoltaic-wind power generation systems in Hong Kong. *Renewable Energy* 2003; 28(11):1813-1824.
- [19] B. Ai. H.X. Yang, H. Shen, X. Liao. Computer aided design of PV/wind hybrid system. *Renewable Energy* 2003; 28: 1491-1512.
- [20] C. Protopopoulou, B.J. Brinkworth, R.H. Marshall. Sizing and technico-economical optimization for hybrid solar photovoltaic/wind power systems with battery storage. *International Journal of Energy Research* 1997; 21(1): 465-479.
- [21] A.N. Celik. Techno-economic analysis of autonomous PV-wind hybrid energy systems using different sizing methods. *Energy Conversion and Management* 2003; 44(1): 1951-1968.
- [22] Eftichios Koutroulis, Dionissia Kolokotsa, Antonis Potirakis, Kostas Kalaitzakis. Methodology for optimal sizing of stand alone PV/wind generator systems using genetic algorithms. *Solar Energy* 2006; 80(9): 1072-1088.
- [23] T. Markvart. Sizing of hybrid PV-wind energy systems. *Solar Energy* 1996; 59 (4): 277-281.
- [24] Observ'ER, l'Observatoire des Energies Renouvelables. La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde. Neuvième inventaire edition 2007.
- [25] Ministère de l'Energie et des Mines. Evolution du secteur de l'énergie et des mines 1962-2007. Edition 2008.
- [26] Ministère de l'Energie et des Mines. Guide des énergies renouvelables. Edition 2007.
- [27] N. Kasbadji Merzouk. Evaluation du gisement énergétique éolien contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie. Thèse de Doctorat, 2006. Université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen.
- [28] A. Fekraoui, F.Z. Kedaid. Geothermal resources and uses in Algeria: a country update report. In: *Proceedings of the World Geothermal Congress, 2005, Antalya, Turkey.*
- [29] <http://www.mem-algeria.org>.
- [30] Y.F. Isaac Lun, C. Joseph Lam. A Study of Weibull Parameters Using Long-term Wind Observation. *Renewable Energy* 2000; 20: 145-153.
- [31] A.D. Sahin, et Z. Sen. First-order Markov Chain Approach to Wind Speed Modelling. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 2001; 89: 263-269.
- [32] S. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi. Assessment of solar and wind energy potential in Algeria. *World Renewable Energy Congress IX 2006 Florence-Italy.*
- [33] M.B. Parlange, R.W. Katz. An extended version of the Richardson Model for simulating daily weather variables. *Journal of Applied Meteorology* 2000; 39: 610-622.

- [34] R. Hammouche. Atlas vent de l'Algérie, Office National de la Météorologie, Alger, 1991.
- [35] W. Zhou, H. Yang, Z. Fang. Wind power potential and characteristic analysis of the Pearl River Delta region, China. *Renewable Energy* 2006; 31: 739-753.
- [36] Ib Troen, Erik Lundtang Petersen. European Wind Atlas. Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark.
- [37] L. Aiche Hamanek. Contribution à l'élaboration de la carte du gisement énergétique éolien de l'Algérie. Mémoire de Magister 2003 de l'Université de Blida.
- [38] S. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi, A. Louche. Assessment of wind resource in southern Algeria. *Revue des Energies Renouvelables* 2007; 10(3): 321.
- [39] C.G. Justus, A. Mikhail. Height variation of wind speed and wind distribution statistics. *Geophys Res Lett* 1976; 3(5): 261-264.
- [40] A.S Ahmed Shata, R. Hanitsch. Electricity generation and wind potential assessment at Hurghada, Egypt. *Renewable Energy* 2008; 33: 141-148.
- [41] Michel Capderou. Atlas solaire de l'Algérie; Aspect énergétique. Tome 2. Office des publications universitaires. Edition 1985.
- [42] D.G Erbs, S.A. Klein, J.A. Duffie. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy* 1982; 28:293-304.
- [43] K.G.T. Hollands. A derivation of the diffuse fraction's dependence on the clearness index. *Solar Energy* 1985; 35(2):131-136.
- [44] K.G.T. Hollands, S.J Crha. An improved model for diffuse radiation: correction for atmospheric back-scattering. *Solar Energy* 1987; 38(4):233-236.
- [45] A. Skartveit, J.A. Olseth. A model for the diffuse fraction of hourly global radiation. *Solar Energy*. 1987; 38(4): 271-274.
- [46] E.L. Maxwell. A quasi-physical model for converting hourly global horizontal to direct normal insolation. In Report SERI/TR-215-3087, Solar Energy Research Institute, Golden, CO; 1987.
- [47] A. De Miguel, J. Bilbao, R. Aguiar, H. Kambezidis, E. Negro. Diffuse solar irradiation model evaluation in the North Mediterranean belt area. *Solar Energy* 2001; 70:143-153.
- [48] M. Iqbal. An introduction to solar radiation. Canada: Academic Press; 1983, ISBN 0-12373752-4.
- [49] G. Notton, C. Christofari, M. Muselli, P. Poggi. Calculation on an hourly basis of solar diffuse irradiances from global data for horizontal surfaces in Ajaccio. *Energy Conversion & Management* 2004; 45:2849-2866.
- [50] H.D. Kambezidis, B.E. Psiloglou, C. Gueymard. Measurements and models for total solar irradiance on inclined surface in Athens, Greece. *Solar Energy* 1994; 53(2):177-185.
- [51] B.Y.H. Liu, R.C. Jordan. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse, and total solar radiation. *Solar Energy* 1960; 4(3): 1-19.

- [52] T.M. Klucher. Evaluation of models to predict insolation on titled surfaces. *Solar Energy* 1979;23(2):111-114.
- [53] J.E. Hay. Study of shortwave radiation on non-horizontal surfaces. Rep. 79-12, Atmospheric Environment Service, Downsview, Ontario, 1979.
- [54] C. Gueymard. An anisotropic solar irradiance model for titled surfaces and its comparison with selected engineering algorithms. *Solar Energy* 1987; 38(5): 367-386.
- [55] R. Perez, R. Seals, P. Ineichen, R. Stewart, D. Menicucci. A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for titled surfaces. *Solar Energy* 1987; 39: 221-232.
- [56] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, R. Stewart. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Solar Energy* 1990; 44: 271-289.
- [57] F. Kasten, A.T. Young. Revised optical air mass tables and approximation formula. *Applied Optics* 1989; 28: 4735-4738.
- [58] Schumacher – Grohn J. Digital Simulation of regenerative electrical energy supply systems in Germany. Ph.D, University of Oldenburg, Germany.
- [59] S. DIAF. Etude et Optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque. Mémoire de Magister de l'Université M'hamed Bouguerra Boumerdès, 2002.
- [60] T. Markvart, L. Castaner. *Practical Handbook of PV; Fundamental and applications*. Elsevier Advanced Technology, 2003.
- [61] M.K. Deshmukh, S.S. Deshmukh. Modeling of hybrid renewable energy systems. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 2008; 12: 235-249.
- [62] T. Markvart. *Solar Electricity*, 2<sup>nd</sup> edition. USA: Wiley; 2000.
- [63] M. A. Habib, S.A.M. Said, M.A. El Hadidy, I. AlZaharna. Optimization procedure of a hybrid PV/wind energy system. *Energy* 1999; 24: 919-929.
- [64] B.D. Shakya, Lu Aye, P. Musgrave. Technical feasibility and financial analysis of hybrid wind/PV system with hydrogen storage for Cooma. *International Journal of Hydrogen Energy* 2005; 30: 9-20.
- [65] M.A. Elhadidy. Performance evaluation of hybrid (wind/solar/diesel) power systems. *Renewable Energy* 2002; 26(3): 401-413.
- [66] Y. Sukamongkol, S. Chungpaibulpatana, W. Ongsakul. A simulation model for predicting the performance of a solar PV system with alternating current loads. *Renewable Energy* 2002; 27: 237-258.
- [67] B. Sandnes, J. Rekstad. A PV/thermal collector with a polymer absorber plate, experimental study and analytical model, *Solar Energy* 2002; 72(1): 63–73.
- [68] E.M. Nfah, J.M. Ngundam, R. Tchinda. Modelling of solar/ diesel/battery hybrid power systems for far-north Camerroun. *Renewable Energy* 2007; 32(5): 832-844.
- [69] J. Labbé. L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes PV isolés. Thèse de l'Ecole des Mines de Paris, CEP, Sophia-Antipolis. 2006.
- [70] M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli, P. Poggi. Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance. *Renewable Energy* 2006; 31: 553-567.

- [71] J.A. Duffie, W.A. Beckman. Solar engineering of thermal processes, 2<sup>nd</sup> edition. John Wiley & Sons, Interscience, New York. 1991.
- [72] R. Chedid, H. Akiki, S. Rahman. A decision support technique for the design of hybrid solar-wind power systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 1998; 13(1): 76-83.
- [73] L. Lu, H.X. Yang, J. Burnett. Investigation on wind power potential on Hong Kong islands-an analysis of wind power and wind turbine characteristics. *Renewable Energy* 2002; 27: 1-12.
- [74] E.S. Gavanidou, A.G. Bakirtzis. Design of a stand alone system with renewable energy sources using trade off methods. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 1992; 7(1): 42-48.
- [75] A. Rajendra Prasad, E. Natarajan. Optimization of integrated PV/wind power generation systems with battery storage. *Energy* 2006; 31: 1943-1954.
- [76] R. Pallabazzer. Evaluation of wind energy potentiality. *Solar Energy* 1995; 55: 49-59.
- [77] M.A. Al husein, O. Abu-leiyah, G. A. Inayatullah. Combined system of renewable energy for grid connected advanced communities. *Renewable Energy* 1993; 3(6/7): 563-566.
- [78] S. Kim, C. Kim et al. Load sharing operation of a 14 kW PV/wind hybrid power system. In: Conference record of the twenty sixth IEEE, 1997:1325-1328.
- [79] P. Giorsetto, K.F. Utsurogi. Development of a new procedure for reliability modeling of wind turbine generators. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No. 1, 1983: 134-143.
- [80] S. Diaf, D. DIAF, M. Belhamel, M. Haddadi, A. Louche. A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system. *Energy Policy* 2007; 35(11): 5708-5718.
- [81] C. Bueno, J.A. Carla. Technical-economic analysis of wind powered pumped hydrostorage systems. Part I: Model development. *Solar Energy* 2005; 78: 382-395.
- [82] I. Troen, E.L. Petersen. European wind atlas. 1<sup>st</sup> ed. Roskilde: Riso National Laboratory; 1989.
- [83] A.S. Mikhail, C.G. Justus. Comparison of height extrapolation models and sensitivity analysis. *Wind Engineering* 1981; 5: 91-107.
- [84] E.H. Lysen. Introduction to Wind Energy; 2<sup>nd</sup> ed. SWD 82-1 Holland; May 1983.
- [85] A.S. Ahmed Shata, R. Hanitsch. Evaluation of wind energy potential and electricity generation on the coast of Mediterranean Sea in Egypt. *Renewable Energy* 2006; 31: 1183-1202.
- [86] A. Ilinka, E. McCarthy, J.L. Chaumel, J.L. Rétiveau. Wind potential assessment of Quebec Province. *Renewable Energy* 2002; 28(12): 1881-97.
- [87] <http://www.fortiswindenergy.com>
- [88] [http://www.solarwindworks.com/Products/wind\\_Turbines/Proven](http://www.solarwindworks.com/Products/wind_Turbines/Proven)
- [89] <http://www.bergey.com>
- [90] [www.westwind.com.au](http://www.westwind.com.au)

- [91] <http://www.windturbine.net>
- [92] <http://www.eoltec.com>
- [93] <http://www.lorax-energy.com>
- [94] J. Schimd, H. Schimd. Inverter for PV system. 5<sup>th</sup> Contractor's meeting of the European Community PV Demonstration Projects, 1991: 122-132.
- [95] O. Gergaud. Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur, thèse de doctorat. Ecole Normale Supérieure de Cachan, France, décembre 2002.
- [96] M.H. Macagnan, E. Lorenzo. On the optimal size of inverters for grid connected PV systems, Proceedings of the 11th European PV Solar Energy Conference and Exhibition, 1992: 1167-1170.
- [97] Abou El-Maaty. Modelling and simulation of a PV fuel cell hybrid system, Ph.D. Dissertation, Faculty of Electrical Engineering University of Kassel, Germany, 2005.
- [98] P. James, P.E. Dunlop. Batteries and charge control in stand alone PV systems: Fundamentals and application. Sandia National Laboratories PV Systems Applications, 1997.
- [99] <http://www.sinetech.co.za/printdocs/gp12400.pdf>
- [100] R. Dufo-Lopez, J.L. Bernal-Agustin. Multi-objective design of PV– wind– diesel– hydrogen– battery systems. *Renewable Energy* 2008; 33(12): 2559-2572.
- [101] A.M. Pesco, R.V. Biagetti, R. S. Chiamber, R. C. Venkatram. An adaptative battery reserve time prediction algorithm. *Intelec 89* October 15-18, 1989, 6.1.
- [102] Y. Morimoto, Y. Ohya, K. Abe, T. Yoshida. Computer simulation of the discharge reaction in lead acid batteries. *Journal of Electrochemical Society* 1988; 135 (2): 293-298.
- [103] T.G.U. Nghyen, R.E. White. A mathematical model of lead acid cell. *Journal of Electrochemical Society* 1987; 134 (12): 2953-2960.
- [104] W.G. Sunu, B. Burrows. Mathematical model for design of battery electrodes II current density distribution. *Journal of Electrochemical Society* 1982; 129 (4): 688-695.
- [105] C.M. Shepherd. Design of primary and secondary cell-An equation describing battery discharges. *Journal of Applied Electrochemistry* 1965; 112 (7): 657-664.
- [106] W.A. Facinelli. Modelling and simulation of lead-acid batteries for PV systems. 18<sup>th</sup> IECEC. p. 1582-1588, 1988.
- [107] J.F. Manwell, J.G. McGowan. Lead acid battery storage model for hybrid energy systems. *Solar Energy* 1993; 50(5): 399-405.
- [108] M. Thele, S. Buller, D.U. Sauer, R.W. De Doncker, E. Karden. Hybrid modeling of lead–acid batteries in frequency and time domain. *Journal of Power Sources* 2005; 144(2): 461-466.
- [109] Z.M. Salameh, M.A. Casacca, W.A. Lynch. A mathematical model for lead–acid batteries. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 1992; 7(1): 93-98.

- [110] Christian DUMBS. Développement d'outils pour l'analyse des systèmes hybrides PV-diesel. Thèse de doctorat de l'École des mines de Paris soutenue le 20 décembre 1999.
- [111] H. Yang, W. Zhou, L. Lu, Z. Fang. Optimal sizing method for stand alone hybrid solar wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. *Solar Energy* 2008; 82(4): 354-367.
- [112] W. Zhou, H. yang, Z. Fang. Battery behaviour prediction and battery working states analysis of a hybrid solar-wind power generation system. *Renewable Energy* 2008; 33(6): 1413-1423.
- [113] Stand Alone PV System. A Hand Book of Recommended Design Practice. PV Design assistance Center Sandia National Laboratories Albuquerque, New Mexico, 1995.
- [114] D. Berndt. Maintenance-free Batteries. John Wiley & Sons, England. 1994.
- [115] P. Lundsager, R. Sherwin. Using simple wind diesel system without energy storage to obtain high penetration and market acceptance in the near future. *Pro. Wind Power 90*, Washington (1990).
- [116] R. Hunter, G. Elliot. Wind-Diesel Systems- A guide to the technology and its implementation. Cambridge University Press, Cambridge (1994).
- [117] H.G. Beyer, T. Degner, H. Gabler. Operational behaviour of wind diesel systems incorporating short-term storage: an analysis via simulation calculations. *Solar Energy* 1995; 54(6): 429-439.
- [118] T. Schott, A. Zeidler, K. Reiniger. Hybrid system wind/Photovoltaic/Diesel/Battery – Theoretical and experimental results. *Wind/Diesel workshop*, Rutherford Appleton Laboratory, U.K. (1987).
- [119] M.Z. Thabor. Small Diesel Power. International Conference on Small Power Supplies, Tasmanie, 1988.
- [120] T.M. Calloway. Design of an intermediate-size autonomous photovoltaic-diesel power plant. Rapport du Sandia National Laboratories, SAND85-2136, New Mexico, 1986.
- [121] A.R. de L. Musgrove. The optimization of hybrid energy conversion systems using the dynamic programming model Rapsody. *International Journal of Energy Research*, 1988; 12: 447-457.
- [122] [www.motopompes-devalle.com/motopompes-groupes-electrogenes](http://www.motopompes-devalle.com/motopompes-groupes-electrogenes)
- [123] [www.fgwilson.com/cda/layout?m](http://www.fgwilson.com/cda/layout?m)
- [124] [www.energie-relais.com/nos\\_produits.html](http://www.energie-relais.com/nos_produits.html)
- [125] <http://www.midi-marchandises.fr/diesel.html>
- [126] H.G. Beyer, Thomas Degner. Assessing the maximum fuel savings obtainable in simple wind diesel systems. *Solar Energy* 1997; 61(1): 5-10.
- [127] J.K. Kaldellis. An integrated model for performance simulation of hybrid wind –diesel systems. *Renewable Energy* 2007; 32: 1544-1564.
- [128] J.G. McGowan, J.F. Manwell. Wind/diesel energy systems: Review of design options and recent developments. *Solar Energy* 1988; 41(6): 561-575.

- [129] M.R. Nounia, S.C. Mullickb, T.C. Kandpalb. Techno-economics of small wind electric generator projects for decentralized power supply in India. *Energy Policy* 2007; (35): 2491–2506.
- [130] D.B. Nelson, M.H. Nehrir, C. Wang. Unit sizing of stand alone hybrid wind/PV/fuel cell power generation systems. *IEEE Power Engineering Society General Meeting* 2005; 3: 2116–2122.
- [131] <http://www.solarbuzz.com>
- [132] A. Hamid Marafia. Potential and economic evaluation of hybrid wind/PV energy systems in the state of Qatar. *World Renewable Energy Congress VIII*, 2004: 1-7.
- [133] D.B. Nelson, M.H. Nehrir, C. Wang. Unit sizing of stand alone hybrid wind/PV/Fuel cell power generation systems. *IEEE* 2005: 1-7.
- [134] J.K. Kaldellis, T.J. Gavras. The Economic viability of commercial wind plants in Greece. A complete sensitivity analysis. *Energy Policy Journal* 2000; 28: 509–517.
- [135] J.K. Kaldellis Parametric investigation concerning dimensions of a stand-alone wind-power system. *Applied Energy* 2004; 77: 35–50.
- [136] J.K. Kaldellis. An integrated time-depending feasibility analysis model of wind energy applications in Greece. *Energy Policy Journal* 2002; 30 (4), 267–280.
- [137] J.K. Kaldellis, K.A. Kavadias. Cost–benefit analysis of remote hybrid wind–diesel power stations: Case study Aegean Sea islands. *Energy Policy* 2007; 35: 1525–1538.
- [138] <http://www.apolobamba-energy.com>
- [139] [http://www.energiesdouce.com/boutique/fiche\\_produit.cfm](http://www.energiesdouce.com/boutique/fiche_produit.cfm)
- [140] [http://www.selectronic.com.au/documents/Price\\_List\\_2008\\_03](http://www.selectronic.com.au/documents/Price_List_2008_03)
- [141] <http://www.evsolar.com/inverters>.
- [142] M. Muselli, G. Notton, P. Poggi, A. Louche. PV-hybrid power systems sizing incorporating battery storage: an analysis via simulation calculations. *Renewable Energy* 2000; 20(1): 1-7.
- [143] <http://www.surtec.fr/catalog/batterie-a-plaques-planes-epaisscPath>
- [144] <http://www.msmelectric.com/1509/149067.html>
- [145] [http://www.comptoiridusolaire.com/index.php?cPath=2\\_18](http://www.comptoiridusolaire.com/index.php?cPath=2_18)
- [146] <http://pagesperso-orange.fr/energies-nouvelles-entreprises/bv.htm>
- [147] S. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi, A. Louche. Technical and economic assessment of hybrid PV/wind system with battery storage in Corsica island. *Energy Policy* 2008; 36: 743-754.
- [148] M. Muselli, G. Notton, A. Louche. Design of hybrid-photovoltaic power generator, with optimization of energy management. *Solar Energy* 1999; 65(3): 143-157.
- [149] C.S. Sinha, T.C. Kandpal. Economics of wind-farm power generation in India. *Energy Sources* 1990; 12: 1-13.
- [150] V. A. P. Van Dijk; Hybrid photovoltaic solar energy systems: Design, Operation, and Optimization of the Utrecht PBB system. Thèse, Université de Utrecht, Pays-Bas (1996).



- [151] M. Muselli, G. Notton, P. Poggi, A. Louche . PV-hybrid power systems sizing incorporating battery storage: an analysis via simulation calculations. *Renewable Energy* 2000; 20(1): 1-7.
- [152] R. Dufo-Lopez, J. L. Bernal Agustín. Influence of mathematical models in design of PV/Diesel systems. *Energy Conversion & Management* 2008; 49: 820-831.
- [153] AL. Schmid, CAA. Hoffmann. Replacing Diesel by solar in the Amazon: short-term economic feasibility of PV-Diesel hybrid systems. *Energy Policy* 2004; 32(7): 881-898.
- [154] <http://www.efdetools.eu>
- [155] <http://www.laganga.com>
- [156] <http://www.aquitaine-energie.com>
- [157] <http://www.bricommerce.com>
- [158] [www.unitedpower-online.com](http://www.unitedpower-online.com)
- [159] [www.techniforce-europe.com](http://www.techniforce-europe.com)
- [160] O. Paish, B. MacNellis, A. Derrick. *Solar electricity. Chapitre V: Application.* Edition T. Markvart, John Wiley & Sons, Chichester, Royaume Uni 1994.
- [161] R.I. Abenavoli. Technical and economic comparison of electric generators for rural area. *Solar Energy* 1991; 47(2): 127-135.
- [162] E.S. Sabisky. A minimum achievable PV electrical generating cost. *Solar Energy Material and Solar Cells* 1996; 40: 55-70.
- [163] H.S. Bagiorgas, M.N. Assimakopoulos, D. Theoharopoulos, D. Matthopoulos, G.K. Mihalakakou. Electricity generation using wind energy conversion system in the area of western Greece. *Energy Conversion and Management* 2007; 48: 1640–1655.
- [164] E. Bierman, F. Corvinus, T. Herberg, H. Höfling. *Basic electrification for rural households.* GTZ-Division 415-Energy and transport, Editions GTZ, Eschborn. 1995.
- [165] M.R. Starr. *Photovoltaic for rural electrification: Solar PV Power where you want it.* Conference proceedings Part 3, Report ERA 87-0069, 1987.
- [166] C.S. Sinha, T.C. Kandpal. Economics of wind-farm power generation in India. *Energy Sources* 1990; 12: 1-13.
- [167] P.C. Ghosh, B. Emonts, D. Stolten. Comparison of hydrogen storage with diesel-generator system in a PV-WEC hybrid system. *Solar Energy* 2003; 75: 187-198.
- [168] *Stand alone photovoltaic systems: a handbook of recommended design practices.* Sandia National Laboratories Report , Albuquerque, SAND87-7023, 1990.
- [169] *Groupes ENERGELEC : Documentations Technique (1995)*
- [170] P.P. Groumpos, G. Papageorgiou. An optimal sizing method for stand-alone PV power systems. *Solar Energy* 1987; 38(5): 341-351.
- [171] Q. K. Nguyen. Alternatives to grid extension for rural electrification: Decentralized renewable energy technologies in Vietnam. *Energy Policy* 2007; (35): 2579–2589.

- [172] M.R. Nouni, S.C. Mullick, T.C. Kandpal. PV projects for decentralized power supply in India: a financial evaluation, *Energy Policy*, in press, doi: 10. 1016/j. enpol. 2005; 08. 015.
- [173] J.F. Manwell, W.A. Stein, A. Rogers, J.G. McGowan. An investigation of variable speed operation of diesel generators in hybrid energy systems. *Renewable Energy* 1992; 2(6): 563-571.
- [174] Groupes ENERGIE RELAIS Documentations Technique (1995).
- [175] G. Notton, M. Muselli, A. Louche. Autonomous hybrid photovoltaic power plant using a back-up generator: A case study in a Mediterranean island. *Renewable Energy*; 1996: 7(4); 371-391.
- [176] M.M.H. Bhuiyan, M.A. Asgar, R.K. Mazumder, M. Hussain. Economic evaluation of a stand-alone residential PV power system in Bangladesh. *Renewable Energy* 2000; 21, 403–410.
- [177] M. Kolhe, S. Kolhe, J.C. Joshi. Economic viability of stand-alone solar PV system in comparison with diesel-powered system for India. *Energy Economics* 2002; 24(2): 155-165.
- [178] A.L. Athanasia, D.P. Anastassios. The economics of PV stand-alone residential households: A case study for various European and Mediterranean locations. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2000; 62(4): 411–427.