



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Ecole Nationale Polytechnique-
Laboratoire de Recherche en Electrotechnique
<http://re.enp.edu.dz>



Département de Génie Electrique
Laboratoire de Recherche en Electrotechnique

Thèse de Doctorat en Sciences

présentée par :

KAABECHE Abdelhamid

**Etude comparative entre le stockage à hydrogène et les
batteries au plomb dans un système hybride
(Photovoltaïque / Eolien) autonome**

Soutenue le 16 / 02 / 2012 devant le jury composé de:

Président du jury :

O. TOUHAMI

Professeur ENP

Directeurs de thèse :

M. BELHAMEL

Directeur de Recherche CDER

R. IBTIOUEN

Professeur ENP

Examineurs :

A. REZZOUG

Professeur Université Henri Poincaré Nancy
(France)

M. HADDADI

Professeur ENP

A. HADJ ARAB

Directeur de Recherche CDER

Invité :

A. MALEK

Directeur de Recherche CDER

Année universitaire 2011/2012

Résumé

ملخص

مستقبل الطاقة ينبغي أن يستند على طاقات نظيفة ذات موارد كبيرة. الطاقات المتجددة هي أفضل المرشحين لذلك ولكن طبيعة إنتاجها المتقطع يحتاج إلى إيجاد وسائل فعالة للتخزين وحافطة للبيئة. عادة ما تستخدم البطاريات كوسيلة لتخزين الطاقة نظرا لنضجها التكنولوجي وتكلفتها المنخفضة. إلا أن هناك مخاوف بيئية مرتبطة باستخدامها. لذا يتم البحث عن بدائل لهذا التطبيق. وحدة تتألف من محلل كهربائي، وخزان الغاز وخلايا الوقود، وتعد وسيلة لتخزين الطاقة، تماما كالبطارية الكهربائية، وذلك دون أن تنبعث منها غازات مسببة للاحتباس الحراري. في هذا السياق، نقدم في هذه الأطروحة بحث يتلخص في وضع منهجية للتحليل والتقييم التقني والاقتصادي للنظام الهجين المكون من الطاقة الكهروضوئية/طاقة الرياح/خزان للهيدروجين. و النتائج المتحصل عليها يتم مقارنتها مع تلك التي تحصلنا عليها مع النظام الهجين الكلاسيكي المكون من الطاقة الكهروضوئية /طاقة الرياح/بطاريات كهربائية. يتم وصف هذه المنهجية من قبل نموذجان، النموذج الاعتمادي الذي وضع في إطار مفهوم احتمال عجز الطاقة (DPSP) والنموذج الاقتصادي القائم على تكلفة النظام. تجري دراسة حالة لتحليل نظام هجين مكون من الطاقة الكهروضوئية /طاقة الرياح و ذلك لتزويد منزل فردي بالطاقة الكهربائية في موقعين من الجزائر (الجزائر العاصمة و غرداية). الكلمات الرئيسية: نظم هجينة، التصميم الأمثل، احتمال عجز الطاقة (DPSP)، تكلفة النظام، الطاقة الكهروضوئية، طاقة الرياح، البطارية، محلل كهربائي وخلايا الوقود.

Résumé

L'avenir énergétique doit être axé sur les énergies non polluantes et renouvelables. Toutefois, l'intermittence de la production de l'énergie éolienne rend nécessaire la recherche de moyens de stockage efficaces et respectant l'environnement. Au niveau des faibles puissances, traditionnellement, ce sont les batteries au plomb qui sont utilisées comme moyen de stockage de l'énergie car cette technologie est testée sans omettre son faible coût. Cependant, l'utilisation des batteries n'est pas recommandée pour la préservation de l'environnement. Il faut donc rechercher d'autres alternatives comme moyens de stockage de l'énergie électrique. Ainsi, une unité constituée d'un électrolyseur, d'un réservoir de gaz et d'une pile à combustible, constitue un moyen de stockage de l'énergie, au même titre qu'un accumulateur électrochimique et ce, sans émissions de gaz à effet de serre.

Dans ce contexte, le travail de recherche, présenté dans le cadre de notre Thèse, porte sur le développement d'une méthodologie d'analyse et d'évaluation technico-économique effectuée pour un système hybride PV /éolien/ chaîne hydrogène où les résultats sont comparés à ceux d'un système hybride PV/éolien classique utilisant les accumulateurs électrochimiques comme moyen de stockage. Cette méthodologie est décrite par deux modèles; le modèle de fiabilité développé selon le concept de la probabilité de déficit d'énergie (DPSP) et le modèle économique basé sur le coût du système.

Une étude de cas est conduite pour l'analyse d'un système hybride photovoltaïque/éolien destiné à alimenter un habitat individuel, localisé dans deux sites en Algérie (Alger et Ghardaïa).

Mots clés: *Systèmes hybrides ; dimensionnement optimal ; probabilité de déficit d'énergie (DPSP) ; coût du système ; photovoltaïque ; éolien ; batterie ; électrolyseur ; pile à combustible.*

Abstract

Our energy future should be based on clean energies with significant resources. Renewable energies are the best candidates but the intermittent nature of their production needs to find effective means for storing and protecting the environment. Traditionally, lead-acid batteries are used as a means of energy storage. The maturity of this technology demonstrated and low cost are the main reasons. However, there are environmental concerns associated with the use of batteries, so alternatives are sought for this application. A unit consists of an electrolyzer, a hydrogen storage tank and a fuel cell, is a way to store energy, just as a battery, without emission of greenhouse gas.

In this context, the research presented in this thesis is the development of a methodology of analysis and techno-economic assessment carried out for a hybrid PV/wind/hydrogen chain and the results are compared with those of a traditional hybrid energy system with battery storage. This methodology is described by two models; the reliability model developed under the concept of the deficiency of power supply probability (DPSP) and the economic model based on system cost.

A case study is conducted for the analysis of a hybrid PV/wind system for an individual household, located in two sites in Algeria (Algiers and Ghardaïa).

Keywords: *hybrid systems, optimal design, the probability of energy deficit (DPSP), system cost, photovoltaic, wind, battery, electrolyzer, fuel cell*

Dédicaces

«A la mémoire de

Mon père

Mes sœurs Nacira, Khroufa et Louisa

Mon beau père»

A ma mère

A mon épouse

A mes trois filles Marwa, Douaa et Tasnime

A mon fils Mounib

A mes frères et sœurs

Remerciements

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

J'exprime ma reconnaissance à Monsieur Omar TOUHAMI, Professeur à l'Ecole Nationale 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 ce, malgré toutes ses occupations.

Je tiens à remercier vivement Monsieur A. REZZOUG, Professeur à l'Université Henri Poincaré de Nancy (France) pour avoir accepté de faire partie du jury d'examen, en faisant le déplacement malgré toutes ses charges.

J'adresse mes meilleurs remerciements à Monsieur Mourad HADDADI, Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail et pour avoir accepté de participer à mon jury.

Que Monsieur Amar HADJ ARAB, Directeur de Recherche au Centre de Développement des Energies Renouvelables trouve, ici, l'expression de ma profonde gratitude, pour avoir accepté d'examiner et critiquer cette thèse.

J'exprime aussi mes remerciements les plus chaleureux à Monsieur Ali MALEK, Directeur de Recherche au Centre de Développement des Energies Renouvelables, qui nous a fait l'honneur de participer à ce jury.

Je voudrais également remercier pour finir, mes collègues du CDER, mes amis, ma famille, mes parents pour leurs soutiens et leurs encouragements.

Table des matières

Résumé	i
Dédicaces	ii
Remerciements	iii
Table des matières	iv
Liste des figures	xi
Liste des tableaux	xix
Nomenclature	xxi
Introduction Générale	1
Chapitre 1: La production d'électricité par les énergies renouvelables et leurs stockages	
1.1. Introduction	5
1.2. Production d'électricité à partir des énergies renouvelables	
1.2.1 Principales sources d'énergies renouvelables	6
1.2.2 Production d'électricité dans le monde	8
1.2.3 Production d'électricité en Algérie	11
1.2.3.1 Potentiel des énergies renouvelables en l'Algérie	12
1.2.3.1.1 Potentiel solaire	12
1.2.3.1.2 Potentiel éolien	14
1.2.3.1.3 Potentiel de l'énergie géothermique	15
1.2.3.1.4 Potentiel de la biomasse	16
1.2.3.1.5 Potentiel hydroélectrique	16
1.2.3.2 Programme des énergies renouvelables en Algérie	16
1.3. Stockage de l'énergie électrique	21
1.3.1 Stockage à petites et moyennes échelles	22
1.3.2 Stockage à grandes échelles	26

1.4. Hydrogène : Vecteur énergétique du futur ?	
1.4.1 Introduction	29
1.4.2 Les technologies d'électrolyseurs	30
1.4.3 Les technologies de pile à combustible	34
1.5. Conclusion	37
Chapitre 2: Evaluation du potentiel énergétique solaire et éolien en diverses zones de l'Algérie	
2.1. Introduction	38
2.2. Estimation du potentiel des ressources solaires	
2.2.1 Introduction	39
2.2.2 Analyse des données de l'irradiation solaire globale sur une surface horizontale	39
2.2.3 Estimation de l'irradiation solaire globale sur une surface inclinée	42
2.2.3.1 Estimation des composantes directe et diffuse horaires de l'irradiation à partir de l'irradiation globale horaire horizontale	42
2.2.3.1.1 Modèle d'Orgill et Hollands	43
2.2.3.1.2 Modèle d'Erbs-Klein et Duffie	43
2.2.3.1.3 Modèle de Reindel, Beckman et Duffie	44
2.2.3.1.4 Modèle Ktcrr de Reindel, Beckman et Duffie	44
2.2.3.1.5 Modèle de Boland	45
2.2.3.1.6 Modèle d'Oliveira	45
2.2.3.1.7 Modèle de Chandrasekaran and Kumar	45
2.2.3.1.8 Modèle de Bouzaréah (Alger)	46
2.2.3.1.9 Modèle Ktcrr de Bouzaréah (Alger)	47
2.2.3.2 Estimation des composantes directe, diffuse et réfléchiée de l'irradiation sur une surface inclinée	48
2.2.3.2.1 Estimation de la composante directe de l'irradiation sur un plan incliné	49
2.2.3.2.2 Estimation de la composante diffuse de l'irradiation sur un plan incliné	49

2.2.3.2.2.1	Modèles de première génération	49
2.2.3.2.2.1.1	Modèle de Liu Jordan	50
2.2.3.2.2.1.2	Modèle de Tian	50
2.2.3.2.2.1.3	Modèle de Badescu	50
2.2.3.2.2.2	Modèles de deuxième génération	50
2.2.3.2.2.2.1	Modèle de Temps et Coulson	50
2.2.3.2.2.2.2	Modèle de Klucher	50
2.2.3.2.2.2.3	Modèle de Ma et Iqbal	51
2.2.3.2.2.3	Modèle de Hay et Mc Kay	51
2.2.3.2.2.4	Modèle HDKR (Reindl et al.)	52
2.2.3.2.3	Modèles de troisième génération	52
2.2.3.2.3.1	Modèle de Gueymard	53
2.2.3.2.3.2	Modèle de Muneer	53
2.2.3.2.3.3	Modèle de Perez	54
2.2.3.3	Estimation de la composante réfléchie de l'irradiation sur un plan incliné	56
2.3.	Evaluation du potentiel des ressources éoliennes	
2.3.1	Analyse statistique des données de la vitesse moyenne du vent	57
2.3.2	Variation saisonnière de la vitesse du vent	57
2.3.3	Variation pluriannuelle de la vitesse du vent	60
2.3.4	Représentation statistique de la vitesse du vent (distribution empirique)	62
2.3.5	Représentation mathématique de la vitesse du vent (Distribution de Weibull)	63
2.3.6	Extrapolation verticale de la vitesse du vent	66
2.3.7	Densité de puissance éolienne	67
2.4.	Conclusion	73

Chapitre 3 : Modélisation des composants énergétiques du système

3.1. Introduction	74
3.2. Modèles du générateur photovoltaïque	74
3.2.1 Modèles basés sur la caractéristique I-V	75
3.2.1.1 Modèle à cinq paramètres	76
3.2.1.2 Modèle à quatre paramètres	77
3.2.1.3 Modèle explicite	77
3.2.1.4 Modèle simplifié	78
3.2.2 Modèle à deux exponentielles	79
3.2.3 Correction à d'autres conditions de température et d'éclairement	80
3.2.3.1 Modèles de la puissance maximale	81
3.2.3.2 Modèle de Chow	81
3.2.3.3 Modèle de Fuentes	81
3.2.3.4 Modèle de Huld	82
3.2.3.5 Modèle de Jie	82
3.2.3.6 Modèle de Risser	83
3.2.3.7 Modèle de Rosell	83
3.2.4 Modèle de la température de jonction du module PV	83
3.2.5 Validation et calcul d'erreurs	84
3.3. Modélisation du générateur éolien	92
3.4.1 Courbe de puissance d'une éolienne	92
3.4.2 Modélisation de la courbe de puissance d'une éolienne	93
3.4. Modélisation des accumulateurs électrochimiques	99
3.5.1 Modèles de la littérature	100
3.5.2 Modèle de CEIMAT	100

3.5.2.1	Modèle de la capacité	101
3.5.2.2	Modèle de la tension en décharge	102
3.5.2.3	Modèle de la tension en charge	104
3.5.2.4	Modèle de la tension en surcharge	106
3.5.2.5	Modèle du rendement faradique	106
3.5.3	Modèle utilisé pour la présente étude	107
3.5.3.1	Processus de charge	108
3.5.3.2	Processus de décharge	108
3.5.	Modélisation de la pile	
3.5.1	Etat de l’art	109
3.5.2	Modèles déterministes	109
3.5.3	Modèles expérimentaux	110
3.5.3.1	Modèle de KIM	110
3.6.	Modélisation de l’électrolyseur	114
3.7.	Modélisation du stockage des gaz	116
3.7.1	Modèle des gaz parfaits (Modèle 1)	117
3.7.2	Modèle des gaz réels (Modèle 2)	117
3.7.3	Modèle 3	117
3.8.	Modèle utilisé dans la présente étude	118
3.8.1	Processus de stockage	119
3.8.2	Processus de déstockage	119
3.9.	Modélisation du convertisseur	120
3.10.	Conclusion	122
Chapitre 4 : Dimensionnement et optimisation du système hybride PV/éolien		
4.1.	Introduction	124
4.2.	Méthode d’optimisation utilisée dans la présente étude	124

4.2.1	Modèle technique de fiabilité basé sur le concept de la DPSP	125
4.2.1.1	Modèle de fiabilité appliqué pour le système hybride avec stockage batteries	126
4.2.1.2	Modèle de fiabilité appliqué pour le système hybride avec stockage à hydrogène	131
4.2.2	Modèle économique	134
4.2.2.1	Coût actuel net global (TNPC)	135
4.2.2.1.1	Cas du système hybride avec stockage batteries	136
4.2.2.1.2	Cas du système hybride avec stockage à hydrogène	136
4.2.2.2	Coût global annualisé (TAC)	137
4.2.2.3	Coût du kilowattheure d'énergie (LUEC)	137
4.2.2.4	Analyse de la distance du seuil de rentabilité (BEDA)	137
4.3.	Conclusion	139
Chapitre 5 : Discussion des Résultats de l'application		
5.1.	Introduction	140
5.2.	Résultats de l'application correspondant au modèle de fiabilité	
5.3.1	Cas du système hybride avec stockage batteries	143
5.2.1.1	Impacts de la capacité de stockage et du taux de défaillance sur les dimensions du système	144
5.2.1.2	Impact du potentiel énergétique sur les dimensions du système	147
5.2.1.3	Impacts de la capacité de stockage et du taux de défaillance sur l'excès relatif d'énergie produite	149
5.3.2	Cas du système hybride avec stockage à hydrogène	150
5.2.2.1	Impacts de la capacité de stockage et du taux de défaillance sur les dimensions du système	151
5.2.2.2	Impact du potentiel énergétique sur les dimensions du système	153
5.2.2.3	Impacts de la capacité de stockage et du taux de défaillance sur l'excès relatif d'énergie produite	155
5.3.	Résultats de l'application correspondant au modèle économique	156
5.3.1	Cas du système hybride avec stockage batteries	157

5.3.1.1 Impacts de la capacité de stockage et du taux de défaillance sur le TNPC, le TAC, le LUEC et la BEDA	157
5.3.1.2 Impact du potentiel énergétique sur le TNPC, le TAC, le LUEC et la BEDA	166
5.3.2 Cas du système hybride avec stockage à hydrogène	169
5.3.2.1 Impacts de la capacité de stockage et du taux de défaillance sur les TNPC, TAC, LUEC et BEDA	173
5.3.2.2 Impact du potentiel énergétique sur le TNPC, le TAC, le LUEC et la BEDA	182
5.4. Résultats de l'application relatifs à la comparaison entre les deux types de configurations de systèmes hybrides	184
5.4.1 Impact du type de configurations sur les dimensions du système	184
5.4.2 Impact du type de configurations sur les TNPC, TAC, LUEC et BEDA	187
5.4.3 Impacts du potentiel énergétique et du type de configurations sur les dimensions du système	192
5.4.4 Impacts du potentiel énergétique et du type de configurations sur les TNPC, TAC, LUEC et BEDA	194
5.5. Résultats du dimensionnement optimal du système	201
5.6. Conclusion	201
Conclusion générale	205
Références bibliographiques	208
Annexe A	218
Annexe B	220

Liste des figures

Chapitre 1 : La production d'électricité par les énergies renouvelables et leurs stockages

- Fig. 1.1 : Répartition de la production d'électricité mondiale en 2009
- Fig. 1.2 : Répartition de la production d'électricité mondiale, d'origine renouvelable, en 2009
- Fig. 1.3 : Taux de croissance annuel moyen des différentes filières renouvelables 1999-2009
- Fig. 1.4 : Production d'électricité d'origine renouvelable hors hydraulique (1999-2009)
- Fig. 1.5 : Evolution de la production nationale d'électricité 1962-2007
- Fig. 1.6 : Irradiation globale journalière au mois de Juillet sur les plans : a-horizontal et b-normal
- Fig. 1.7 : Irradiation globale journalière au mois de Décembre sur les plans : a-horizontal et b-normal
- Fig. 1.8 : Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol
- Fig. 1.9 : Atlas géothermique préliminaire du nord de l'Algérie
- Fig. 1.10 : Nappe albiennne
- Fig. 1.11 : Pénétration des énergies renouvelables dans la production nationale en TWh
- Fig. 1.12 : Structure du parc de la production nationale en MW
- Fig. 1.13 : Principales sources de production d'hydrogène dans le monde
- Fig. 1.14 : Electrolyseur à structure parallèle avec plaques monopolaires
- Fig. 1.15 : Electrolyseur à structure série avec plaques bipolaires
- Fig. 1.16 : Principe schématique de l'électrolyse (a) : Alcalin, (b) : PEM, (c) : SOEC
- Fig. 1.17 : Principe schématique des différentes piles à combustible
- Fig. 1.18 : Schéma éclaté du stack d'une pile à combustible

Chapitre 2 : Evaluation du potentiel énergétique solaire et éolien en diverses zones de l'Algérie

- Fig. 2.1 : Moyennes journalières mensuelles de l'irradiation solaire globale sur un plan horizontal des sites choisis : (a) région côtière, (b) région de l'Atlas tellien (c) région des Hauts plateaux et (d) région Saharienne
- Fig. 2.2 : Fraction diffuse horaire en fonction de l'indice de clarté horaire (Site de Bouzaréah, Alger)
- Fig. 2.3 : Moyennes mensuelles des vitesses du vent des sites choisis : (a) région côtière, (b) région de l'Atlas tellien (c) région des Hauts plateaux et (d) région Saharienne
- Fig. 2.4 : Moyennes pluriannuelles des vitesses du vent des sites choisis: (a) la région côtière, (b) la région de l'Atlas tellien (c) la région des Hauts plateaux et (d) la région Saharienne
- Fig. 2.5 : Distributions annuelles des vitesses de vent et distributions de Weibull correspondantes
- Fig. 2.6 : Vitesse moyenne du vent et densité de puissance éolienne des quatre meilleurs sites choisis, pour différentes hauteurs
- Fig. 2.7 : Variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent et de la densité de puissance éolienne pour les sites choisis
- Fig. 2.8 : Densité de puissance éolienne déterminée à partir de deux méthodes : la distribution de Weibull et les données des fréquences de vitesse du vent

Chapitre 3 : Modélisation des composants énergétiques du système

- Fig. 3.1 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque
- Fig. 3.2 : Caractéristiques I-V expérimentales et calculées avec le modèle analytique à 5 paramètres pour différents éclairagements
- Fig. 3.3 : Comparaison des valeurs mesurées et simulées de la puissance maximale pour les différents modèles de puissances choisis
- Fig. 3.4 : Exemples de courbes de puissances fournies par certains constructeurs
- Fig. 3.5 : Types de courbes de puissance d'une éolienne
- Fig. 3.6 : Caractéristiques puissances-vitesses données par les constructeurs et calculées avec modèles choisis.
- Fig. 3.7 : Schéma électrique équivalent de la batterie

- Fig. 3.8 : Evolution de la capacité C_{bat} en fonction du courant de décharge normalisé (I_{bat} / I_{10}), paramétrée en températures.
- Fig. 3.9 : Evolution de la résistance interne de notre batterie en fonction de son état de charge, paramétrée en températures. Décharge à courant constant-Modèle de CIEMAT
- Fig. 3.10 : Evolution de la tension de décharge en fonction de son état de charge, paramétrée en températures
- Fig. 3.11 : Evolution de la résistance interne de notre batterie en fonction de son état de charge, paramétrée en températures. Charge à courant constant-Modèle de CIEMAT
- Fig. 3.12 : Evolution de la tension de charge en fonction de son état de charge, paramétrée en températures
- Fig. 3.13 : Evolution du rendement faradique en fonction de son état de charge, paramétré en puissance
- Fig. 3.14 : Comparaison de la modélisation de la courbe de polarisation de la PAC avec les valeurs expérimentales
- Fig. 3.15 : Puissances libérées par la pile à combustible
- Fig. 3.16 : Courbe du rendement du convertisseur en fonction de sa puissance normalisée

Chapitre 4 : Dimensionnement et optimisation du système hybride PV/éolien

- Fig. 4.1: Schématique synoptique du système hybride PV/éolien avec batteries de stockage (Première configuration)
- Fig. 4.2 : Schématique synoptique du système hybride PV/éolien avec stockage à hydrogène (Deuxième configuration)
- Fig. 4.3 : Organigramme de la méthodologie d'optimisation proposée (cas du système hybride avec stockage batteries)
- Fig. 4.4 : Organigramme de la méthodologie d'optimisation proposée (cas du système hybride avec stockage à hydrogène)

Chapitre 5 : Discussion des résultats de l'application

- Fig. 5.1 : Profil de consommation adopté
- Fig. 5.2 : Valeurs moyennes horaires des conditions météorologie suivantes: (a) l'irradiation solaire sur plan horizontal, (b) la vitesse du vent et (c) la température ambiante (Site de Bouzaréah, Alger)

- Fig. 5.3 : Valeurs moyennes horaires des conditions météorologiques suivantes : (a) l'irradiation solaire sur plan horizontal, (b) la vitesse du vent et (c) la température ambiante (Site de Numirate, Ghardaïa)
- Fig. 5.4 : Configurations du système hybride avec stockage batteries pour différentes DPSP et différents jours d'autonomie
- Fig. 5.5 : Configurations du système hybride avec stockage batteries pour différentes DPSP et différents jours d'autonomie
- Fig. 5.6: Influence du potentiel énergétique sur les dimensions du système (Cas de stockage batteries)
- Fig. 5.7 : Variation de l'excès relatif d'énergie produite en fonction de la DPSP pour différents jours d'autonomie, les couples optimaux et les deux sites choisis (Cas de stockage batteries)
- Fig. 5.8 : Configurations du système hybride avec stockage à hydrogène pour différentes DPSP et différents jours d'autonomie
- Fig. 5.9 : Configurations du système hybride avec stockage à hydrogène pour différentes DPSP et différents jours d'autonomie
- Fig. 5.10 : Influence du potentiel énergétique sur les dimensions du système (Cas du stockage à hydrogène)
- Fig. 5.11 : Variation de REPG en fonction de la DPSP pour différents jours d'autonomie, les couples optimaux et les deux sites choisis (Cas de stockage à hydrogène)
- Fig. 5.12 : Configurations du système et coût actuel net global pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage batteries)
- Fig. 5.13 : Configurations du système et coût actuel net global pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (Cas de stockage batteries)
- Fig. 5.14 : Configurations du système et coût global annualisé pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage batteries)
- Fig. 5.15 : Configurations du système et coût global annualisé pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (Cas de stockage batteries)
- Fig. 5.16 : Configurations du système et coût du kilowattheure pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage batteries)
- Fig. 5.17 : Configurations du système et coût du kilowattheure pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (Cas de stockage batteries)
- Fig. 5.18 : Configurations du système et l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage batteries)

- Fig. 5.19 : Configurations du système et l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage batteries)
- Fig. 5.20 : Configurations du système et coût actuel net global pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage batteries)
- Fig. 5.21 : Configurations du système et coût actuel net global pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (Cas de stockage batteries)
- Fig. 5.22 : Configurations du système et coût global annualisé pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage batteries)
- Fig. 5.23 : Configurations du système et coût global annualisé pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (Cas de stockage batteries)
- Fig. 5.24 : Configurations du système et coût du kilowattheure pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage batteries)
- Fig. 5.25 : Configurations du système et coût du kilowattheure pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (Cas de stockage batteries)
- Fig. 5.26 : Configurations du système et l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage batteries)
- Fig. 5.27 : Configurations du système et l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (Cas de stockage batteries)
- Fig. 5.28 : Influence du potentiel énergétique sur le coût actuel net global pour un jour d'autonomie et DPSP = 0% (Cas de stockage batteries)
- Fig. 5.29 : Influence du potentiel énergétique sur le coût global annualisé pour un jour d'autonomie et DPSP = 0% (Cas de stockage batteries)
- Fig. 5.30 : Influence du potentiel énergétique sur le coût du kilowattheure pour un jour d'autonomie et DPSP = 0% (Cas de stockage batteries)
- Fig. 5.31 : Influence du potentiel énergétique sur l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour un jour d'autonomie et DPSP = 0% (Cas de stockage batteries)
- Fig. 5.32 : Configurations du système et nombre d'heures d'utilisation de l'électrolyseur pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (a) Site de Bouzaréah (Alger) (b) Site de Noumirate (Ghardaïa)
- Fig. 5.33 : Configurations du système et nombre d'heures d'utilisation de la pile pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (a) Site de Bouzaréah (Alger) (b) Site de Noumirate (Ghardaïa)

- Fig. 5.34 : Configurations du système et taille de l'électrolyseur pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (a) Site de Bouzaréah (Alger) (b) Site de Noumirate (Ghardaïa)
- Fig. 5.35 : Configurations du système et coût actuel net global pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage à hydrogène)
- Fig. 5.36 : Configurations du système et coût actuel net global pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (Cas de stockage à hydrogène)
- Fig. 5.37 : Configurations du système et coût global annualisé pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage à hydrogène)
- Fig. 5.38 : Configurations du système et coût global annualisé pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (Cas de stockage à hydrogène)
- Fig. 5.39 : Configurations du système et coût du kilowattheure pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage à hydrogène)
- Fig. 5.40 : Configurations du système et coût du kilowattheure pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (Cas de stockage à hydrogène)
- Fig. 5.41 : Configurations du système et l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage à hydrogène)
- Fig. 5.42 : Configurations du système et l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (Cas de stockage à hydrogène).
- Fig. 5.43 : Configurations du système et coût actuel net global pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage à hydrogène)
- Fig. 5.44 : Configurations du système et coût actuel net global pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (Cas de stockage à hydrogène)
- Fig. 5.45 : Configurations du système et coût global annualisé pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage à hydrogène)
- Fig. 5.46 : Configurations du système et coût global annualisé pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (Cas de stockage à hydrogène)
- Fig. 5.47 : Configurations du système et coût du kilowattheure pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage à hydrogène)
- Fig. 5.48 : Configurations du système et coût du kilowattheure pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (Cas de stockage à hydrogène)
- Fig. 5.49 : Configurations du système et l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage à hydrogène)

- Fig. 5.50 : Configurations du système et l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (Cas de stockage à hydrogène)
- Fig. 5.51 : Influence du potentiel énergétique sur le coût actuel net global pour un jour d'autonomie et DPSP = 0% (Cas de stockage à hydrogène)
- Fig. 5.52 : Influence du potentiel énergétique sur le coût global annualisé pour un jour d'autonomie et DPSP = 0% (Cas de stockage à hydrogène)
- Fig. 5.53 : Influence du potentiel énergétique sur le coût du kilowattheure pour un jour d'autonomie et DPSP = 0% (Cas de stockage à hydrogène).
- Fig. 5.54 : Influence du potentiel énergétique sur l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour un jour d'autonomie et DPSP = 0% (Cas de stockage à hydrogène)
- Fig. 5.55 : Configurations du système pour différentes DPSP et différents jours d'autonomie de stockage batteries et à hydrogène
- Fig. 5.56 : Configurations du système pour différentes DPSP et pour différents jours d'autonomie de stockage batteries et à hydrogène
- Fig. 5.57 : Configurations du système et coût actuel net global pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage batteries et à hydrogène)
- Fig. 5.58 : Configurations du système et coût global annualisé pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage batteries et à hydrogène)
- Fig. 5.59 : Configurations du système et coût du kilowattheure pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage batteries et à hydrogène)
- Fig. 5.60 : Configurations du système et l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage batteries et à **hydrogène**)
- Fig. 5.61 : Configurations du système et coût actuel net global pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage batteries et à hydrogène)
- Fig. 5.62 : Configurations du système et coût global annualisé pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage batteries et à hydrogène)
- Fig. 5.63 : Configurations du système et coût du kilowattheure pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage batteries et à hydrogène)
- Fig. 5.64 : Configurations du système et l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (Cas de stockage batteries et à hydrogène)
- Fig. 5.65 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur les dimensions du système

- Fig. 5.66 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur le coût actuel net global pour un jour d'autonomie et pour la DPSP = 0%
- Fig. 5.67 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur le coût global annualisé pour un jour d'autonomie et pour la DPSP = 0%
- Fig. 5.68 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur le coût du kilowattheure pour un jour d'autonomie et pour la DPSP = 0%
- Fig. 5.69 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour un jour d'autonomie et pour la DPSP = 0%
- Fig. 5.70 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur le coût actuel net global pour deux jours d'autonomie et pour la DPSP = 0%
- Fig. 5.71 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur le coût global annualisé pour deux jours d'autonomie et pour la DPSP = 0%
- Fig. 5.72 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur le coût du kilowattheure pour deux jours d'autonomie et pour la DPSP = 0%
- Fig. 5.73 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour deux jours d'autonomie et pour la DPSP = 0%
- Fig. 5.74 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur le coût actuel net global pour trois jours d'autonomie et pour la DPSP = 0%
- Fig. 5.75 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur le coût global annualisé pour trois jours d'autonomie et pour la DPSP = 0%
- Fig. 5.76 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur le coût du kilowattheure pour trois jours d'autonomie et pour la DPSP = 0%
- Fig. 5.77 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour trois jours d'autonomie et pour la DPSP = 0%

Liste des tableaux

Chapitre 1 : La production d'électricité par les énergies renouvelables et leurs stockages

Tableau 1.1: Répartition du potentiel solaire en Algérie

Tableau 1.2 : Caractéristiques techniques des principaux accumulateurs

Tableau 1.3: Caractéristiques des différentes technologies de stockage pouvant être employées pour des systèmes à petites et moyennes échelles

Tableau 1.4 : Caractéristiques des différentes technologies de stockage pouvant être employées pour des systèmes à grandes échelles

Tableau 1.5 : Caractéristiques techniques des différents électrolyseurs

Tableau 1.6 : Tableau récapitulatif des différentes technologies de piles à combustible

Chapitre 2 : Evaluation du potentiel énergétique solaire et éolien en diverses zones de l'Algérie

Tableau 2.1: Liste des stations météorologiques utilisées dans cette étude

Tableau 2.2 : Comparaison des erreurs, pour chaque modèle, sur la fraction diffuse obtenue

Tableau 2.3 : Coefficients du modèle de Perez

Tableau 2.4 : Comparaison des erreurs, pour chaque modèle, sur l'irradiation diffuse obtenue

Tableau 2.5 : Valeurs calculées de la vitesse moyenne du vent, de l'écart-type σ , du facteur de forme k , et du facteur d'échelle c pour les différents sites

Chapitre 3 : Modélisation des composants énergétiques du système

Tableau 3.1 : Caractéristiques électriques des modules utilisés (données constructeurs)

Tableau 3.2 : Calcul d'erreurs pour retracer toute la caractéristique IV

Tableau 3.3 : Calcul d'erreurs pour le point de puissance maximale des caractéristiques IV modélisées

Tableau 3.4 : Validation du point de puissance maximale en utilisant la translation selon la norme CEI891 pour différents modèles choisis et pour différentes technologies

Tableau 3.5 : Validation du point de puissance maximale en utilisant les différents modèles de puissance choisis et pour différentes technologies

Tableau 3.6 : Modélisation de la courbe de puissance des différents aérogénérateurs

Tableau 3.7 : Synthèse des résultats de comparaison entre la mesure et le modèle

Chapitre 4 : Dimensionnement et optimisation du système hybride PV/éolien

Tableau 4.1 : Hypothèses de coût des composants des systèmes

Chapitre 5 : Discussion des résultats de l'application

Tableau 5.1 : Caractéristiques des configurations optimales satisfaisant les différentes DPSP désirées (0%, 0,1%, 0,3% et 1%). Site d'Alger

Tableau 5.2 : Caractéristiques des configurations optimales satisfaisant les différentes DPSP désirées (0%, 0,1%, 0,3% et 1%). Site de Ghardaïa

Nomenclature

A	Surface balayée par le rotor	(m ²)
AM	La masse relative de l'air	(-)
b	Indice de distribution de l'irradiation	(-)
b_E	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de l'électrolyseur	(V)
BEDA	Analyse de la distance du seuil de rentabilité (<i>Break-Even Distance Analysis</i>)	(m)
b_P	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de la pile	(V)
B_h(0)	Irradiation directe horizontale horaire	(W/m ²)
B_h(β)	Irradiation directe incidente sur le plan du module	(W/m ²)
c	Paramètre de Weibull (paramètre d'échelle)	(-)
C_{bat}	Capacité nominale de la batterie	(Ah)
C_{Const-Aux}	Consommation constante des auxiliaires de la PAC	(W)
C_{Const-Aux}	Consommation constante des auxiliaires de l'électrolyseur	(W)
CDER	Centre de Développement des Energies Renouvelables	
C_P	Facteur de conversion	(-)
C_{non-rec}	Coûts non-récurrents	(\$)
C_{rec}	Coûts récurrents	(\$)
C_{Var-Aux}	Consommation variable des auxiliaires de la PAC	(%)
C_{Var-Aux}	Consommation variable des auxiliaires de l'électrolyseur	(%)
c(z)	Paramètre d'échelle à la hauteur du moyeu Z	(-)
c(z_a)	Paramètre d'échelle à la hauteur de l'anémomètre Z _a	(-)
C_{I-initial}	Coût d'investissement initial des composants du système	(\$)
CREDEG	Centre de REcherche et de Développement de l'Electricité et du Gaz	
CRF	Facteur de recouvrement de capitaux	(%)
C_{ext}	Coût d'extension de la ligne électrique	(\$)
C_{PV}	Capacité totale du générateur PV	(W)
C_{Unit,PV}	Coût unitaire du générateur PV	(\$/W)
C_W	Capacité totale de l'aérogénérateur	(W)
C_{Unit,W}	Coût unitaire de l'aérogénérateur	(\$/W)

C_B	Capacité totale du banc de batteries	(Wh)
$C_{Unit,B}$	Coût unitaire du banc de batteries	(\$/Wh)
C_{Elect}	Capacité totale de l'électrolyseur	(W)
$C_{Unit,Elect}$	Coût unitaire de l'électrolyseur	(\$/W)
C_{Elect}	Capacité totale de la pile	(W)
$C_{Unit,Elect}$	Coût unitaire de la pile	(\$/W)
$C_{Res,H2}$	Capacité totale du réservoir d'hydrogène	(Wh)
$C_{Unit,Res,H2}$	Coût unitaire du réservoir d'hydrogène	(\$/Wh)
C_{INV}	Capacité totale de l'onduleur	(W)
$C_{Unit,INV}$	Coût unitaire de l'onduleur	(\$/W)
C_0	Coût total constant (coût de génie civil, d'installation et des raccordements)	(\$)
d	Taux d'escalade	(%)
d_{adj}	Taux d'intérêt ajusté donné	(%)
$D_h(0)$	Irradiation diffuse horizontale horaire	(Wh/m ²)
$D_h(\beta)$	Irradiation diffuse incidente sur le plan du module	(Wh/m ²)
DOD	Profondeur de décharge de la batterie	(%)
DOD_{max}	Profondeur de décharge maximale de la batterie	(%)
DPS (t)	Perte d'énergie à l'instant t (Loss of Power Supply)	(Wh)
DPSP	Probabilité de déficit d'énergie (Deficiency of Power Supply Probability)	(%)
e	Taux d'intérêt	(%)
E	Force électromotrice de la batterie	(V)
$E_{Char}(t)$	Etat de charge de la batterie à l'instant t	(Wh)
$E_{Char}(t-1)$	Etat de charge de la batterie à l'instant t-1	(Wh)
$E_{Char,min}$	Etat de charge minimal de la batterie	(Wh)
$E_{Char,max}$	Etat de charge maximal de la batterie	(Wh)
EDC	Etat de charge de la batterie	(Wh)
$E_{dem}(t)$	Energie demandée par la charge à l'instant t	(Wh)
E_{0E}	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de l'électrolyseur	(V)
EPG	Excès d'énergie produite	(Wh)
E_{0P}	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de la pile	(V)
$E_{Prod}(t)$	Energie produite conjointement par l'aérogénérateur et le générateur photovoltaïque à l'instant t	(Wh)

$E_{PV}(t)$	Energie produite par un module photovoltaïque à l'instant t	(Wh)
$E_{Stock}(t)$	Quantité d'énergie stockée dans les réservoirs d'hydrogène à l'instant t	(Wh)
$E_{Stock}(t-1)$	Quantité d'énergie stockée dans les réservoirs d'hydrogène à l'instant t-1	(Wh)
$E_{Stock,max}$	Capacité de stockage maximale des réservoirs d'hydrogène	(Wh)
$E_W(t)$	Energie produite par l'aérogénérateur à l'instant t	(Wh)
f	Facteur de modulation	(-)
f_i	Fréquence d'occurrences des vitesses appartenant au ième intervalle de vitesse	(%)
F	Constante de Faraday	(= 96485 C.mol ⁻¹)
FF	Facteur de forme	(-)
FF ₀	Facteur de forme	(-)
F1	Coefficient d'anisotropie circumsolaire	(-)
F2	Coefficient d'anisotropie horizon/zénith	(-)
F _{Hay}	Indice de pondération de Hay	(-)
F _M	Facteur de clarté	(-)
f(v)	Fonction de densité de probabilité de Weibull	(-)
G(β)	Irradiation solaire incidente sur le plan du module	(W/m ²)
G _{ref}	Irradiation solaire de référence	(W/m ²)
G _{eh} (0)	Irradiation globale extraterrestre horaire	(Wh/m ²)
G _h (0)	Irradiation globale horizontale horaire	(Wh/m ²)
G ₀	Constante solaire	(1367 W/m ²)
G ₁	Irradiation dans les conditions de mesure	(W/m ²)
G ₂	Irradiation dans les conditions désirées	(W/m ²)
I _{bat}	Courant de batterie	(A)
j _E	Densité de courant d'une cellule élémentaire de l'électrolyseur	(A.cm ⁻²)
J _{0E}	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de l'électrolyseur	(mA.cm ⁻²)
J _{0P}	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de la pile	(mA.cm ⁻²)
j _P	Densité de courant d'une cellule élémentaire de la pile à combustible	(A.cm ⁻²)
I _L	Photocourant	(A)
I _m	Courant au point de puissance maximale	(A)
I _{sc}	Courant de court-circuit	(A)
I ₀	Courant de saturation	(A)
I ₁	Coordonnée d'un point de la courbe de référence donnée par le constructeur	(A)

I_2	Coordonnée d'un point de la courbe corrigée	(A)
I_{10}	Courant de décharge en 10 heures	(A)
K	Constante de Boltzmann	$(1.38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K})$
K_C	Facteur de correction de la courbe corrigée	$(0,00125 \text{ } \Omega/^{\circ}\text{C})$
k	Paramètre de Weibull (paramètre de forme)	(-)
$k(z)$	Paramètre de forme à la hauteur du moyeu z	Z (-)
$k(z_a)$	Paramètre de forme à la hauteur de l'anémomètre z_a	Z_a (-)
LSP	Probabilité de perte d'énergie (Loss of Power Supply Probability)	(%)
L_{H_2}	Pertes dans le stockage d'hydrogène	$(\text{mol}\cdot\text{h}^{-1})$
L_{H_2O}	Pertes dans le stockage d'eau	$(\text{mol}\cdot\text{h}^{-1})$
L_{O_2}	Pertes dans le stockage d'oxygène	$(\text{mol}\cdot\text{h}^{-1})$
LOLP	Probabilité de perte de charge (Loss of Load Probability)	(%)
L_P	Durée de vie du système	(années)
LOLH	Perte des heures de charge (Loss of Load Hours)	(-)
LUEC	Coût du kilowattheure d'énergie (Levelised Unit Electricity Cost)	$(\$/\text{kWh})$
$LUEC_{\text{grid}}$	Coût de kilowattheure d'énergie du réseau	$(\$/\text{kWh})$
m	Facteur d'idéalité relatif au module	(-)
m_c	Pertes résistives du convertisseur	(-)
M_d	Fraction diffuse horaire	(-)
m_E	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de l'électrolyseur	(V)
m_P	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de la pile	(V)
MPPT	Dispositif de poursuite du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracker)	
M_t	Indice de clarté horaire de l'atmosphère	(-)
N	Numéro de jour de l'année	(-)
$N_{\text{cell,Pile}}$	Nombre de cellules élémentaires en série de la la pile à combustible	(-)
$N_{\text{Cell,Elec}}$	Nombre de cellules élémentaires en série de l'électrolyseur	(-)
n_E	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de l'électrolyseur	$(\text{cm}^2 \cdot \text{mA}^{-1})$
n_P	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de la pile	$(\text{cm}^2 \cdot \text{mA}^{-1})$
N_G	Facteur de pondération de Gueymard	(-)

n_i	Nombre d'observations de la $i^{\text{ème}}$ classe de vitesse	(-)
N_0	Nombre d'observations	(-)
NOCT	Température de fonctionnement des cellules PV dans les conditions de références	(°C)
N_{PV}	Nombre de modules dans le générateur photovoltaïque	(-)
n_1	Nombre de moles	(mol)
p	Nombre d'années entre deux paiements successifs	(-)
\bar{P}	Densité de puissance moyenne disponible sur site	(W/m ²)
PAC	Pile à combustible	
p_{cr}	Pression critique	(Pa)
P_E	Puissance en entrée du convertisseur	(W)
P_{Electr}	Puissance absorbée par l'électrolyseur	(W)
P_{Electr_Aux}	Puissance consommée par les auxiliaires de l'électrolyseur	(W)
P_{Electr_Thr}	Puissance thermique libérée par l'électrolyseur	(W)
P_G	Pression	(Pa)
$P(v)$	Courbe de puissance donnée par le constructeur	(W)
P_m	Puissance maximale fournie par le module photovoltaïque	(W)
$P_{max,réf}$	Puissance maximale de référence dans les conditions standard	(W)
P_n	Puissance nominale de l'éolienne	(W)
P_{Nom}	Puissance nominale du convertisseur	(W)
P_{Pertes}	Puissance électrique perdue	(W)
P_{Pile}	Puissance débitée par la PAC	(W)
P_{Pile_Aux}	Puissance consommée par les auxiliaires de la PAC	(W)
P_{Pile_Thr}	Puissance thermique libérée par la PAC	(W)
p_r	Facteur de remplissage du module PV	(-)
P_S	Puissance en sortie du convertisseur	(W)
$P_s(v)$	Puissance électrique directement utilisable	(W)
$P(z_a)$	Densité de puissance disponible dans le vent à la hauteur de l'anémomètre Z_a	(W/m ²)
q	Charge de l'électron	(1.6 10 ⁻¹⁹ C)
Q_{bat}	Capacité de la batterie à l'instant t	(Ah)
Q_{H2}	Quantité d'hydrogène dans le réservoir	(mol)
Q_{O2}	Quantité d'oxygène dans le réservoir	(mol)
Q_{H2O}	Quantité d'eau dans le réservoir	(mol)
Q_{H2}^{cons}	Quantité d'hydrogène consommée	(mol.h ⁻¹)

$Q_{O_2}^c$	Quantité d'oxygène consommée	(mol.h ⁻¹)
$Q_{H_2O}^p$	Quantité d'eau produite	(mol.h ⁻¹)
$Q_{H_2}^{prod}$	Quantité d'hydrogène produite	(mol.h ⁻¹)
$Q_{O_2}^{prod}$	Quantité d'oxygène produite	(mol.h ⁻¹)
$Q_{H_2O}^{cons}$	Quantité d'eau consommée	(mol.h ⁻¹)
R	Constante des gaz parfaits	(8,314 J.K ⁻¹ mol ⁻¹)
r_b	Facteur de l'irradiation directe	(-)
R_{bat}	Résistance interne de la batterie	(Ω)
r_{b0}	Facteur de l'irradiation directe modifiée	(-)
r_E	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de l'électrolyseur	(V.cm ² .mA ⁻¹)
REPG	Excès relatif de l'énergie produite (Relative Excess Power Generated)	(%)
r_p	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de la pile	(V.cm ² .mA ⁻¹)
R(β)	Irradiation réfléchie	(W/m ²)
RMSE	Racine de l'erreur moyenne quadratique (Root Mean Square Error)	
MBE	Tendance moyenne de l'erreur (Mean Bias Error)	
R_s	Résistance série du module photovoltaïque	(Ω)
R_{sh}	Résistance shunt du module photovoltaïque	(Ω)
R ²	Coefficient de corrélation	(-)
$S_{cell,Pile}$	Surface d'une cellule élémentaire de la PAC	(cm ²)
$S_{cell,Elec}$	Surface d'une cellule élémentaire de l'électrolyseur	(cm ²)
S_{H_2}	Stœchiométrie de l'hydrogène	(-)
S_{H_2O}	Stœchiométrie de l'eau	(-)
S_{O_2}	Stœchiométrie de l'oxygène	(-)
SOEC	Solid Oxide Electrolyser Cell	
Sonelgaz	Société Algérienne de l'Electricité et du Gaz	
S_{PL}	Niveau des performances de système (System Performance Level)	(-)
T	Température	(K)
T_a	Température ambiante	(°C)
TAC	Coût global annualisé (Total Annualized Cost)	(\$)
T_c	Température de jonction de la cellule	(°C)
T_{cr}	Température critique	(K)

$T_{c,ref}$	Température de référence	(°C)
T_M	Facteur d'inclinaison de Muneer	(-)
TNPC	Coût actuel net global (Total Net Present Cost)	(\$)
T_1	Température dans les conditions de mesure	(°C)
T_2	Température dans les conditions désirées	(°C)
UDTS	Unité de Développement de la Technologie du Silicium	
URAER	Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables	
V	Volume du stockage	(m ³)
$v(z_a)$	Vitesse du vent à la hauteur de l'anémomètre Z_a	(m/s)
$v(z)$	Vitesse du vent à la hauteur du moyeu Z	(m/s)
v	Vitesse du vent instantanée à la hauteur du rotor	(m/s)
v_a	Vitesse du vent au-delà de laquelle l'éolienne est arrêtée	(m/s)
V_{bat}	Tension de batterie	(V)
$V_{bat, ch}$	Tension de charge de la batterie	(V)
$V_{bat, déch}$	Tension de décharge de la batterie	(V)
$V_{bat, surch}$	Tension de surcharge de la batterie	(V)
$V_{cell, Elec}$	Tension d'une cellule élémentaire de l'électrolyseur	(V)
$V_{Cell, Pile}$	Tension d'une cellule élémentaire de la pile à combustible	(V)
v_d	Vitesse du vent pour laquelle l'éolienne commence à débiter	(m/s)
V_{ec}	Tension de fin de charge	(V)
V_g	Tension de gassing	(V)
v_i	Vitesse médiane du vent de l' i ème intervalle de vitesse	(m/s)
v_m	Vitesse moyenne du vent	(m/s)
V_m	Tension au point de puissance maximale	(V)
v_n	Vitesse du vent pour laquelle la puissance nominale est atteinte	(m/s)
V_{oc}	Tension à circuit ouvert	(V)
V_1	Tension d'un point de la courbe de référence donnée par le constructeur	(V)
V_2	Tension d'un point de la courbe corrigée	(V)
V_t	Tension thermique	(V)
V_{Th}	Tension thermoneutre d'une cellule élémentaire	(= 1,48 V)
z	Facteur de compressibilité	(-)
Z	Hauteur du moyeu	(m)
Z_a	Hauteur de l'anémomètre	(m)
Z_0	Rugosité du sol	(m)

Y Fonction de l'indice de clarté horaire (-)

Lettres Grecques

β	Angle d'inclinaison d'une surface par rapport à l'horizontale	(Degré)
θ	Angle d'incidence	(Degré)
θ_Z	Angle zénithal	(Degré)
ω	Angle horaire	(Degré)
ρ_a	Albédo du sol	(-)
α_T	Coefficient de température du courant	(A/°C)
β_T	Coefficient de température de la tension	(V/°C)
Γ	Fonction Gamma	(-)
σ	Ecart type	(-)
σ_T	Taux d'autodécharge	(%)
α	Exposant caractérisant le cisaillement du vent	(-)
γ	Coefficient de variation du rendement en fonction de la température	(1/C°)
η_m	Rendement de la machine électrique et autres dispositifs	(%)
ρ	Densité de l'Air	(kg/m ³)
ξ	Facteur empirique exprimant les influences de la rugosité de la surface	(-)
η_{F_Pile}	Rendement faradique de la PAC	(= 99 %)
η_{F_Electr}	Rendement faradique de l'électrolyseur	(%)
η_{Elect}	Rendement global de l'électrolyseur et son convertisseur DC/DC correspondant	(%)
η_{Pertes}	Coefficient permettant de décrire les phénomènes liés aux convertisseurs	(-)
η_{Pile}	Rendement global de la pile et son convertisseur DC/DC correspondant	(%)
τ_g	Constante de temps	(-)
η_{ond}	Rendement de l'onduleur	(%)
η_{Bat}	Rendement de la batterie	(%)
τ_g	Transmissibilité effective du vitrage	(-)
η_e	Rendement de conversion électrique	(%)
η_{rel}	Rendement relatif instantané	(%)
δ	Profondeur de décharge de la batterie	(%)
η	Coefficient permettant de décrire les phénomènes liés aux convertisseurs	(-)

η_0	Pertes à vide du convertisseur	(-)
η_{10}	Rendement à 10 % de la puissance nominale du convertisseur	(%)
η_{100}	Rendement à 100 % de la puissance nominale du convertisseur	(%)
η_{conv}	Rendement de conversion du convertisseur	(%)
ΔT	Echauffement de l'accumulateur	(°C)
Δt	Pas de temps	(1 h)

Introduction générale

Le contexte énergétique actuel, caractérisé par l'épuisement des ressources fossiles, le réchauffement climatique et l'émergence du concept de développement durable, suscite l'essor de solutions énergétiques alternatives. De nombreuses actions sont aujourd'hui menées à plusieurs niveaux, notamment, la réduction d'émissions de gaz à effet de serre (protocole de Kyoto, 1998), la valorisation des systèmes énergétiques via la cogénération, la diminution de la consommation énergétique (maîtrise de la demande d'électricité, MDE) et le développement des énergies renouvelables.

L'utilisation des énergies renouvelables comme alternative écologique aux combustibles fossiles et au nucléaire, s'avère une solution très attrayante du fait qu'elles sont inépuisables, non polluantes, très adaptées à la production décentralisée et les technologies sont actuellement au point pour utiliser ces énergies au quotidien. Leur exploitation pour la production d'électricité est très rentable dans les sites isolés ; là où l'extension du réseau électrique serait un échec financier.

Néanmoins 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 énergétiques de la charge 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 diminuer la capacité 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 sites isolés.

Parmi les systèmes hybrides d'énergie les plus étudiés, on trouve, les systèmes hybrides photovoltaïque (PV)/éolien, largement cités dans la littérature. Le stockage d'énergie est nécessaire dans ces systèmes en raison de la nature intermittente des énergies solaire et éolienne. Traditionnellement, les batteries au plomb sont utilisées comme moyen de stockage de l'énergie. La maturité dont cette technologie fait preuve et son faible coût en sont les raisons principales. Cependant, il y'a certaines contraintes de fonctionnement et des

préoccupations environnementales associées à l'utilisation des batteries; donc d'autres alternatives sont recherchées pour cette application.

Les recherches menées sur le stockage d'électricité, relayées par l'engouement pour le véhicule électrique dans les années 90, ont permis de promouvoir des technologies innovantes.

L'abondance de l'hydrogène sur terre sous forme d'eau, associée à ses qualités physique et chimique lui confèrent un potentiel important pour être utilisé en tant que vecteur énergétique. Une unité constituée d'un électrolyseur (permettant la production de l'hydrogène), d'un réservoir de gaz (pour confiner le gaz produit) et d'une pile à combustible (capable de restituer de l'électricité à partir de cet hydrogène), constitue un moyen de stockage d'énergie, au même titre qu'un accumulateur électrochimique, et ce, sans émission de gaz à effet de serre.

De nombreuses études techniques sont aujourd'hui menées sur chacun des composants, pile à combustible, électrolyseur et unité de stockage de gaz. En revanche quand on considère l'unité complète et son intégration aux systèmes d'énergie hybrides, peu de résultats sont disponibles dans la littérature quant à ses perspectives techniques et économiques.

Dans ce contexte, le travail de recherche présenté dans cette thèse, porte sur le développement d'une méthodologie d'analyse et d'évaluation technico-économique effectuée pour un système hybride PV/ éolien /chaîne hydrogène et les résultats sont comparés à ceux d'un système hybride PV / éolien classique, utilisant les accumulateurs électrochimiques, comme moyen de stockage.

Ce travail est organisé en cinq parties. Il se résume comme suit :

Dans le chapitre 1 de cette thèse, il est exposé entre autre la situation énergétique actuelle concernant la production d'électricité à partir des énergies renouvelables dans le monde et en particulier, de l'Algérie. La prise de conscience par rapport aux changements climatiques qui se traduit par un développement important des énergies renouvelables est présentée. Nous listons ensuite les différentes sources d'énergies renouvelables ainsi que les différents moyens de stockage mis à notre disposition pour stocker cette énergie.

Le chapitre 2 présente l'estimation du potentiel des ressources énergétiques solaire et éolienne. La première partie de ce chapitre consiste en 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 déterminée.

La deuxième partie, est consacrée à 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, nous nous intéressons à l'estimation de la densité de puissance éolienne pour ces divers sites.

Le chapitre 3 présente les modélisations des différents sous-systèmes susceptibles de composer les deux types de configurations de systèmes hybrides. Nous décrivons ainsi, les sous-systèmes suivants : le PV (Photovoltaïque), l'Eolien, la Batterie, la PAC (Pile A Combustible), l'Electrolyseur, les Réservoirs de gaz (H_2) et les Convertisseurs statiques.

Le chapitre 4 présente la méthodologie proposée pour l'optimisation du dimensionnement de deux types de configurations de systèmes hybrides. Cette approche est décrite par deux modèles; le modèle de fiabilité de l'alimentation en énergie, développé selon le concept technique de la probabilité de déficit d'énergie (DPSP) et le modèle économique basé sur l'utilisation de quatre indicateurs de rentabilité économiques, à savoir : le coût actuel net global (TNPC), le coût global annualisé (TAC), le coût du kilowattheure d'énergie (LUEC) et l'analyse de la distance du seuil de rentabilité (BEDA). L'ensemble de ces deux modèles permet enfin, de déterminer la configuration optimale présentant le coût minimal et ce, pour différentes valeurs de taux de défaillance sur le système.

Six paramètres de dimensionnement sont introduits dans le processus d'optimisation à savoir: la puissance crête du module PV, la puissance nominale de l'aérogénérateur, la capacité de stockage batteries, la puissance de l'électrolyseur, la puissance de la pile à combustible et la capacité de stockage des réservoirs d'hydrogène.

Au cinquième chapitre, nous présentons, l'ensemble des résultats de simulation obtenus au cours de cette étude. Ces résultats sont issus de l'application de la méthodologie proposée pour le dimensionnement optimal des deux configurations de systèmes hybrides proposés, pour subvenir aux besoins énergétique de la charge.

Nous présentons les résultats relatifs à l'analyse et à l'évaluation technico-économique du système hybride classique PV/ éolien/ batteries sont présentés. Ils concernent, d'une part, l'impact des différents facteurs sur la taille optimale du système: la fiabilité du système, la capacité de stockage et la qualité du potentiel énergétique et, d'autre part, l'influence de ces facteurs sur les indicateurs économiques choisis dans cette étude: le TNPC, le TAC, le LUEC et la BEDA.

Ensuite, nous présentons également, les résultats relatifs au système hybride PV/éolien/chaine hydrogène. D'autres résultats concernant l'analyse comparative entre ces deux systèmes sont également présentés.

La conclusion générale porte sur une synthèse succincte des travaux effectués avec les principaux résultats obtenus suivie par des perspectives.

Chapitre 1

La production d'électricité par les énergies renouvelables et leurs stockages

1.1. Introduction

L'électricité est un bien de première nécessité, indispensable au développement économique et humain. Son importance s'accroît avec les évolutions technologiques, l'industrialisation et le besoin de confort moderne. L'accroissement de sa production est donc synonyme d'augmentation de la qualité de vie et de création de richesse.

Présentement, les principales sources d'énergie utilisées pour produire de l'électricité, sont celles issues des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel et charbon) ou du nucléaire. Or il s'avère que ces ressources sont présentes en quantités limitées et non renouvelables à l'échelle de temps humaine, et que leur consommation intensive soulève deux problèmes majeurs pour les sociétés du XXI^e s. : une crise énergétique liée à leur épuisement, et une crise climatique liée au dégagement excessif de gaz à effet de serre produits par leur combustion [1, 2].

Les sources d'énergies renouvelables présentent l'avantage d'être disponibles en quantité illimitée et d'être non émettrices de gaz à effet de serre. Leurs exploitations sont un moyen de répondre aux besoins en énergie tout en préservant l'environnement. Les principales sources d'énergies renouvelables sont l'hydraulique, l'éolien, la biomasse, la géothermique, le solaire, et l'énergie marine [3, 4].

Nous présentons, dans ce chapitre, ces différentes sources d'énergies renouvelables et les parts qu'elles représentent au niveau mondial et Algérien. Nous examinons ensuite les différents moyens de stockage de l'énergie, et nous étudions particulièrement le cas du vecteur hydrogène via un électrolyseur et une pile à combustible.

1.2. Production d'électricité à partir des énergies renouvelables

1.2.1. Principales sources d'énergies renouvelables

Les principales sources d'énergies renouvelables ainsi que leurs principes, leurs avantages et leurs inconvénients sont données ci-dessous [3, 4].

- **L'hydraulique** : L'énergie électrique est produite par la transformation de l'énergie cinétique de l'eau en énergie électrique par l'intermédiaire d'une turbine hydraulique couplée à un générateur électrique. Pour les barrages par accumulation, la quantité d'énergie disponible, sur une période donnée, dans la réserve d'eau d'un barrage dépend de son volume, des apports et pertes naturels sur la période et de la hauteur de chute. Pour les barrages *au fil de l'eau*, la quantité d'énergie produite est directement liée au débit. Cette source a l'avantage de ne pas produire de gaz à effet de serre, de maîtriser le stockage de l'énergie potentiellement utilisable, de débarrasser les cours d'eau des déchets grâce aux différents filtres des barrages. L'impact sur la vie aquatique, les installations lourdes, et les sites limités pour l'exploitation sont ses principaux inconvénients.
- **L'éolien** : Provenant du grec ancien Eole, "dieu du vent" de la Grèce antique, l'énergie éolienne consiste à amasser la force émise par le vent à l'aide d'un système aérogénérateur telle qu'une éolienne ou un moulin à vent. L'énergie éolienne peut être utilisée de deux façons différentes. La première technique opère sur le principe de la conversion de l'air en électricité. Par ce procédé, couplé à un puissant générateur électrique, l'éolienne parvient à fournir du courant électrique qui est, soit stocké soit envoyé sur un réseau électrique. La seconde agit de manière à produire une énergie mécanique afin de pomper de l'eau comme cela se fait dans de nombreux pays. Les principaux avantages de cette source sont qu'elle est non polluante et intarissable. Néanmoins l'énergie éolienne est intermittente, et l'installation de parc éolien engendre des impacts paysagés et sonores.
- **La biomasse** : La biomasse est un terme qui désigne l'ensemble des êtres vivants d'un écosystème donné, mais quand on parle d'énergie produite à partir de la biomasse on pense surtout aux végétaux. On peut donc produire de la chaleur par exemple en brûlant du bois, et même de l'électricité. La méthanisation de certains végétaux comme

le colza, pour produire du biogaz est un autre exemple. Cette énergie est perçue comme une énergie propre.

Le plus important problème est que la biomasse n'est pas éternelle. Quand on l'exploite de manière naturelle elle est peu menacée mais lorsqu'il s'agit d'une biomasse cultivée ou d'une surexploitation massive comme la déforestation déraisonnable, la production d'une telle énergie peut rapidement avoir de lourds impacts environnementaux.

- **La géothermie** : L'énergie géothermique désigne l'énergie provenant de la chaleur contenue dans la croûte terrestre et dans les couches superficielles de la terre. On distingue habituellement deux formes d'énergie géothermique avec la géothermie de surface et la géothermie profonde. La géothermie de surface consiste en la récupération de la chaleur pendant la période de l'hiver et de la fraîcheur pendant l'été à partir de la couche superficielle du sol. La géothermie profonde consiste quant à elle à capter la chaleur contenue par la croûte terrestre en vue de produire du chauffage lorsque la température est inférieure à 90°C, ou même de l'électricité dès lors que la température est comprise entre 90 et 150°C. Cette ressource a l'avantage de préserver l'environnement et d'être indépendante des conditions météorologiques (disponible régulièrement). Malheureusement l'exploitation de cette ressource nécessite des forages dont les résultats sont parfois aléatoires et dont le temps de mise en place de l'installation pour son utilisation est assez important.
- **Le solaire** : L'énergie photovoltaïque est basée sur l'effet photoélectrique. Celui-ci permet de créer un courant électrique continu à partir d'un rayonnement électromagnétique émis par le soleil. Cette ressource a donc l'avantage d'être inépuisable et utilisable en tout point d'un territoire. C'est également une énergie « propre » puisque la production énergétique à partir des modules PV n'engendre pas de gaz à effet de serre. Cette ressource a toutefois deux inconvénients, la production est invariablement liée aux conditions climatiques et une surface considérable est nécessaire pour produire de grande quantité d'énergie puisque le rendement des panneaux PV est relativement faible.
- **Les énergies marines** : L'énergie marine est extraite du milieu marin. Il y a principalement, l'énergie marémotrice (due aux mouvements de flux et de reflux des marées), l'énergie hydrolienne (due aux courants marins), l'énergie houlomotrice (due

aux vagues), l'énergie thermique des mers (due aux gradients de température entre les eaux de surface et les eaux profondes), et les éoliennes offshore (due aux vents côtiers). Tout comme les autres sources d'énergies renouvelables, l'énergie des mers est non polluante et dispose d'un potentiel énergétique énorme.

Examinons à présent la part des énergies renouvelables dans la production totale mondiale d'électricité.

1.2.2. Production d'électricité dans le monde

La production d'électricité renouvelable a atteint 3810,3 TWh en 2009, soit 19.1% de la production mondiale. Cette part reste supérieure à la production d'électricité d'origine nucléaire (13,5 % en 2009), mais largement inférieure à l'électricité produite à partir des combustibles fossiles (67,2%). Les 0,2 % restants sont apportés par la combustion des déchets qualifiés de non renouvelable. La figure 1.1 montre la répartition de la production d'électricité mondiale en 2009 [5].

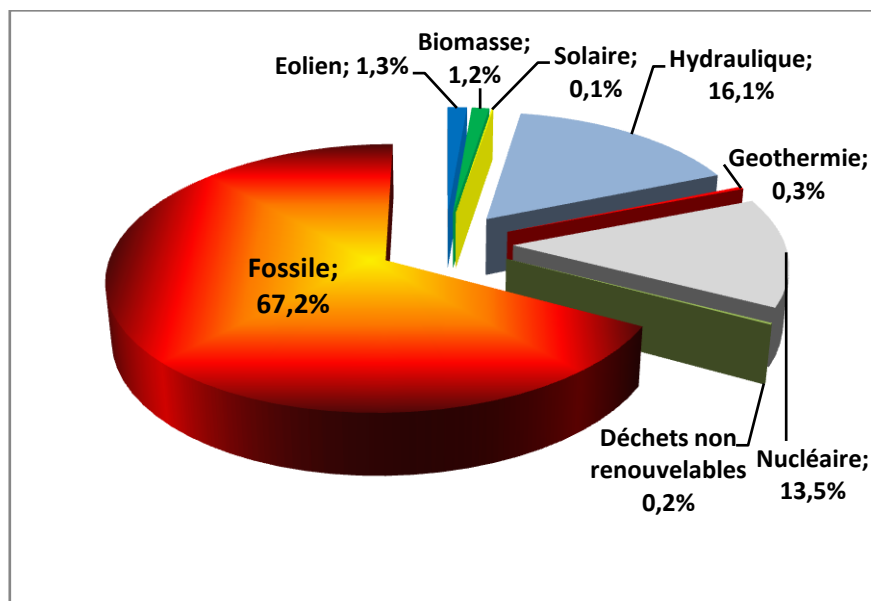


Fig. 1.1: Répartition de la production d'électricité mondiale en 2009 [5]

Comme mentionner précédemment, l'électricité renouvelable provient de six sources distinctes. L'hydroélectricité est la principale d'entre elles avec 84,3% du total renouvelable. L'énergie éolienne est devenue en 2009 la seconde source d'énergie renouvelable pour la

production d'électricité (7% du total). Elle devance aujourd'hui la filière biomasse, qui rassemble la biomasse solide, la biomasse liquide, le biogaz et les déchets ménagers renouvelables (6,3%). Suivent la géothermie (1,7%), le solaire (0,6%) qui rassemble les centrales photovoltaïques et les centrales solaires thermiques (hélio-thermodynamiques), et les énergies marines (0,01%). La répartition de la production d'électricité mondiale, d'origine renouvelable, en 2009, est présentée sur la figure 1.2 [5].

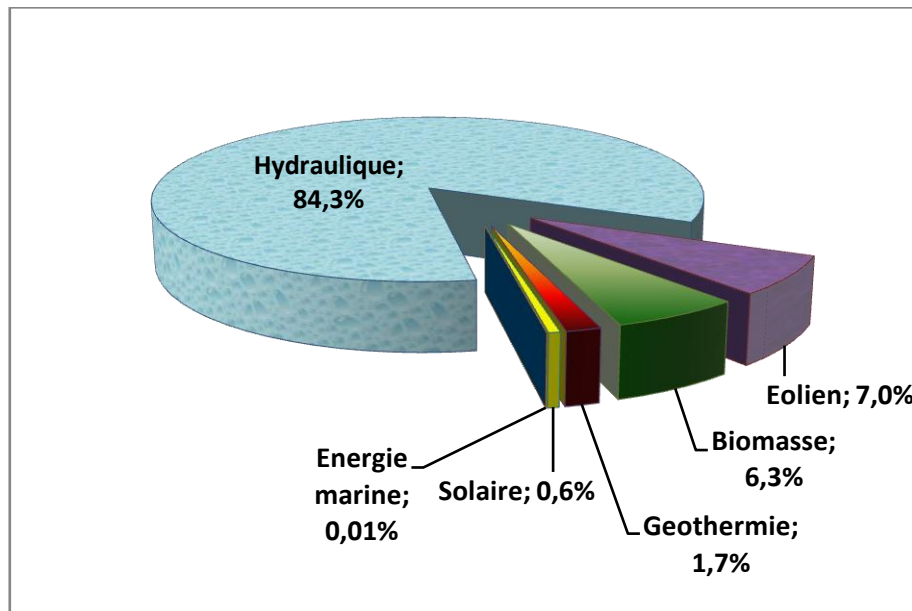


Fig. 1.2: Répartition de la production d'électricité mondiale, d'origine renouvelable, en 2009

[5]

Malgré sa forte contribution dans la production d'électricité mondiale, d'origine renouvelable, la filière hydraulique croît lentement sur la période 1999-2009 (+ 2,1% par an en moyenne), cache le dynamisme des autres filières renouvelables. Sans l'hydraulique, la croissance de la production d'électricité renouvelable serait de 11,6 % par an en moyenne depuis 1999. Donc : la part des filières renouvelables sans l'hydraulique a plus que doublé dans la production mondiale d'électricité, passant de 1,4 % du total en 1999 à 3 % du total en 2009. La stagnation de la part de l'électricité renouvelable sur l'ensemble de la période s'explique par une baisse de 1,6 point de la part de l'hydraulique (17,7% en 1999 contre 16,1 % en 2009).

Une analyse détaillée par filière montre que ce sont les productions d'électricité d'origine solaire et éolienne qui ont connu les croissances les plus importantes, avec respectivement 36 % et + 28,9 % par an en moyenne de 1999 à 2009. Seules les énergies marines ont connu

une baisse de ce taux durant cette période. Pour les autres sources, ces valeurs sont comprises entre 0,6 (pour le nucléaire) et 6,7 % (pour la biomasse) [5]. La figure 1.3 présente le taux de croissance annuel moyen pour chaque filière sur la période 1999-2009.

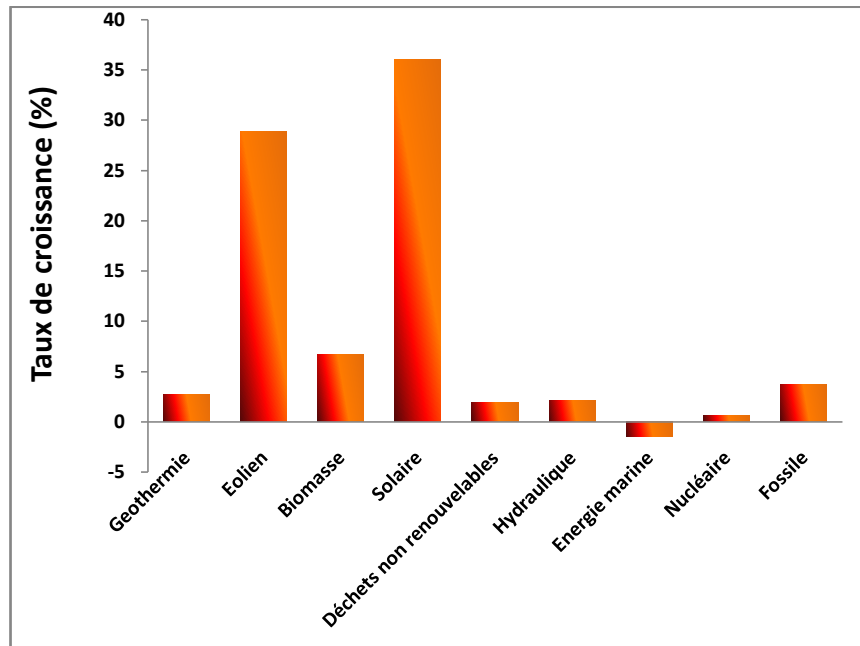


Fig. 1.3: Taux de croissance annuel moyen des différentes filières renouvelables 1999-2009 [5]

La figure 1.4 montre l'évolution de la production d'électricité d'origine renouvelable hors hydraulique sur la période 1999-2009 [5]. On remarque bien la forte évolution de la production d'électricité d'origine éolienne. Elle est passée de 21,2 TWh en 1999 à 268,2 TWh en 2009, ce qui correspond à une hausse annuelle moyenne de 28,9 %. Cette production était seulement de 2 Téra Watt heure dans les années 70.

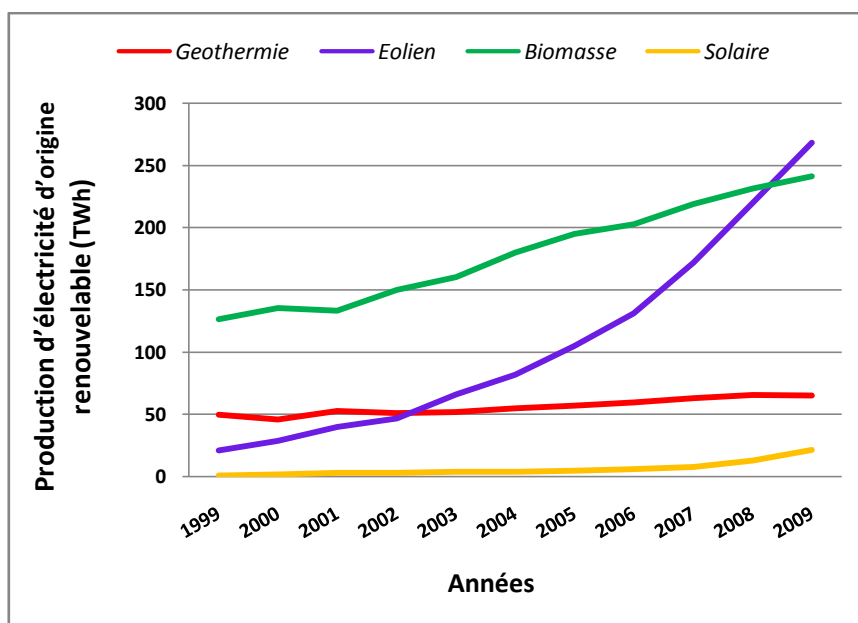


Fig. 1.4: Production d'électricité d'origine renouvelable hors hydraulique (1999-2009) [5]

Intéressons-nous maintenant au cas particulier de l'Algérie.

1.2.3. Production d'électricité en Algérie

L'Algérie, en l'absence de filière nucléaire et des sources hydroélectriques importantes, tire des combustibles fossiles l'essentiel de sa production d'électricité (99,2% en 2009) [5].

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 se situant à près de 7% par an durant la période allant de 1963 à 2007 [6]. La réalisation de nouvelles capacités de production, de transport et de distribution d'électricité est l'un des plus grands défis du secteur. Le développement de l'électrification en Algérie est un des piliers des programmes d'équipement public depuis plus de 40 ans. Il repose sur le principe du service public garantissant la continuité et la qualité de la fourniture.

La production nationale d'électricité a connu une forte augmentation. Le taux d'électrification nationale est passé de 63% en 1980 à 97% en 2007. Les principaux indicateurs et leur évolution sur les périodes 1962-1999 et 2000-2007 mettent en évidence l'énorme effort consenti par l'Etat dans ce domaine. En effet, 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%.

Cette production était seulement de 2 TWh dans les années 60. La figure 1.5 illustre bien cette croissance.

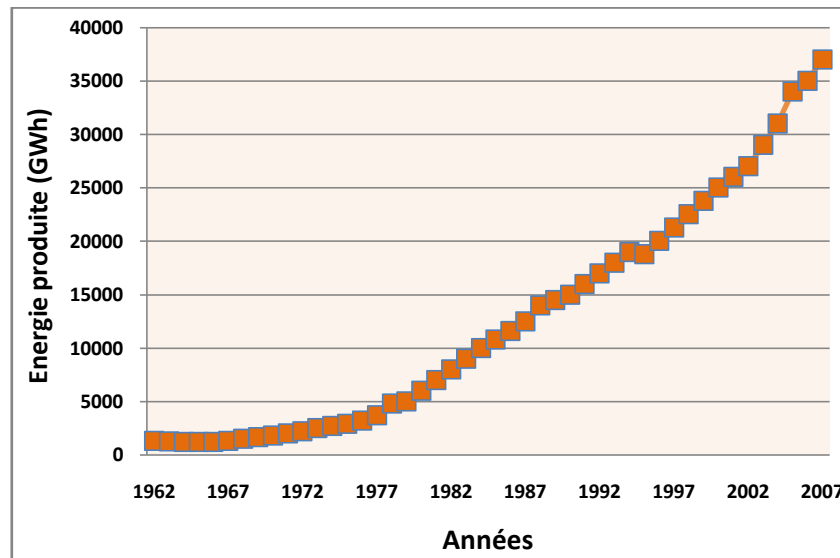


Fig. 1.5: Evolution de la production nationale d'électricité 1962-2007 [6]

1.2.3.1. Potentiel des énergies renouvelables en Algérie

L'intérêt que porte l'Algérie aux énergies renouvelables est grandement motivé par la disponibilité de cette source. Le potentiel est important, particulièrement le solaire, mais très peu exploité. Les principales ressources renouvelables existantes en Algérie se résument comme suit: solaire, éolienne, géothermique, biomasse et hydraulique.

1.2.3.1.1. Potentiel solaire

L'Algérie possède le gisement solaire le plus important en Méditerranée. Un atout qui constitue une sécurité à long terme, sachant que les énergies renouvelables ne sont pas polluantes. Ainsi, la durée d'ensoleillement sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (Hauts-Plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement pour 1 m^2 est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de $1700 \text{ kWh /m}^2/\text{an}$ au nord et $2263 \text{ kWh /m}^2/\text{an}$ au sud du pays [7]. La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est présentée dans le tableau 1.1, selon l'ensoleillement reçu annuellement.

Tableau 1.1: 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 ² /an)	1700	1900	2263

Les figures 1.6 et 1.7 montrent l'irradiation globale journalière sur les plans horizontal et normal aux mois de Juillet et de Décembre.

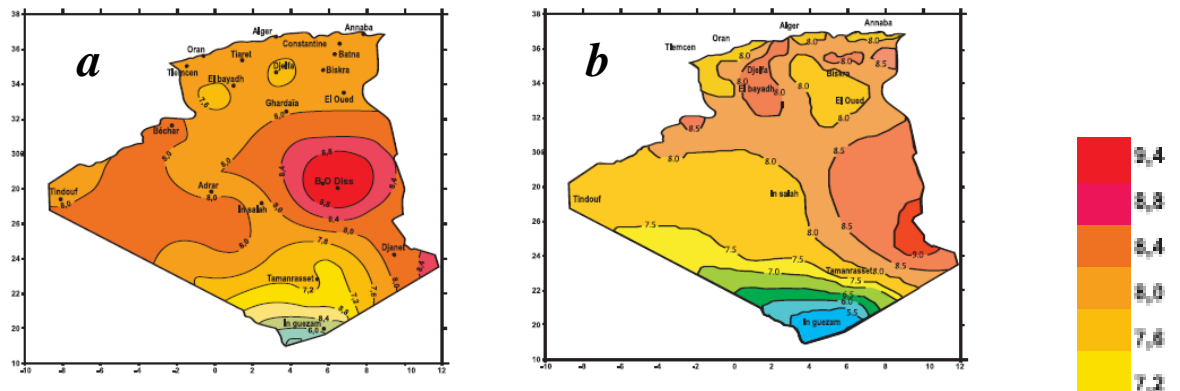


Fig.1.6 : Irradiation globale journalière au mois de Juillet sur les plans :
a- horizontal et b- normal [7].

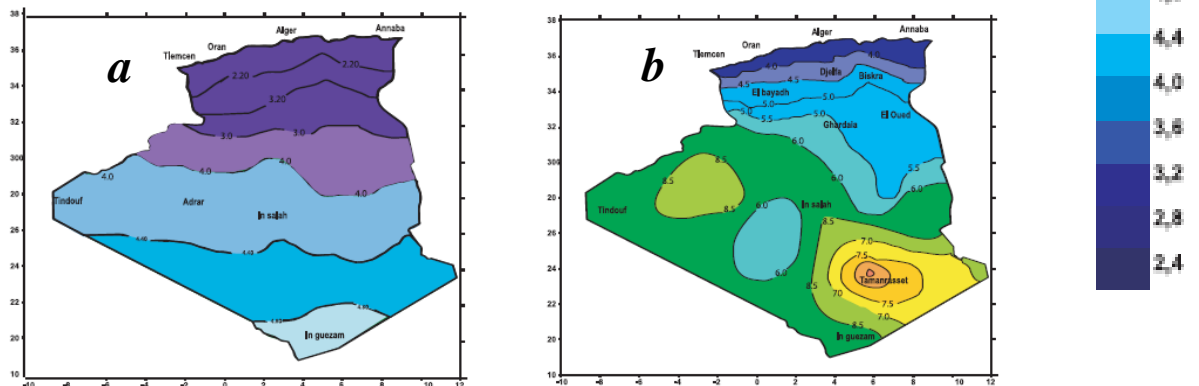


Fig.1.7 : Irradiation globale journalière au mois de Décembre sur les plans :
a- horizontal et b- normal [7].

1.2.3.1.2. Potentiel éolien

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

Le Nord est caractérisé par un littoral de 1200 km et un relief montagneux, représenté par les deux chaînes de l'Atlas tellien et l'Atlas saharien. Entre elles, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental.

Le Sud, quant à lui, se caractérise par un climat saharien. La carte représentée ci-dessous (voir figure 1.8) montre que le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement dans le Sud-ouest, avec des vitesses supérieures à 4 m/s et qui dépassent la valeur de 6 m/s dans la région d'Adrar.

Concernant le Nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée. On note cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers d'Oran, Bejaïa et Annaba, sur les hauts plateaux de Tiaret et Kheiter ainsi que dans la région délimitée par Bejaïa au Nord et Biskra au Sud. En somme, le potentiel éolien est estimé à environ 37 TWh/an partagé entre: 1 TWh pour le Littoral, 4,5 TWh pour les Hauts plateaux et 31,5 TWh pour le Sahara [8].

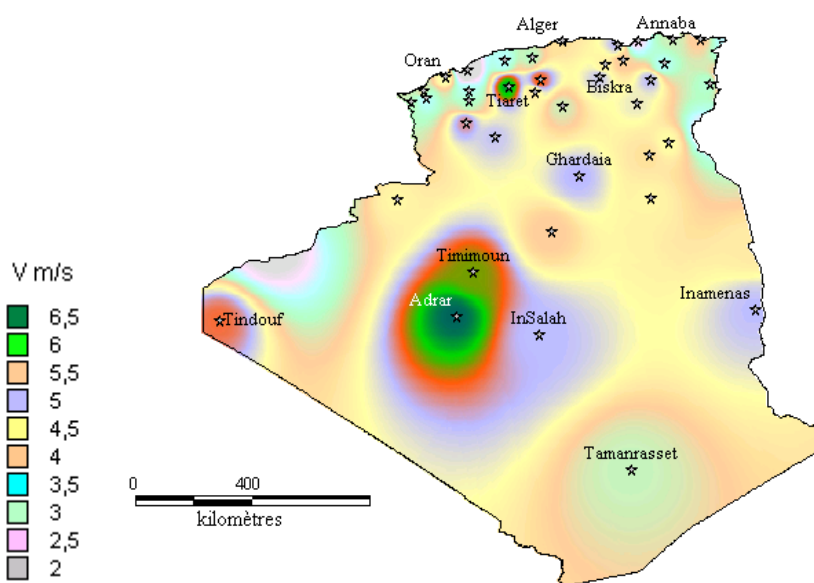


Fig. 1.8 : Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol [8].

1.2.3.1.3. Potentiel de l'énergie géothermique

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) (voir figure 1.9).

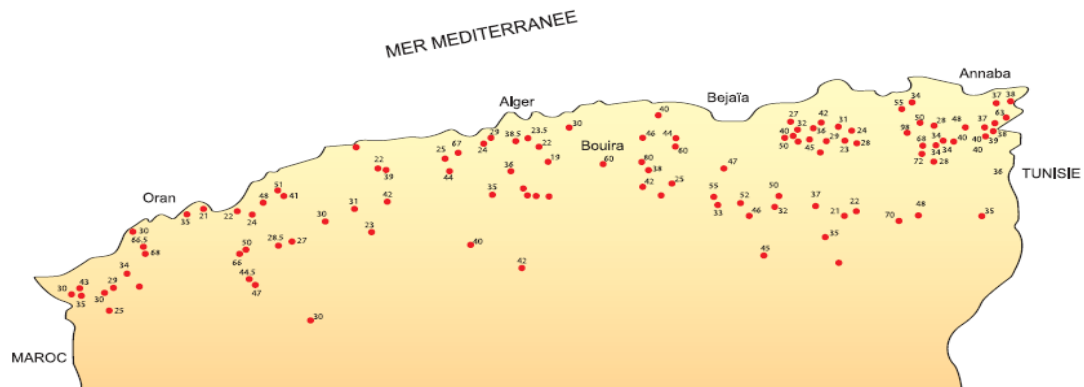


Fig. 1.9 : Atlas géothermique préliminaire du nord de l'Algérie [7].

Ces émergences naturelles qui sont généralement les fuites de réservoirs existants, débitent à elles seules plus de 2 m³/s d'eau chaude. Ceci ne représente qu'une infime partie des possibilités de production des réservoirs.

Plus au Sud, la formation du continental intercalaire, constitue un vaste réservoir géothermique qui s'étend sur plusieurs milliers de km². Ce réservoir, appelé communément « nappe albiennne » est exploité à travers des forages à plus de 4 m³/s.

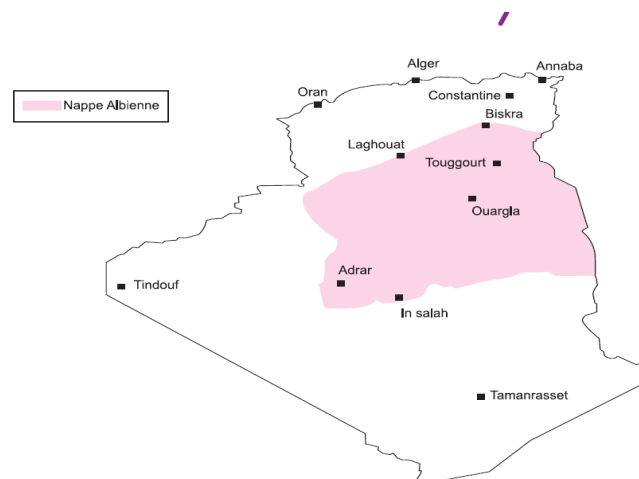


Fig. 1.10 : Nappe albiennne [7].

L'eau de cette nappe se trouve à une température moyenne de 57 °C. Si on associe le débit d'exploitation de la nappe albienne au débit total des sources thermales, cela représenterait, en termes de puissance, plus de 700 MW [7].

1.2.3.1.4. Potentiel de la biomasse

L'Algérie dispose d'un potentiel de biomasse constitué principalement en potentiel de la forêt et en déjections animales. Pour ce qui concerne le potentiel de la forêt, l'Algérie se subdivise en deux parties [7].

- Les régions selvatiques qui occupent 25.000.000 hectares environ, soit un peu plus de 10% de la superficie totale du pays ;
- les régions sahariennes arides couvrant presque 90% du territoire.

Dans le nord de l'Algérie, qui représente 10% de la surface du pays, soit 2.500.000 hectares, la forêt couvre 1.800.000 hectares et les formations forestières dégradées en maquis 1.900.000 hectares. Le pin maritime et l'eucalyptus sont des plantes particulièrement intéressantes pour l'usage énergétique : actuellement elles n'occupent que 5% de la forêt algérienne [7].

Par ailleurs, la valorisation des déchets organiques et principalement des déjections animales pour la production du biogaz, pourrait être considérée comme une solution économique, décentralisée et écologique avec une autonomie énergétique qui permettra un développement durable des zones rurales.

1.2.3.1.5. Potentiel hydroélectrique

La part de capacité hydraulique dans le parc de production électrique total est de 5% ; soit 286 MW. Cette faible puissance est due au nombre insuffisant des sites hydrauliques et à la non-exploitation des sites hydrauliques existants [7].

1.2.3.2. Programme des énergies renouvelables en Algérie

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables. Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain.

Le programme consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22000 MW entre 2011 et 2030 dont 12000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 10000 MW à l'exportation. A la faveur de ce programme, les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétique et économique menées par l'Algérie : d'ici 2030, environ 40% de la production d'électricité destinée à la consommation nationale sera d'origine renouvelable (voir Fig. 1.11) [9].

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. Comparativement, les potentiels en éolien, en biomasse, en géothermie et en hydroélectricité sont beaucoup moins importants. Cela n'exclut pas pour autant le lancement de nombreux projets de réalisation de fermes éoliennes et la mise en œuvre de projets expérimentaux en biomasse et en géothermie. Le programme inclut la réalisation, d'ici 2020, d'une soixantaine de centrales solaires photovoltaïques et solaires thermiques, de fermes éoliennes et de centrales hybrides. Les projets « énergies renouvelables » de production de l'électricité dédiés au marché national seront menés en trois étapes :

- une première étape, entre 2011 et 2013, sera consacrée à la réalisation de projets pilotes pour tester les différentes technologies disponibles;
- la seconde étape, en 2014 et 2015, sera marquée par le début du déploiement du programme;
- la dernière étape, de 2016 à 2020, sera celle du déploiement à grande échelle.

Ces étapes consacrent la stratégie de l'Algérie qui vise à développer une véritable industrie du solaire. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité. Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3% de la production d'électricité en 2030. L'Algérie prévoit également l'installation de quelques unités de taille expérimentale afin de tester les différentes technologies en matière de biomasse, de géothermie et de dessalement des eaux saumâtres par les différentes filières d'énergie renouvelable.

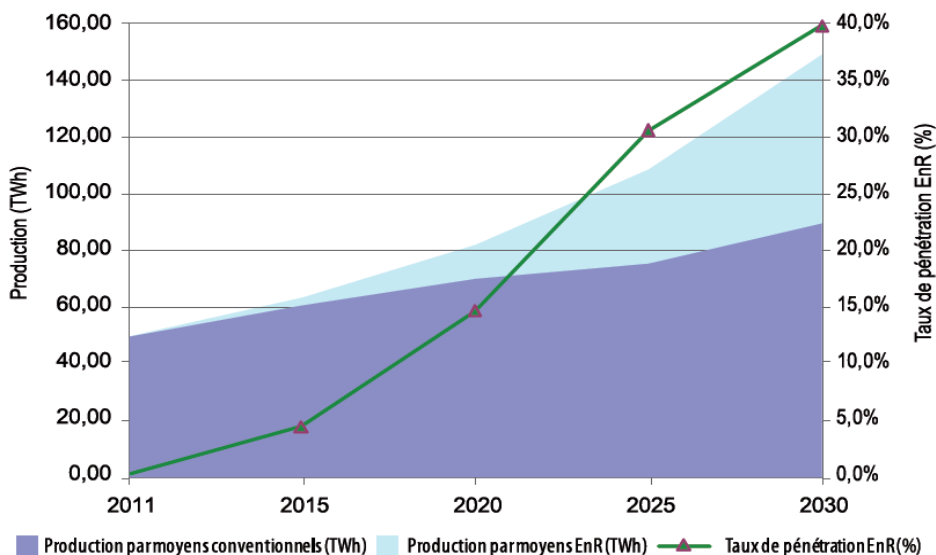


Fig. 1.11 : Pénétration des énergies renouvelables dans la production nationale en TWh [9]

Le programme des énergies renouvelables est défini ainsi pour les différentes phases (voir Fig. 1.12):

- En 2013, il est prévu l'installation d'une puissance totale de l'ordre de 110 MW;
- à l'horizon 2015, une puissance totale de près de 650 MW serait installée;
- En 2020, il est attendu l'installation d'une puissance totale d'environ 2.600 MW pour le marché national et une possibilité d'exportation de l'ordre de 2000 MW;
- En 2030, il est prévu l'installation d'une puissance de près de 12.000 MW pour le marché national ainsi qu'une possibilité d'exportation allant jusqu'à 10.000 MW.

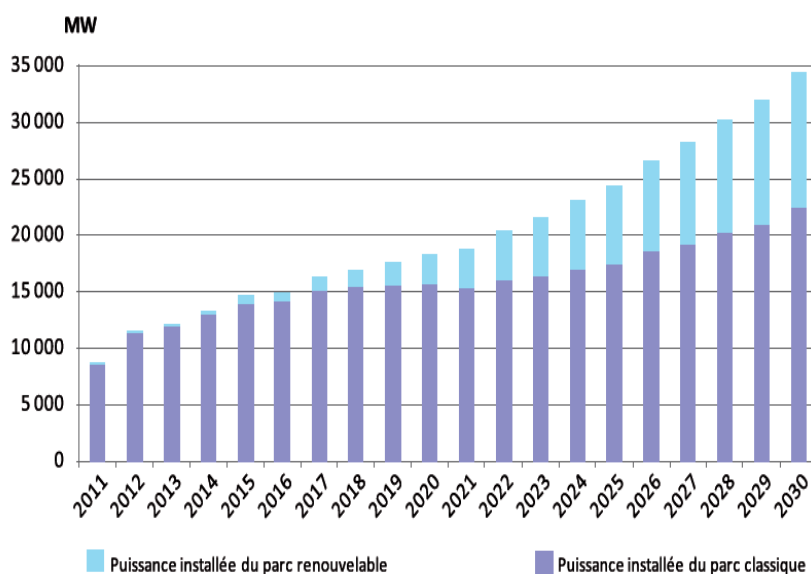


Fig. 1.12 : Structure du parc de la production nationale en MW [9]

La synthèse de ce programme, par type de filière de production, se présente comme suit :

- **Energie solaire photovoltaïque :** La stratégie énergétique de l'Algérie repose sur l'accélération du développement de l'énergie solaire. Le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets solaires photovoltaïques d'une capacité totale d'environ 800 MW_c d'ici 2020. D'autres projets d'une capacité de 200 MW_c par an devraient être réalisés sur la période 2021-2030.
- **Energie solaire thermique :** Deux projets pilotes de centrales thermiques à concentration avec stockage d'une puissance totale d'environ 150 MW chacune seront lancés sur la période 2011-2013. Ces projets s'ajouteront à la centrale hybride de Hassi R'Mel d'une puissance de 150 MW, dont 25 MW en solaire. Sur la période 2016-2020, quatre centrales solaires thermiques avec stockage d'une puissance totale d'environ 1200 MW devraient être mises en service. Le programme de la phase 2021-2030 prévoit l'installation de 500 MW par an jusqu'en 2023, puis 600 MW par an jusqu'en 2030.
- **Energie éolienne :** Le programme « énergies renouvelables » algérien prévoit dans un premier temps, sur la période 2011-2013, l'installation de la première ferme éolienne d'une puissance de 10 MW à Adrar. Entre 2014 et 2015, deux fermes éoliennes de 20MW chacune devraient être réalisées.

Des études seront menées pour détecter les emplacements favorables afin de réaliser d'autres projets sur la période 2016-2030 pour une puissance d'environ 1.700 MW.

Pour mieux accompagner et réussir le programme des énergies renouvelables, l'Algérie envisage le développement des capacités industrielles en vue de renforcer son tissu industriel pour être à l'avant-garde des mutations positives, aussi bien sur les plans industriel et technique que sur les plans de l'ingénierie et de la recherche. L'Algérie est également déterminée à investir tous les segments créateurs et à les développer localement, à cet effet, il est prévu d'atteindre un taux d'intégration de l'industrie solaire photovoltaïque algérienne de 60 % sur la période 2011-2013. Cet objectif ambitieux devrait être atteint grâce à la réalisation d'une usine de fabrication de modules photovoltaïques d'une capacité équivalente à 120 MW_c/an par le Groupe Sonelgaz à travers sa filiale Rouïba-Eclairage et dont la mise en service est prévue fin 2013.

Cette période sera également marquée par des actions de renforcement de l'activité d'engineering et d'appui au développement de l'industrie photovoltaïque à travers la constitution d'une joint-venture qui regroupera les différents acteurs (Rouïba-Eclairage, Sonelgaz, CREDEG, CDER et UDTS) en partenariat avec des centres de recherche.

Sur la période 2014-2020, l'objectif est d'atteindre un taux d'intégration des capacités algériennes de 80%. Pour ce faire, il est prévu la construction d'une usine de fabrication de silicium.

Par ailleurs, il est attendu qu'un réseau de sous-traitance nationale soit mis en place pour la fabrication des onduleurs, des batteries, des transformateurs, des câbles et autres équipements entrant dans la construction d'une centrale photovoltaïque.

Il est également prévu la réalisation d'un centre d'homologation des équipements destinés aux installations des énergies renouvelables.

Sur la période 2021-2030, l'objectif est d'atteindre un taux d'intégration supérieur à 80%. C'est pourquoi, la capacité de production des modules photovoltaïques devrait être étendue pour atteindre les 200 MW_c /an. Cette période serait marquée par le développement d'un réseau de sous-traitance nationale pour la fabrication des équipements nécessaires à la construction d'une centrale photovoltaïque. Elle devrait également être marquée par la maîtrise totale des activités d'engineering, de procurement et de construction des centrales et des unités de dessalement des eaux saumâtres.

Il est prévu au courant de cette même période d'exporter non seulement l'électricité produite à partir des renouvelables mais aussi le savoir-faire et les équipements entrant dans la production d'électricité à partir des énergies renouvelables.

Pour ce qui concerne le solaire thermique, la période 2011-2013 connaîtra le lancement des études pour la fabrication locale des équipements de cette filière. Sur la période 2014-2020, il est prévu un taux d'intégration de 50% à travers la mise en œuvre de trois projets :

- construction d'une usine de fabrication de miroirs;
- construction d'usines de fabrication d'équipements de fluide caloporteur et de stockage d'énergie;
- construction d'une usine pour la fabrication des équipements du bloc de puissance.

Sur la période 2021-2030, le taux d'intégration devrait être supérieur à 80% grâce à la concrétisation des projets suivants :

- extension de la capacité de fabrication des miroirs;
- extension de la capacité de fabrication d'équipements de fluides caloporteurs et de stockage d'énergie;
- extension de la capacité de fabrication des équipements du bloc de puissance;
- conception, procurement et réalisation de centrales par des moyens propres.

Pour la filière éolienne, il est prévu d'ici 2013, le lancement des études pour la mise en place de l'industrie éolienne. Sur la période 2014 - 2020, l'objectif est de parvenir à un taux d'intégration de 50%. Cette période sera marquée par les actions suivantes :

- construction d'une usine de fabrication de mâts et de rotors d'éoliennes;
- création d'un réseau de sous-traitance nationale pour la fabrication des équipements de la nacelle;
- montée en compétence de l'activité engineering et capacités de conception, procurement et réalisation capables d'atteindre un taux d'intégration d'au moins 50% par des entreprises algériennes.

Le taux d'intégration devrait être supérieur à 80% sur la période 2021-2030, grâce à l'extension des capacités de fabrication des mâts et des rotors d'éoliennes et le développement d'un réseau de sous-traitance nationale pour la fabrication des équipements de la nacelle.

Par ailleurs, l'important développement des énergies renouvelables dans la production électrique nécessite le recours à des moyens de stockage sous différentes formes. Le but étant de palier l'intermittence de ces sources (notamment par rapport au solaire et à l'éolien) et de mettre en adéquation cette production avec la demande des consommateurs (assurer équilibre offre/demande).

1.3. Stockage de l'énergie électrique

L'électricité ne peut être stockée facilement en grande quantité et nécessite sa transformation sous une autre forme d'énergie (chimique, thermique, potentielle, mécanique, etc.). Le stockage de l'énergie électrique constitue une des composantes d'un futur

développement durable. Il y a plusieurs technologies de stockage d'énergie pouvant être différenciées en deux catégories :

- Stockage à petites et moyennes échelles ;
- Stockage à grandes échelles.

Dans ce qui suit, nous présentons brièvement, les technologies de stockage les plus connues.

1.3.1. Stockage à petites et moyennes échelles

Les différentes technologies de stockage qui peuvent être employées pour des systèmes énergétiques à petites et moyennes échelles ainsi que leurs principes sont données ci-dessous [10-18] :

- **Batteries électrochimiques** : Elles sont constituées d'un couple électrochimique composé de deux électrodes séparées par un électrolyte et aux interfaces desquelles interviennent des réactions d'oxydation ou de réduction qui cèdent ou absorbent des électrons. Les ions ainsi générés circulent dans l'électrolyte, ce qui crée un courant.

Les principales technologies de batterie existantes sont les accumulateurs plomb-acide, nickel-cadmium et ion-lithium. Les accumulateurs (selon le type), ont des constantes de temps allant de la dizaine de minutes à la dizaine d'heures, et leurs capacités peuvent atteindre quelques MWh [10, 15]. Le tableau 1.2 résume les principales caractéristiques techniques des accumulateurs citées précédemment.

- **Inductances supraconductrices** : L'énergie peut être stockée sous forme d'énergie d'un champ magnétique créée par un courant circulant dans une bobine supraconductrice. Pour maintenir la bobine dans l'état supraconducteur, il faut l'introduire dans un cryostat rempli d'hélium liquide. Ces systèmes ont l'avantage d'avoir une dynamique et une cyclabilité très élevées. Cependant, les coûts de fabrication et de maintenance sont très élevés et il y en a très peu d'inductances supraconductrices en fonctionnement. Même si les recherches envisagent des inductances supraconductrices de l'ordre de 10 – 100 MW, les systèmes disponibles actuellement sont compris entre 1 – 10 MW [10, 18].

- **Volants d'inertie** : Les systèmes inertiels de stockage d'énergie (SISE) ont été découverts depuis quelques années. Un SISE comporte un volant d'inertie couplé à une machine électrique pouvant fonctionner dans deux régimes: moteur ou générateur. L'énergie est ici stockée sous forme d'énergie cinétique sur un disque lourd tournant à grande vitesse. Les SISE ont des constantes de temps de quelques minutes jusqu'à plusieurs heures [10], en fonction de leur conception. En raison de leur dynamique élevée, de leur bon rendement (~ 90 %) et de leur longue durée de vie (de 10.000 à 100.000 cycles), les SISE sont bien adaptés pour stocker l'énergie pendant des périodes courtes, ce qui suffit pour améliorer la qualité de l'énergie.
- **Super-condensateurs** : C'est la seule technologie dont on peut parler vraiment de stockage d'électricité. Cependant, c'est une technique bien nouvelle qui se trouve encore en phase de recherche et de développement. A présent on trouve, fréquemment des super-condensateurs dans les produits électroménagers, mais leurs puissances ne dépassent pas les quelques Watts. Les recherches actuelles ont pour but l'obtention de super-condensateurs dont la puissance soit de l'ordre de dizaines ou même de centaines de Kilowatts, afin d'être utilisés dans des véhicules électriques.
- **Hydrogène** : Les principaux modes de stockage de l'hydrogène sont le stockage dans des réservoirs sous forme comprimée (gazeuse) ou liquide, le stockage sur des composés solides (adsorption) et le stockage dans les hydrures (absorption) [17]. Le stockage sous forme comprimée est l'un des plus utilisés actuellement, la pression varie entre 200-350 et 700 bar pour les pressions de stockage les plus élevées. L'hydrogène peut être stocké dans des bouteilles de 10 litres jusqu'à des réservoirs de 10000 m³. Les bouteilles commercialisées actuellement (50 litres) permettent un stockage jusqu'à 350 bar. Il existe des réservoirs ronds ou cylindriques. Le réservoir est fait d'alliages métalliques très résistants à la corrosion. Pour réduire d'avantage le poids, on tente d'introduire des polymères et des fibres de carbone dans la structure. L'inconvénient principal dont souffre cette technique est sa faible densité volumétrique.

Conditionner l'hydrogène sous forme liquide est une solution à priori attrayante. C'est d'ailleurs sous cette forme qu'il est utilisé dans le domaine spatial. Mais l'hydrogène

est, après l'hélium, le gaz le plus difficile à liquéfier. Cette solution entraîne une dépense énergétique importante et des coûts élevés qui rendent son application plus difficile pour le grand public.

L'adsorption est un phénomène physico-chimique qui consiste en l'immobilisation d'un composé sur la surface d'un autre. L'hydrogène peut se fixer sur la plupart des surfaces solides, mais quasiment seule l'adsorption sur des surfaces de carbone est envisagée pour des applications technologiques. Plus récemment, on a découvert des méthodes de stockage dans les nanotubes en carbone dont l'efficacité reste encore à prouver. Le stockage dans les nanotubes de carbone repose sur le principe suivant : un gaz peut être adsorbé en surface d'un solide où il est retenu par les forces de Van der Waals. Des travaux ont prouvé que les nanotubes de carbone ont des propriétés intéressantes d'adsorption. Ce mode de stockage reste à l'état de recherche, notamment pour améliorer les performances grâce à l'utilisation de dopants et à l'amélioration de la fabrication de masse.

Dans les hydrures métalliques l'hydrogène est stocké sous forme atomique et non plus moléculaire comme dans le cas précédent des réservoirs. L'absorption d'hydrogène peut être effectuée par l'intermédiaire du gaz dihydrogène dissocié en deux atomes d'hydrogène à une température et pression données et caractéristiques du matériau absorbant. L'absorption d'hydrogène peut aussi être effectuée à température et pression ambiante par voie électrochimique et plus précisément par électrolyse de l'eau. Le principal avantage de cette méthode réside dans le fait que l'hydrogène est stocké à l'état atomique, ce qui réduit considérablement les problèmes de sécurité liés à l'hydrogène gazeux. Mais les densités énergétiques sont encore limitées, la cinétique de remplissage est encore très lente et le coût de certains hydrures est encore trop élevé. Un système de $30 \text{ Nm}^3 \approx (90 \text{ kWh})$ coûte entre 80 et 280 € / kWh pour une masse de 230 à 420 kg et un volume de 60 à 90 litres [12].

- **Air comprimé en bouteille** : Ce système stocke l'énergie sous forme d'air comprimé à haute pression dans un réservoir (généralement des bouteilles) grâce à l'usage d'un compresseur électrique.

Le tableau 1.3 illustre les principales caractéristiques des différentes technologies de stockage de l'énergie. On remarque de prime abord que les constantes de temps des différents stockages sont disparates. En effet, les inductances supraconductrices, les super-

condensateurs et les volants d'inertie, ont des constantes de temps faible, c'est-à-dire que l'énergie stockée ne l'est que pendant un faible moment (de la seconde à l'heure) ce qui limite leurs capacités (jusque quelques kWh). Les autres stockages (batteries électrochimiques et hydrogène) ont par contre une constante de temps plus grande (de la minute à plusieurs jours) et donc une capacité plus grande (quelques MWh). Cette disparité implique des utilisations différentes ou complémentaires, mais également des rendements contrastés. Au-delà de 90 % pour les constantes de temps faible et de 30 à 80 % pour les autres. L'air comprimé en bouteille a une constante de temps pouvant aller jusqu'à plusieurs jours, mais les capacités stockées sont limitées (jusque quelques kWh).

Tableau 1.2 : Caractéristiques techniques des principaux accumulateurs [11]

Caractéristiques	Type d'accumulateurs			
	Plomb-acide	Nickel-cadmium	Lithium-ion	Lithium-polymère
Densité d'énergie massique (Wh.kg ⁻¹)	30	50- 45	80-150	190-150
Densité d'énergie (Wh.L ⁻¹)	75	120 80	150 220	330 220
Puissance en pointe (Wh.kg ⁻¹)	Jusqu'à 700	-	Jusqu'à 1500	Jusqu'à 250
Température de fonctionnement (°C)	De 20 à 60	De 40 à 60	De 20 à 60	De 0 à 60
Tension nominale d'un élément (V)	2	1,2	3,6	3,7
Auto-décharge par mois (%)	5	20	10	10
Nombre de cycle (charge/décharge)	De 400 à 600 (pour les étanches) 1200 (pour les tubulaires)	2000	De 500 à 1000	De 200 à 300
Domaines d'applications	Stationnaire (secours, télécom,...)	Transport (démarrage, traction,...)	Portable (téléphonie, ordinateurs,...)	-
Avantages	Faible coût	Fiabilité, performantes à froid	Excellente énergie et puissance	Très mince
Inconvénients	Faible énergie, mort subite	Relativement basse énergie, toxicité	Sécurité des gros éléments et le coût	Performances à froid et le coût
Coût (€.kWh ⁻¹)	De 200 à 250 (pour les étanches)	600	2000	De 1500 à 2000

	200 (pour les tubulaires)			
--	---------------------------	--	--	--

‘-’ : Données inconnues

Tableau 1.3 : Caractéristiques des différentes technologies de stockage pouvant être employées pour des systèmes à petites et moyennes échelles [10, 15]

Caractéristiques	Type d'éléments de stockage hors accumulateurs				
	Inductances supraconductrices	Super-condensateurs	Volants d'inertie	Air comprimé en bouteille	Hydrogène (via une PAC)
Forme d'énergie	Magnétique	Electrostatique	Mécanique	Mécanique	Chimique
Densité énergétique	1 à 5 Wh.kg ⁻¹	5 à 10 Wh. kg ⁻¹	1 à 5 Wh. kg ⁻¹	8 Wh. kg ⁻¹ à 200	Bars
Constante de temps	Quelques secondes à 1 minute	Quelques secondes à quelques minutes	Quelques minutes à 1 heure	1 heure à quelques jours	1 heure à quelques Jours
Rendement	> 90 %	> 90 %	~ 90 %	~ 50 %	30 à 50 %
Capacité	Quelques kWh	Quelques kWh	Quelques kWh	Quelques kWh	Quelques Wh à quelques MWh
Cyclabilité	10 000 – 100 000	10 000 – 100 000	10 000 – 100 000	1000 – 10 000	N/A
Coût (€.kWh-1)	500 à 72 000	50 000 à 150 000	150 à 25 000	50 à 80	15
Coût (€.kW-1)	~ 300	~ 300	300 à 350	400 à 1 200	6 000

‘N/A’ : Non applicable

1. 3. 2. Stockage à grandes échelles

Les différentes technologies de stockage qui peuvent être employées pour des systèmes énergétiques à grandes échelles ainsi que leurs principes sont données ci-dessous [10, 13-18] :

- **Hydraulique gravitaire** : Une centrale de pompage-turbinage est une station de transfert d'énergie par pompage (STEP), où l'eau est refoulée d'un bassin vers un autre, d'altitude supérieure, par une station de pompage-turbinage. En phase de production, sous l'action de la gravité, l'eau en mouvement se reverse sur le plan inférieur, la puissance motrice de l'eau est convertie en électricité par la centrale. Le stockage hydraulique gravitaire utilise des technologies confirmées mais l'investissement peut

se révéler important et ne peut s'établir que sur des lieux topographiquement et géologiquement propices.

- **Air comprimé en caverne** : Les surplus d'électricité produits pendant les heures creuses par les centrales électriques de base ou par les énergies renouvelables (solaire, éolien,...) sont utilisés pour comprimer l'air dans une cavité souterraine à l'aide d'un turbocompresseur. L'air est comprimé et stocké dans des cavernes situées à grande profondeur. En fonction de la demande, l'air comprimé est délivré à une turbine à gaz naturel entraînant un générateur électrique. La chaleur résiduelle des fumées peut être récupérée pour faire de la cogénération.
- **Electrochimique à circulation** : Leur technologie est plus complexe et leur capacité est plus grande que celle des accumulateurs classiques. Dans une batterie plomb-acide, par exemple, l'électricité est stockée dans la pile elle-même sous forme d'énergie chimique. Dans le cas des accumulateurs à circulation, on utilise deux électrolytes qui n'ont pas le même potentiel d'oxydoréduction et sont contenues dans des réservoirs séparés et externes à l'accumulateur. Lorsqu'il faut fournir de l'électricité, les électrolytes (l'oxydant et le réducteur) sont pompés dans leurs réservoirs respectifs. Ces derniers sont séparés par une fine membrane sélective. La différence de potentiel d'oxydoréduction entre les deux liquides provoque un échange de charges électriques à travers la membrane, ce qui génère un courant qui est récupéré par des électrodes.
- **Thermique à réfractaires et à turbine** : Technologie en voie d'expérimentation, l'électricité y est stockée par des réfractaires (sous forme thermique) pour alimenter en air chaud une centrale électrique à cycle combiné. Ce principe est envisageable depuis quelques années grâce au développement des turbines à gaz à haute température (supérieure à 1400 °C). En effet, celles-ci autorisent des rendements de conversion de la chaleur en électricité de 60 % dans des cycles combinés. L'avantage est qu'à ce niveau de température, la densité d'énergie pouvant être stockée est considérable [18].

Le tableau 1. 4 présente les principales caractéristiques de ces différentes technologies. Les technologies de stockage à grandes échelles, ont des capacités de stockages importantes (de 10 MWh à 100 GWh) et leurs constantes de temps sont élevées (supérieures à plusieurs jours). Néanmoins, la plupart de ces technologies ont de fortes contraintes. La mise en œuvre

d'une installation de stockage gravitaire impose l'existence de retenues d'eau appropriées. Cette contrainte impose des installations sur des sites très ciblés et donc limités.

L'air comprimé en caverne, comme son nom l'indique, nécessite un site avec caverne ce qui limite également les emplacements de ces installations. L'électrochimie à circulation n'a pas de contrainte topographique mais l'installation de cette technologie nécessite de grande surface. Cette technologie étant à base de produits chimiques polluants, elle est donc peu intéressante au point de vue environnemental. Concernant le thermique à réfractaires et à turbine, cette technologie reste actuellement à l'état de concept, mais semble prometteuse.

Tableau I.4 : Caractéristiques des différentes technologies de stockage pouvant être employées pour des systèmes à grandes échelles [10,11, 18]

Caractéristiques	Technologies de stockage à grandes échelles			
	Hydraulique gravitaire	Air comprimé en caverne	Electrochimique à circulation	Thermique à réfractaires et turbine
Forme d'énergie	Mécanique	Mécanique	Chimique	Thermique
Densité énergétique	1 kWh.m ⁻³ pour une chute de 360 m	12 kWh.m ⁻³ pour une caverne à 100 bars	33 kWh.m ⁻³	200 kWh.m ⁻³
Rendement	65 à 80 %	~ 50 %	70 à 90 %	~ 60 %
Capacité	1 à 100 GWh	0,1 à 10 GWh	10 à 100 MWh	1 à 100 GWh
Cyclabilité	> 10 000	N/A	N/A	N/A
Coût (€.kWh ⁻¹)	70 à 150	50 à 80	100 à 300	50
Coût (€.kW ⁻¹)	600 à 1500	400 à 1200	1000 à 2 000	350 à 1000

'N/A' : Non applicable

Les technologies de stockage à grandes échelles, sont très intéressantes mais elles présentent des contraintes non négligeables. Pour l'hydraulique gravitaire et pour l'air comprimé en caverne, la contrainte est respectivement topographique et géologique, puisque seuls des sites adéquats peuvent bénéficier de ce type de stockage. Concernant l'électrochimie à circulation, la contrainte est plutôt environnementale puisque cette technologie utilise des produits polluants tels que le zinc ou le brome. Le thermique à réfractaires et à turbine est par contre très intéressant, mais reste pour le moment à l'état de concept et aucun projet n'est encore réalisé.

Beaucoup de technologies de stockage à petites et moyennes échelles sont inadaptées pour un stockage au-delà de la journée. Seuls les batteries électrochimiques, l'oléopneumatique et l'hydrogène sont adaptés. Malheureusement, les batteries sont polluantes et l'oléopneumatique est limitée en capacité de stockage. L'hydrogène apparaît donc le vecteur énergétique de l'avenir [19-25].

1.4. Hydrogène : Vecteur énergétique du futur ?

1.4. 1. Introduction

L'hydrogène est l'un des éléments les plus abondants de la planète. Mais, contrairement aux hydrocarbures, il n'existe pas de gisements permettant de l'extraire directement. En effet, cet élément se trouve dans la nature presque systématiquement combiné avec d'autres atomes tels que l'oxygène dans le cas de l'eau ou le carbone dans le cas du gaz naturel.

Pour le produire, il est donc nécessaire d'avoir une source d'hydrogène à proprement parler (gaz naturel, eau, etc.) et une source d'énergie. La source d'hydrogène et la source d'énergie peuvent se confondre, comme dans le cas d'une production à partir de gaz naturel, ou être complètement distinctes, comme c'est le cas dans la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau (la source d'énergie est l'électricité et la source d'hydrogène est l'eau).

De nos jours, la production d'hydrogène se fait presque exclusivement à partir de combustible fossile par des méthodes telles que le vaporeformage ou l'oxydation partielle [26, 27]. Comme nous pouvons le voir sur la figure 1.13 nous avons respectivement 48, 30 et 18 % de la production d'hydrogène qui est issue du gaz naturel, des hydrocarbures liquides et du charbon. Seule 4 % provient de l'électrolyse de l'eau [28]. Dans la perspective d'un développement durable avec réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'hydrogène via l'électrolyse de l'eau semble, de prime abord, la solution idéale, lorsque celle-ci est effectuée à l'aide d'une source d'énergie renouvelable telle que le solaire ou l'éolien. Ainsi l'hydrogène, et ses corollaires l'électrolyseur et la pile à combustible, ont été promus depuis quelques années au rang d'alternative énergétique globale pour le 21ème siècle [20-25] et sont actuellement l'objet d'une véritable mobilisation internationale.

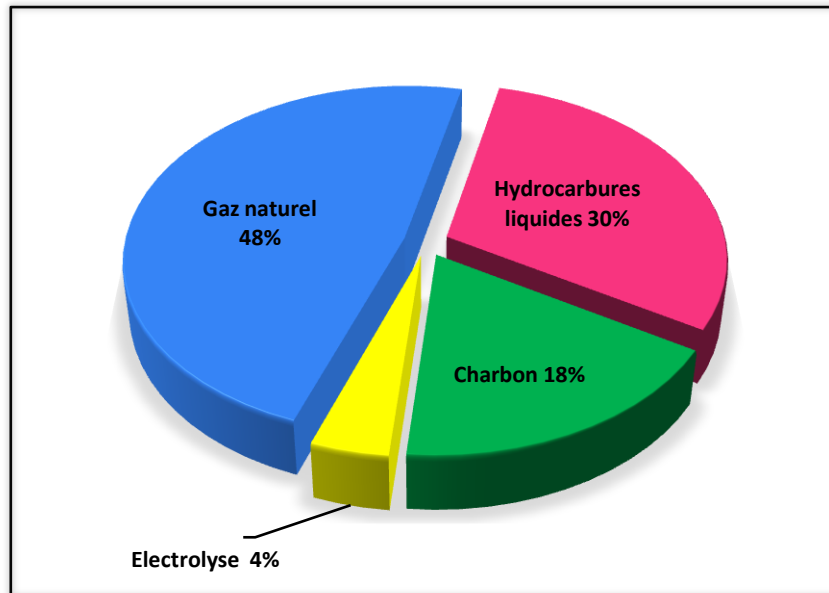


Fig. 1.13: Principales sources de production d'hydrogène dans le monde [28]

Nous allons maintenant nous intéresser à la chaîne hydrogène, c'est-à-dire : l'électrolyseur, pour la production des gaz ; et la pile à combustible (PAC), pour la consommation de ces gaz (le moyen de stockage le plus adapté à cette chaîne est celui sous forme gazeuse dans des réservoirs). A cet effet, étudions les différents types de technologies qui sont actuellement utilisés pour l'électrolyseur et la pile à combustible.

1. 4. 2. Les technologies d'électrolyseurs

L'électrolyse de l'eau est une réaction électrochimique de décomposition de la molécule d'eau en hydrogène et en oxygène. Elle est rendue possible par le passage d'un courant continu à travers deux électrodes immergées et dans un électrolyte liquide ou solide. Les technologies en concurrence sont de deux natures, l'une porte sur le type de structure (monopolaire ou bipolaire) et l'autre sur le type d'électrolyte. Les Figures 1.14 et 1.15 représentent respectivement le schéma d'un électrolyseur à structure monopolaire et bipolaire.

Il existe trois types d'électrolyte : l'alcalin, le PEM (Proton Exchange Membrane) et l'électrolyse à haute température par SOEC (Solid Oxid Electrolyser Cell) [12, 29, 30]. La figure 1.16 représente le principe schématique des différents électrolytes.

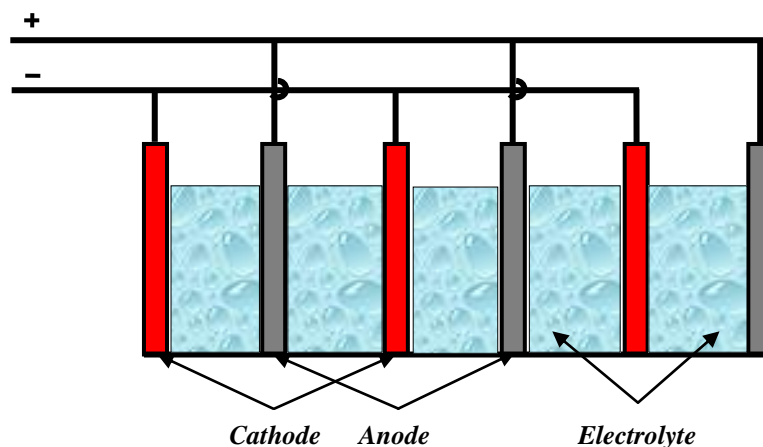


Fig. 1.14: Electrolyseur à structure parallèle avec plaques monopolaires

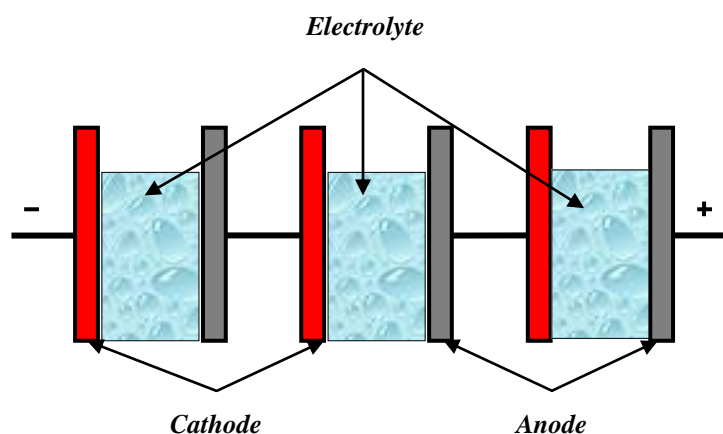


Fig. 1.15: Electrolyseur à structure série avec plaques bipolaires

Au départ, les premiers appareils d'électrolyse disposaient d'électrodes monopolaires (c'est-à-dire que chaque anode est connectée au pôle positif et chaque cathode au pôle négatif), les cellules d'électrolyse fonctionnent ainsi en parallèle. Les systèmes bipolaires, développés ensuite, utilisent des plaques jouant le rôle d'anode d'un côté et de cathode de l'autre, les cellules d'électrolyse fonctionnent alors en série. La conduction électrique s'opère à l'intérieur de l'électrode au travers de son épaisseur, permettant ainsi une limitation de la chute ohmique. Les assemblages bipolaires offrent l'avantage d'une densité de courant plus élevée et d'une meilleure compacité. Cette conception introduit cependant une difficulté supplémentaire: l'électrode présente une face en milieu oxydant (anode) et une en milieu réducteur (cathode). A l'heure actuelle, la quasi-totalité des électrolyseurs reposent sur la technologie bipolaire.

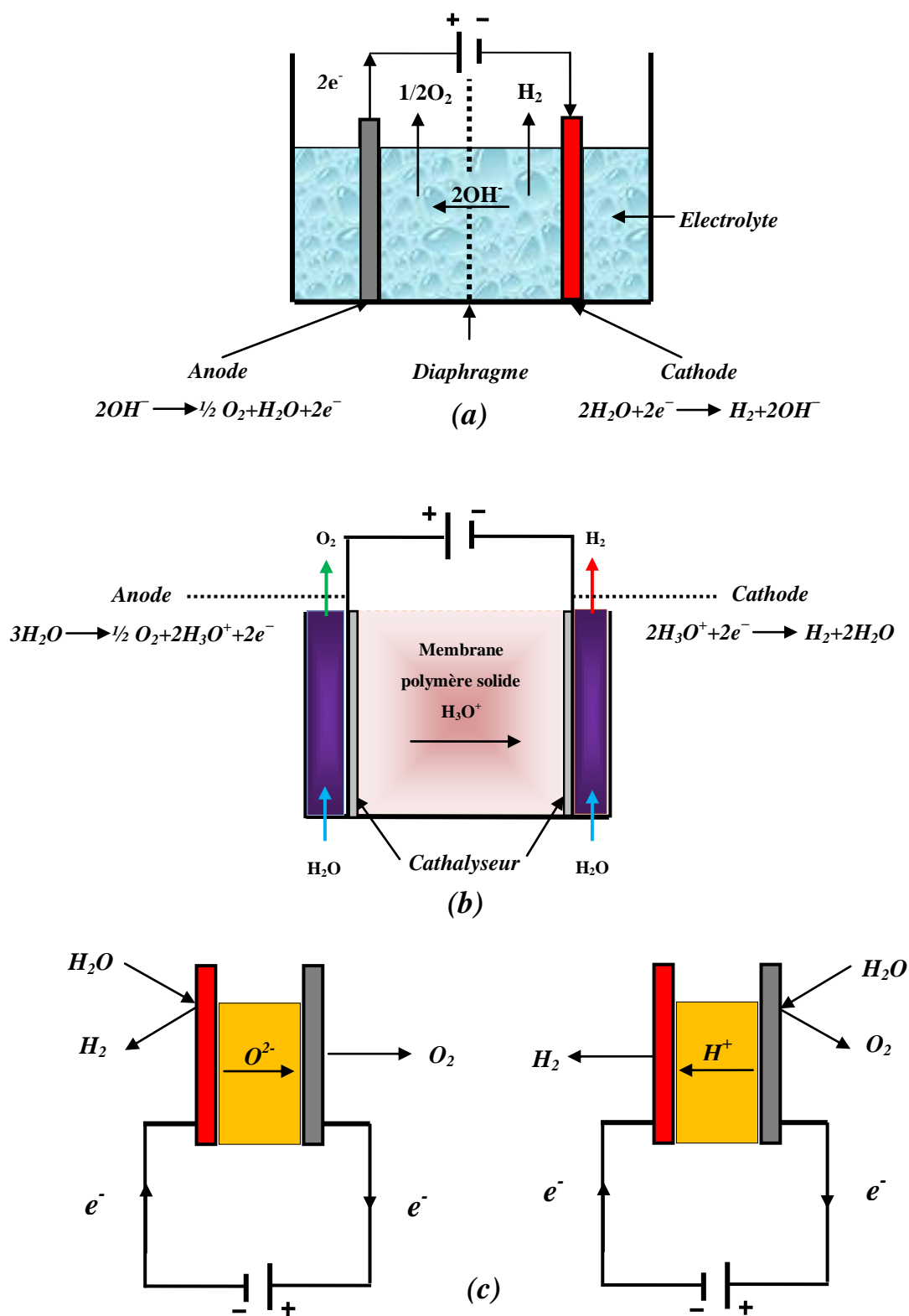


Fig. 1.16: Principe schématique de l'électrolyse

(a) : Alcalin, (b) : PEM, (c) : SOEC

Les trois types d'électrolyte sont décrits ci-dessous [12, 17, 29, 30] :

- **Electrolyseur alcalin** : L'électrolyse alcaline est la technologie la plus répandue pour la production d'hydrogène électrolytique. Elle bénéficie ainsi d'une très grande maturité industrielle. Dans un électrolyseur à technologie alcaline, l'électrolyte est une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (KOH). La conduction ionique est alors assurée par les ions hydroxyde (OH⁻) et potassium (K⁺). Ce type d'électrolyseur fonctionne relativement à faible densité de courant (< 0,4 A.cm⁻²). Ce qui favorise l'utilisation de ce type d'électrolyseurs, est le fait que leur fonctionnement ne fait pas appel aux catalyseurs chers basés sur le platine. Cela implique que leur prix est inférieur à celui des électrolyseurs à membrane.

- **Electrolyseur PEM** : La principale caractéristique de ce type d'électrolyseur est son électrolyte solide, constitué d'une membrane polymère. Celui-ci assure la conduction des ions hydronium (H₃O⁺) produits à l'anode et permet la séparation de l'hydrogène et de l'oxygène produits. Les avantages de cette technologie sont la compacité, la simplicité du design de fonctionnement, la limitation des problèmes de corrosion, et des performances sensiblement supérieures au type alcalin. L'électrolyte n'étant pas liquide, cela leur permet de fonctionner à une densité de courant plus élevée que le type alcalin (de 1 à 2 A.cm⁻²). Ils ont par ailleurs la capacité de faire face aux variations de courant ce qui rend les électrolyseurs PEM les plus adaptés pour transformer l'électricité en provenance de sources renouvelables telles que l'éolien et le solaire.

- **Electrolyseur à haute température** : Le principe de l'électrolyse à haute température repose sur la décomposition des molécules d'eau sous forme vapeur au niveau de la cathode. Cette décomposition dépend alors de la nature de l'électrolyte. Celui-ci peut assurer soit une conduction protonique soit une conduction d'ions superoxydes O²⁻. Le principal avantage de ce type d'électrolyse est que la majeure partie de l'énergie d'électrolyse est apportée par la chaleur qui est beaucoup moins chère que l'électricité. D'un point de vue cinétique, l'augmentation de température permet de diminuer l'ensemble des surtensions d'électrodes et donc de diminuer la consommation d'énergie électrique. Ce type d'électrolyte est actuellement en étude.

Le tableau 1. 5 résume les principales caractéristiques de ces trois types d'électrolyte.

Tableau 1.5 : Caractéristiques techniques des différents électrolyseurs [29]

Caractéristiques	Alcalin	PEM	SOEC
Température de fonctionnement (°C)	de 50 à 100	de 80 à 100	de 800 à 1000
Consommation électrique (kWh.Nm ⁻³ d'H ₂)	de 4 à 5	6	de 3 à 3,35
Rendement énergétique (%)	de 75 à 90	de 80 à 90	de 80 à 90
Densité de courant (A.cm ⁻²)	< à 0,4	de 1 à 2	-
Pression (bar)	de 3 à 30	de 1 à 70	-
Etat du marché	Commercialisé	Développement	Recherche

1. 4.3. Les technologies de pile à combustible

Dans une pile à combustible, la production d'électricité se fait grâce à l'oxydation sur une électrode d'un combustible réducteur (par exemple H₂) couplée à la réduction sur l'autre électrode d'un oxydant, tel que O₂ ou l'air. La réaction d'oxydation de l'hydrogène est accélérée par un catalyseur qui est généralement du platine. Si d'autres combinaisons sont possibles, la PAC la plus couramment étudiée et utilisée est la PAC H₂/O₂ ou H₂/air notée PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell). Les raisons de cette suprématie sont qu'elles ne sont pas sensibles au CO₂, qu'elles couvrent un large spectre de puissance et que leur faible température de fonctionnement permet un démarrage rapide et une grande souplesse de fonctionnement [29, 30]. D'autres PAC sont étudiées (Tableau 1.6), on peut notamment citer les PAC au méthanol.

Pour ces dernières, ils en existent deux types :

- Les piles RMFC (Reformed Methanol Fuel Cell) : Le méthanol est ici reformé pour produire l'hydrogène qui alimentera la pile.
- Les piles DMFC (Direct Methanol Fuel Cell) : Le méthanol est ici directement oxydé dans le cœur de la pile et ne nécessite pas d'être reformé.
- Contrairement aux piles utilisant l'hydrogène, celles-ci ne sont pas "propres" car elles rejettent du dioxyde de carbone (CO_2) et du monoxyde de carbone (CO).

La Figure 1.17 représente le principe schématique des différentes piles à combustible.

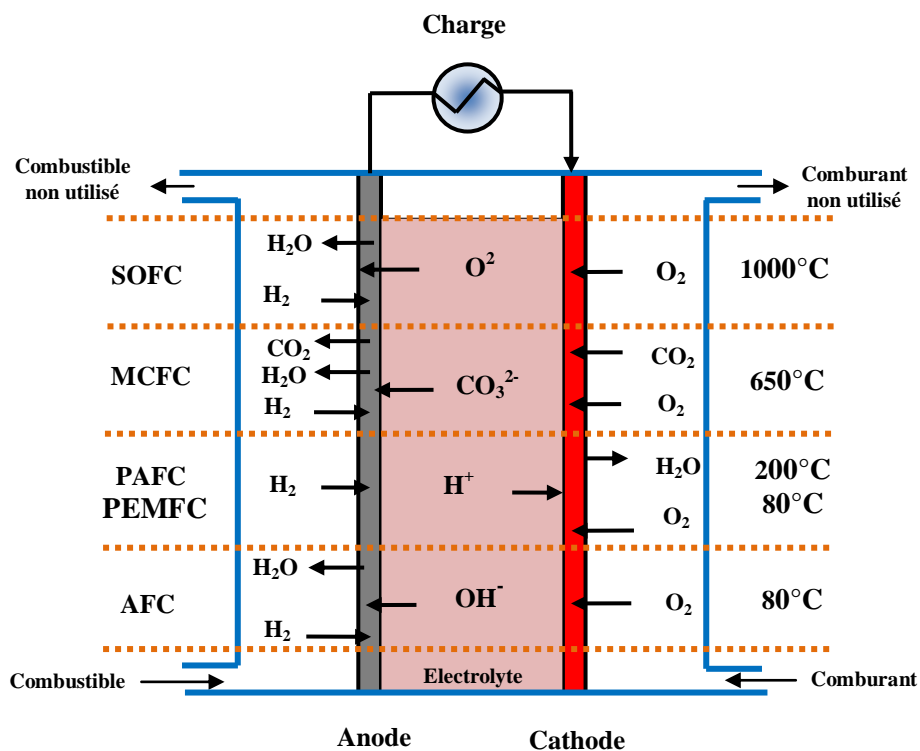


Fig. 1.17: Principe schématique des différentes piles à combustible

Le tableau 1.6 récapitule les différentes caractéristiques des principales technologies de pile à combustible.

Tableau 1.6 : Tableau récapitulatif des différentes technologies des PAC [13, 29, 30]

Description	Électrolyte	Gaz à l'anode	Gaz à la cathode	Gamme de puissance	Température de fonctionnement	Rendement électrique	Domaine d'application
AFC (Alcaline Fuel Cell)	Hydroxyde de potassium	Hydrogène	Oxygène	10 à 100 kW	De 60 à 90 °C	Stack : 60 à 70 %	Portable, transport
PEMFC	Membrane polymère	Hydrogène	Oxygène	0,1 à 500 kW	De 70 à 200 °C	Stack : 50 à 70 %	Portable, transport,
DMFC (Direct Methanol Fuel Cell)	Membrane polymère	Méthanol	Oxygène	Du mW à 100 kW	De 90 à 120 °C	Stack : 20 à 30 %	Transport, stationnaire
PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell)	Acide phosphorique	Hydrogène	Oxygène	Jusqu'à 10 MW	~ 200 °C	Stack : 55 %	Transport, stationnaire
MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell)	Carbonate de métaux alcalins	Hydrogène, méthane, gaz de synthèse	Oxygène	Jusqu'à 100 MW	~ 650 °C	Stack : 55 %	Stationnaire
SOFC (Solid Oxid Fuel Cell)	Céramique	Hydrogène, méthane, gaz de synthèse	Oxygène	Jusqu'à 100 MW	De 800 à 1050°C	Stack : 60 à 65 %	Stationnaire

L'élément principal des piles à combustible permettant de produire du courant électrique est le stack (figure 1.18). Ce dernier consiste en la succession de cellules individuelles dont chacune est composée d'une anode, d'une cathode et d'une membrane qui sert d'électrolyte pour séparer l'une de l'autre l'anode et la cathode. A travers cette membrane peuvent se diffuser les protons, particules électriques à charge positive. Pour de nombreuses applications, on a intérêt à empiler un nombre important de cellules afin d'obtenir la tension désirée. Cette tension variable en fonction de la charge devra souvent être relevée par un convertisseur statique pour atteindre la tension du bus continu du système où est placée la pile à combustible.

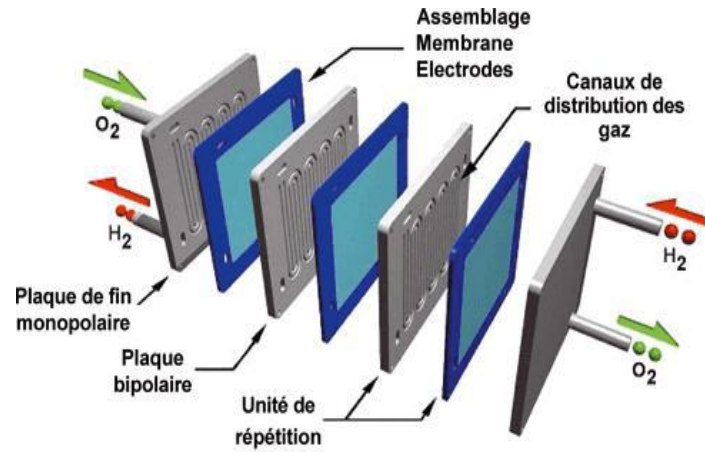


Fig. 1.18: Schéma éclaté du stack d'une pile à combustible

1.5 Conclusion

La production d'électricité mondiale est principalement issue des combustibles fossiles. Ces ressources sont limitées, non renouvelables, et leurs combustions engendrent des gaz à effet de serre. Pour lutter contre le réchauffement climatique, la production d'électricité via les énergies renouvelables est en constante augmentation. Ces sources étant généralement intermittentes, une réflexion sur un système de stockage « propre » était nécessaire. Depuis plusieurs années, l'hydrogène semble être le vecteur énergétique du futur.

Chapitre 2

Evaluation du potentiel énergétique solaire et éolien en diverses zones de l'Algérie

1.6. Introduction

L'utilisation de sources d'énergie renouvelables est une priorité pour le Monde, et notamment pour l'Algérie depuis la signature du protocole de Kyoto. Ainsi, l'état Algérien a mis en place un programme de développement et d'exploitation de telles sources d'énergie. L'objectif pour l'année 2020 est un taux de production d'énergie par moyens renouvelables de 21%. Dans ce cadre, les énergies solaire et éolienne ont un rôle prépondérant à jouer, dans la mesure où leur potentiel est important en Algérie (51 TWh/an, représentant 14% de l'énergie consommée en 1997). De plus, les technologies mises en jeu sont maîtrisées et relativement peu coûteuses. Afin d'assurer la rentabilité des sites de production, il est nécessaire de localiser les zones les plus ventées et ensoleillées et donc d'évaluer localement ces ressources.

Le but du présent chapitre est l'évaluation du potentiel énergétique solaire et éolien en diverses zones de l'Algérie.

Tableau 2.1: Liste des sites utilisés dans cette étude

Station	Longitude (deg.)	Latitude (deg.)	Altitude (m)	Situation topographique
Alger	03°15'E	36°43'N	24	Côte
Annaba	07°48'E	36°49'N	4	Côte
Bejaia	05°03'E	36°42'N	2	Côte
Oran	00°37'W	35°38'N	90	Côte
Constantine	06°37'E	36°07'N	694	Atlas tellien
Miliana	02°14'E	36°18'N	715	Atlas tellien
Tébessa	08°07'E	35°25'N	820	Atlas tellien
Tlemcen	01°17'W	34°57'N	592	Atlas tellien
Djelfa	03°15'E	34°40'N	1144	Hauts plateaux
El Bayadh	01°00'E	33°40'N	1347	Hauts plateaux
Sétif	05°15'E	36°11'N	1038	Hauts plateaux
Tiaret	01°28'E	35°21'N	1127	Hauts plateaux
Adrar	00°16'W	27°52'N	263	Sahara
Ghardaïa	03°48'E	32°24'N	450	Sahara
In Amenas	09°37'E	28°03'N	562	Sahara
Tamanrasset	05°30'E	22°48'N	1364	Sahara
Tindouf	08°06'W	27°40'N	431	Sahara

A cet effet, nous avons choisi dans cette étude, dix-sept sites représentant presque toutes les zones topographiques du pays (Côte, Atlas tellien, Hauts plateaux et le Sahara, voir tableau 2.1).

2.1 Estimation du potentiel des ressources solaires

2.1.1 Introduction

Comme l'énergie produite par un générateur photovoltaïque est intimement liée à l'irradiation solaire incidente sur le plan des modules, il est donc essentiel avant d'exploiter ce type d'énergie, d'effectuer une estimation du potentiel solaire disponible sur site.

Habituellement, 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, nous présentons dans un premier temps, une analyse des données de l'irradiation solaire sur un plan horizontal pour divers sites de l'Algérie. Dans un deuxième temps, nous procédons à l'estimation de l'irradiation solaire globale sur un plan incliné. Cette estimation concerne uniquement les sites d'Alger (Bouzaréah) et de Ghardaïa (Noumirate) et ce, à cause de la disponibilité de toutes les données nécessaires à la validation des modèles relatifs au calcul de ce paramètre.

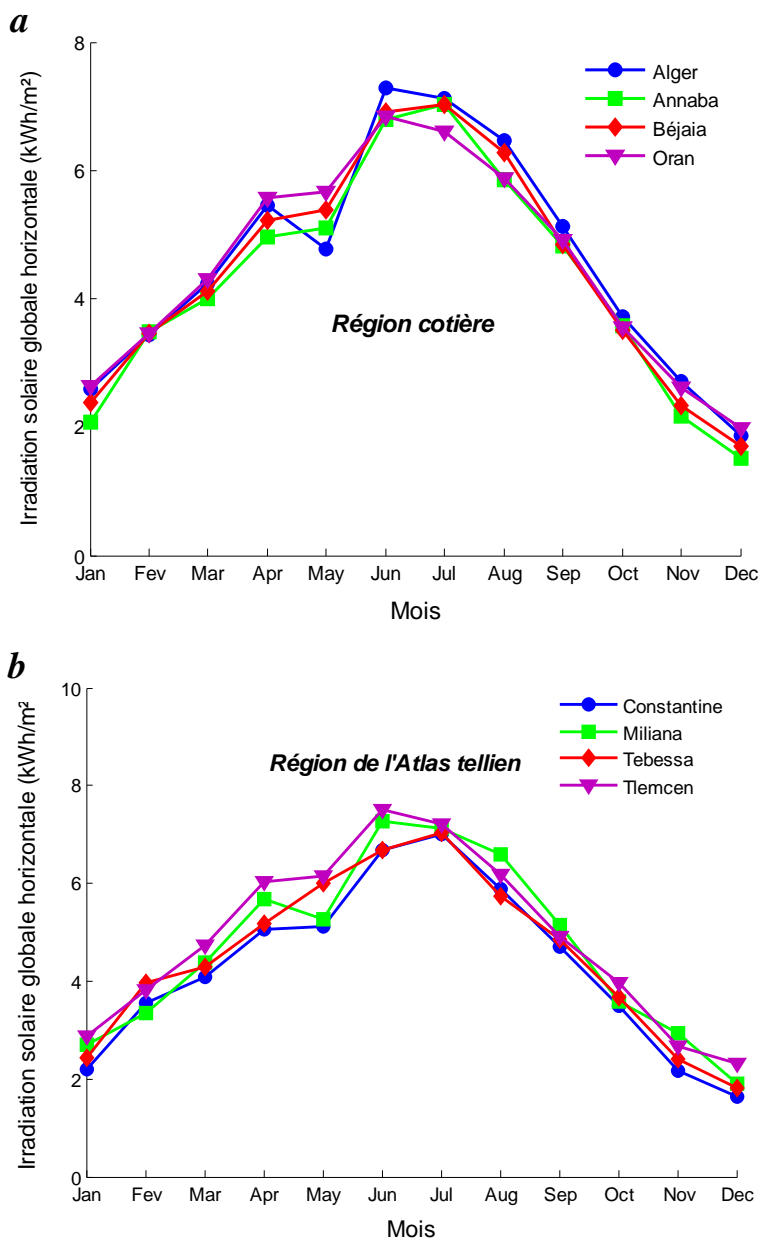
2.1.2 Analyse des données de l'irradiation solaire globale sur une surface horizontale

Basée sur les données de l'irradiation solaire obtenues du Centre de Traitement de Données Scientifiques Atmosphériques (ASDC), domicilié au centre de recherche de l'Agence spatiale Américaine (NASA) [31], la figure 2.1 présente les moyennes journalières mensuelles de l'irradiation globale sur une surface horizontale dans les différents sites choisis dans cette étude. Cette figure nous permet de constater qu'en période hivernale, la moyenne journalière mensuelle de l'irradiation solaire varie entre 2,34 et 2,69 kWh/m² pour la région côtière, entre 2,47 et 3 kWh/m² pour la région de l'atlas tellien, entre 2 et 3,1 kWh/m² pour la région des hauts plateaux et entre 3,05 et 4,59 kWh/m² pour la région saharienne.

Il est à constater également, que pour la région saharienne, le site d'Adrar et celui qui présente le plus important potentiel solaire pendant la période (Avril-Septembre) avec une

moyenne journalière mensuelle de l'irradiation solaire de 7,27 kWh/m² sur cette période, quant au reste de l'année, le potentiel solaire est meilleur pour le site de Tamanrasset (Fig. 2.1-d).

Pour la région des hauts plateaux, le site d'El-Bayadh est celui qui présente le meilleur potentiel solaire durant toute l'année sauf pour le mois d'août (Fig. 2.1-c). Quant à la région de l'atlas tellien, le site de Tlemcen présente le potentiel solaire le plus important pendant la période (Avril-Septembre) avec une moyenne journalière mensuelle de l'irradiation solaire de 6,33 kWh/m² sur cette période et enfin, pour la région côtière, le site d'Alger présente le potentiel solaire le plus élevé pendant la même période, avec une moyenne journalière mensuelle de l'irradiation solaire de 6,03 kWh/m².



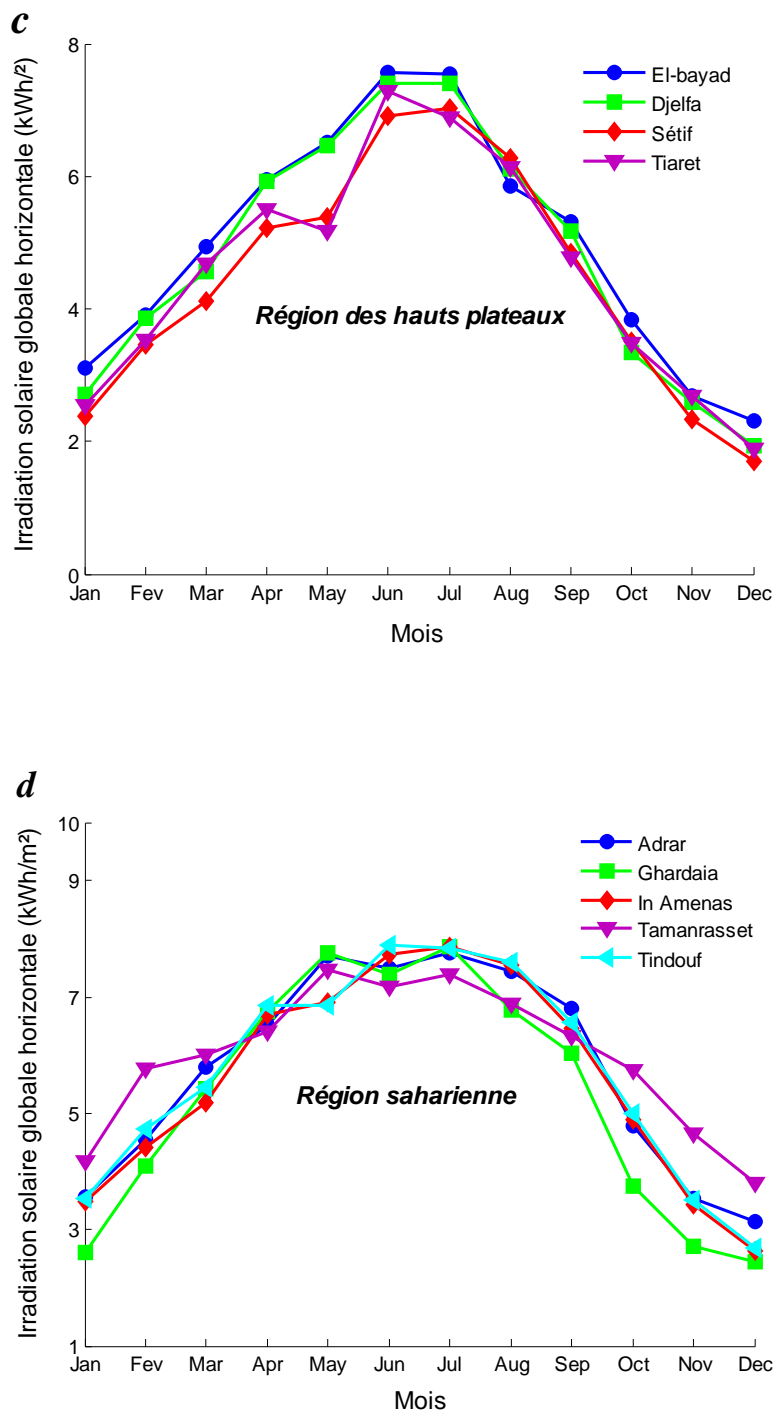


Fig. 2.1 : Moyennes journalières mensuelles de l'irradiation solaire globale sur un plan horizontal des sites choisis : (a) région côtière, (b) région de l'Atlas tellien, (c) région des Hauts plateaux et (d) région Saharienne.

Comme les capteurs solaires (thermiques ou photovoltaïques) sont souvent inclinés par rapport à l'horizontale, la connaissance de l'irradiation solaire incidente sur de telles surfaces inclinées s'avère indispensable. Or, dans beaucoup de stations météorologiques, seules les données d'irradiations solaires sur un plan horizontal sont mesurées. A cet effet, nous décrivons dans la section suivante, la modélisation relative à l'estimation de l'irradiation globale sur une surface inclinée.

2.1.3 Estimation de l'irradiation solaire globale horaire sur une surface inclinée

Dans la littérature scientifique 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 à savoir : les composantes directe et diffuse horaires de l'irradiation solaire globale.

2.1.3.1 Estimation des composantes directe et diffuse horaires de l'irradiation à partir de l'irradiation globale horaire horizontale

Le recours aux modèles mathématiques est souvent indispensable pour obtenir les composantes diffuse et directe horaires de l'irradiation solaire. Dans la littérature, plusieurs modèles et corrélations ont été proposés pour l'estimation de la composante diffuse à partir de l'irradiation globale horizontale mesurée. Les modèles présentés ci-dessous utilisent la corrélation qui existe entre les paramètres indicateurs de la clarté du ciel, à savoir : l'indice de clarté de l'atmosphère M_t et la fraction diffuse M_d qui sont définis par les relations suivantes [32]:

$$M_d = \frac{D_h(0)}{G_h(0)} \quad (2.1)$$

$$M_t = \frac{G_h(0)}{G_{eh}(0)} \quad (2.2)$$

Avec :

$G_{eh}(0)$ est l'irradiation globale extraterrestre horaire (Wh/m²) ;

$G_h(0)$ est l'irradiation globale horizontale horaire (Wh/m²) ;

$D_h(0)$ est l'irradiation diffuse horizontale horaire (Wh/m²).

La composante directe de l'irradiation horizontale horaire est déduite de la relation suivante [32]:

$$B_h(0) = G_h(0) - D_h(0) \quad (2.3)$$

Dans cette étude nous avons utilisé et comparé en termes de précision, sept modèles issues de la littérature ainsi que deux autres corrélations que nous avons développées nous-mêmes.

2.1.3.1.1 Modèle d'Orgill et Hollands

Basée sur quatre années de données mesurées à la station canadienne située à Toronto, Orgill et Hollands [33], ont proposé une corrélation entre la fraction diffuse horaire, M_d et l'indice de clarté horaire de l'atmosphère, M_t . Cette corrélation est donnée par l'expression analytique suivante:

Pour $0 \leq M_t \leq 0,35$

$$M_d = 1,0 - 0,249M_t \quad (2.4)$$

Pour $0,35 < M_t \leq 0,75$

$$M_d = 1,577 - 1,84M_t \quad (2.5)$$

Pour $M_t > 0,75$

$$M_d = 0,177 \quad (2.6)$$

2.1.3.1.2 Modèle d'Erbs-Klein et Duffie

Erbs et al. [34], ont suivi le procédé d'Orgill et de Hollands pour développer un modèle de régression pour les sites des Etats Unis d'Amérique (USA). Ils ont utilisé 65 mois de données relatives à quatre endroits (Fort Hood, le Texas ; Maynard, le Massachusetts ; Raleigh, Caroline du Nord et Livermore, Californie) sur une gamme de latitude variant de 31 à 42°N. Leur corrélation est donnée par trois intervalles de l'indice de clarté horaire de l'atmosphère, M_t comme suit :

Pour $0 \leq M_t \leq 0,22$

$$M_d = 1,0 - 0,09M_t \quad (2.7)$$

Pour $0,22 < M_t \leq 0,80$

$$M_d = 0,951 - 0,1604M_t + 4,388 M_t^2 - 16,638 M_t^3 + 12,336 M_t^4 \quad (2.8)$$

Pour $M_t > 0,80$

$$M_d = 0,165 \quad (2.9)$$

2.1.3.1.3 Modèle de Reindel, Beckman et Duffie

La fraction diffuse horaire est corrélée en fonction de l'indice de clarté horaire de l'atmosphère, M_t et la hauteur du soleil ($\sin \alpha$). L'expression analytique de la corrélation est comme suit [35]:

Pour $0 \leq M_t \leq 0,3$, contrainte : $M_d \leq 1,0$

$$M_d = 1,02 - 0,254M_t + 0,0123 \sin \alpha \quad (2.10)$$

Pour $0,3 < M_t \leq 0,78$, contrainte : $M_d \leq 0,97$ et $M_d \geq 0,1$

$$M_d = 1,4 - 1,749M_t + 0,177 \sin \alpha \quad (2.11)$$

Pour $M_t > 0,78$, contrainte : $M_d \geq 0,1$

$$M_d = 0,486M_t - 0,182 \sin \alpha \quad (2.12)$$

2.1.3.1.4 Modèle Ktcrr de Reindel, Beckman et Duffie

Une corrélation, identifiée comme Ktcrr, est proposée par D. T. Reindel et al. [35]. Elle dépend uniquement de l'indice de clarté horaire de l'atmosphère, M_t . Le modèle est illustré par la corrélation suivante:

Pour $0 \leq M_t \leq 0,3$, contrainte : $M_d \leq 1,0$

$$M_d = 1,02 - 0,248M_t \quad (2.13)$$

Pour $0,3 < M_t \leq 0,78$

$$M_d = 1,45 - 1,67M_t \quad (2.14)$$

Pour $M_t > 0,78$

$$M_d = 0,147 \quad (2.15)$$

2.1.3.1.5 Modèle de Boland

Boland et al. [36], ont utilisé les données d'une région située à la ville de Victoria (Australie), pour établir une corrélation exponentielle simple, donnée par la forme suivante :

$$M_d = \frac{1}{(1 + \exp(7,997 (M_t - 0,586)))} \quad (2.16)$$

2.1.3.1.6 Modèle d'Oliveira

En utilisant les données d'un site tropical localisé dans la région de Sao-Paolo (Brésil), Oliveira et al. [37], ont proposé une corrélation polynômiale de quatrième ordre. La corrélation proposée est donnée par la relation suivante :

Pour $0 \leq M_t \leq 0,17$

$$M_d = 1,0 \quad (2.17)$$

Pour $0,17 < M_t \leq 0,75$

$$M_d = 0,97 + 0,8M_t - 3,0 M_t^2 - 3,1 M_t^3 + 5,2 M_t^4 \quad (2.18)$$

Pour $M_t > 0,75$

$$M_d = 0,17 \quad (2.19)$$

2.1.3.1.7 Modèle de Chandrasekaran et Kumar

Chandrasekaran et Kumar [38], ont utilisé les données d'un site tropical situé dans la région de Madras (Inde), pour établir une corrélation polynômiale du quatrième ordre. La corrélation proposée est donnée par la relation suivante :

Pour $0 \leq M_t \leq 0,24$

$$M_d = 1,0086 - 0,178M_t \quad (2.20)$$

Pour $0,24 < M_t \leq 0,80$

$$M_d = 0,9686 + 0,1325M_t + 1,4183 M_t^2 - 10,1862 M_t^3 + 8,3733 M_t^4 \quad (2.21)$$

Pour $M_t > 0,80$

$$M_d = 0,197 \quad (2.22)$$

2.1.3.1.8 Modèle de Bouzaréah (Alger)

La disponibilité des données horaires de l'irradiation solaire pour le site de Bouzaréah, Alger (voir fig.2.2), nous a permis de développer une corrélation entre la fraction diffuse horaire M_d , l'indice de clarté horaire de l'atmosphère, M_t et la hauteur du soleil propre à ce site. L'expression mathématique de la corrélation est donnée ci-dessous :

Pour $0 \leq M_t \leq 0,24$, contrainte : $M_d \leq 1,0$

$$M_d = 0,99906 - 0,86634M_t + 0,20945 \sin \alpha \quad (2.23)$$

Pour $0,24 < M_t \leq 0,80$, contrainte : $M_d \leq 0,97$ et $M_d \geq 0,1$

$$M_d = 1,2113 - 1,0818M_t - 0,14742 \sin \alpha \quad (2.24)$$

Pour $M_t > 0,80$, contrainte : $M_d \geq 0,1$

$$M_d = 0,57148M_t - 0,48125 \sin \alpha \quad (2.25)$$

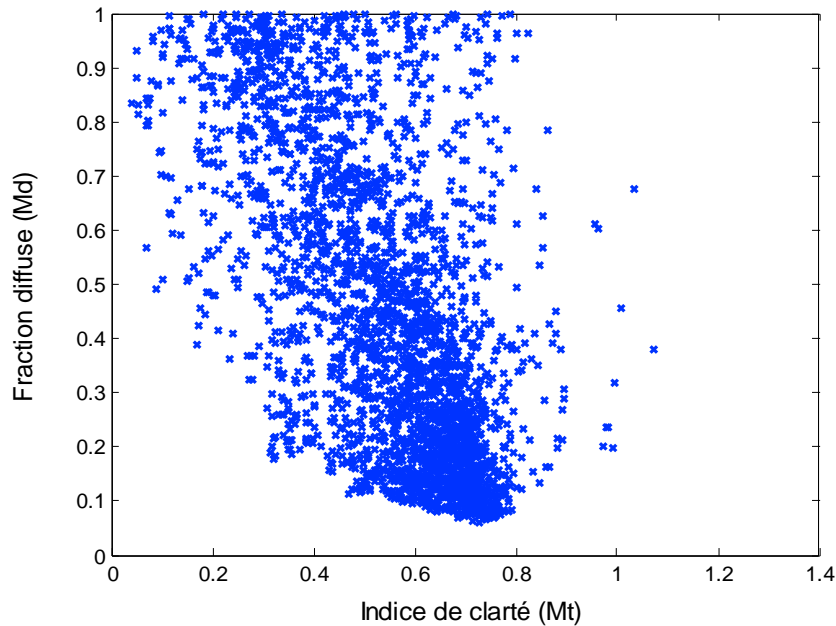


Fig. 2.2 : Fraction diffuse horaire en fonction de l'indice de clarté (Site de Bouzaréah, Alger).

2.1.3.1.9 Modèle Ktcorr de Bouzaréah (Alger)

Une deuxième corrélation, identifiée comme Ktcorr de Bouzaréah (Alger), est développée uniquement en fonction de l'indice de clarté horaire de l'atmosphère, M_t . Le modèle proposé est illustré par la corrélation suivante:

Pour $0 \leq M_t \leq 0,24$, contrainte : $M_d \leq 1,0$

$$M_d = 1,0457 - 0,68542M_t \quad (2.26)$$

Pour $0,24 < M_t \leq 0,80$

$$M_d = 1,1565 - 1,140M_t \quad (2.27)$$

Pour $M_t > 0,80$

$$M_d = 0,36958 \quad (2.28)$$

Afin de comparer l'efficacité des différents modèles, nous avons rassemblé dans le tableau 2.2, les erreurs commises par les modèles sur la fraction diffuse pour toutes les données mesurées. Le calcul d'erreur présenté dans ce tableau est effectué en utilisant les données mesurées durant l'année 2003 pour le site de Bouzaréah. Les indicateurs statistiques de précision qui nous ont permis d'effectuer cette comparaison sont décrits en Annexe A.

Tableau 2. 2 : Comparaison des erreurs, pour chaque modèle, sur la fraction diffuse obtenue

Modèle	R ²	MBE	RMBE (%)	RMSE	RRMSE (%)	tstat
Orgill et Holands	0,797	0,001	0,214	0,181	31,890	0,430
Erbs-Klein et Duffie	0,800	- 0,004	- 1,650	0,189	33,197	3,189
Reindel et al.	0,798	0,011	1,935	0,176	31,036	4,002
Ktcrr de Reindl et al.	0,806	- 0,015	- 2,725	0,180	31,640	5,537
Boland	0,789	- 0,006	- 1,042	0,186	32,717	2,043
Oliveira	0,814	- 0,045	- 7,965	0,183	32,179	16,363
Chandrasekaran et al.	0,806	- 0,006	- 1,010	0,178	31,232	2,073
Kt de Bouzaréah avec sinh	0,838	-4,466e-5	0,0-05	0,150	26,337	0,014
Kt corr de Bouzaréah	0,820	- 4,052e-4	- 0,081	0,157	27,566	0,027

L'analyse du tableau 2.2 nous permet de constater que la majorité des corrélations fournissent une sous-estimation des mesures sauf pour le cas des modèles d'Orgill et al. et de Reindel et al. qui surestiment la fraction diffuse. Cette sous-estimation est caractérisée par les valeurs négatives du MBE et du RMBE. Par ailleurs, les deux corrélations que nous avons développées, donnent les résultats les plus précis, ce qui conclut la nécessité d'avoir des modèles de rayonnement solaire spécifiques à l'Algérie.

2.1.3.2 Estimation des composantes directe, diffuse et réfléchie de l'irradiation sur une surface inclinée

Trois composantes constituant l'irradiation globale horaire incidente sur une surface inclinée, sont :

- L'irradiation solaire directe sur un plan incliné ;
- L'irradiation solaire diffuse sur le même plan ;
- L'irradiation solaire réfléchie par le sol.

Pour une inclinaison d'un angle β quelconque, l'irradiation globale horaire sur le plan des modules $G(\beta)$, est donnée par la somme de l'irradiation solaire directe inclinée $B(\beta)$, de l'irradiation solaire diffuse inclinée $D(\beta)$, et de l'irradiation solaire réfléchie $R(\beta)$ [32].

$$G(\beta) = B(\beta) + D(\beta) + R(\beta) \quad (2.29)$$

2.1.3.2.1 Estimation de la composante directe de l'irradiation sur un plan incliné

La composante directe $B(\beta)$ peut être obtenue en utilisant l'angle d'incidence θ et l'angle zénithal θ_z comme suit [32]:

$$B(\beta) = B_h(0)(\cos \theta / \cos \theta_z) \quad (2.30)$$

2.1.3.2.2 Estimation de la composante diffuse de l'irradiation sur un plan incliné

Pour le calcul de la composante diffuse $D(\beta)$ sur une surface inclinée, nous considérons seulement les modèles les plus utilisés selon l'hypothèse émise sur le rayonnement provenant du soleil et de la voûte céleste.

Les modèles isotropes considèrent uniforme l'intensité de l'éclairement diffus provenant de la voûte céleste, exemple, le modèle de Lui et Jordan, le modèle de Badescu et le modèle de Tian, alors que les modèles anisotropes considèrent non uniforme l'intensité de l'éclairement diffus provenant de la voûte céleste, exemple, le modèle de Temps et Coulson et le modèle de Klucher. Par ailleurs, le modèle de Hay et Mc Kay et le modèle de Perez considèrent l'éclairement diffus comme une somme de l'éclairement diffus provenant de la voûte céleste et du disque solaire.

Ainsi, la littérature scientifique offre trois générations de modèles permettant de calculer l'éclairement diffus sur le plan des modules. Dans ce qui suit nous allons présenter dans un premier temps, les principaux modèles relatifs à chaque génération et dans un deuxième temps, les résultats liés à la comparaison entre ces différents modèles.

2.1.3.2.2.1 Modèles de première génération

Comme leur nom l'indique, ce sont les plus anciens et les plus simples de tous les modèles. Bien que facile à utiliser, en raison de leur caractère imprécis, ils sont de plus en plus remplacés par des modèles plus précis de la deuxième et la troisième génération. Ces modèles sont appelés également « modèles isotropes ». Nous allons décrire dans ce qui suit, les modèles isotropes les plus utilisés dans la littérature.

2.1.3.2.2.1.1 Modèle de Liu Jordan

Le modèle considère uniforme (isotrope) l'intensité de l'éclairement diffus provenant de la voûte céleste. L'éclairement diffus sur le plan incliné est donné par la relation suivante [39]:

$$D(\beta) = D_h(0)[(1 + \cos \beta)/2] \quad (2.31)$$

2.1.3.2.2.1.2 Modèle de Tian

Ce modèle est donné par l'expression suivante [40]:

$$D(\beta) = D_h(0)[1 - (\beta/180)] \quad (2.32)$$

2.1.3.2.2.1.3 Modèle de Badescu

Badescu a proposé le modèle isotrope suivant [41]:

$$D(\beta) = D_h(0)[(3 + \cos 2\beta)/4] \quad (2.33)$$

2.1.3.2.2.2 Modèles de deuxième génération

Ces modèles différencient entre la distribution du rayonnement solaire dans un ciel clair et nuageux. En termes de précision, ils offrent une bonne amélioration par rapport aux modèles de première génération. Les principaux modèles utilisés, sont présentés ci-dessous.

2.1.3.2.2.2.1 Modèle de Temps et Coulson

Ce modèle considère non uniforme (anisotrope) l'intensité de l'éclairement diffus provenant de la voûte céleste. L'éclairement diffus sur le plan incliné est exprimé par la relation suivante [42]:

$$D(\beta) = D_h(0)[(1 + \cos \beta)/2] \left(1 + \sin^3 \frac{\beta}{2}\right) (1 + \cos^2 \theta \sin^3 \theta_z) \quad (2.34)$$

2.1.3.2.2.2.2 Modèle de Klucher

Klucher a modifié le modèle de Temps et Coulson en introduisant les conditions de ciel couvert. Le modèle de Klucher considère toujours non uniforme (anisotrope) l'intensité de

l'éclairement diffus provenant de la voûte céleste. L'éclairement diffus sur le plan incliné est illustré comme suit [43]:

$$D(\beta) = D_h(0)[(1 + \cos \beta)/2] \left(1 + F \sin^3 \frac{\beta}{2}\right) (1 + \cos^2 \theta \sin^3 \theta_z) \quad (2.35)$$

Où, F est l'indice d'isotropie de Hay, donné par :

$$F = 1 - \left[\frac{D_h(0)}{G_h(0)}\right]^2 \quad (2.36)$$

2.1.3.2.2.3 Modèle de Ma et Iqbal

MA et Iqbal [44] ont proposé un modèle appelé le HSM-MI (le modèle des sommes horaires selon Ma et Iqbal). L'expression mathématique de l'irradiation diffuse provenant du disque solaire et du reste de la voûte céleste est présentée sous la forme suivante :

$$D(\beta) = D_h(0)[M_t r_b + (1 - M_t [(1 + \cos \beta)/2])] \quad (2.37)$$

Avec :

M_t est l'indice de clarté horaire de l'atmosphère et r_b est le facteur de l'irradiation directe.

2.1.3.2.2.4 Modèle de Hay et Mc Kay

Le modèle proposé par Hay et Mc Kay considère que l'éclairement diffus sur une surface inclinée est constitué de deux composantes : une composante isotrope, qui provient directement du disque solaire et une autre composante diffuse (isotrope) qui provient du reste de la voûte céleste. Ces deux composantes sont pondérées en fonction d'un indice d'isotropie, F_{Hay} , défini comme suit [45]:

$$F_{Hay} = ([G_h(0) - D_h(0)]/G_{0h}(0)) \quad (2.38)$$

Ainsi, l'éclairement diffus sur un plan incliné peut être exprimé par la relation suivante:

$$D(\beta) = D_h(0)[F_{Hay} r_b + [(1 + \cos \beta)/2](1 - F_{Hay})] \quad (2.39)$$

Avec :

$$r_b = \max\left(0, \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}\right) \quad (2.40)$$

$$G_{0h}(0) = G_0 \left(1 + 0,033 \cos \frac{360N}{365} \right) \cos \theta \quad (2.41)$$

Où :

$G_{0h}(0)$ est l'éclairement extraterrestre horizontal au milieu de l'heure, G_0 est la constante solaire (1367 W/m²) et N est le numéro de jour de l'année.

2.1.3.2.2.5 Modèle HDKR (Reindl et al.)

En se basant sur les travaux de Hay et Davies (1980) et Klucher (1979), Reindl et al. ont proposé un modèle connu sous le nom de HDKR (Hay, Davies, Klucher et Reindl). Ce modèle est donné par la relation suivante [46]:

$$D(\beta) = D_h(0) \left[F_{Hay} r_b + (1 - F_{Hay}) \left[(1 + \cos \beta) / 2 \right] \left[1 + f \sin^3 \frac{\beta}{2} \right] \right] \quad (2.42)$$

Ou, f est le facteur de modulation, défini par :

$$f = \sqrt{\frac{G_h(0) - D_h(0)}{G_h(0)}} \quad (2.43)$$

2.1.3.2.2.3 Modèles de troisième génération

Ces modèles considèrent la composante diffuse de l'irradiation comme anisotrope. La plupart des modèles de cette catégorie décomposent l'irradiation solaire en deux composantes à savoir : une composante diffuse provenant du disque solaire et une deuxième qui provient de la voûte céleste. Une exception est faite dans le cas du modèle de Perez et al. (1990), où il considère trois composantes. Trois modèles prenant en considération les conditions d'un ciel variable (tout type de ciel), appartiennent à cette catégorie ; se sont le modèle de Gueymard (1987), le modèle de Muneer (1987) et le modèle de Perez et al. (1990). Les deux premiers modèles présentés ci-dessous doivent leur développement aux travaux de Moon et Spencer (1942) et Stevenet Unsworth (1979, 1980).

2.1.3.2.2.3.1 Modèle de Gueymard

Gueymard considère l'irradiation solaire sous un ciel partiellement nuageux est une somme pondérée des irradiances sous un ciel clair et couvert. L'expression du modèle est donnée par la relation suivante [47]:

$$D(\beta) = D_h(0)[(1 - N_G)r_{d0} + N_G r_{d1}] \quad (2.44)$$

Où, N_G est le facteur de pondération de Gueymard pour la nébulosité. Ce facteur est pris en considération, lorsque les observations horaires des nuages ne sont pas disponibles. Il est défini par :

$$N_G = \max[\min(Y, 1), 0] \quad (2.45)$$

Où, Y est une fonction de l'indice de clarté horaire M_t . Elle est donnée par :

$$\begin{cases} Y = 6,6667M_t - 1,4167, & \text{pour } M_t \leq 0,227 \\ Y = 1,2121M_t - 0,1758 & \text{Ailleurs} \end{cases} \quad (2.46)$$

2.1.3.2.2.3.2 Modèle de Muneer

Le modèle de Muneer [48] traite les surfaces ombragées et ensoleillées séparément et outre, il distingue entre les conditions de couverture et de non-couverture de la surface éclairée. L'irradiation diffuse pour les surfaces ombragées et ensoleillées, sous un ciel nuageux, est donnée par :

$$D(\beta) = D_h(0) \left[\cos^2 \frac{\beta}{2} + \frac{2b}{\pi(3+2b)} \left(\sin \beta - \beta \cos \beta - \pi \sin^2 \frac{\beta}{2} \right) \right] \quad (2.47)$$

Par ailleurs, l'irradiation diffuse pour une surface éclairée sous un ciel non-couvert est exprimée par :

$$D(\beta) = D_h(0)[T_M(1 - F_M) + F_M r_b] \quad (2.48)$$

T_M est la fonction contenue dans les crochets de l'équation (2.47). On appelle T_M , le facteur d'inclinaison de Muneer. b est l'indice de distribution de l'irradiation (sans dimension) introduit par Moon et Spencer [48] pour modéliser la distribution de la luminance d'un ciel couvert. Sur une base de données mondiale, Muneer [48] a suggéré une valeur moyenne de $b = 2,5$ pour les surfaces ombragées et ensoleillées sous un ciel couvert. Par ailleurs, les ciels

non-couverts, présentent un comportement constamment décroissant de l'indice b . Basé sur des données obtenues à partir de 14 endroits dans le monde, Muneer [48] a recommandé l'équation suivante:

$$2b/\pi(3 + 2b) = 0,00263 - 0,712F - 0,688F^2 \quad (2.49)$$

Où,

F_M est le facteur de clarté. Pour un ciel non-couvert, $F_M = F_{Hay}$ (F_{Hay} est le facteur de Hay pour un ciel claire) et $F_M = 0$ pour un ciel couvert.

2.1.3.2.2.3.3 Modèle de Perez

Le modèle de Perez et al. considère l'éclairement diffus comme étant la somme d'une composante diffuse isotrope provient du disque solaire, une composante diffuse provient de l'horizon et une composante isotrope du reste de la voûte céleste. La relation de l'irradiation diffuse sur un plan incliné est donnée comme suit [49]:

$$D(\beta) = D_h(0) \left[[(1 + \cos \beta)(1 - F1)/2] + F1 \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} + F2 \sin \beta \right] \quad (2.50)$$

$$F1 = F_{11} + F_{12}\Delta + F_{13}\theta_z \quad (2.51)$$

$$F2 = F_{21} + F_{22}\Delta + F_{23}\theta_z \quad (2.52)$$

Avec :

$$\Delta = \frac{D_h(0)AM}{1367} \quad (2.53)$$

$$\varepsilon = \frac{D_h(0)+B}{D_h(0)} \quad (2.54)$$

$$B = \frac{B_h(0)}{\cos \theta_z} \quad (2.55)$$

$$r_b = \max \left(0, \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \right) \quad (2.56)$$

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z + 0,50572(96,07995 - \theta_z)^{-1,6364}} \quad (2.57)$$

Avec :

AM : la masse relative de l'air

r_{b0} , le facteur de l'irradiation directe modifiée. Il est donné par :

$$r_{b0} = \frac{\max(0, \cos \theta)}{\max(\cos 85^\circ, \sin \alpha)} \quad (2.58)$$

F_1 et F_2 , les coefficients de Perez qui dépendent de l'angle zénithal. F_{11} , F_{12} , F_{13} , F_{21} , F_{22} et F_{23} sont les coefficients du modèle de Perez. Le Tableau 2.3 représente ces coefficients en fonction de l'intervalle ε :

Tableau 2.3 : Coefficients du modèle de Perez

Intervalle ε	F_{11}	F_{12}	F_{13}	F_{21}	F_{22}	F_{23}
1,000 - 1,056	-0,011	0,748	-0,080	-0,048	0,073	-0,024
1,056 - 1,253	-0,038	1,115	-0,109	-0,023	0,106	-0,037
1,253 - 1,586	0,166	0,909	-0,179	0,062	-0,021	-0,050
1,586 - 2,134	0,419	0,646	-0,262	0,140	-0,167	-0,042
2,134 - 3,230	0,710	0,025	-0,290	0,243	-0,511	-0,004
3,230 - 5,980	0,857	-0,370	-0,279	0,267	-0,792	0,076
5,980 - 10,080	0,734	-0,073	-0,228	0,231	-1,180	0,199
10,080 - ∞	0,421	-0,661	0,097	0,119	-2,125	0,446

Pour pouvoir établir une bonne analyse comparative, en termes de précision, entre les différents modèles utilisés sur l'estimation de l'irradiation diffuse sur une surface inclinée, nous avons effectué un calcul d'erreur en utilisant les données mesurées durant l'année 2003 pour le site de Bouzaréah. Les indicateurs statistiques de précision employée dans cette étude, sont décrits en Annexe A.

Le tableau 2.4 récapitule les différents résultats de la comparaison.

Tableau 2.4 : Comparaison des erreurs, pour chaque modèle, sur l'irradiation diffuse obtenue

Modèle	R ²	MBE	RMBE (%)	RMSE	RRMSE (%)	tstat
Lui et Jordan	0,954	- 30,024	- 15,884	44,752	23,676	57,95
Tian	0,954	- 48,470	- 25,643	61,358	32,46	82,526
Badescu	0,954	- 43,877	- 23,213	56,927	30,117	77,489
Temps et Coulson	0,961	6,827	3,612	31,400	16,612	14,268
Klucher	0,978	- 8,202	- 4,339	23,829	12,606	23,482
Ma-Iqbal	0,950	11,662	6,170	38,027	20,118	20,639
Hay et Mc Kay	0,971	- 18,768	- 9,923	32,466	17,176	45,38
Reindl (HDKR)	0,972	- 16,790	- 8,882	31,014	16,407	41,243
Gueymard	0,912	90,389	47,819	122,000	64,542	70,662
Muneer	0,973	- 12,476	- 6,600	27,906	14,763	32,014
Perez	<u>0,983</u>	<u>- 7,544</u>	<u>- 3,991</u>	<u>21,217</u>	<u>11,224</u>	<u>24,368</u>

Ainsi, l'analyse du tableau 2.4 nous permet de remarquer que la majorité des modèles fournissent une sous-estimation des mesures sauf pour le cas des modèles de Temps et Coulson, Ma-Iqbal et Gueymard qui surestiment l'irradiation diffuse. Cette sous-estimation est caractérisée par les valeurs négatives du MBE et du RMBE. Ces résultats montrent également, que le modèle de Perez, donne les résultats les plus précis, en comparaison avec le reste des modèles.

2.1.3.2.3 Estimation de la composante réfléchie de l'irradiation sur un plan incliné

La composante réfléchie de l'irradiation solaire sur une surface inclinée est donnée par la relation suivante [32]:

$$R(\beta) = \rho_a [G_h(0)(1 - \cos \beta)/2] \quad (2.59)$$

Avec :

ρ_a est l'albédo du lieu.

La modélisation relative à l'estimation du potentiel des ressources solaires étant à présent décrite, nous allons maintenant décrire la modélisation liée à l'estimation du potentiel des ressources éoliennes.

2.2 Evaluation du potentiel des ressources éoliennes

La variabilité du vent est un facteur clé pour des propriétaires de champs d'éoliennes qui souhaitent se prémunir contre une très grande variabilité de leurs revenus. En effet, comme l'énergie éolienne est une fonction de la vitesse du vent, les prévisions énergétiques sont généralement dérivées de simulation sur la vitesse. Il est donc nécessaire, avant d'installer une exploitation d'éoliennes sur un site donné, de faire une étude, la plus complète possible, sur l'évaluation du potentiel énergétique éolien et les répercussions de la variabilité annuelle de cette ressource sur la production d'électricité. Ainsi, l'objectif principal de la deuxième partie de ce chapitre se résume à :

- L'évaluation du potentiel énergétique éolien en diverses zones de l'Algérie;
- La localisation des sites favorables à l'exploitation de cette ressource renouvelable.

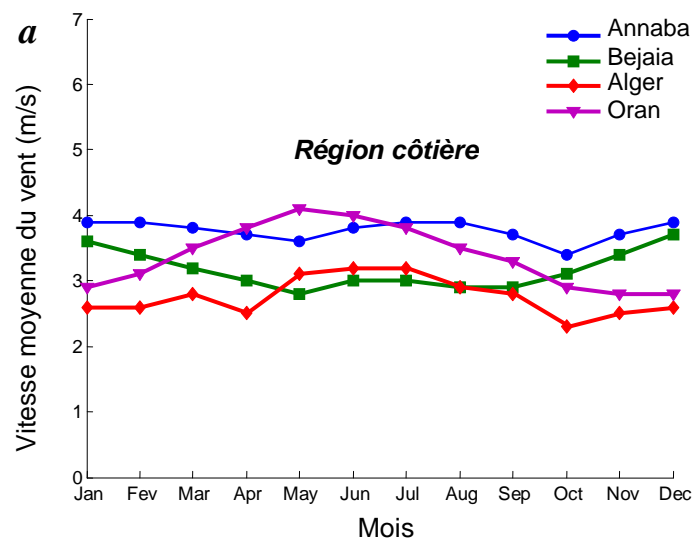
2.2.1 Analyse statistique des données de la vitesse moyenne du vent

Les données utilisées dans la présente étude, sont obtenues à partir des données tri-horaires de vitesse de vent mesurées à 10 mètres du sol et arrangées dans un format de série chronologique. Elles sont collectées sur la décennie 2001-2010 et correspondent aux dix-sept sites choisis [50]. Ainsi, nous présentons dans cette section, une analyse statistique des données de la vitesse du vent en termes de moyenne mensuelle et pluriannuelle. Une autre analyse des séries de données dans le format de distribution de fréquence sera également présentée et en dernier lieu nous déterminerons la densité de puissance éolienne nécessaire à l'évaluation du potentiel énergétique des différents sites choisis.

2.2.2 Variation saisonnière de la vitesse du vent

Les caractéristiques du vent, notamment sa vitesse, varient dans le temps : des variations brusques avec des phénomènes de turbulences, des variations horaires, journalières et mensuelles dues aux effets de températures et des variations pluriannuelles dues à celles des saisons. Seuls les relevés météorologiques des paramètres vent sur une longue période peuvent caractériser ces variations.

La figure 2. 3 montre la variation de la moyenne mensuelle de la vitesse du vent des sites choisis. On remarque bien que la vitesse mensuelle moyenne du vent la plus élevée, se produit dans la saison printanière pour la majorité des sites, à l'exception des sites de : Annaba et Bejaia, pour la région côtière ; Constantine pour la région de l'Atlas tellien ; Tiaret pour la région des Hauts plateaux et enfin, le site de In amenas pour la région Saharienne. Egalement, les données utilisées dans cette étude, nous révèlent que le site de Annaba est le plus venté sur la période 2001-2010 pour la zone côtière avec une vitesse moyenne du vent de 3,7 m/s; même constat pour les sites de : Tébessa pour la zone de l'Atlas tellien avec une vitesse moyenne de 3,2 m/s ; Djelfa pour la zone des Hauts plateaux avec une vitesse moyenne de 4,7 m/s et enfin, le site d'Adrar pour la zone Saharienne avec une vitesse moyenne de 6,4 m/s.



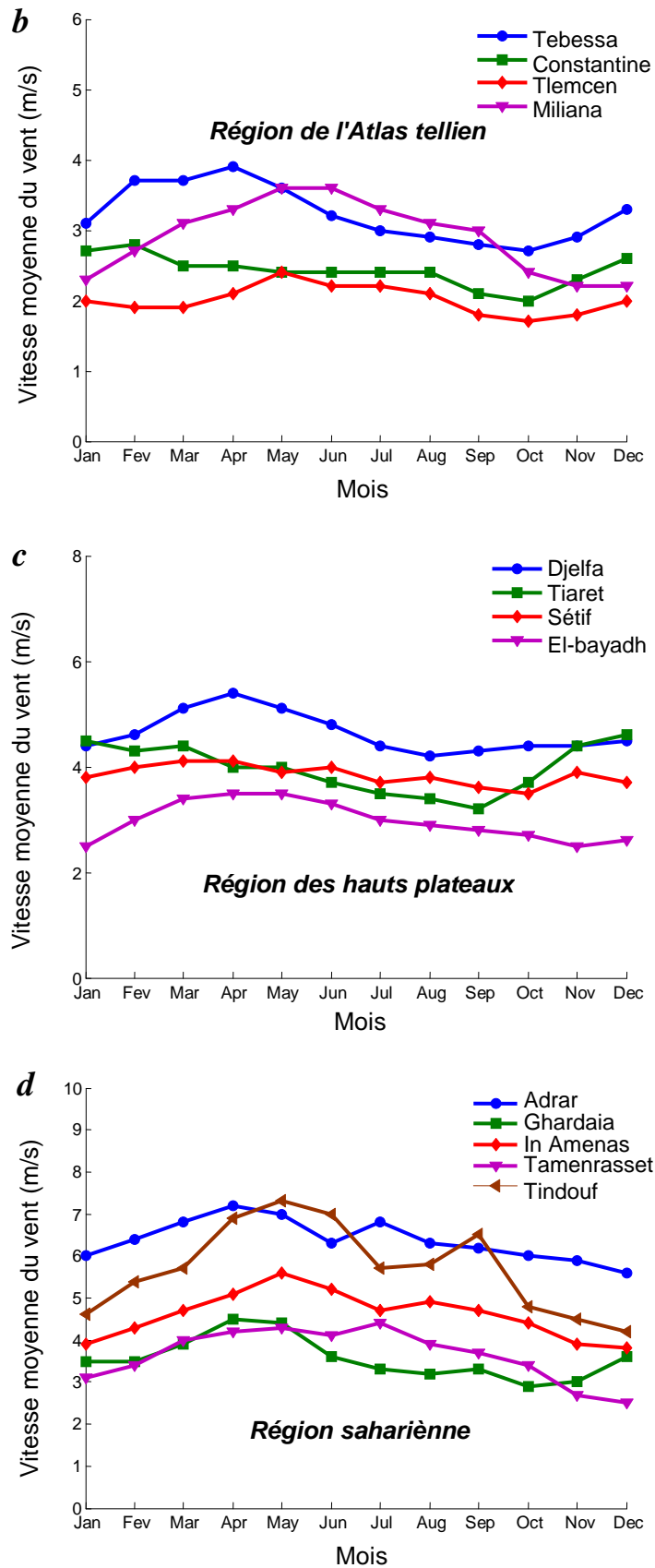
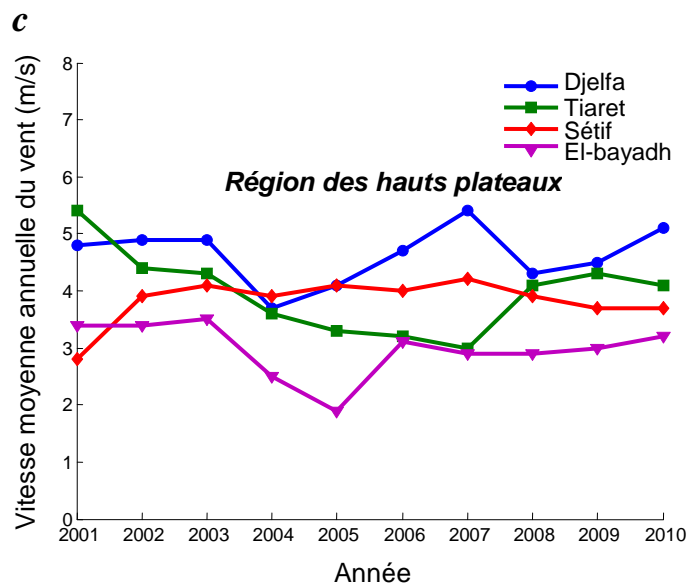
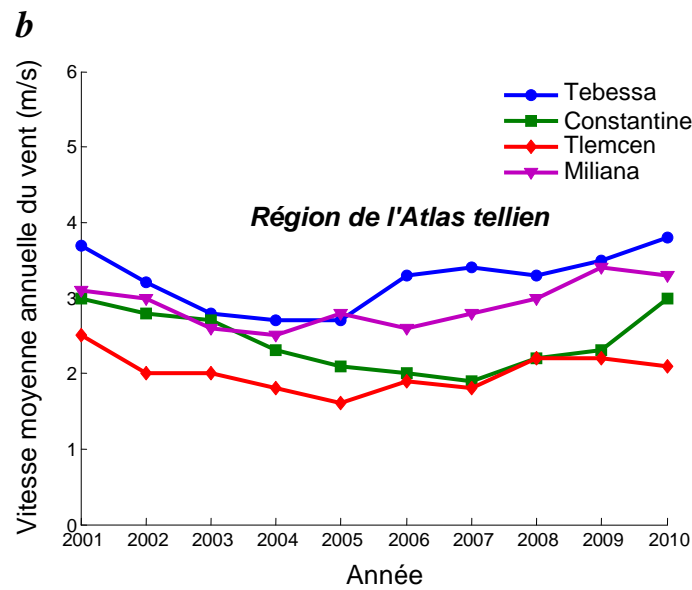
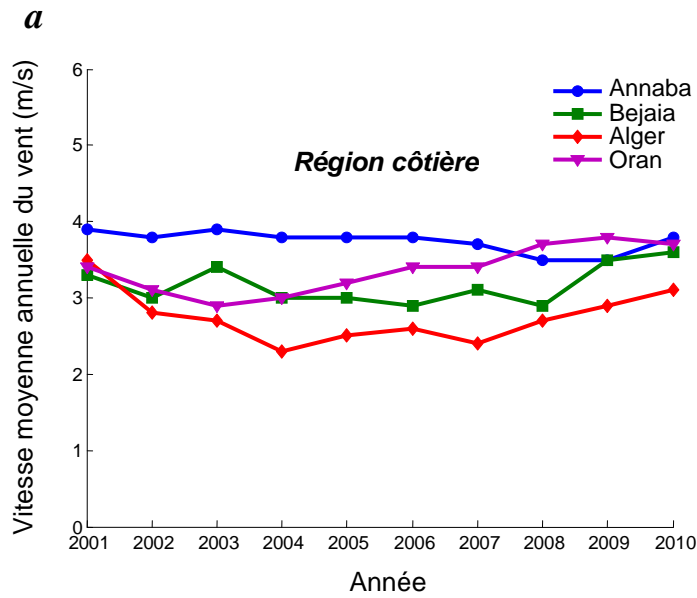


Fig. 2.3 : Moyennes mensuelles des vitesses du vent des sites choisis : (a) région côtière, (b) région de l'Atlas tellien (c) région des Hauts plateaux et (d) région Saharienne.

2.2.3 Variation pluriannuelle de la vitesse du vent

La figure 2.4 montre la variation de la moyenne annuelle de la vitesse du vent sur la période 2001-2010, et ce, pour les divers sites étudiés. On remarque de prime abord que ces variations sont produites pour tous les sites. Pour la région côtière, le site d'Annaba est celui qui présente les plus faibles fluctuations, avec une vitesse moyenne annuelle minimale de 3,5 m/s enregistrée durant l'année 2008 et une vitesse moyenne annuelle maximale de 3,9 m/s en 2001, alors que le site d'Oran quant à lui, il présente les plus fortes fluctuations, avec une vitesse moyenne annuelle minimale de 2,9 m/s pour l'année 2003 et une vitesse moyenne annuelle maximale de 3,8 m/s en 2009. Idem pour la région de l'Atlas tellien, où le site de Miliana est celui qui présente les plus faibles fluctuations, avec une vitesse moyenne annuelle minimale de 2,6 m/s enregistrée durant l'année 2004 et une vitesse moyenne annuelle maximale de 3,4 m/s en 2009, alors que le site de Tébessa quant à lui, il présente les plus fortes fluctuations, avec une vitesse moyenne annuelle minimale de 2,7 m/s enregistrée durant l'année 2005 et une vitesse moyenne annuelle maximale de 3,8 m/s en 2010.

Pour la région des Hauts plateaux, le site de Sétif est celui qui présente les plus faibles fluctuations, avec une plage de variation de la vitesse moyenne annuelle du vent entre 2,8 - 4,2 m/s, correspondant respectivement, aux années 2001 et 2007, alors que le site de Tiaret est celui qui présente les fortes fluctuations, avec une plage de variation de la vitesse moyenne annuelle entre 3 - 5,4 m/s, correspondant respectivement, aux années 2007 et 2001. La même analyse est faite pour la région Saharienne, où le site de Tamanrasset est celui qui présente les plus faibles fluctuations, avec une plage de variation de la vitesse moyenne annuelle du vent entre 3,4 - 5,7 m/s, correspondant respectivement, aux années 2004 et 2007, alors que le site de In Amenas est celui qui présente les fortes fluctuations, avec une plage de variation entre 3 - 5,4 m/s, correspondant respectivement, aux années 2001 et 2004.



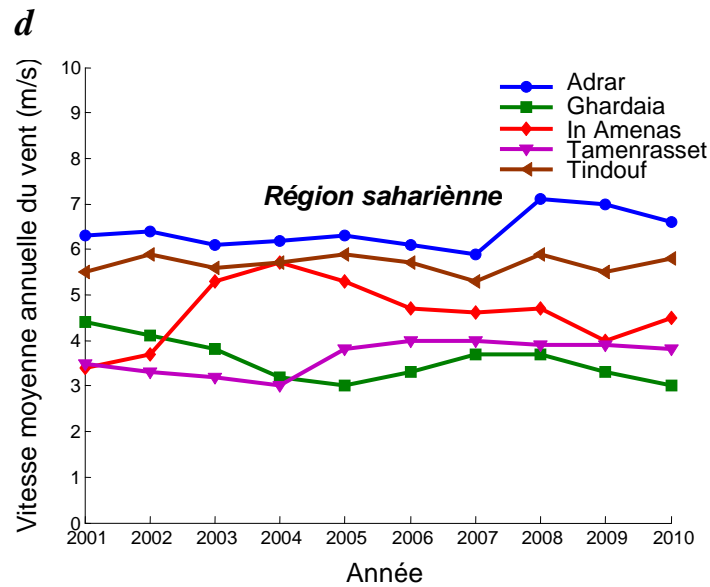


Fig. 2.4 : Moyennes pluriannuelles des vitesses du vent des sites choisis: (a) la région côtière, (b) la région de l'Atlas tellien (c) la région des Hauts plateaux et (d) la région Saharienne.

2.2.4 Représentation statistique de la vitesse du vent (distribution empirique)

Lorsqu'on dispose de mesures de vent sur un site donné, l'information peut être représentée sous forme d'histogramme. Celui-ci peut représenter la variation de la fréquence relative des vitesses de vent, permettant ainsi, une bonne analyse statistique des données. Si les intervalles de vitesse s'amenuisent, la limite de l'histogramme est une fonction de densité de probabilité. Pratiquement, l'obtention de cette fonction de densité de probabilité des vitesses de vent est obtenue en approchant l'histogramme par une fonction. Dans le cas des vitesses de vent, une fonction de distribution Gaussienne ou de Rayleigh n'est pas toujours adéquate [51].

Selon [52], une meilleure solution est l'utilisation de la distribution de Weibull [53]. [54] fut le premier atlas à utiliser la distribution de Weibull. Celle-ci est à l'heure actuelle un standard pour la représentation de la climatologie d'un site éolien, notamment grâce à [55]. Cette représentation a l'avantage de permettre de déterminer rapidement la production annuelle moyenne d'une éolienne donnée en connaissant la caractéristique de Weibull du site et la courbe de puissance de l'éolienne, tel que détaillé dans [55] et [56].

2.2.5 Représentation mathématique de la vitesse du vent (Distribution de Weibull)

La modélisation de Weibull est générale, en ce sens qu'elle englobe les distributions exponentielles ou de Rayleigh qui ne sont que des cas particuliers de cette fonction [51]. La fonction de Weibull peut être décrite par deux ou trois paramètres. Les avantages de l'utilisation de la fonction de Weibull à deux paramètres ont été mis en évidence par [57] et [58]. Un modèle de Weibull à trois paramètres a été proposé par [59] et utilisé par exemple par [30]. Ce modèle est une généralisation de la fonction de Weibull à deux paramètres. [60] indique que cette fonction est plus souple que la fonction de Weibull à deux paramètres, mais les paramètres sont beaucoup plus complexes à déterminer. Afin de nous conformer aux standards de l'industrie éolienne, nous utilisons la fonction de Weibull à deux paramètres, définie par la relation suivante [57, 58]:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (2.60)$$

Avec $f(v)$ la fréquence d'occurrence de la vitesse de vent v . Les deux paramètres de Weibull sont le paramètre d'échelle c , représentatif de la valeur pour laquelle la fonction admet un maximum, et le paramètre de forme k , représentatif de la dissymétrie de la fonction. La distribution de Weibull donne lieu à la distribution exponentielle pour $k=1$ et la distribution de Rayleigh pour $k=2$ [51]

Les paramètres de Weibull peuvent être calculés par les deux expressions suivantes [61]:

$$k = \left[\frac{\sigma}{v_m}\right]^{-1,086} \quad (1 \leq k \leq 10) \quad (2.61)$$

$$c = \frac{v_m}{\Gamma(1+1/k)} \quad (2.62)$$

Avec v_m , σ , et Γ , respectivement, la vitesse moyenne du vent, l'écart type de la distribution et la fonction gamma, définies par:

$$v_m = \frac{1}{N_0} \sum_{i=1}^n v_i \quad (2.63)$$

$$\sigma = \left[\frac{1}{N_0-1} \sum_{i=1}^n (v_i - v_m)^2 \right]^{0,5} \quad (2.64)$$

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} e^{-t} dt \quad (2.65)$$

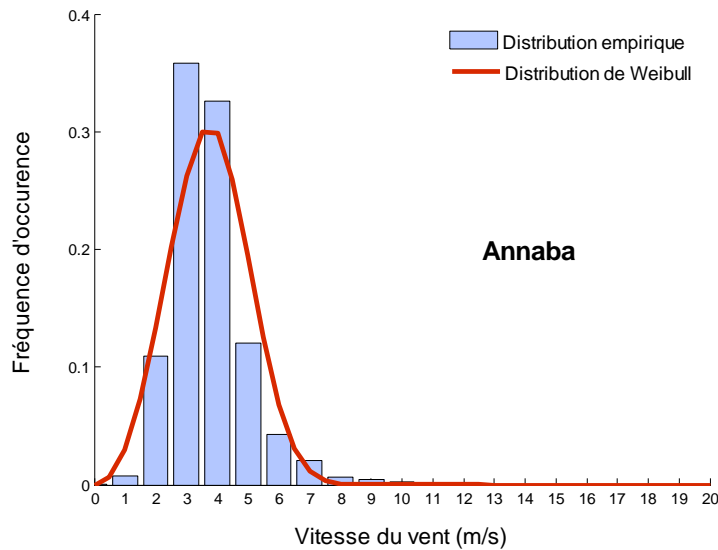
Avec, N_0 est le nombre d'observations.

Alternativement, la vitesse moyenne du vent et l'écart type peuvent être déterminé à partir des distributions des fréquences d'occurrences et ce lorsque on passe d'un format de série chronologique des vitesses de vent mesurées (voir, Eqs. 2.63 et 2.64), à un format de distribution de fréquence. Une telle représentation conduit à une bonne analyse statistique des données. Ainsi, la vitesse moyenne du vent et l'écart type peuvent être exprimé par [62]:

$$v_m = \sum_{i=1}^p f_i v_i \quad (2.66)$$

$$\sigma = \left[\sum_{i=1}^p f_i (v_i - v_m)^2 \right]^{0,5} \quad (2.67)$$

Où v_i est la vitesse médiane du vent du $i_{i\grave{e}me}$ intervalle de vitesse, f_i est la fréquence d'occurrences des vitesses appartenant au $i_{i\grave{e}me}$ intervalle de vitesse (%) et p est le nombre d'intervalles de vitesses. La figure 2.5 donne les distributions des vitesses annuelles empiriques (pour chaque région, on a représenté le meilleur site possédant le potentiel éolien le plus élevé) et les distributions de Weibull correspondantes. Chaque intervalle correspond à 1 m/s. L'asymétrie est une caractéristique de la vitesse du vent. La moyenne des vitesses du vent, l'écart-type ainsi que les paramètres de Weibull sur dix années, sont résumés dans le tableau 2.3.



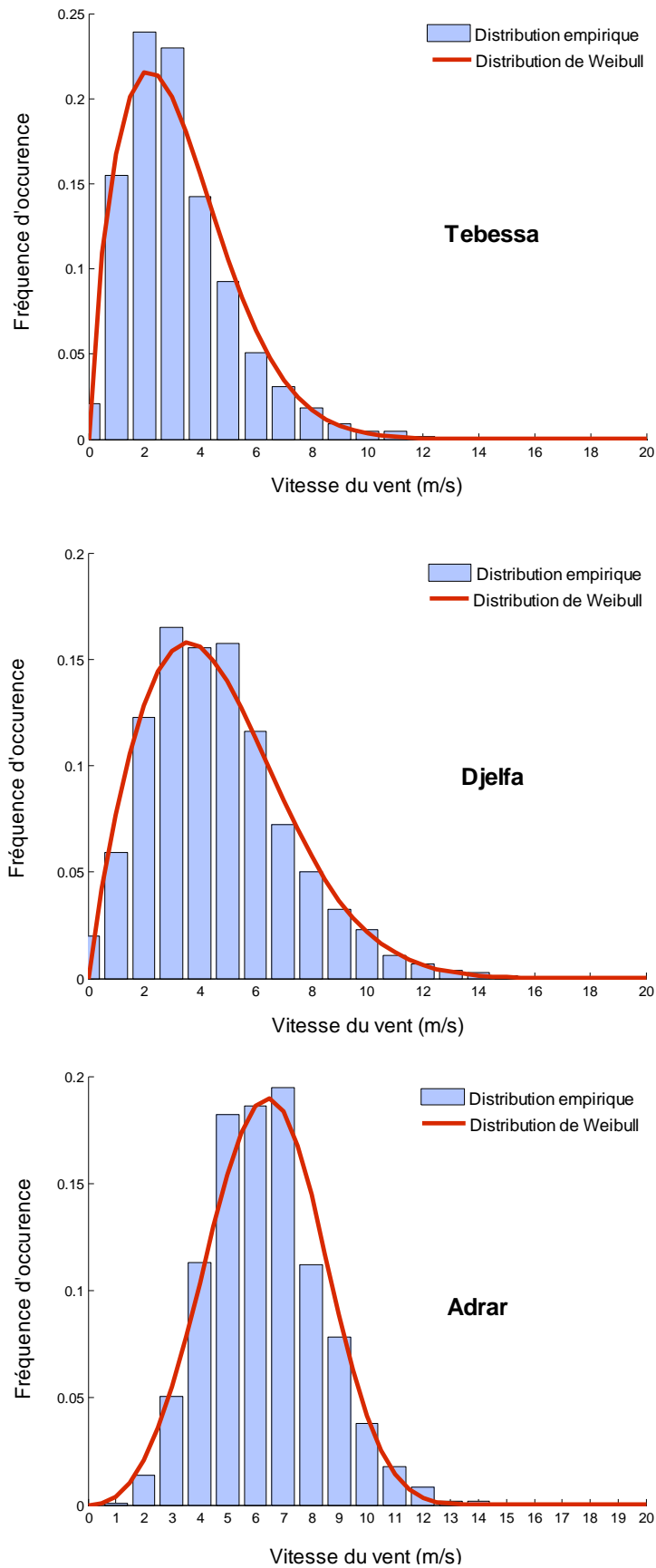


Fig. 2.5 : Distributions annuelles des vitesses de vent et distributions de Weibull correspondantes.

Tableau 2.5 : Valeurs calculées de la vitesse moyenne du vent, de l'écart-type σ , du facteur de forme k , et du facteur d'échelle c pour les différents sites.

Station	v (m/s)	σ	k	c
Alger	2,8	1,5	2,00	3,1
Annaba	3,7	1,3	3,28	4,2
Bejaia	3,2	1,0	3,36	3,5
Oran	3,4	1,7	2,10	3,8
Constantine	2,4	1,6	1,56	2,7
Miliana	2,9	1,8	1,67	3,3
Tébessa	3,2	2,0	1,72	3,6
Tlemcen	2,0	1,4	1,45	2,2
Djelfa	4,7	2,6	1,91	5,3
El Bayadh	3,0	2,2	1,40	3,3
Sétif	3,8	1,4	2,99	4,3
Tiaret	4,0	2,7	1,52	4,4
Adrar	6,4	2,0	3,49	7,1
Ghardaïa	3,6	2,1	1,78	4,0
In Amenas	4,6	2,2	2,29	5,2
Tamanrasset	3,7	1,6	2,40	4,1
Tindouf	5,7	2,7	2,23	6,4

2.2.5.1 Extrapolation verticale de la vitesse du vent

Pour des applications pratiques, comme pour le cas en génie énergétique éolien, l'estimation de la puissance moyenne produite par un aérogénérateur passe nécessairement par la connaissance de la vitesse du vent à la hauteur de son moyeu. Pour obtenir des données de vitesses du vent à une hauteur désirée (Z), on doit procéder à une extrapolation verticale des vitesses du vent mesurées généralement à la hauteur normalisée de 10 mètres du sol (Z_a), au moyen du modèle de puissance, souvent utilisé dans la littérature. Il est donné par [62, 63, 64, 65]:

$$v(z) = v(z_a) \left(\frac{z}{z_a} \right)^\alpha \quad (2.68)$$

α est un coefficient empirique exprimant les influences de la rugosité de la surface et de la stabilité atmosphérique. Il augmente avec l'augmentation de la rugosité et de la stabilité thermique de la couche superficielle. Sa valeur varie dans l'intervalle de 0,05 - 0,5 [66]. Il est égal 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 [67].

Suite à leurs travaux sur le potentiel éolien au Maroc, H. Nfaoui et al [68, 69], ont proposé une expression permettant l'estimation du coefficient α en fonction de la rugosité. Elle est donnée par:

$$\alpha = [x - 0,088 \ln(v(z_a))] / [1 - 0,088 \ln\left(\frac{z_a}{10}\right)] \quad (2.69)$$

Où:

$x = 0,25$ pour $Z_0 \in (0 - 0,005\text{m})$;

$x = 0,31$ pour $Z_0 \in (0,005 - 0,05\text{m})$;

$x = 0,37$ pour $Z_0 \in (0,05 - 0,5\text{m})$;

$x = 0,48$ pour $Z_0 \in (0,5 - 4\text{m})$;

Z_0 : Rugosité du sol (m).

On remarque que le facteur α varie en fonction de la classe de rugosité.

2.2.5.2 Densité de puissance éolienne

La densité de puissance éolienne est souvent considérée comme le meilleur indicateur du potentiel éolien disponible dans un site donné. En fait, ce paramètre prend en considération la vitesse du vent, la distribution de vitesse du vent et la densité de l'air. Pour une série de mesures, la densité de puissance moyenne est donnée par [66, 70, 71]:

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \rho v_m^3 \quad (2.70)$$

Où, ρ correspond à la densité de l'air. Cette valeur est fixée par [72] à $1,225 \text{ kg.m}^{-3}$, ce qui correspond à la densité de l'air pour une température de 15°C et une pression de 1013 mb. v_m est la vitesse moyenne du vent.

l'Eq. 2.71, montre que la densité de puissance moyenne est proportionnelle à la moyenne du cube de la vitesse du vent, v_m^3 définie par [61, 68, 72]:

$$v_m^3 = \int_0^{\infty} v^3 f(v) dv \quad (2.71)$$

Partant d'un format de distribution de fréquence, la vitesse cubique moyenne peut être déterminée par [63, 68, 72, 73, 74] :

$$v_m^3 = \sum_{i=1}^p f_i v_i^3 \quad (2.72)$$

En remplaçant l'équation (2.72) dans (2.70), la densité de puissance moyenne devient [65]:

$$\bar{P} = \frac{1}{2N_0} \rho \sum_{i=1}^p n_i v_i^3 = \frac{1}{2} \rho \sum_{i=1}^p f_i v_i^3 \quad (2.73)$$

Où, N_0 est le nombre d'observations, n_i est le nombre d'observations de la $i_{i\text{ème}}$ classe de vitesse, v_i est la vitesse médiane du vent de la $i_{i\text{ème}}$ classe, f_i est la fréquence d'occurrences des vitesses appartenant à la $i_{i\text{ème}}$ classe.

Alternativement, la densité de puissance moyenne peut être déterminée à partir des paramètres de Weibull k et c ainsi que la fonction gamma. Son expression mathématique est [75,76] :

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (2.74)$$

En vue de connaître la densité de puissance éolienne disponible à une hauteur désirée (hauteur du moyeu d'une éolienne), on doit procéder à une extrapolation verticale des paramètres de Weibull généralement calculés à la hauteur normalisée de 10 mètres du sol, au moyen des modèles d'extrapolation. Leurs expressions mathématiques sont données par [76]:

$$k(z) = k(z_a) \left[\frac{1 - 0,088 \ln\left(\frac{z_a}{10}\right)}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{z}{10}\right)} \right] \quad (2.75)$$

$$c(z) = c(z_a) \left(\frac{z}{z_a}\right)^{\xi} \quad (2.76)$$

Où, $k(z_a)$ et $c(z_a)$ sont respectivement, les paramètres de forme et d'échelle à la hauteur de l'anémomètre z_a et à la hauteur du moyeu z . L'exposant ξ est défini par :

$$\xi = \left[\frac{0,37 - 0,088 \ln\left(\frac{z_a}{10}\right)}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{z}{10}\right)} \right] \quad (2.77)$$

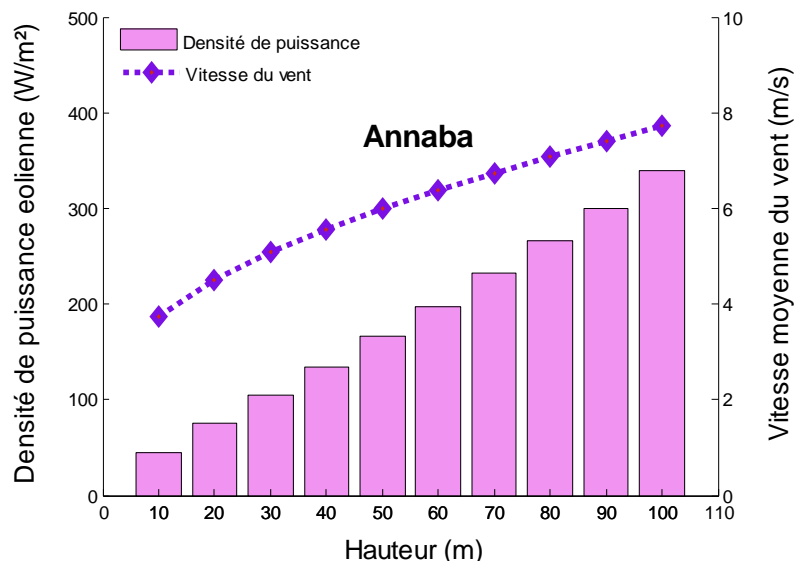
Parallèlement, pour une hauteur moins de 100 mètres, la densité de puissance éolienne au-dessus du niveau du sol, peut être déterminée par la relation suivante [77, 78] :

$$P(z) = P(z_a) \left(\frac{z}{z_a} \right)^{3\alpha} \quad (2.78)$$

Où, $P(z_a)$ est la densité de puissance disponible dans le vent à la hauteur du 10 m (hauteur de l'anémomètre) et α est le coefficient de rugosité.

La figure 2.6 montre la vitesse moyenne du vent ainsi que la densité de puissance correspondante et ce, pour les quatre meilleurs sites choisis et pour différentes hauteurs. Il est clair, à partir de ces figures, que la vitesse moyenne du vent ainsi que la densité de puissance augmentent avec la hauteur du moyeu.

La moyenne annuelle de la densité de puissance éolienne pour Annaba, Tébessa, Djelfa et Adrar est de 45 W/m², 49 W/m², 126 W/m² et 211 W/m² à la hauteur de 10 m, respectivement. La vitesse du vent moyenne annuelle correspondante aux mêmes sites et à la même hauteur est de 3,7 m/s, 3,2 m/s, 4,7 m/s et 6,4 m/s, respectivement. Par ailleurs, la densité de puissance éolienne à la hauteur de 100 m augmente considérablement. Elle est de 680 W/m², 590 W/m², 810 W/m² et 1076 W/m² pour Annaba, Tébessa, Djelfa et Adrar, respectivement. La vitesse du vent moyenne annuelle correspondante aux mêmes sites et à la même hauteur est de 7,7 m/s, 6,8 m/s, 8,9 m/s et 11,6 m/s, respectivement.



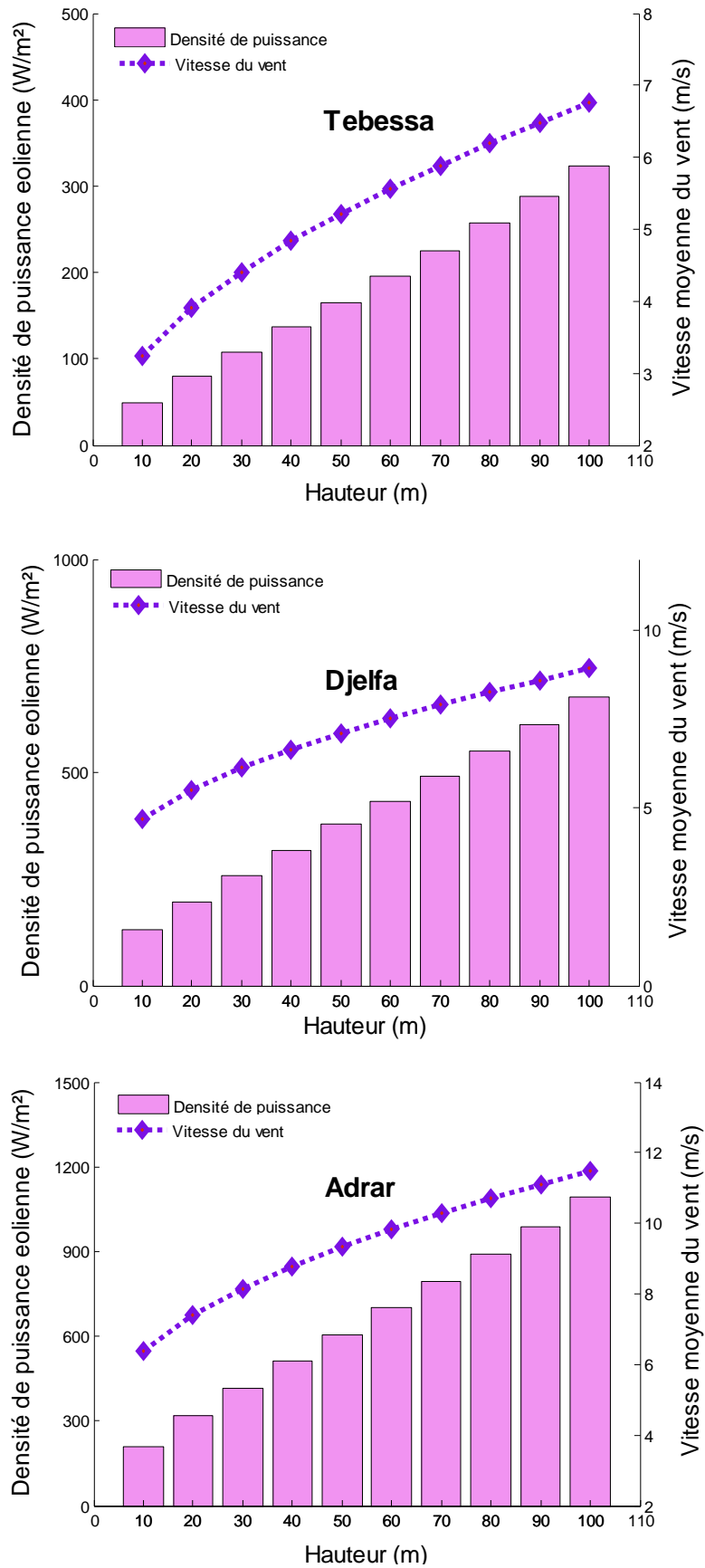
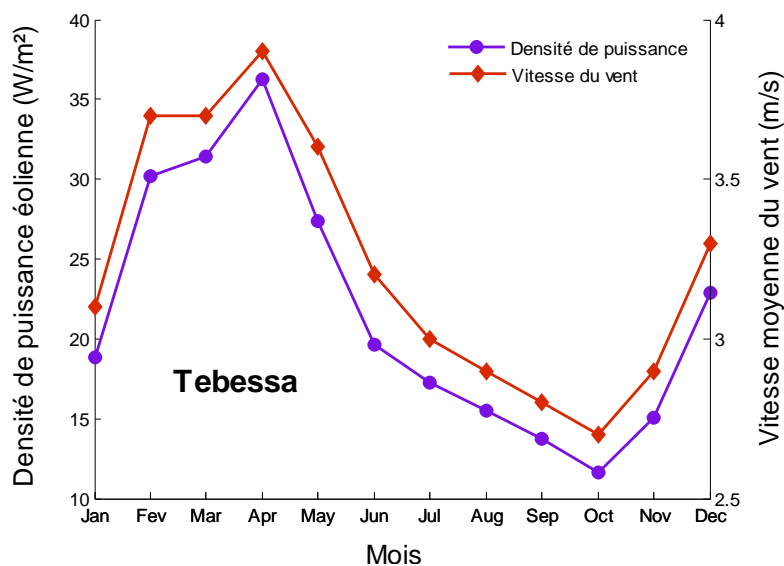
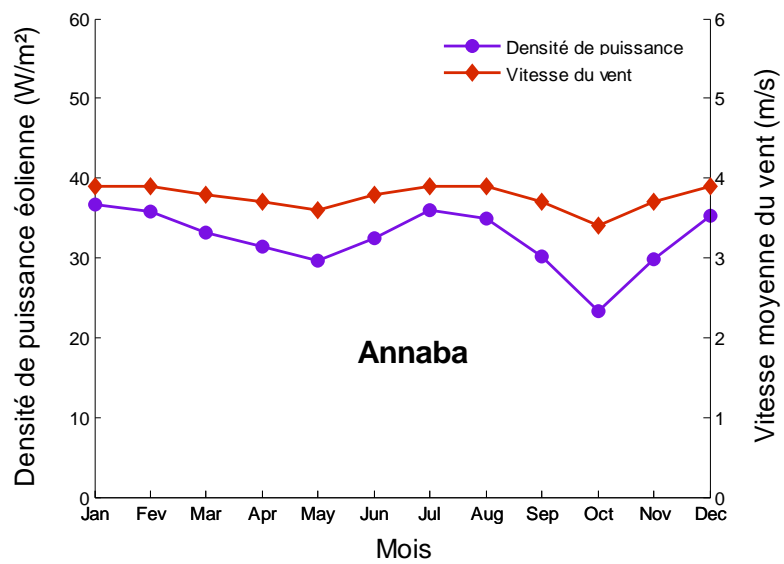


Fig. 2.6 : Vitesse moyenne du vent et densité de puissance éolienne des quatre meilleurs sites choisis, pour différentes hauteurs.

La figure 2.7 montre la variation de la moyenne mensuelle de la vitesse du vent ainsi que la densité de puissance éolienne pour les sites choisis. On remarque de prime abord que la vitesse moyenne mensuelle ainsi que la densité de puissance les plus élevées, se produisent au mois d'Avril pour la majorité des sites, à l'exception du site d'Annaba (région côtière), où ces deux valeurs sont enregistrées au mois de Décembre. Il est clair, à partir de cette figure que les deux courbes ont des tendances de variations semblables, mais le taux de variation n'est pas identique. Par exemple, la valeur la plus élevée de la vitesse moyenne mensuelle du vent enregistrée pour le site de Tébéssa est de 3,8 m/s au mois d'Avril, alors que la valeur la plus élevée de la densité de puissance produite pour le même mois est de 48 W/m².



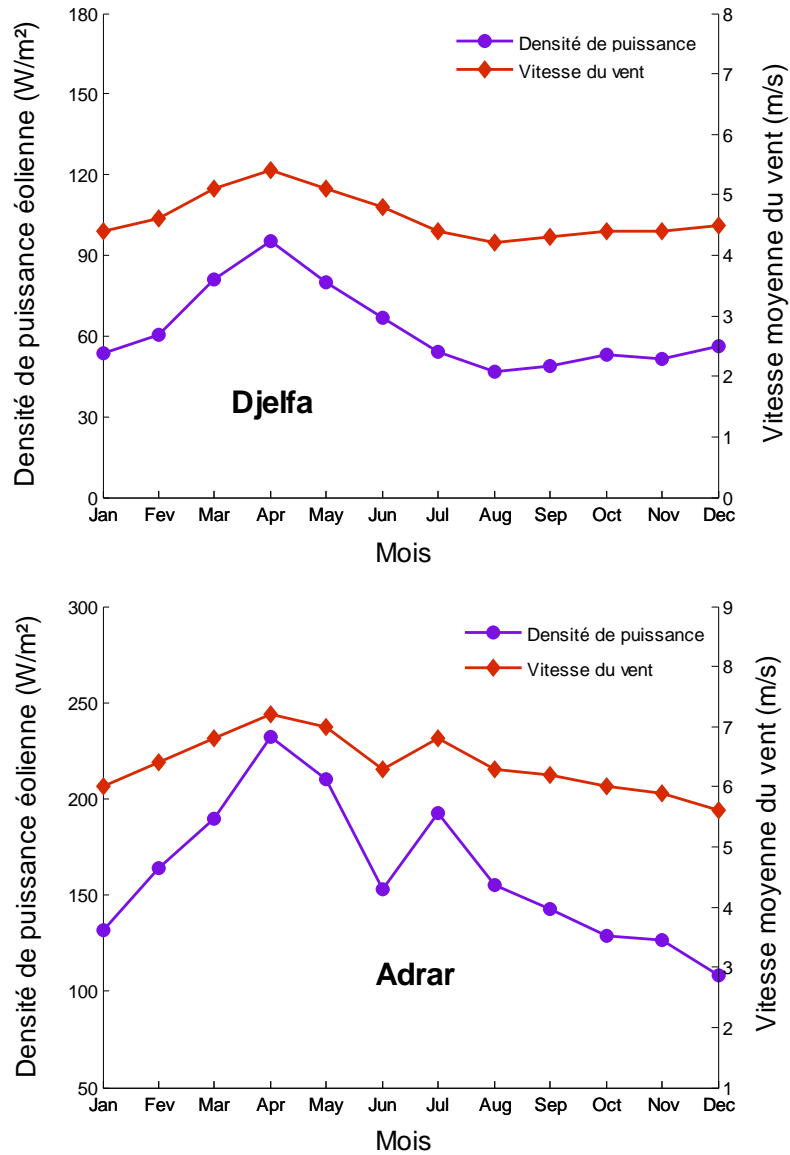


Fig. 2.7 : Variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent et de la densité de puissance éolienne pour les sites choisis

La Figure 2.8 présente les résultats liés à la détermination de la densité de puissance éolienne à partir de deux méthodes : la distribution de Weibull et les données des fréquences de vitesse du vent. On constate de prime abord que le site d'Adrar produit la densité de puissance la plus élevée, comparée avec celles des autres sites, et ce du fait de la qualité de son gisement, c'est-à-dire de la vitesse moyenne du vent enregistrée. Egalement, les résultats obtenus montrent que la densité de puissance estimée à partir de la distribution de Weibull donne des valeurs très proches de celles déterminées à partir des données des fréquences de vitesse.

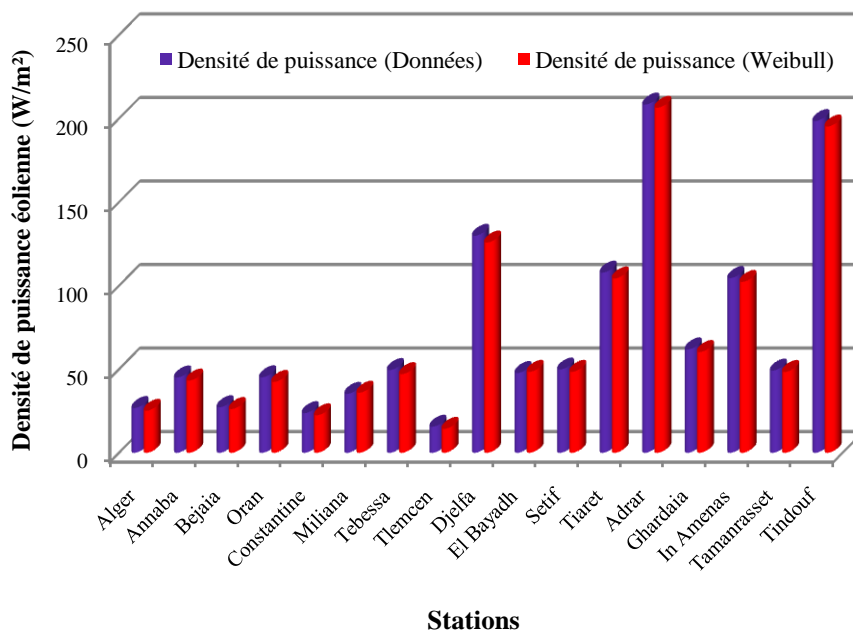


Fig. 2.8 : Densité de puissance éolienne déterminée à partir de deux méthodes : la distribution de Weibull et les données des fréquences de vitesse du vent.

2.3 Conclusion

Ce chapitre a porté sur l'estimation du potentiel des ressources énergétiques solaire et éolienne en diverses zones de l'Algérie. Cette estimation permet d'établir une première identification des régions pouvant constituer des aspirants à l'exploitation de ce type d'énergies.

L'analyse des résultats montre que l'Algérie dispose d'un potentiel énergétique renouvelable important, spécialement le solaire, qui peut être considéré comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. Comparativement au reste du pays, la région Saharienne possède le potentiel énergétique renouvelable le plus élevé. Un atout qui favorise l'exploitation de ce type d'énergies en cette région.

Chapitre 3

Modélisation des composants énergétiques du système

3.1 Introduction

La modélisation des différents composants d'un système exploitant les énergies renouvelables, est une étape indispensable qui doit précéder toute phase de dimensionnement, d'optimisation ou de simulation. Deux types de configuration de systèmes hybrides sont concernés par cette étude. La première configuration est composée d'un générateur PV, d'un générateur éolien, des batteries de stockage de l'énergie et des convertisseurs DC/DC et DC/AC, alors que la deuxième configuration est constituée des mêmes unités de production (générateurs PV et éolien), d'une unité de stockage à hydrogène (électrolyseur, réservoirs à hydrogène et pile à combustible) et des convertisseurs DC/DC et DC/AC.

Dans ce qui suit, nous présentons les modèles mathématiques relatifs aux différents éléments constituant ces deux systèmes.

3.2 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 [79-83], d'autres sont orientés vers la modélisation des performances des modules PV en terme de puissance électrique produite.

Généralement, pour les générateurs PV, un système de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) est utilisé et les modules PV fonctionnent souvent à leur puissance maximale. Dans cette section nous souhaitons déterminer la puissance maximale que peut

fournir un module PV pour un éclairement et température donnés. Nous avons utilisé et comparé, en termes de simplicité, de temps de calcul et de précision, deux catégories de modèles. La première catégorie de modèles présentée, nous permet de déterminer les caractéristiques courant-tension à partir desquelles nous pouvons déterminer la puissance maximale que peut fournir le module pour des conditions météorologiques données. La deuxième catégorie de modèles nous fournit directement la puissance maximale, théoriquement obtenue grâce au contrôle MPPT.

3.2.1 Modèles basés sur la caractéristique I-V

De nombreux articles, sur la modélisation de la caractéristique I-V des modules PV, existent dans la littérature scientifique. Le modèle à une diode (le plus couramment utilisé) [79-83] fournit en effet de bons résultats pour une difficulté de mise en équation moindre. Le schéma électrique équivalent de ce modèle est illustré dans la figure suivante :

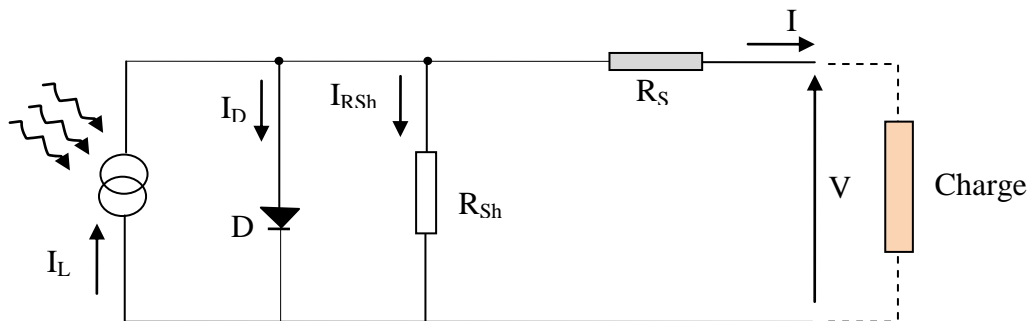


Fig. 3. 1 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque

La relation entre le courant I et la tension V du module photovoltaïque est donnée par l'équation suivante [79-83]:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_S}{mV_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_{sh}} \quad (3.1)$$

Où :

$$V_t = \frac{kT_c}{q} \quad (3.2)$$

Avec : I_L photogénéré, I_0 courant de saturation, q charge de l'électron, K constante de Boltzmann, m facteur d'idéalité relatif au module, T_c température de jonction de la diode, R_s résistance série et R_{sh} résistance shunt.

Différents modèles permettant de déterminer les paramètres du modèle à une diode, existent dans la littérature. Ces modèles se différencient par la procédure et le nombre de paramètres intervenant dans le calcul de la caractéristique courant-tension.

Dans ce qui suit, nous aborderons l'étude et l'analyse de quelques modèles couramment utilisés.

3.2.1.1 Modèle à cinq paramètres

Ce modèle est basé sur le calcul des cinq paramètres de la fonction $I=f(I, V)$ (équation 3.1) à savoir : I_L , I_0 , R_s , R_{sh} , et m . Ces paramètres sont déterminés à partir des données qui sont : le courant de court-circuit, I_{sc} , la tension à circuit ouvert, V_{oc} , le courant, I_m et la tension, V_m au point de puissance maximale, P_m et les pentes au voisinage de V_{oc} et de I_{sc} [84].

Les équations obtenues sont :

$$R_{s0} = - \frac{dV}{dI_{(V=V_{OC})}} \quad (3.3)$$

$$R_{sh0} = - \frac{dV}{dI_{(I=I_{SC})}} \quad (3.4)$$

$$R_s = \frac{R_{s0} \left(\frac{V_{OC}}{mV_t} - 1 \right) + R_{sh0} \left(1 - \frac{I_{SC} R_{s0}}{mV_t} \right)}{\frac{V_{OC} - I_{SC} R_{sh0}}{mV_t}} \quad (3.5)$$

$$R_p = R_{sh0} - R_s \quad (3.6)$$

$$m = \frac{V_m + I_m R_s - V_{OC}}{V_t \log \left[\frac{I_{SC} - I_m \left(1 + \frac{R_s}{R_p} \right) - \frac{V_m}{R_p}}{I_{SC} \left(1 + \frac{R_s}{R_p} \right) - \frac{V_{OC}}{R_p}} \right]} \quad (3.7)$$

$$I_0 = \frac{I_{SC} \left(1 + \frac{R_s}{R_p} \right) - \frac{V_{OC}}{R_p}}{\exp \left(\frac{V_{OC}}{mV_t} \right)} \quad (3.8)$$

$$I_L = I_0 \left[\exp \left(\frac{V_{OC}}{mV_t} \right) - 1 \right] + \frac{V_{OC}}{R_p} \quad (3.9)$$

3.2.1.2 Modèle à quatre paramètres

Le modèle à quatre paramètres découle de celui à cinq paramètres en faisant tendre R_{sh} vers l'infini (∞). Les paramètres du modèle sont donc : I_L , I_0 , R_S et m et son équation est donnée par [85].

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+IR_S}{mV_t}\right) - 1 \right] \quad (3.10)$$

$$I_L = I_{SC} \quad (3.11)$$

On pose : $A = \frac{1}{mV_t}$

$$A = \frac{\left[\frac{I_{SC}}{I_{SC}-I_{MP}} + \log\left(1 - \frac{I_{MP}}{I_{SC}}\right) \right]}{2V_{MP} - V_{OC}} \quad (3.12)$$

$$R_S = \frac{\frac{1}{A} \log\left(1 - \frac{I_{MP}}{I_{SC}}\right) + V_{OC} - V_{MP}}{I_{MP}} \quad (3.13)$$

$$I_0 = I_{SC} \exp(-AV_{OC}) \quad (3.14)$$

$$m = \frac{1}{AV_t} \quad (3.15)$$

3.2.1.3 Modèle explicite

Ce modèle nécessite les données de quatre paramètres à savoir : le courant de court-circuit (I_{SC}), la tension à circuit ouvert (V_{OC}), le courant maximal (I_m) et la tension maximale (V_m). La relation liant le courant I avec la tension V est donnée par [86, 87]:

$$I = I_{SC} \left[1 - C_1 \left(\exp\left(\frac{V}{C_2 V_{OC}}\right) - 1 \right) \right] \quad (3.16)$$

Avec :

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_m}{I_{SC}} \right) \exp\left(\frac{-V_m}{C_2 V_{OC}}\right) \quad (3.17)$$

$$C_2 = \frac{\frac{V_m}{V_{OC}} - 1}{\log\left(1 - \frac{I_m}{I_{SC}}\right)} \quad (3.18)$$

3.2.1.4 Modèle simplifié

Le modèle simplifié est établi en considérant les hypothèses simplificatrices suivantes [88-91]:

- La résistance R_{sh} est très grande : $V_{OC} / R_{sh} \ll I_{SC}$;
- Le courant photogénéré I_L et le courant de court-circuit I_{SC} sont égaux ;
- $\exp\left(\frac{V+IR_S}{mV_t}\right) \gg 1$;
- $m = \text{constante}$ ($1 \leq m \leq 1,3$).

Condition de circuit ouvert :

$$I_0 = I_{SC} \exp\left(-\frac{V_{OC}}{V_t}\right) \quad (3.19)$$

L'équation de la caractéristique I-V devient :

$$I = I_{SC} \left[1 - \exp\left(\frac{V-V_{OC}+IR_S}{V_t}\right)\right] \quad (3.20)$$

Avec:

$$FF_0 = \frac{v_{OC} - \log(v_{OC} + 0.72)}{v_{OC} + 1} \quad (3.21)$$

$$FF = \frac{I_m V_m}{I_{SC} V_{OC}} = FF_0 (1 - r_S) \quad (3.22)$$

Étant :

$$r_S = R_S \left(\frac{I_{SC}}{V_{OC}}\right) \quad (3.23)$$

$$v_{OC} = \frac{V_{OC}}{mV_t} \quad (3.24)$$

3.2.1.5 Modèle à deux exponentielles

Le circuit équivalent du modèle à deux diodes est similaire à celui du modèle à une diode (Figure 3.1), 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 [92].

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

$$I = I_L - I_{01} \left[\exp\left(\frac{V+IR_S}{m_1 V_t}\right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp\left(\frac{V+IR_S}{m_2 V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V+IR_S}{R_{sh}} \quad (3.25)$$

Les équations donnant les paramètres utilisés dans ce modèle sont [14]:

$$I_L = I_{SC} \quad (3.26)$$

$$I_{01} = \frac{1}{2} \frac{I_L}{\exp\left(\frac{V_{OC}}{V_t}\right)} \quad (3.27)$$

$$I_{02} = \frac{1}{2} \frac{I_L}{\exp\left(\frac{V_{OC}}{2V_t}\right)} \quad (3.28)$$

Avec :

$$m_1 = 1 \text{ et } m_2 = 2.$$

R_S est obtenue en dérivant l'équation (3.25) au point $V = V_{OC}$

$$R_S = - \left[\frac{dV}{dI(V=V_{OC})} + \frac{1}{\left(X_{1v} + X_{2v} + \frac{1}{R_{sh}}\right)} \right] \quad (3.29)$$

Avec :

$$X_{1v} = \frac{qI_{01}}{kT} \exp\left(\frac{qV_{OC}}{kT}\right) \quad (3.30)$$

Et

$$X_{2v} = \frac{qI_{02}}{2kT} \exp\left(\frac{qV_{OC}}{2kT}\right) \quad (3.31)$$

En négligeant $(1/R_{sh})$ devant $(X_{1v} + X_{2v})$, on obtient la relation suivante :

$$R_S = - \left[\frac{dV}{dI_{(V=V_{OC})}} + \frac{1}{(X_{1v} + X_{2v})} \right] \quad (3.32)$$

R_{Sh} est obtenue à partir de l'équation (3.29) pour $I = I_{SC}$:

$$R_{Sh} = - \frac{1}{\left[\frac{1}{\left(\frac{dV}{dI_{(I=I_{SC})}} + R_S \right)} + X_{1i} + X_{2i} \right]} \quad (3.33)$$

Avec :

$$X_{1i} = \frac{I_{01}}{V_t} \exp\left(\frac{I_{SC} R_S}{V_t}\right) \quad (3.34)$$

$$X_{2i} = \frac{I_{02}}{2V_t} \exp\left(\frac{I_{SC} R_S}{2V_t}\right) \quad (3.35)$$

3.2.2 Correction pour d'autres conditions de température et d'éclairement

Pour la translation de la caractéristique I-V donnée à certaines conditions déterminées d'éclairement et de température à d'autres conditions distinctes désirées, on a utilisé la méthode selon la norme CEI 891. Elle est appliquée aux caractéristiques I-V mesurées sur les modules photovoltaïques au silicium cristallin seulement [93, 94]. Avec cette méthode, la caractéristique courant-tension peut être corrigée par rapport aux valeurs choisies de température et éclairement :

$$I_2 = I_1 + I_{SC} \left(\frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha_T (T_2 - T_1) \quad (3.36)$$

$$V_2 = V_1 - R_S (I_2 - I_1) - K_C I_2 (T_2 - T_1) + \beta_T (T_2 - T_1) \quad (3.37)$$

I_1, V_1 : Coordonnées d'un point de la courbe de référence donnée par le constructeur (A), (V)

I_2, V_2 : Coordonnées d'un point de la courbe corrigée (A), (V)

I_{sc} : Courant de court-circuit de la courbe de référence (A)

G_1 : Irradiation dans les conditions de mesure (W/m^2)

G_2 : Irradiation dans les conditions désirées (W/m^2)

T_1 : Température dans les conditions de mesure ($^{\circ}C$)

T_2 : Température dans les conditions désirées ($^{\circ}C$)

α_T : Coefficients de température du courant ($A/^{\circ}C$)

- β_T : Coefficients de température de la tension (V/°C)
 K_C : Facteur de correction de la courbe (0,00125 Ω /°C)

3.2.3 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 plus utilisés.

3.2.3.1 Modèle de Chow

Chow et al. ont proposé un modèle de la puissance maximale basé sur le rendement. Il utilise les données météorologiques de l'irradiation solaire incidente sur le plan du module, G et de la température, ainsi que les paramètres relatifs au module PV fournis par le constructeur. L'expression mathématique du modèle est donnée par [95, 96, 97]:

$$P_m = \eta_e A G \tau_g p_r [1 + \varphi_c (T_c - 25)] \quad (3.38)$$

Où, P_m est la puissance maximale produite. Elle dépend de la valeur instantanée de la température de fonctionnement T_c du module PV, du facteur de remplissage p_r du module PV, de la transmissibilité effective du vitrage τ_g , du rendement de conversion électrique η_e ainsi que le coefficient de température de la cellule solaire φ_c .

3.2.3.2 Modèle de Fuentes

Le modèle de Fuentes est donné par la relation suivante [96, 97, 98].

$$P_m = P_{max,réf} (G/G_{réf}) [1 - \gamma (T_c - 25)] \quad (3.39)$$

Où, $P_{max,réf}$ est la puissance de référence dans les conditions standard de température (25°C) et d'éclairement (1000 W/m²), T_c étant la température de jonction des cellules

exprimée en degrés Celsius ($^{\circ}\text{C}$), $T_{c,ref}$ est la température de référence prise égale à 25°C et γ est le coefficient de variation du rendement en fonction de la température.

γ est supposé constant et sa valeur pour les cellules en silicium est comprise dans l'intervalle $(0.0035 - 0.005)/^{\circ}\text{C}$.

3.2.3.3 Modèle de Huld

Le modèle de Huld est une version modifiée du modèle proposé par King et al. (1998, 2004). Dans ce modèle, la puissance maximale produite ne dépend que de la température du module T_c et de l'irradiation incidente sur le plan du module G [96, 97, 99].

$$P_m(G, T_c) = P_{réf} \frac{G}{G_{réf}} \eta_{rel}(G', T') \quad (3.40)$$

Où :

$P_{réf}$ est la puissance du module dans les conditions standard de température (25°C) et d'éclairement (1000 W/m^2). Le rendement relatif instantané, η_{rel} est donné par [99]:

$$\eta_{rel}(G', T') = 1 + k_1 \log G' + k_2 [\log G']^2 + T'(k_3 + k_4 \log G' + k_5 [\log G']^2) + k_6 T' \quad (3.41)$$

G' et T' sont des paramètres normalisés par rapport aux conditions standard, définies par :

$$G' = (G/G_{réf}) \text{ et } T' = T_c - T_{c, ref} \quad (3.42)$$

Les coefficients k_1 - k_6 doivent être déterminés par ajustement du modèle aux données expérimentales mesurées dans un ou plusieurs sites de test.

3.2.3.4 Modèle de Jie

Pour obtenir une corrélation du point de puissance maximale, Jie et al. ont proposé l'expression mathématique suivante [96, 97, 100] :

$$P_m = -8,6415 + 0,076128G + 1,02318G^2 + 0,20178T_c - 4,9886.10^{-3}T_c^2 \quad (3.43)$$

Où :

T_c est la température du module, exprimée en degrés Kelvin (K) et G est l'irradiation solaire incidente (W/m^2). La même forme peut être utilisée pour corréler la puissance maximale d'un module quelconque et ce, en ajustant les coefficients.

3.2.3.5 Modèle de Risser

L'expression suivante donne la corrélation établie par Risser et Fuentes, permettant de connaître la puissance maximale P_m aux bornes d'un module PV donné, et ce dans les conditions d'éclairement et de température considérées [96, 97, 101].

$$P_m = -0,4905 + 0,05089G + 0,00753T_c - 0,000289GT_a \quad (3.44)$$

Où, T_c est la température de jonction des cellules PV, exprimée en degrés Celsius ($^{\circ}\text{C}$), T_a est la température ambiante et G est l'irradiation solaire incidente sur le plan du module.

3.2.3.6 Modèle de Rosell

En vue de déterminer la puissance maximale produite, dans des conditions réelles d'utilisation, de température et d'éclairement, Rosell et Ibanez ont proposé l'expression mathématique suivante [96, 97, 102]:

$$P_m = D_1G + D_2T_c + D_3[\log G]^m + D_4T_c[\log G]^m \quad (3.45)$$

Où, T_c est la température de jonction des cellules PV, exprimée en degrés Celsius ($^{\circ}\text{C}$) et G est l'irradiation solaire (W/m^2) incidente sur le plan des modules. D_{1-4} et m sont des paramètres du modèle, à déterminer.

3.2.4 Modèle de la température de jonction du module PV

La température de jonction de la cellule/module photovoltaïque T_c est déterminée à partir de la température ambiante T_a , et de l'irradiation solaire incidente sur la surface du module PV. Ces deux paramètres externes, influent sensiblement sur la caractéristique I-V du module PV.

En plus de ces deux paramètres externes, le modèle choisi, utilise le *NOCT*, appelé la température nominale des cellules en opération. Le *NOCT* dépend du type de modules PV considérés. La température de jonction de la cellule solaire T_c est donnée par la relation suivante [103, 104] :

$$T_c = T_a + \frac{NOCT-20}{800} G \quad (3.46)$$

Avec :

T_a et T_c sont les températures, ambiante et de jonction de la cellule PV (°C), respectivement et G est l'irradiation solaire incidente sur le plan du module (W/m^2).

3.2.5 Validation et calcul d'erreurs

Après avoir présenté les deux catégories de modèles permettant de déterminer la puissance maximale que peut fournir un module PV, diverses validations expérimentales et comparaisons en terme de simplicité, de temps de calcul et de précision, entre ces modèles ont été effectuées. Pour mener à bien cette analyse comparative, nous avons utilisé des données issues de la caractérisation électrique de quatre (04) modules de technologies différentes. Cette caractérisation est rendue possible grâce au banc d'essai de caractérisation de modules PV, domicilié à l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables (URAER, Ghardaïa). Le tableau suivant, présente les caractéristiques électriques des quatre modules choisis dans cette étude (données constructeurs).

Tableau 3.1 : Caractéristiques électriques des modules utilisés (données constructeurs)

Module	Fabricants	Techno-logie	P_c (W)	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)	V_m (V)	I_m (A)	μV_{oc} (%)	μP_m (%)	μI_{sc} (%)	η (%)	A (m^2)
Sharp175	Sharp	mono	180	44,4	5,48	36,8	4,89	-0,34	-0,36	0,029	14,13	1,27
S75	ShellSolar	poly	160	44,2	4,8	35,1	4,55	-0,5	-0,36	0,07	12,93	1,24
US-64	Uni-Solar	a-Si:H	64	23,8	4,8	16,5	3,88	-0,21	-0,38	0,10	6,32	1,01
ST40	ShellSolar	CIS	40	23,3	2,68	16,6	2,41	-0,6	-0,43	0,013	9,40	0,43

Le tableau ci-dessous récapitule les résultats de la première comparaison effectuée entre les modèles basés sur la caractéristique I-V. Cette comparaison est accomplie en utilisant des indicateurs statistiques de précision dont la description est faite en Annexe A.

Tableau 3.2 : Calcul d'erreurs pour retracer toute la caractéristique IV

Erreurs	Modèle	Module			
		Sharp175	S75	US64	ST40
RMSE	5 Paramètres	0,0232	<u>0,029579</u>	<u>0,035133</u>	<u>0,031508</u>
	4 Paramètres	0,029651	0,035386	0,039056	0,034563
	Explicite	0,0341	0,048016	0,036432	0,035013
	Simplifié	<u>0,092178</u>	0,049773	0,18846	0,10303
	Double Exponentielle	0,0598	0,021017	0,15304	0,1074
MBE	5 Paramètres	-0,0168	-0,024119	-0,024851	-0,024427
	4 Paramètres	-0,0048139	-0,023327	-0,014797	-0,010779
	Explicite	<u>0,0132</u>	<u>0,01981</u>	<u>0,016448</u>	<u>0,020374</u>
	Simplifié	-0,049149	-0,036407	-0,11209	-0,057655
	Double Exponentielle	0,0437	-0,0034002	0,10529	0,091556
R ²	5 Paramètres	<u>0,99992</u>	<u>0,99992</u>	<u>0,99966</u>	<u>0,99981</u>
	4 Paramètres	0,99973	0,99976	0,99972	0,99971
	Explicite	0,99936	0,99883	0,99943	0,99945
	Simplifié	0,99689	0,99957	0,99015	0,99657
	Double Exponentielle	0,99951	0,99983	0,99732	0,99914

On remarque après analyse du tableau 3.2 que :

- Le modèle à cinq (05) paramètres donne les plus faibles valeurs de la RMSE sauf dans le cas du module S75, où le modèle à deux diodes est concurrentiel ;
- Pour le critère d'erreur MBE, le modèle explicite surestime la caractéristique I-V alors que les autres modèles la sous-estiment sauf dans le cas du module Sharp175, où le modèle à deux diodes la surestime;
- Les plus fortes valeurs du coefficient de corrélation (R²) sont données par le modèle à cinq (5) paramètres (nous rappelons que plus R² est grand, meilleur est le modèle).

La figure ci-dessous donne l'allure des caractéristiques I-V, mesurées (en étoiles) et calculées avec le modèle analytique à cinq (05) paramètres (en trait continu) et ce pour différents éclairagements et températures. On voit bien que le modèle analytique à cinq paramètres ajuste avec une bonne précision la totalité de la courbe expérimentale pour différents éclairagements et températures de jonction.

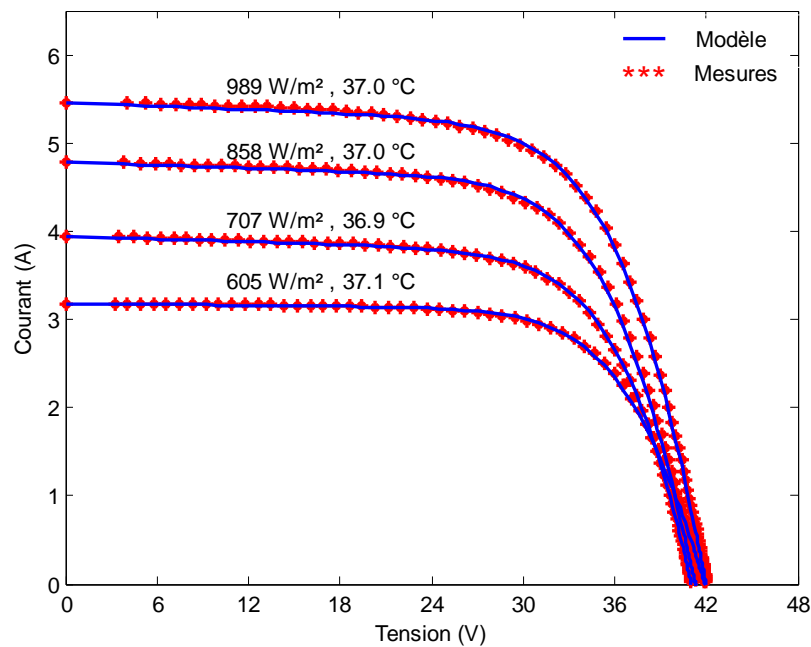


Fig. 3.2 : Caractéristiques I-V expérimentales et calculées avec le modèle analytique à cinq (05) paramètres pour différents éclairagements

Pour ce qui concerne le point de puissance maximale, le tableau suivant donne les résultats du calcul d'erreurs relatif aux modèles choisis et appliqués aux quatre modules testés.

Tableau 3.3 : Calcul d'erreurs pour le point de puissance maximale des caractéristiques I-V modélisées

Erreur	Modèle	Module			
		Sharp175	S75	US 64	ST40
RRMSE	5 Paramètres	0,0053219	0,0019391	0,014543	0,015411
	4 Paramètres	<u>0,0010904</u>	<u>2,49E-05</u>	0,0013483	0,0018883
	Explicite	0,0021977	0,0016309	<u>0,0012105</u>	<u>0,0017688</u>
	Simplifié	0,015489	0,0094625	0,019175	0,01812
	Double Exponentielle	0,076656	0,0098423	0,20236	0,11135
RMBE	5 Paramètres	0,0043978	0,0017028	0,013371	0,014972
	4 Paramètres	0,0008204	2,88E-06	0,0012633	0,0018457
	Explicite	0,0012317	0,00097337	0,00083623	0,0016377
	Simplifié	<u>-0,014553</u>	<u>-0,008991</u>	<u>-0,018799</u>	<u>-0,017846</u>
	Double Exponentielle	0,061251	-0,0058833	0,19631	0,10934
R ²	5 Paramètres	0,99996	0,99999	0,99983	0,99987
	4 Paramètres	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>1</u>
	Explicite	0,99998	0,99998	0,99999	0,99999
	Simplifié	0,99999	0,99999	0,99999	1
	Double Exponentielle	0,9915	0,99915	0,99584	0,99802

L'analyse du tableau 3.3 révèle que :

- le modèle à quatre (04) paramètres donne les plus faibles valeurs de la RRMSE pour les modules Sharp 175 (monocristallin) et S75 (polycristallin), alors que le modèle explicite ajuste bien le point de puissance maximale pour les modules US 64 (Silicium amorphe à jonction triple, a-Si:H) et ST40 (Cuivre-Indium-Sélénium, CIS);
- tous les modèles en général, surestiment la puissance maximale produite sauf le modèle simplifié qui la sous-estime ;
- Pour ce qui concerne le coefficient de corrélation (R²), les résultats montrent que le modèle à quatre (04) paramètres donne les plus fortes valeurs (plus R² se rapproche de

1, meilleur est le modèle) et ce pour les différentes technologies choisies dans cette étude.

Afin de comparer l'efficacité des différents modèles dans des conditions réelles de fonctionnement, nous avons rassemblé dans le tableau 3.4, les erreurs commises par ces modèles (le modèle de la translation selon la norme CEI891 est pris en considération également), sur le point de puissance maximale et ce, pour toutes les caractéristiques P-V des modules testés.

Tableau 3.4 : Validation du point de puissance maximale en utilisant le modèle de la translation selon la norme CEI891 et ce, pour différents modèles choisis et pour différentes technologies

Erreur	Modèle	Module			
		Sharp175	S75	US 64	ST40
RRMSE	5 Paramètres	0,040	0,027	0,028	0,016
	4 Paramètres	<u>0,031</u>	0,025	0,023	<u>0,014</u>
	Explicite	0,036	0,026	0,025	0,015
	Simplifié	0,032	<u>0,017</u>	<u>0,022</u>	0,032
	Double Exponentielle	0,034	0,028	0,035	0,018
RMSE	5 Paramètres	-0,014	0,010	-0,003	-0,003
	4 Paramètres	<u>-0,006</u>	0,008	0,007	0,007
	Explicite	-0,012	0,011	-0,002	-0,002
	Simplifié	-0,021	0,009	-0,007	-0,007
	Double Exponentielle	-0,008	<u>-0,001</u>	<u>-1E-04</u>	<u>-1E-04</u>
R ²	5 Paramètres	0,996	0,9976	0,993	0,993
	4 Paramètres	<u>0,997</u>	<u>0,9980</u>	0,993	0,993
	Explicite	0,996	0,9975	0,993	0,993
	Simplifié	<u>0,997</u>	<u>0,9976</u>	<u>0,994</u>	<u>0,994</u>
	Double Exponentielle	0,996	0,9980	0,992	0,992

L'analyse du tableau 3.4 révèle que :

- Les plus faibles valeurs de la RRMSE sont données par le modèle à quatre (04) paramètres pour les modules Sharp175 et ST40 et le modèle simplifié pour les modules S75 et US-64 ;
- Le modèle à double exponentielle sous-estime la puissance maximale produite et ce, pour différentes technologies, alors que les autres modèles la surestiment pour certaines technologies et la sous-estiment pour d'autres ;
- pour l'indicateur statistique de précision R^2 , les résultats montrent que les modèles simplifié et à quatre (04) paramètres donnent les plus fortes valeurs du coefficient de corrélation.

Après avoir établie une étude comparative entre les différents modèles basés sur la caractéristiques I-V, nous allons nous intéressons maintenant, à la validation expérimentale des modèles permettant de déterminer directement la puissance maximale produite par un module PV. La validation expérimentale de cette deuxième catégorie de modèles est effectuée en utilisant les mêmes données expérimentales qui ont servi à valider le point de puissance maximale, calculé à partir des modèles basés sur la caractéristique I-V.

Le tableau 3.5 récapitule les résultats de la comparaison entre les divers modèles permettant de déterminer directement la puissance maximale produite et ce, à travers les indicateurs statistiques de précision choisis. L'analyse de ce tableau montre bien la supériorité du modèle de Rosell par rapport aux autres modèles.

Tableau 3.5 : Validation du point de puissance maximale en utilisant les différents modèles de puissance choisis et pour différentes technologies

Erreur	Modèle	Module			
		Sharp175	S75	US-64	ST40
RMSE	Chow	0,022	0,025	0,159	0,048
	Fuentes	0,022	0,009	0,028	0,022
	Huld	0,021	0,006	0,069	0,012
	Jie	0,022	0,008	0,021	0,013
	Riseer	0,021	0,008	0,020	0,013
	Rossel	<u>0,020</u>	<u>0,005</u>	<u>0,019</u>	<u>0,012</u>
MBER	Chow	-0,001	-0,024	-0,155	-0,044
	Fuentes	-0,001	0,002	0,006	0,005
	Huld	0,001	-5,0E-05	-0,020	-3,7E-04
	Jie	-1,82E-05	9,83E-06	2,53E-05	4,45E-05
	Riseer	2,21E-05	1,35E-05	1,71E-05	-4,74E-06
	Rossel	<u>-5,29E-06</u>	<u>-1,30E-05</u>	<u>5,14E-06</u>	<u>-1,16E-05</u>
R ²	Chow	0,997	0,999	0,988	0,991
	Fuentes	0,997	0,999	0,988	0,991
	Huld	0,997	0,999	0,929	0,997
	Jie	0,997	0,999	0,993	0,996
	Riseer	0,997	0,999	0,993	0,996
	Rossel	<u>0,997</u>	<u>0,999</u>	<u>0,994</u>	<u>0,997</u>

La figure suivante illustre la comparaison des valeurs mesurées et simulées de la puissance maximale pour les différents modèles de puissances choisis et ce en utilisant le module ST40. On voit bien que le modèle de **Rosell** montre une meilleure corrélation entre le modèle et les valeurs expérimentales (le nuage des points s'aligne bien sur la première bissectrice).

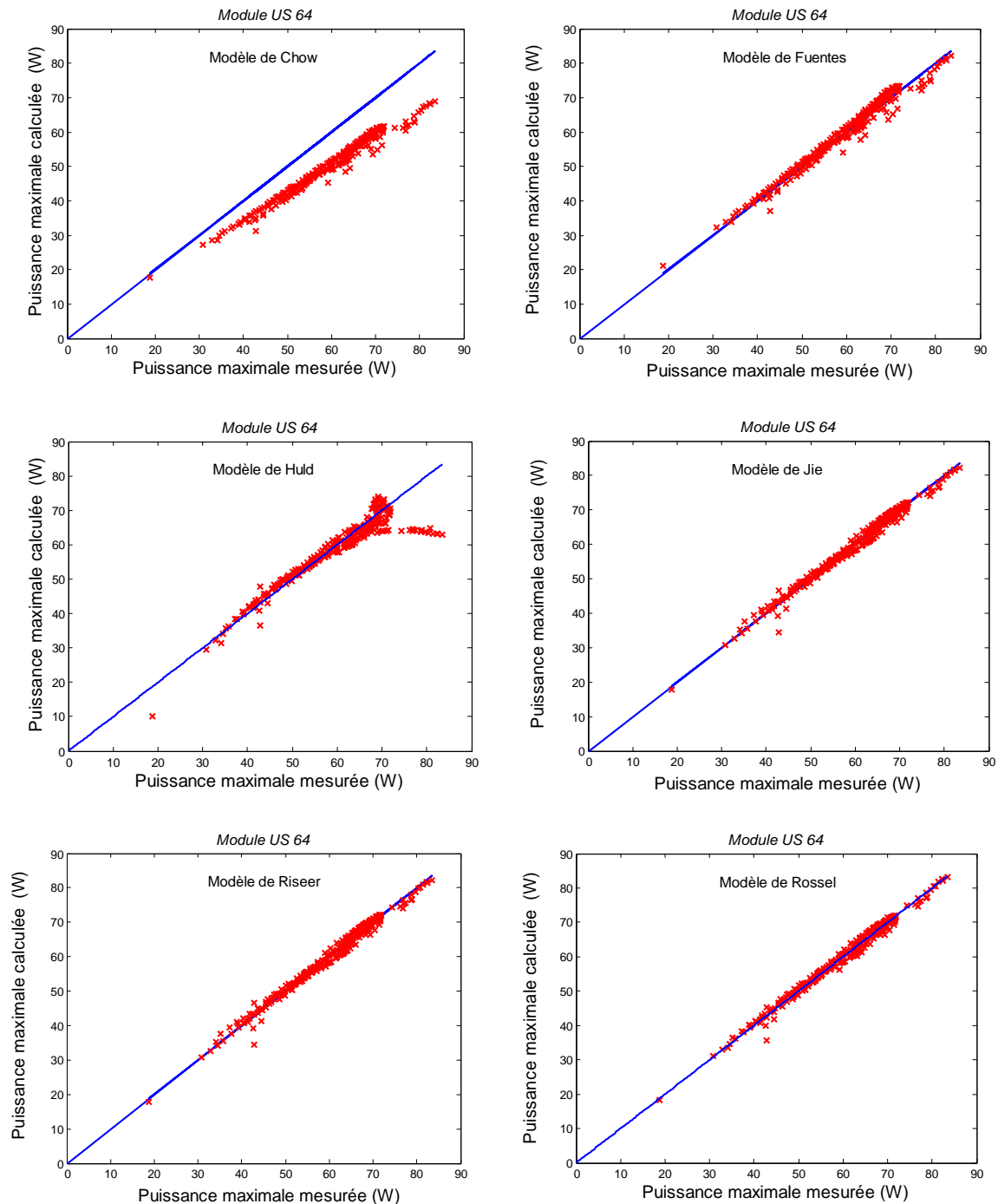


Fig. 3.3 : Comparaison des valeurs mesurées et simulées de la puissance maximale pour les différents modèles de puissances choisis (module ST40)

En effectuant une comparaison des résultats présentés dans les tableaux 3.4 et 3.5, on constate bien que les modèles de puissance présentés dans le tableau 3.5 ajustent mieux le point de puissance maximale des différents modules testés, comparés au modèles utilisant toute la caractéristique I-V.

La modélisation du générateur photovoltaïque étant à présent terminée, nous allons nous intéresser maintenant, à la modélisation du générateur éolien.

3.3 Modélisation du générateur éolien

La conversion de l'énergie cinétique du vent est rendue possible grâce à un système appelé communément une éolienne. Les éoliennes peuvent être classées selon leurs puissances et leurs domaines d'utilisation. Les éoliennes de faibles puissances de l'ordre de quelques kilowatts et moins, sont conçues pour fonctionner de façon autonome et sont réservées à des objectifs bien précis tels que : le pompage de l'eau, la consommation domestique ou l'irrigation, le dessalement de l'eau de mer, l'éclairage des phares et balises isolées, la fourniture en énergie électrique des petites collectivités en zones isolées, etc. Les éoliennes de grandes puissances de l'ordre de Mégawatts rentrent dans la production électrique à grande échelle, elles sont généralement couplées directement au réseau électrique conventionnel.

3.3.1 Courbe de puissance d'une éolienne

La courbe de puissance d'une éolienne est la fonction qui donne la puissance de sortie d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent (voir figure 3.4). Ces courbes sont fournies par le fabricant qui les garantit à des marges d'incertitudes près. Elles sont élaborées à partir de mesures réalisées sur un site en fixant un anémomètre sur un mat situé à proximité de l'éolienne (pas sur l'éolienne même ou trop près car les mesures seraient alors perturbées par les turbulences). Le problème est qu'il y a toujours des fluctuations de la vitesse du vent qui rendent impossible la mesure précise du flux d'air passant à travers le rotor de l'éolienne. La courbe de puissance n'est donc qu'une approximation et en pratique, il faut prévoir un risque d'erreur de $\pm 10\%$. Les constructeurs garantissent en général leur courbe de puissance à 90 % de la valeur indiquée.

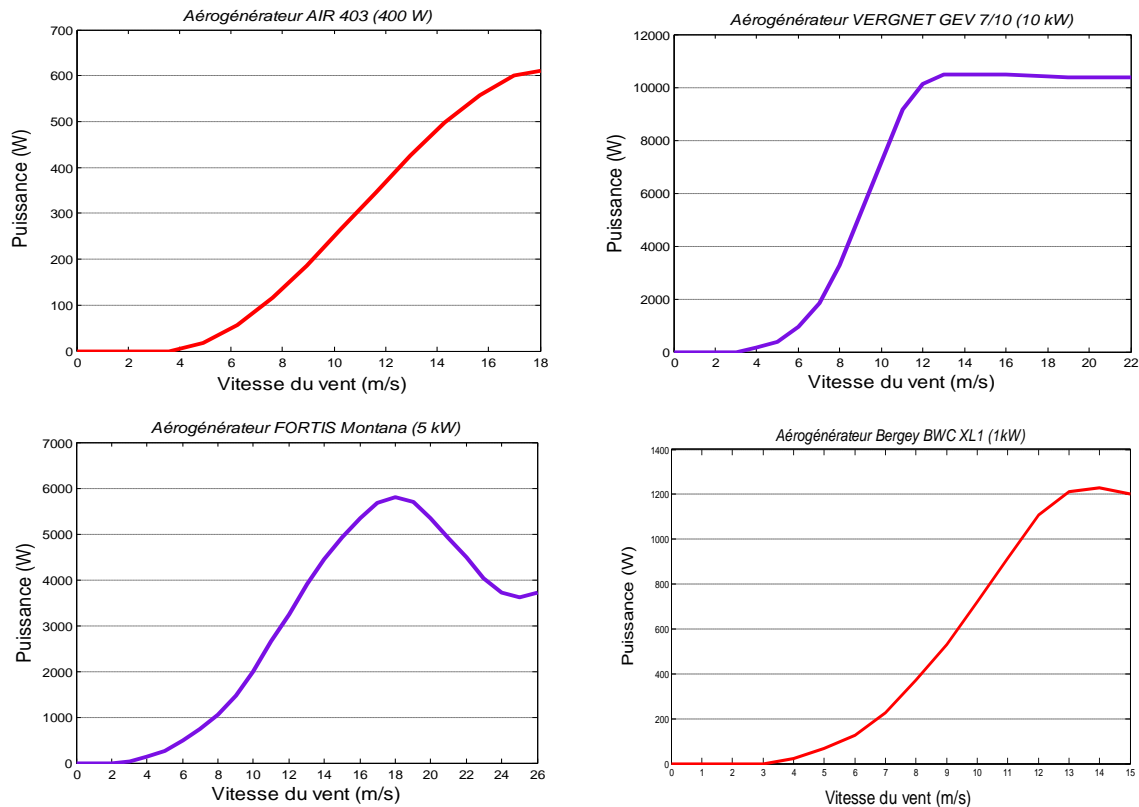


Fig. 3.4 : Exemples de courbes de puissances fournies par certains constructeurs

Les caractéristiques essentielles de la plupart des éoliennes sont :

- Une vitesse de démarrage v_d en dessous de laquelle aucune puissance n'est générée ;
- Une vitesse de plein régime v_n pour laquelle la puissance nominale est atteinte ;
- Une vitesse d'arrêt v_a au-delà de laquelle l'éolienne est arrêtée (pour éviter de l'endommager).

Ces puissances sont données pour un vent déterminé, appelé vent nominal, vent pour lequel l'éolienne fournit sa puissance nominale. Au-delà de cette vitesse du vent, la puissance est maintenue constante grâce au dispositif de régulation.

3.3.2 Approximation de la courbe de puissance d'une éolienne

L'aérogénérateur a la faculté de transformer une partie de l'énergie disponible dans le vent en électricité. L'expression générale de la puissance de sortie d'une éolienne en fonction de la vitesse instantanée, est donnée par la relation suivante [105, 106, 107]:

$$P_s(v) = \frac{1}{2} \rho \eta_m C_P A v^3 \quad (3.47)$$

Où, $P_s(v)$ est la puissance électrique directement utilisable ; C_P est le facteur de conversion qui dépend généralement de la vitesse du vent et des caractéristiques de l'éolienne (dans le cas idéal, on suppose que C_P est constant ; η_m est le rendement de la machine électrique et autres dispositifs de conversion d'énergie (transmission, redresseurs, etc.) ; ρ est la densité de l'Air ; A est la surface balayée par le rotor ; v est la vitesse du vent instantanée à la hauteur du rotor.

D'après l'équation (3.47), on peut dire que la puissance produite est indéfiniment croissante avec la vitesse du vent, ce qui n'est pas le cas dans la réalité.

Les dispositifs de sécurité de l'éolienne conduisent à des expressions de la puissance produite répartie pour différentes gammes de vitesse du vent. Dans le cas général, l'expression de la puissance s'écrit comme suit [106]:

$$P_s(v) = \begin{cases} P(v), & v_d < v < v_n \\ P_n, & v_n < v < v_a \\ 0, & \text{ailleurs} \end{cases} \quad (3.48)$$

Avec : v_d est la vitesse du vent pour laquelle l'éolienne commence à débiter, v_n est la vitesse du vent pour laquelle la puissance nominale est atteinte, v_a est la vitesse du vent au-delà de laquelle l'éolienne est arrêtée et P_n est la puissance nominale de l'éolienne.

Il existe plusieurs expressions analytiques décrivant la fonction $P(v)$ dans l'intervalle de vitesse compris entre la vitesse de démarrage v_d et la vitesse nominale v_n [107, 108]. La figure (3.5) représente trois types de courbes.

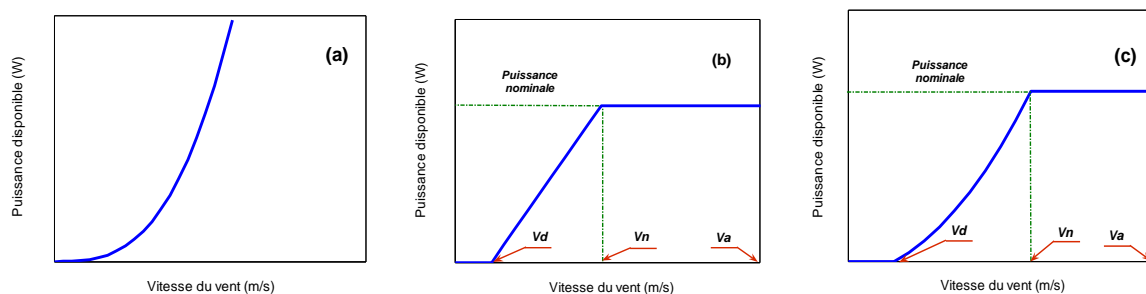


Fig. 3.5 : Types de courbes de puissance d'une éolienne

Une éolienne idéale est décrite par une variation cubique donnée par la relation (3.47) représentée en figure 3.5 (a). On remarque bien que la puissance produite est indéfiniment croissante en fonction de la vitesse du vent.

Une variation linéaire entre la vitesse de démarrage v_d et la vitesse nominale v_n représentée en figure 3.5.b, a été proposée par Iyengar [106], elle est donnée par :

$$P_s(v) = \begin{cases} 0, & (v < v_d) \\ P_n \frac{v-v_d}{v_n-v_d}, & (v_d < v < v_n) \\ P_n, & (v_n < v < v_a) \\ 0, & (v > v_a) \end{cases} \quad (3.49)$$

Ce modèle linéaire, aussi appelé le modèle simple, surestime la puissance disponible. Pour corriger ce défaut, Justis et al. [105, 109], ont proposé une loi quadratique représentée en figure 3.5.c.

Elle est donnée par :

$$P_s(v) = \begin{cases} 0, & (v < v_d) \\ a + bv + cv^2, & (v_d < v < v_n) \\ P_n, & (v_n < v < v_a) \\ 0, & (v > v_a) \end{cases} \quad (3.50)$$

Avec :

$$a = P_n v_d [v_i - 2v_n (v_i/v_n)^3] / 2(v_n - v_i)^2 \quad (3.51)$$

$$b = P_n [v_n - 3v_i + 4v_i (v_i/v_n)^3] / 2(v_n - v_i)^2 \quad (3.52)$$

$$c = P_n [1 - 2(v_i/v_n)^3] / 2(v_n - v_i)^2 \quad (3.53)$$

Où :

$$v_i = (v_d - v_n)^2 / 2 \quad (3.54)$$

En général, la loi quadratique prévoit une puissance plus faible que celle du modèle linéaire simple.

Un autre modèle introduit par Powell, plus précis que le modèle quadratique. Ce modèle fait autorité dans la communauté scientifique tant il est cité dans les publications. Son expression mathématique est donnée par [110] :

$$P_s(v) = \begin{cases} 0, & (v < v_d) \\ a + bv^k, & (v_d < v < v_n) \\ P_n, & (v_n < v < v_a) \\ 0, & (v > v_a) \end{cases} \quad (3.55)$$

Les coefficients a et b sont donnés par:

$$a = [P_n v_d^k / (v_d^k - v_n^k)], \quad b = [P_n / (v_n^k - v_d^k)] \quad (3.56)$$

Où, k est le paramètre de forme caractérisant la forme de la distribution de Weibull.

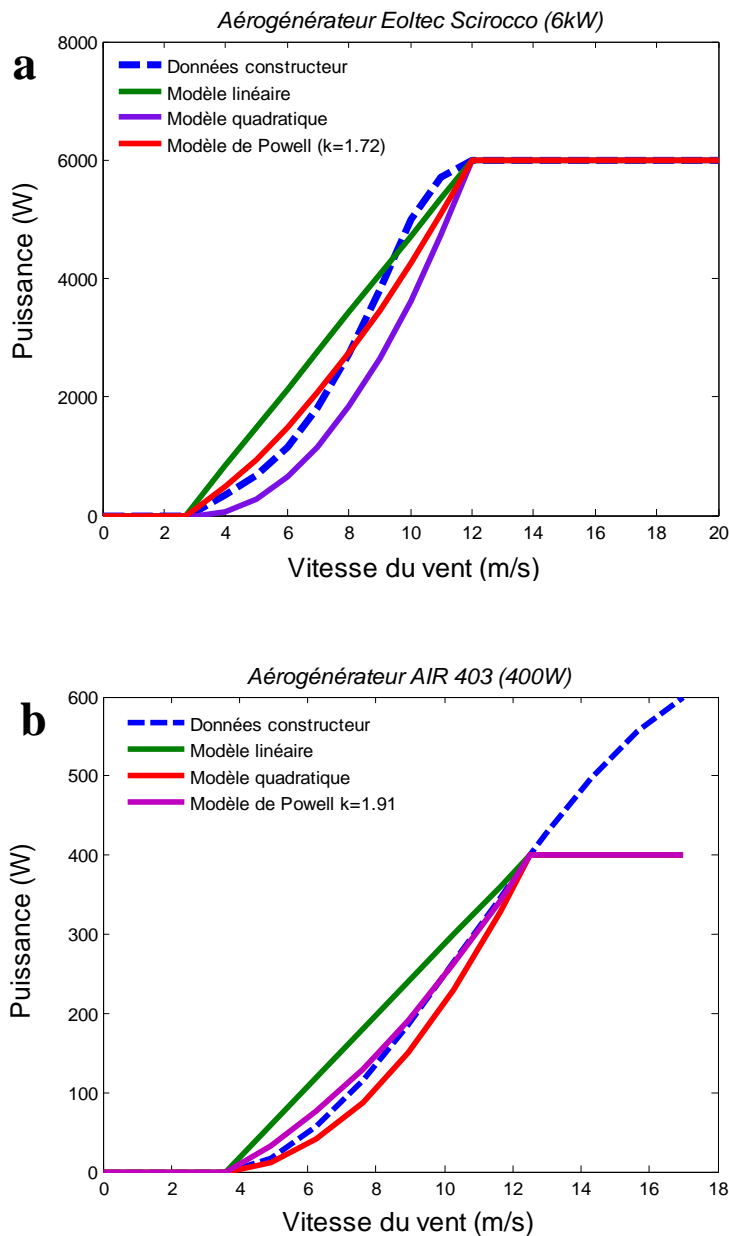
Afin de comparer l'efficacité des différents modèles, nous avons rassemblé dans le tableau suivant les erreurs commises par les modèles sur les puissances pour chaque donnée expérimentale fournie par le constructeur. Cette validation est effectuée en utilisant d'une part, les données expérimentales de quatorze éoliennes de faible puissance fournies par six constructeurs et d'autre part, les deux tests statistiques les plus utilisés dans la littérature : la racine de l'erreur moyenne quadratique relative (RRMSE) et la tendance moyenne de l'erreur relative (RMBE) définies en Annexe A.

Tableau 3.7 : Modélisation de la courbe de puissance des différents aérogénérateurs

Fabricant	Modèle	Modèle linéaire		Modèle quadratique		Modèle de Powell							
		RMBE	RMSER	RMBE	RRMSE	RMBE	RRMSE	RMBE	RRMSE	RMBE	RRMSE	RMBE	RRMSE
						k=1,72		k=1,91		k=3,28		k=3,49	
Bergey	EXCEL S	1,1	33,0	-16,4	34,2	-7,7	31,6	-9,3	<u>31,3</u>	-18,7	33,5	-19,8	34,3
Bergey	EXCEL R	2,4	25,1	-12,9	25,7	-7,0	24,9	-8,1	<u>24,8</u>	-14,7	27,0	-15,5	27,6
Bergey	XL1	6,0	28,4	-12,7	18,7	-2,2	<u>18,1</u>	-4,1	18,2	-14,9	20,3	-16,1	21,3
Bornay	Inclin1500	28,4	143,5	-36,2	146,0	-32,1	<u>141,5</u>	-32,9	142,7	-36,8	146,8	-37,2	147,2
Bornay	Inclin6000	4,5	10,9	-15,2	22,3	-4,9	<u>8,8</u>	-6,9	10,1	-16,4	25,6	-17,4	27,2
Eoltec	Scirocco	4,9	11,8	-8,4	15,2	-0,9	<u>7,2</u>	-2,2	7,8	-10,1	18,9	-11,1	20,5
Fortis	Alize	20,4	62,9	-36,9	65,0	-27,6	<u>60,1</u>	-29,3	62,3	-39,2	66,8	-40,3	67,6
Fortis	Montana	-21,0	61,1	-35,6	60,6	-27,4	59,7	-28,9	<u>59,6</u>	-37,1	61,4	-38,0	61,8
Fortis	Passaat	27,6	65,8	-44,1	70,1	-34,9	<u>62,5</u>	-36,6	64,9	-46,0	71,4	-47,0	72,2
South west	Air403	6,1	31,0	-17,9	29,2	-11,2	28,9	-12,5	<u>28,6</u>	-20,2	30,3	-21,1	30,9
South west	Whisper 175	-5,5	33,1	-10,9	33,5	-8,0	<u>32,7</u>	-8,5	32,9	-12,2	34,3	-12,7	34,7
South west	Whisper H80	1,2	13,5	-9,5	25,9	-3,4	<u>11,6</u>	-4,5	13,0	-11,5	29,4	-12,4	30,8
Vergnet	GEV5/5	-27,1	66,7	-32,3	66,8	-29,5	<u>62,3</u>	-30,2	66,3	-34,1	66,6	-34,7	66,7
Vergnet	GEV7/10	26,8	70,3	-34,9	70,4	-30,4	<u>70,0</u>	-31,2	<u>70,0</u>	-36,3	70,8	-36,9	71,0

L'analyse du tableau 3.7 montre bien que le modèle linéaire surestime la puissance éolienne produite et ce, pour la majorité des éoliennes utilisées, alors que le modèle quadratique et le modèle de Powell la sous-estiment. La surestimation et la sous-estimation sont caractérisées, respectivement, par les valeurs positives et négatives du RMBE. Par ailleurs, on remarque que le modèle de Powell, pour les faibles valeurs du facteur de forme ($k = 1,72$ et $k = 1,91$), présente les plus faibles erreurs moyennes quadratiques ce qui valide son utilisation pour la suite des simulations. Pour des valeurs plus élevées du facteur de forme ($k = 3,28$ et $k = 3,49$), le modèle linéaire est celui qui donne le meilleur résultat pour la majorité des éoliennes utilisées.

En vue d'apprécier les résultats de calculs d'erreurs obtenus ci-dessus, on a représenté sur la figure 3.6, les caractéristiques puissances-vitesses données par les constructeurs et calculées avec les modèles choisis, et ce pour trois éoliennes de modèles et puissances différentes. Ainsi, on remarque bien sur les figures 3.6 (a) et (b) la supériorité du modèle de Powell par rapport aux autres. Par ailleurs, la figure 3.6 (c) montre l'influence du facteur de forme k sur la précision du modèle de Powell. On constate que ce modèle ajuste bien la courbe expérimentale donnée par le constructeur pour $k = 2$. Pour k égal à 1, on retrouve le modèle linéaire.



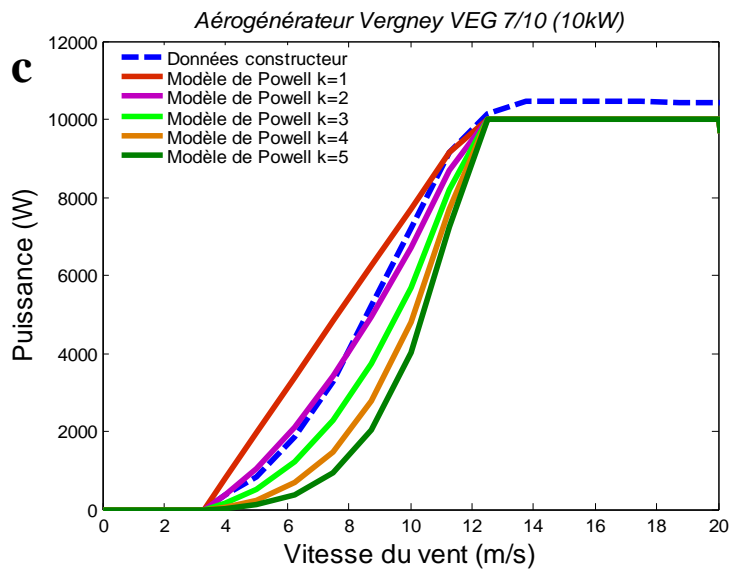


Fig. 3.6 : Caractéristiques puissances-vitesses données par les constructeurs et calculées avec modèles choisis.

La modélisation du générateur éolien étant à présent décrite, nous allons maintenant décrire la modélisation des accumulateurs électrochimiques.

3.4 Modélisation des accumulateurs électrochimiques

Pour les systèmes autonomes utilisant une source renouvelable comme seul apport d'énergie, la présence du stockage est indispensable pour pallier l'intermittence de la production d'électricité. Le choix de la technologie employée se porte généralement sur les batteries au plomb. Cette technologie bénéficie en effet d'avantages, tels son faible coût (par rapport à d'autres technologies), une maturité appuyée par un retour d'expérience conséquent et une large disponibilité dans le commerce. Néanmoins ce composant reste délicat à utiliser. Son emploi est sujet à des contraintes qu'il est nécessaire de respecter pour garantir son bon fonctionnement et sa longévité.

Pour une meilleure compréhension des phénomènes physiques régissent le fonctionnement des accumulateurs électrochimiques et la prévision de leur comportement, il est nécessaire de procéder à leur modélisation. Celle-ci est une étape essentielle dans le cadre de la modélisation énergétique du système hybride complet.

3.4.1 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, la technologie plomb-acide, sont d'une mise en œuvre difficile notamment à cause du nombre élevé de paramètres à déterminer. Pour ne pas tomber dans un excès de complexité, beaucoup de scientifiques, utilisent le modèle développé par le CIEMAT (Research Center for Energy, Environment and Technology, Espagne) [111, 112, 113, 114, 115, 116], dont l'avantage est d'être universel. Il n'y a ainsi pas d'identification expérimentale de paramètres empiriques nécessaires à l'emploi des autres modèles couramment utilisés.

3.4.2 Modèle de CIEMAT

Ce modèle définit la tension aux bornes de l'accumulateur en fonction du courant imposé, de son état de charge et de la température. Il tient compte du rendement faradique en charge pour calculer l'évolution de son état de charge. Enfin, le modèle intègre la phase de dégazage (dégagement d'hydrogène), phénomène propre aux batteries au plomb provoquant une importante élévation de la tension en fin de charge. Les phénomènes d'autodécharge et de vieillissement n'ont pas été pris en compte.

Le modèle CIEMAT fait partie des modèles physiques représentant la batterie par un circuit électrique équivalent, composé seulement de deux éléments: une source de tension et sa résistance interne (voir figure 3.7) [111, 112, 115].

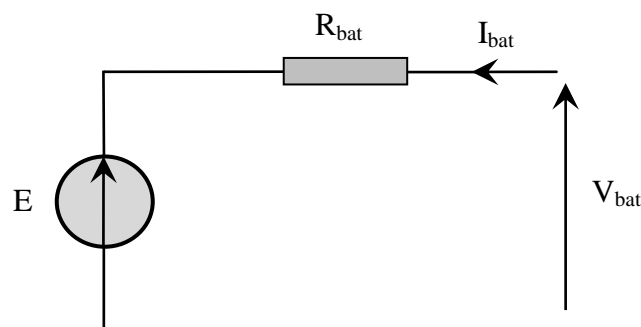


Fig. 3.7 : Schéma électrique équivalent de la batterie

À partir de ce schéma, nous pouvons écrire l'équation suivante :

$$V_{bat} = E + R_{bat} I_{bat} \quad (3.57)$$

Où, V_{bat} et I_{bat} sont la tension et le courant de la batterie (en convention récepteur), E et R_{bat} sont respectivement, la force électromotrice et la résistance interne de la batterie.

3.4.2.1 Modèle de la capacité

Ce modèle donne la capacité C_{bat} totale disponible en fonction du régime de décharge I_{bat} . Son expression est établie à partir du courant I_{10} correspondant au régime de fonctionnement C_{10} [113].

$$C_{bat} = C_{10} \frac{1,67}{1+0,67\left(\frac{I_{bat}}{I_{10}}\right)^{0,9}} (1 + 0,005\Delta T) \quad (3.58)$$

Où, I_{10} est le courant de décharge en 10 heures, C_{10} est la capacité nominale de la batterie et ΔT est l'échauffement de l'accumulateur, donné par :

$$\Delta T = T_{amb} - T_{ref} \quad (T_{ref} = 25^{\circ}\text{C}) \quad (3.59)$$

La capacité C_{bat} sert de référence pour déterminer l'état de charge de la batterie « EDC ». Ce dernier sera formulé en fonction de la capacité de la batterie à l'instant t , Q_{bat} .

$$EDC = 1 - \frac{Q_{bat}}{C_{bat}} \quad (3.60)$$

La capacité Q_{bat} de la batterie à l'instant t s'obtient en fonction de la valeur du courant I_{bat} , du rendement faradique de charge η_{charge} (décrit ci-après) et de l'état de charge calculé à l'instant précédent Q_{t-1} selon :

$$Q_{bat} = \begin{cases} Q_{t-1} + \eta_{charge} Q(t) & \text{si } I_{bat} > 0 \\ Q_{t-1} + Q(t) & \text{si } I_{bat} < 0 \end{cases} \quad (3.61)$$

$$Q(t) = \int_0^t I_{bat}(t) dt \quad (3.62)$$

Lorsque $t = 0$, Q_{t-1} est la capacité initiale de la batterie.

Ainsi, on constate bien que le modèle électrique nécessite de connaître en continu la valeur C_{bat} de la capacité. Nous considérons alors que si la batterie est complètement chargée

($EDC = EDC_{MAX}$, dans le calcul nous imposons EDC_{MAX} à 0,9 pour ne pas franchir la limite de gassing), sa capacité C_{bat} est égale à la valeur de référence C_{10} . Dans les autres cas ($EDC < EDC_{MAX}$), C_{bat} est calculée sur la base de l'équation (3.58). Ainsi, à tout instant t , $C_{bat}(t)$ est calculée à partir du courant moyen de décharge. Par ailleurs, la valeur de la capacité de batterie est influencée par la température. La figure 3.8 montre l'effet 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 [115].

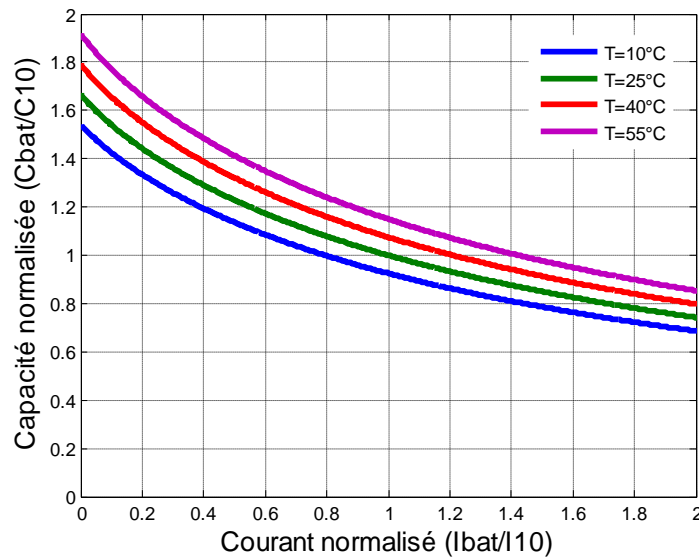


Fig. 3.8 : Evolution de la capacité C_{bat} en fonction du courant de décharge normalisé (I_{bat}/I_{10}), paramétrée en températures.

3.4.2.2 Modèle de la tension en décharge

L'expression de la tension de la batterie est établie à partir de l'équation (3.63). Il apparaît donc une structure liée au deux éléments internes à la batterie, la force électromotrice, et la résistance interne [113] :

$$V_{bat_déch} = (1,965 + 0,12 \cdot EDC) - \left(\frac{I_{bat}}{C_{10}} \right) \left[\frac{4}{1 + |I_{bat}|^{1,3}} + \frac{0,27}{(EDC)^{1,5}} + 0,02 \right] (1 - 0,007\Delta T) \quad (3.63)$$

Le deuxième terme de cette équation montre bien l'influence de la température sur la résistance interne (plus la température augmente, plus la résistance interne est faible). L'équation (3.63) nous montre également que la résistance interne est directement liée à l'état

de charge de la batterie. Lorsque la batterie est chargée, la résistance interne est faible et elle devient importante pour un état de charge proche de 0, ce qui dégradera fortement le rendement en décharge dans cette zone de fonctionnement. La figure 3.9 montre l'évolution de la résistance interne en fonction de son état de charge et ce, pour différentes températures.

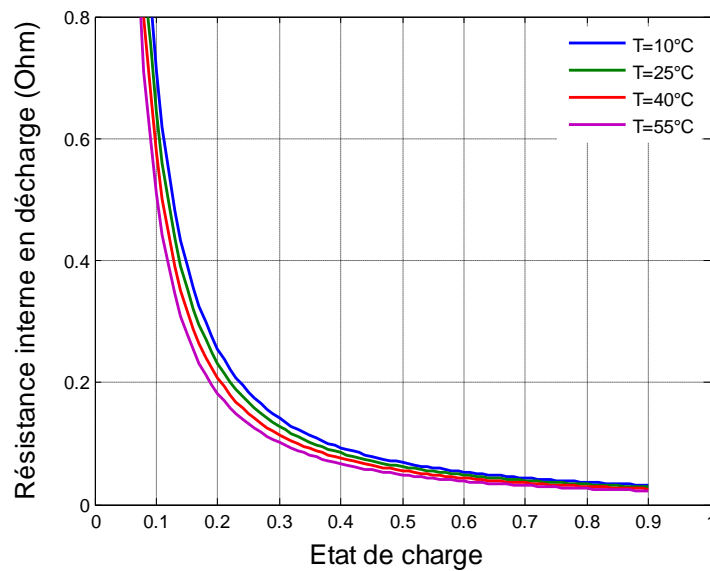


Fig. 3.9 : Evolution de la résistance interne de la batterie en fonction de son état de charge, paramétrée en températures. Décharge à courant constant-Modèle de CIEMAT.

La figure 3.10 montre l'évolution de la tension de décharge en fonction de son état de charge et ce, pour différentes températures. On remarque bien que la tension de décharge est d'autant plus importante que l'état de charge est proche de l'unité. Cette dernière augmente aussi avec la température.

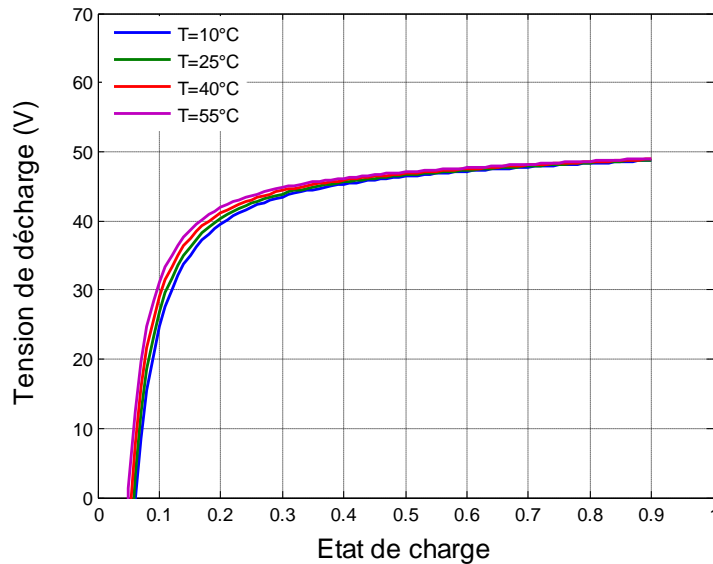


Fig. 3.10 : Evolution de la tension de décharge en fonction de son état de charge, paramétrée en températures.

3.4.2.3 Modèle de la tension en charge

En effet, l'équation de la tension en charge présente la même structure que l'équation (3.63) qui fait apparaître l'influence de la force électromotrice et celle de la résistance interne [113] :

$$V_{bat_ch} = (2 + 0,16 \cdot EDC) + \left(\frac{I_{bat}}{C_{10}}\right) \left[\frac{6}{1+(I_{bat})^{0,86}} + \frac{0,48}{(1-EDC)^{1,2}} + 0,036 \right] (1 - 0,025\Delta T) \quad (3.64)$$

Cette équation nous montre également, que la résistance interne dépend encore de la température (plus la température augmente, plus la résistance interne est faible) et de l'état de charge de l'accumulateur électrochimique. Sa valeur devient d'autant plus importante lorsque nous approchons de la pleine charge. Dans un raisonnement à courant constant, il y'aura d'autant plus de pertes que nous nous approchons de la pleine charge et le rendement en charge de l'accumulateur sera plus faible dans cette zone (voir figure 3.11).

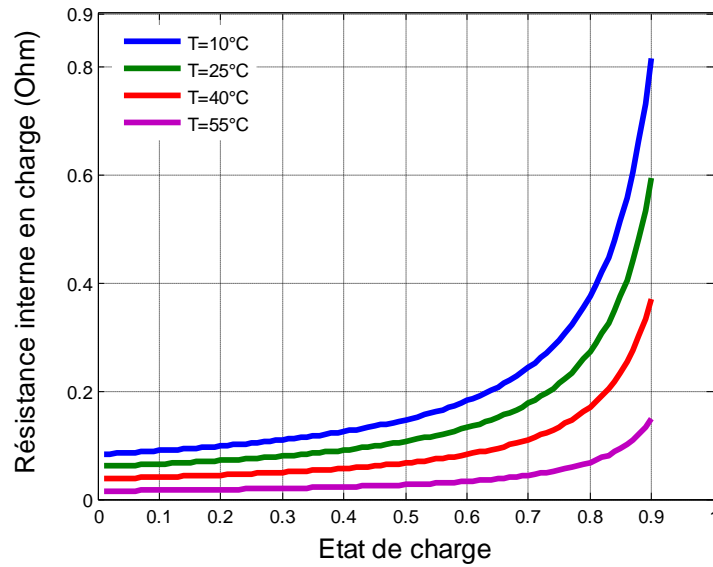


Fig. 3.11 : Evolution de la résistance interne de la batterie en fonction de son état de charge, paramétrée en températures. Charge à courant constant-Modèle de CIEMAT.

La figure 3.12 montre l'évolution de la tension de charge en fonction de son état de charge pour différentes températures. On voit bien que la tension de charge est d'autant plus importante que l'état de charge est proche de l'unité. Par ailleurs, cette dernière diminue avec l'augmentation de la température.

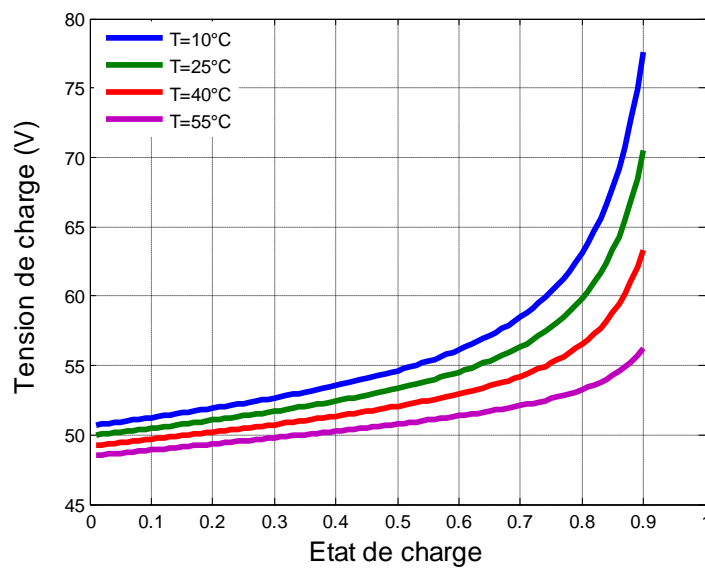


Fig. 3.12 : Evolution de la tension de charge en fonction de son état de charge, paramétrée en températures.

3.4.2.4 Modèle de la tension en surcharge

Lorsque la tension aux bornes de la batterie atteint V_g (dite tension de gassing), alors l'évolution de la tension présente une brusque augmentation, caractéristique du dégagement gazeux d'hydrogène et d'oxygène : c'est le phénomène de gassing. L'évolution temporelle de ce phénomène est approximée par une loi exponentielle donnée par [113] :

$$V_{bat_surc h} = V_g + (V_{ec} - V_g) \left[1 - \exp\left(\frac{t-t_g}{\tau_g}\right) \right] \quad (3.65)$$

t_g est l'instant où commence le « gassing ». Ainsi, $(t-t_g)$ est la durée pendant laquelle s'opère le gassing. La constante de temps τ_g s'exprime par [113] :

$$\tau_g = \frac{1,73}{1+852\left(\frac{I_{bat}}{C_{10}}\right)} \quad (3.66)$$

La tension de gassing V_g et la tension de fin de charge V_{ec} ont pour expression [113] :

$$V_{ec} = \left[2,45 + 2,011 \log\left(1 + \frac{I_{bat}}{C_{10}}\right) \right] (1 - 0,002\Delta T) \quad (3.67)$$

$$V_g = \left[2,24 + 1,97 \log\left(1 + \frac{I_{bat}}{C_{10}}\right) \right] (1 - 0,002\Delta T) \quad (3.68)$$

3.4.2.5 Modèle du rendement faradique

Le rendement faradique (coulombien) renseigne sur la capacité de la batterie à emmagasiner de l'énergie. Il ne fait pas intervenir les pertes par effet Joule dans la résistance interne. Le rendement faradique en décharge de la batterie est supposé être de 100% ($\eta_{bat-déch} = 1$) [112].

Quant au rendement faradique en charge, il dépend fortement de l'état de charge *EDC*. Il a une valeur voisine de 100% pour un faible état de charge. Puis il se dégrade lorsque nous approchons de la pleine charge. La figure 3.13 montre l'évolution du rendement faradique et de la puissance injectée. On voit bien que le rendement faradique est d'autant plus faible que l'état de charge est proche de l'unité. Plus la puissance de recharge est importante, plus le rendement est faible.

$$\eta_{bat_ch} = 1 - \exp\left[\frac{a}{\frac{i_{bat}}{I_{10}} + b} \cdot (EDC - 1)\right] \quad (3.69)$$

Où, $a = 20,73$ et $b = 0,55$ pour le type de batteries utilisé.

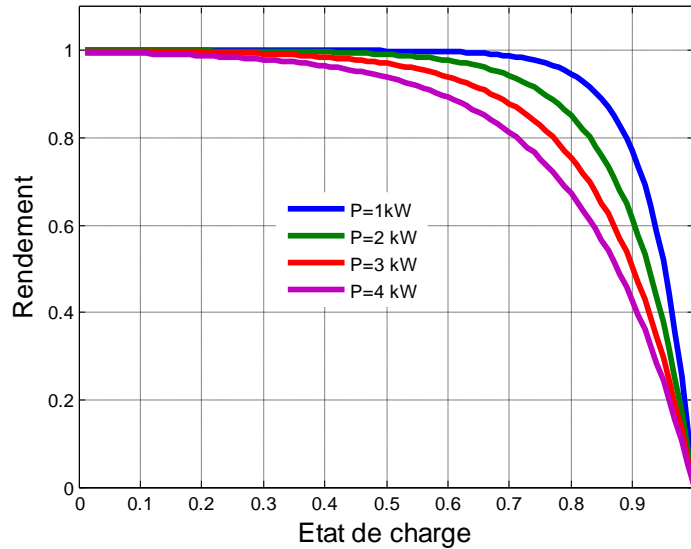


Fig. 3.13 : Evolution du rendement faradique en fonction de son état de charge, paramétré en puissance.

3.4.3 Modèle utilisé pour la présente étude

Le modèle de batterie utilisé pour notre étude est basé sur l'hypothèse que la variation de la tension pendant les régimes de charge et de décharge peut être négligée [117, 118, 119]. De surcroît, notre méthode de dimensionnement étant basée sur des concepts énergétiques et non électriques ; il n'est donc 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 tout 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 termes d'état de charge [117, 118, 119, 120, 121].

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

3.4.3.1 Processus de charge

Lorsque l'énergie produite conjointement par l'aérogénérateur et le générateur photovoltaïque est supérieure à l'énergie demandée par la charge, l'état de charge des batteries à l'instant t peut être exprimée par [122, 123]:

$$E_{Char}(t) = E_{Char}(t-1) \cdot (1 - \sigma_T) + [E_{Prod}(t) - E_{dem}(t)/\eta_{Ond}] \cdot \eta_{Bat} \quad (3.70)$$

Où :

$E_{Char}(t)$ et $E_{Char}(t-1)$ sont respectivement, l'état de charge en (Wh) du banc de batterie aux instants t et $t-1$; σ_T est le taux d'autodécharge; la littérature [124, 117] donne une valeur mensuelle comprise dans l'intervalle [1 – 6%] à une température de (20 – 25°C).

$E_{Prod}(t)$ est l'énergie totale produite conjointement par l'aérogénérateur et le générateur photovoltaïque à une heure t (Wh) ; $E_{dem}(t)$ est l'énergie demandée par la charge à une heure t (Wh) ; η_{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 [125] et η_{Ond} est le rendement de l'onduleur.

3.4.3.2 Processus de décharge

Quand l'énergie demandée par la charge devient supérieure à l'énergie produite, les batteries commencent à se décharger. Dans ce cas, l'état de charge des batteries à l'instant t peut être décrits par la relation suivante:

$$E_{Char}(t) = E_{Char}(t-1) \cdot (1 - \sigma) - [E_{dem}(t)/\eta_{Ond} - E_{Prod}(t)] \quad (3.71)$$

Afin de protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profondes, l'état de charge de la batterie à tout instant t , est soumis aux deux contraintes suivantes :

$$E_{Char,min} \leq E_{Char}(t) \leq E_{Char,max} \quad (3.72)$$

Où, $E_{Char,min}$ et $E_{Char,max}$ sont respectivement les états de charge minimal et maximal du banc de batteries.

Dans cette étude, l'état de charge maximal de la batterie est pris égal à la capacité nominale C_{Bat} de la batterie alors que l'état de charge minimal de la batterie est exprimé par la relation suivante:

$$E_{Char,min} = (1 - DOD_{max})C_{Bat} \quad (3.73)$$

Où, DOD_{max} est la profondeur de décharge maximale de la batterie.

Elle représente le rapport entre la capacité maximale qui pourrait être extraite de la batterie et sa capacité nominale. 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% [125].

La modélisation des accumulateurs électrochimiques étant à présent décrite, nous allons maintenant décrire le sous-système pile à combustible.

3.5 Modélisation de la pile à combustible

3.5.1 Etat de l'art

Plusieurs modèles sont nécessaires pour simuler correctement le comportement de la pile. Le modèle électrique permet de calculer le point de fonctionnement en fonction du courant demandé, de la température et de la pression des gaz. Le modèle thermique permet de calculer l'évolution de la température dans le composant.

Les modèles électriques peuvent être classés en deux catégories: les modèles déterministes (ou théoriques), fondés sur les équations de l'électrochimie, et les modèles expérimentaux qui reposent sur du calage de paramètres.

3.5.2 Modèles déterministes

Un modèle déterministe est basé sur les équations de la physique et se veut donc universel, c'est-à-dire qu'il a pour objectif de s'appliquer à d'autres sortes de stack (ou cellule) que celui qui a servi à le valider. Ses paramètres doivent donc caractériser complètement le stack (matériaux, géométrie) ainsi que ses conditions d'utilisation.

Le modèle d'Amphlett constitue la référence en termes de modèles déterministes. Il a été validé et ses paramètres expérimentaux ont été calés à partir d'expériences menées sur un stack de la société Ballard [126]. Ce modèle, encore en cours de développement sous le nom de GSSEM³, prend en compte, dans les travaux les plus récents, la baisse de la tension de cellule au fil des heures d'utilisation du stack [127].

Ce modèle, déterministe, devrait donc être universel et permettre de prévoir les performances d'autres stacks que celui avec lequel il a été validé et calé en changeant les paramètres de conception. Cependant, ses auteurs reconnaissent que ce modèle ne donne pas des résultats satisfaisants dès lors que les catalyseurs changent [128], sans parler de changer la membrane qui reste toujours du Nafion 117 dans les publications liées au GSSEM³.

De façon générale, les modèles déterministes ont permis et permettent encore de progresser dans la compréhension qualitative et quantitative des phénomènes ayant lieu à l'intérieur d'une cellule. A ce titre, ils sont des outils intéressants d'aide à la conception. En revanche, pour étudier le fonctionnement d'un stack, voire d'un système pile à combustible comprenant du reformage et de nombreux auxiliaires, leur application devient trop complexe, voire inappropriée. Aussi, pour l'analyse de l'influence de quelques paramètres choisis sur les performances d'un stack, une modélisation empirique, plus simple à caler et à utiliser qu'un modèle du type GSSEM³, est préférable.

3.5.3 Modèles expérimentaux

3.5.3.1 Modèle de Kim

Le modèle de Kim est actuellement un modèle de référence pour la modélisation des piles à combustible. Il fait autorité dans la communauté scientifique tant il est cité dans les publications. Ce modèle est semi-empirique, c'est-à-dire basé sur des équations théoriques mais utilisant des paramètres pour ajuster le modèle aux données expérimentales.

Son équation électrique, qui donne la tension de cellule $V_{cell,Pile}$ en fonction de la densité de courant j (mA/cm²) est exprimée par la relation suivante [129, 130]:

$$V_{cell,Pile}(j_P) = E_{0P} - b_P \cdot \log\left(\frac{j_P}{j_{0P}}\right) - r_P j_P - m_P \cdot \exp(n_P j_P) \quad (3.74)$$

E_{0P} , b_P , J_{0P} , r_P , m_P , n_P sont des paramètres empiriques qui dépendent des conditions opératoires (température de stack, humidité, pressions totales et partielles côtés anodique et cathodique).

Ces paramètres sont calés expérimentalement par une méthode d'optimisation non linéaire.

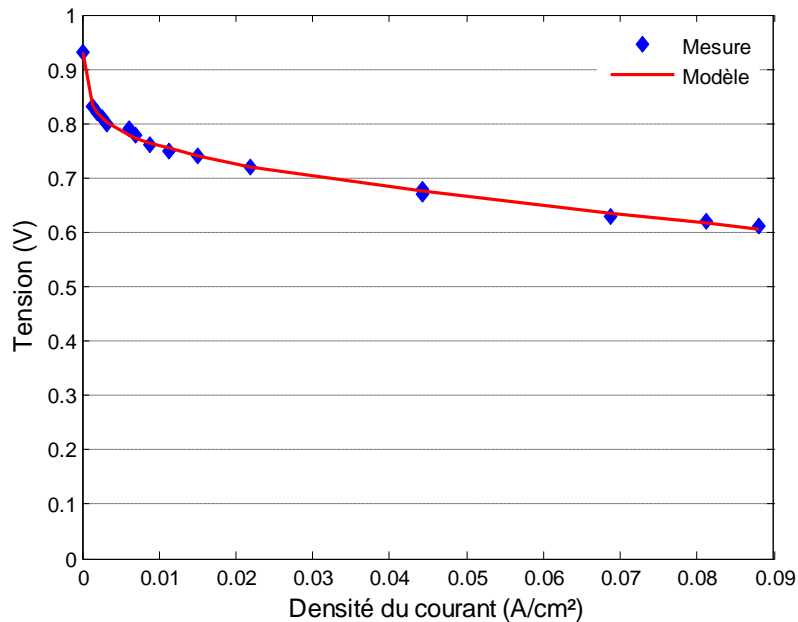


Fig. 3.14 : Comparaison de la modélisation de la courbe de polarisation de la PAC avec les valeurs expérimentales.

A l'aide d'une courbe de polarisation à la température et à la pression de fonctionnement de la PAC, et d'une méthode de minimisation de l'erreur par moindre carré, nous pouvons déterminer les paramètres E_{0P} , b_P , J_{0P} , r_P , m_P , n_P de notre modèle. Les valeurs obtenues sont respectivement 930.10^{-3}V , 728.10^{-4}V , $355.10^{-3}\text{mA.cm}^{-2}$ et $95,4.10^{-5}\text{V.cm}^2.\text{mA}^{-1}$, $0,274\text{ V}$, $35,7\ 10^{-5}\text{cm}^2.\text{mA}^{-1}$. Nous déduisons ainsi la tension de cellule élémentaire de la PAC pour chaque densité de courant.

La figure 3.14 montre la comparaison entre les données expérimentales [132] et la courbe obtenue à partir du modèle.

Tableau 3.8 : Synthèse des résultats de comparaison entre la mesure et le modèle

Indicateurs statistiques	R ²	MBE	RMBE (%)	RMSE	RRMSE (%)
Modèle de KIM	0,998	0	0	0,005	0,007

Comme on pouvait s'y attendre d'après la figure 3.14, les résultats obtenus dans le tableau sont très satisfaisants. Ils montrent une excellente corrélation entre le modèle et les valeurs expérimentales.

La puissance électrique débitée par la pile à combustible (Eq. 3.75), dépend du point de fonctionnement sur la courbe de polarisation, ainsi que de la taille de la PAC, soit le nombre de cellules élémentaires et la surface active de celles-ci [132, 133].

$$P_{Pille} = N_{cell} \cdot V_{cell,Pile} \cdot S_{cell,Pile} \cdot J_P \quad (3.75)$$

Avec :

P_{Pille} est la puissance débitée par la PAC (W), N_{cell} est le nombre de cellules élémentaires en série de la PAC et $S_{cell,Pile}$ est la surface d'une cellule élémentaire de la PAC (cm²)

Afin que la PAC puisse fonctionner, une partie de la puissance électrique libérée par celle-ci doit être envoyée à ses auxiliaires (appareils qui assurent le refroidissement de la PAC et l'alimentation en réactifs de la pile ainsi que différents capteurs et électrovannes). On exprime cette puissance par l'équation suivante [132, 133]:

$$P_{Pille_Aux} = C_{Const_Aux} + C_{Var_Aux} \cdot P_{Pille} \quad (3.76)$$

Avec :

P_{Pille_Aux} est la puissance consommée par les auxiliaires de la PAC (W), C_{Const_Aux} est la consommation constante des auxiliaires de la PAC (W) et C_{Var_Aux} est la consommation variable des auxiliaires de la PAC, dépendant de la puissance fournie par celle-ci (%).

Le rendement d'une pile à combustible n'étant pas parfait, les gaz consommés (hydrogène et oxygène) ne sont pas en totalité transformés en puissance électrique mais également en puissance thermique. Celle-ci peut être définie par la relation suivante [134, 135]:

$$P_{Pille_Ther} = N_{cell,Pile} \cdot (V_{Th} - V_{cell,Pile}) \cdot J_P \cdot S_{cell,Pile} \quad (3.77)$$

Avec :

P_{Pille_Thr} est la puissance thermique libérée par la PAC (W) et V_{Th} est la tension thermoneutre d'une cellule élémentaire (= 1,48 V).

La figure 3.15 représente la puissance électrique produite ainsi que la puissance thermique dégagée par la PAC pour une cellule élémentaire. Lorsque la densité de courant augmente, les puissances augmentent également. On remarque que la pile à combustible produit un peu plus de puissance électrique que thermique dans les densités de courant faible mais que cela s'inverse pour les fortes densités.

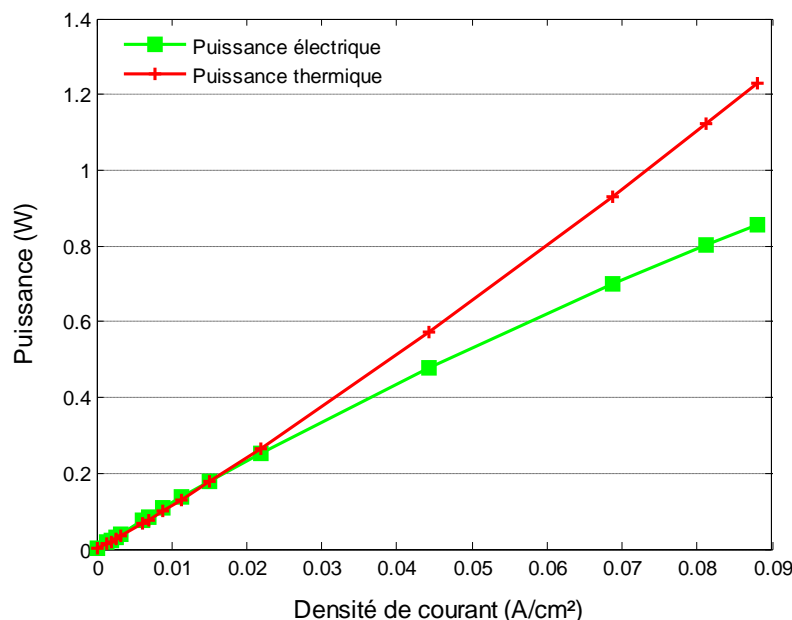


Fig. 3.15 : Puissances libérées par la pile à combustible

Les consommations d'hydrogène et d'oxygène de la pile à combustible, sont calculées selon la loi de Faraday (Eq. 3.78). La production d'eau est proportionnelle à la consommation d'hydrogène et donc au courant débité par la pile à combustible [132, 134, 136].

$$Q_{H_2}^{cons} = 2 \frac{S_{H_2}}{S_{O_2}} Q_{O_2}^{cons} = S_{H_2} Q_{H_2O}^P = \frac{3600 N_{cell, Pile} J_P \cdot S_{cell, Pile} \cdot S_{H_2}}{2F} \frac{1}{\eta_{F_Pille}} \quad (3.78)$$

Avec :

$Q_{H_2}^{cons}$ Quantité d'hydrogène consommée (mol.h⁻¹)

S_{H_2} Stœchiométrie de l'hydrogène (-)

S_{O_2} Stœchiométrie de l'oxygène (-)

$Q_{O_2}^c$ Quantité d'oxygène consommée (mol.h⁻¹)

$Q_{H_2O}^P$ Quantité d'eau produite (mol.h⁻¹)

F Constante de Faraday (= 96485 C.mol⁻¹)

η_{F_Pille} Rendement faradique de la PAC (= 99 %)

Le rendement faradique résulte du fait qu'une partie de l'hydrogène et de l'oxygène migre à travers la membrane et se recombine, ce qui engendre des pertes puisque l'on ne peut récupérer cette énergie. Ce rendement est généralement très proche de 0,99 [132, 134, 135].

En conclusion, nous pouvons dire que les équations présentées pour modéliser la pile à combustible décrivent correctement les phénomènes mis en jeu. Il est pour cela nécessaire d'être en possession de quelques données du constructeur telles que la courbe de polarisation, la surface d'une cellule élémentaire, le coefficient lié au seuil de fonctionnement, les paramètres de consommation des auxiliaires et les stœchiométries des gaz.

3.6 Modélisation de l'électrolyseur

Le modèle de KIM conviendra aussi pour l'électrolyseur (paramètres de signe contraire, sauf E_0). Son équation électrique, en mode électrolyseur, est donnée par la relation suivante [129] :

$$V_{cell, Elec}(j_E) = E_{0E} + b_E \cdot \log\left(\frac{j_E}{j_{0E}}\right) + r_E j_E + m_E \cdot \exp(n_E j_E) \quad (3.79)$$

Où:

$V_{cell, Elec}$: Tension d'une cellule élémentaire de l'électrolyseur (V)

j_E : Densité de courant d'une cellule élémentaire de l'électrolyseur (A.cm⁻²)

E_{0E} : Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de l'électrolyseur (V)

b_E : Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de l'électrolyseur (V)

J_{0E} : Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de l'électrolyseur ($\text{mA}\cdot\text{cm}^{-2}$)

r_E : Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de la de l'électrolyseur ($\text{V}\cdot\text{cm}^2\cdot\text{mA}^{-1}$)

m_E : Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de l'électrolyseur (V)

n_E : Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de l'électrolyseur ($\text{cm}^2\cdot\text{mA}^{-1}$)

La puissance électrique absorbée par l'électrolyseur dépend du point de fonctionnement sur la courbe de polarisation, ainsi que de la taille de l'électrolyseur (nombre de cellules élémentaires et la surface active de celui-ci) [132, 133]. Elle est donnée par la relation suivante :

$$P_{Electr} = N_{cell,Elec} \cdot V_{cell,Elec} \cdot S_{cell,Elec} \cdot J_E \quad (3.80)$$

Avec :

P_{Electr} est la puissance absorbée par l'électrolyseur (W), $N_{Cell,Ect}$ est le nombre de cellules élémentaires en série de l'électrolyseur et $S_{Cell,Ect}$ est la surface d'une cellule élémentaire de l'électrolyseur (cm^2).

Afin que l'électrolyseur puisse fonctionner, une partie de la puissance électrique en entrée de celui-ci doit être envoyée à ses auxiliaires. On exprime cette puissance par l'équation suivante [132]:

$$P_{Electr_Aux} = C_{Const_Aux} + C_{Var_Aux} \cdot P_{Electr} \quad (3.81)$$

Avec :

P_{Electr_Aux} est la puissance consommée par les auxiliaires de l'électrolyseur (W), $C_{Const-Aux}$ est la consommation constante des auxiliaires de l'électrolyseur (W) et $C_{Var-Aux}$ est la consommation variable des auxiliaires de l'électrolyseur, dépendant de la puissance absorbée par celui-ci (%).

Tout comme pour la pile à combustible, la puissance électrique absorbée n'est pas en totalité transformée en gaz (hydrogène et oxygène) mais également en puissance thermique. Celle-ci peut être définie par la relation suivante [134, 135]:

$$P_{Electr_Ther} = N_{cell,Elec} \cdot (V_{cell,Elec} - V_{Th}) \cdot S_{cell,Elec} \cdot J_E \quad (3.82)$$

P_{Electr_Thr} : Puissance thermique libérée par l'électrolyseur (W)

Les productions d'hydrogène et d'oxygène sont calculées selon la loi de Faraday (Eq. 3.83). La consommation d'eau est proportionnelle à la production d'hydrogène et donc au courant absorbé par l'électrolyseur [130, 133 - 136].

Contrairement à la pile à combustible, le rendement faradique de l'électrolyseur (3.84) n'est pas constant, il dépend du courant absorbé [132, 133, 136].

$$Q_{H_2}^{prod} = 2Q_{O_2}^{prod} = \frac{Q_{H_2O}^{cons}}{S_{H_2O}} = \frac{3600 N_{cell,Elec} J_E S_{cell,Elec} S_{H_2}}{2F} \eta_{F_Electr} \quad (3.83)$$

Où :

$$\eta_{F_Electr} = 96,5 \cdot \exp\left(\frac{0,09}{J_{cell} S_{cell,Elec}} - \frac{75,5}{(J_E S_{cell,Elec})^2}\right) \quad (3.84)$$

Avec :

$Q_{H_2}^{prod}$: Quantité d'hydrogène produite (mol.h⁻¹)

$Q_{O_2}^{prod}$: Quantité d'oxygène produite (mol.h⁻¹)

$Q_{H_2O}^{cons}$: Quantité d'eau consommée (mol.h⁻¹)

S_{H_2O} : Stœchiométrie de l'eau (-)

η_{F_Electr} : Rendement faradique de l'électrolyseur (%)

3.7 Modélisation du stockage des gaz

Trois modèles permettant de modéliser le stockage des gaz.

3.7.1 Modèle des gaz parfaits (Modèle 1)

Le modèle des gaz parfaits est utilisé pour modéliser le stockage des gaz. C'est un modèle qui est régulièrement cité dans la littérature scientifique. Il est donné par la relation suivante [130, 137] :

$$P = z \frac{n_1 RT}{V} \quad (3.85)$$

Où :

P est la pression (Pa), z est le facteur de compressibilité, n_1 est le nombre de mole (mol), R est la constante des gaz parfaits ($8,314 \text{ J.K}^{-1}\text{mol}^{-1}$), T est la température (K) et V est le volume du stockage (m^3).

3.7.2 Modèle des gaz réels (Modèle 2)

Pour calculer l'évolution de la pression dans le stockage de gaz, l'équation d'état d'un gaz de Van der Waals est utilisée [130, 134].

$$P_G = \frac{n_1 RT}{V - n_1 b_1} - a_1 \frac{n_1^2}{V^2} \quad (3.86)$$

Avec :

$$a_1 = \frac{27R^2 T_{cr}^2}{64P_{cr}} \quad \text{et} \quad b_1 = \frac{RT_{cr}}{8P_{cr}} \quad (3.87)$$

Où :

T_{cr} est la température critique (K) et p_{cr} est la pression critique (Pa)

- Pour l'hydrogène : $T_{cr} = 33 \text{ K}$ et $P_{cr} = 13 \text{ bar}$ d'où $a_1 = 0,024$ et $b_1 = 2,6 \cdot 10^{-5}$.
- Pour l'oxygène : $T_{cr} = 155 \text{ K}$ et $P_{cr} = 51 \text{ bar}$ d'où $a_1 = 0,137$ et $b_1 = 3,1 \cdot 10^{-5}$.

3.7.3 Modèle 3

Un autre modèle est utilisé pour calculer les quantités d'hydrogène, d'oxygène et d'eau dans les réservoirs. Concernant les gaz, ce modèle, considère que tout ce qui est produit par

l'électrolyseur entre dans le stockage, et tout ce qui est consommé par la pile à combustible provient du stockage. Concernant l'eau, la quantité produite par la PAC est stockée dans le même réservoir que celui permettant l'alimentation de l'électrolyseur. De surcroît, ce modèle tient compte des pertes dues à l'imparfaite étanchéité des réservoirs et une possible évaporation de l'eau. Il est défini par [132] :

$$Q_{H_2}(t + \Delta t) = Q_{H_2}(t) + (Q_{H_2}^{prod} - Q_{H_2}^{cons} - L_{H_2}) \Delta t \quad (3.88)$$

$$Q_{O_2}(t + \Delta t) = Q_{O_2}(t) + (Q_{O_2}^{prod} - Q_{O_2}^{cons} - L_{O_2}) \Delta t \quad (3.89)$$

$$Q_{H_2O}(t + \Delta t) = Q_{H_2O}(t) + (Q_{H_2O}^{prod} - Q_{H_2O}^{cons} - L_{H_2O}) \Delta t \quad (3.90)$$

Avec :

Q_{H_2} Quantité d'hydrogène dans le réservoir (mol)

L_{H_2} Pertes dans le stockage d'hydrogène (mol.h⁻¹)

Q_{O_2} Quantité d'oxygène dans le réservoir (mol)

L_{O_2} Pertes dans le stockage d'oxygène (mol.h⁻¹)

Q_{H_2O} Quantité d'eau dans le réservoir (mol)

L_{H_2O} Pertes dans le stockage d'eau (mol.h⁻¹)

Δt Pas de temps (1 h)

3.8 Modèle utilisé dans la présente étude

Comme 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 des éléments du sous-système de stockage à hydrogène. La connaissance de l'évolution de la quantité d'énergie stockée dans les réservoirs d'hydrogène est suffisante pour notre problématique.

En suivant le même raisonnement que décrit pour la batterie, nous pouvons déterminer également la quantité d'énergie stockée dans les réservoirs d'hydrogène à chaque instant t. Ainsi, la quantité d'énergie stockée à tout instant t est exprimée en fonction de la quantité d'énergie stockée à l'état précédent correspondant à t-1, de l'énergie produite conjointement par les unités de production (PV/éolien) et de l'énergie consommée par la charge durant la période allant de t-1 à t. Deux processus de fonctionnement du sous-système de stockage à

hydrogène sont définis : le processus de stockage d'hydrogène et le processus de déstockage d'hydrogène.

3.8.1 Processus de stockage

Si l'énergie produite conjointement par l'aérogénérateur et le générateur photovoltaïque est supérieure à l'énergie demandée par la charge pendant une heure particulière t , l'électrolyseur sera employé pour remplir les réservoirs d'hydrogène. Ainsi, la quantité d'énergie stockée dans les réservoirs d'hydrogène peut être calculée par la relation suivante [137, 138, 139, 140]:

$$E_{Stock}(t) = E_{Stock}(t-1) + [E_{Prod}(t) - E_{dem}(t)/\eta_{Ond}] \cdot \eta_{Elect} \quad (3.91)$$

Où :

$E_{Stock}(t)$ et $E_{Stock}(t-1)$ sont respectivement, la quantité d'énergie stockée dans les réservoirs d'hydrogène (Wh) aux instants t et $t-1$; $E_{Prod}(t)$ est l'énergie totale produite conjointement par l'aérogénérateur et le générateur photovoltaïque à une heure t (Wh) ; $E_{dem}(t)$ est l'énergie demandée par la charge à une heure t (Wh) ; η_{Elect} est le rendement global de l'électrolyseur et son convertisseur DC/DC correspondant et η_{Ond} est le rendement de l'onduleur.

Pour calculer la masse de l'hydrogène stockée dans les réservoirs, l'équation suivante peut être utilisée [137, 138, 139, 140] :

$$m_{Réser}(t) = \frac{E_{Stock}(t)}{HHV_{H_2}} \quad (3.92)$$

Où :

HHV_{H_2} est le pouvoir calorifique supérieur de l'hydrogène (Higher Heating Value). Le HHV_{H_2} est égale à 39.7 kWh/kg.

3.8.2 Processus de déstockage

Quand l'énergie demandée par la charge est supérieure à l'énergie produite, la pile à combustible sera utilisée pour fournir le complément d'énergie. Dans ce cas, la quantité d'hydrogène dans les réservoirs à l'heure t est donnée par [137, 138, 139, 140]:

$$E_{Stock}(t) = E_{Stock}(t-1) - [E_{dem}(t)/\eta_{Ond} - E_{Prod}(t)]/\eta_{Pile} \quad (3.93)$$

Où :

η_{Pile} est le rendement global de la pile à combustible et son convertisseur DC/DC correspondant.

À tout instant t , la quantité d'énergie stockée dans les réservoirs d'hydrogène est sujette aux deux contraintes suivantes [137, 138]:

$$0 \leq E_{Stock}(t) \leq E_{Stock,max} \quad (3.94)$$

$E_{Stock,max}$ est la capacité de stockage maximale des réservoirs d'hydrogène.

Dans notre cas nous faisons l'hypothèse de ne pas tenir compte des pertes d'énergie dues à l'imparfaite étanchéité des réservoirs, de ne pas utiliser un compresseur et de négliger l'énergie consommée par les auxiliaires de la PAC et de l'électrolyseur.

3.9 Modélisation du convertisseur

Les différents dispositifs électriques de notre système ne fonctionnent pas à la même tension ou ne sont pas du même type : nous avons le courant continu (Direct Current : DC) ou le courant alternatif (Alternating Current : AC). Nous devons donc insérer des convertisseurs DC/AC et/ou DC/DC (éleveur ou abaisseur de tension) afin de pouvoir les connecter entre eux. Le modèle présenté dans cette section, régulièrement cité dans la littérature scientifique [134, 141, 142], est celui issu des travaux de Macagnan [143]. Il a été validé dans la thèse de A. El-Maaty [134]. Il exprime le rendement de conversion, pour tous types de convertisseurs, selon l'équation suivante:

$$\eta_{conv} = (P_S/P_E) \quad (3.95)$$

Avec :

η_{Conv} est le rendement de conversion du convertisseur (%), P_E est la puissance en entrée du convertisseur (W) et P_S est la puissance en sortie du convertisseur (W).

Où :

$$P_E = P_S + P_{Pertes} \quad (3.96)$$

La puissance électrique perdue P_{Pertes} (W) peut donc s'exprimer en fonction de P_S selon la relation suivante :

$$P_{Pertes} = P_S \left(\frac{1}{\eta_{conv}} - 1 \right) \quad (3.97)$$

En appelant

$$\eta_{Pertes} = (P_{Pertes} / P_{Nom}) \quad (3.98)$$

Avec :

P_{Nom} est la puissance nominale du convertisseur (W)

Et

$$\eta = (P_S / P_{Nom}) \quad (3.99)$$

On obtient:

$$\eta_{conv} = [\eta / (\eta + \eta_{Pertes})] \quad (3.100)$$

On définit le rendement de pertes η_{Pertes} par l'équation suivante (les pertes par chute de tension étant négligées):

$$\eta_{Pertes} = \eta_0 + m_c \eta^2 \quad (3.101)$$

Avec :

η_0 et m_c représentent respectivement, les pertes à vide et résistives du convertisseur.

On obtient finalement (Eq. 3.100) le rendement du convertisseur :

$$\eta_{conv} = \frac{(P_S / P_{Nom})}{(P_S / P_{Nom}) + \eta_0 + m_c (P_S / P_{Nom})^2} \quad (3.102)$$

Où, les paramètres η_{10} et η_{100} sont définis de la manière suivante :

$$\eta_0 = \frac{(10/\eta_{10}) - (1/\eta_{100}) - 9}{99} \quad (3.103)$$

Et

$$m_c = (1/\eta_{100}) - \eta_0 - 1 \quad (3.104)$$

En connaissant les valeurs du rendement à 10% et à 100% de la puissance nominale (η_{10} et η_{100}), on détermine les valeurs des deux paramètres η_0 et m_c qui permettent de calculer le rendement du convertisseur pour toutes les puissances délivrées. Nous considérons que la puissance nominale du convertisseur est la puissance maximale que celui-ci peut délivrer.

La figure 3.16 représente la courbe de rendement d'un convertisseur. Pour les besoins de la simulation, nous avons pris 0,92 et 0,98 pour les valeurs des paramètres η_{10} et η_{100} , et 400 W pour la puissance nominale du convertisseur.

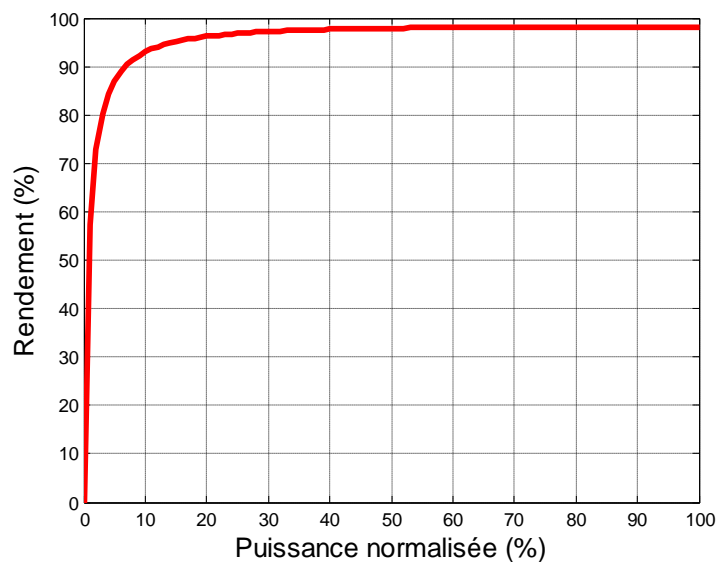


Fig. 3.16 : Courbe du rendement du convertisseur en fonction de sa puissance normalisée

On remarque que le rendement du convertisseur est très bon lorsque le rapport P_S/P_{Nom} est supérieur à 5 %. En dessous de cette valeur le rendement décroît rapidement.

En conclusion, nous pouvons dire que le modèle présenté pour décrire les phénomènes liés au convertisseur est relativement simple, et ne nécessite que 3 paramètres qui sont donnés par le constructeur (η_{10} , η_{100} , et P_{Nom}).

3.10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous nous sommes intéressés à la modélisation des composants du système complet : le générateur PV, le générateur éolien, les convertisseurs (DC/DC et DC/AC), le stockage batteries et le stockage à hydrogène. Chaque modélisation est basée sur

des équations relativement simples, provenant de la littérature scientifique. La validation de certains modèles a permis de préciser leur domaine d'incertitude.

L'implémentation de ces modèles dans un environnement de simulation adapté permettra d'étudier le comportement des composants en fonction de certains paramètres. L'outil ainsi réalisé, sera utilisé pour déterminer le dimensionnement optimal d'un tel système pour des cas d'applications définis dans les chapitres suivants.

Chapitre 4

Dimensionnement et optimisation du système hybride PV/éolien

4.1. Introduction

Les ressources d'énergie alternatives telles que le solaire et le vent ont attiré beaucoup de secteurs de l'énergie en vue d'une production énergétique à grande échelle. Cependant, l'inconvénient commun avec de l'énergie solaire et éolienne est leur nature imprévisible et leur dépendance aux changements du temps et du climat. Les systèmes énergétiques autonomes, photovoltaïques ou éoliens ne peuvent produire à eux seules, l'énergie requise, tout au long de l'année. Dans le but d'utiliser efficacement et économiquement les ressources énergétiques renouvelables, le recours aux méthodes d'optimisation du dimensionnement de systèmes à énergie renouvelable s'avère indispensable.

Ces méthodes, peuvent aider à garantir le plus faible investissement avec une meilleure utilisation du sous-système solaire, du sous-système éolien et du banc de batterie ou de l'unité de stockage à hydrogène, de sorte que le système hybride puisse fonctionner aux conditions optimales en termes d'investissement et de fiabilité requise par l'utilisateur. Ainsi, nous présentons dans ce chapitre, l'étude sur l'optimisation de dimensionnement du système hybride PV/éolien autonome utilisant comme stockage d'énergie, les batteries au plomb et l'unité de stockage à hydrogène.

4.2. Méthode d'optimisation utilisée dans la présente étude

Différentes méthodes de dimensionnement de systèmes à sources renouvelables ont été présentées dans la littérature. Ces méthodes utilisent des approches distinctes pour déterminer la configuration optimale de ce type de systèmes [121-125, 144-155]. Les méthodes basées sur l'optimisation technico-économique permettent d'offrir une bonne évaluation du système et rendent l'option hybride viable et attrayante pour des applications de plus en plus nombreuses.

La méthode d'optimisation 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 [156]:

- la fiabilité est basée sur le concept de la probabilité de déficit d'énergie (DPSP). Cela permet de déterminer l'ensemble des configurations permettant d'atteindre la valeur de la DPSP désirée.
- le calcul du coût du système est basé sur quatre indicateurs de rentabilité économique à savoir : le coût de cycle de vie (TNPC), le coût global annualisé (TAC), le coût du kilowattheure (LUEC) et enfin, l'analyse de la distance du seuil de rentabilité (BEDA). Ces indicateurs permettent de choisir la configuration optimale du système, parmi l'ensemble des configurations satisfaisant le critère technique (fiabilité) et ce, sur la base du coût minimum.

Six paramètres de dimensionnement sont introduits dans le processus d'optimisation : la puissance crête du générateur PV, la puissance nominale de l'aérogénérateur, la capacité nominale du stockage des batteries, la puissance nominale de l'électrolyseur, la puissance nominale de la pile à combustible et la capacité nominale des réservoirs d'hydrogène.

Les modèles mathématiques décrivant la fiabilité et le coût du système hybride sont présentés dans les sections suivantes (4.2.1 et 4.2.2).

4.2.1. Modèle technique de fiabilité basé sur le concept de la DPSP

Au vu des caractéristiques intermittentes du rayonnement solaire et de la vitesse du vent, qui influencent fortement la production énergétique, une analyse de fiabilité des systèmes de production d'électricité d'origine renouvelable est habituellement considérée comme une étape importante dans un tel processus de dimensionnement. Dans la littérature, Il y a un certain nombre de méthodes employées pour calculer la fiabilité des systèmes hybrides. La méthode la plus populaire est la probabilité de perte d'énergie (LPSP) [122].

La LPSP est la probabilité pour qu'un déficit énergétique se produise quand le système hybride (énergie solaire, énergie éolienne et stockage de l'énergie) ne peut pas satisfaire la demande de charge. Ainsi, le dimensionnement d'un système hybride (PV, éolien) fiable peut être accompli en employant la LPSP comme paramètre principal de dimensionnement.

Deux approches existent pour l'application du concept de la LPSP. La première est basée sur des simulations chronologiques. Cette approche nécessite un temps de calcul considérable et exige la disponibilité des données sur une bonne période. La deuxième approche emploie des techniques probabilistes pour inclure la nature fluctuante de la ressource et la charge, de ce fait éliminant le besoin de données de série chronologique.

D'autres critères de fiabilité de puissance existent également, comme la probabilité de perte de charge (Loss of Load Probability, LOLP), le niveau des performances de système (System Performance Level, SPL) et la perte des heures de charge (Loss of Load Hours, LOLH). A la différence de la LPSP, la LOLP est définie par le rapport entre la période pendant laquelle la charge n'est pas satisfaite (quand l'énergie stockée dans les batteries et celle produite conjointement par les deux sources est insuffisante pour satisfaire la demande) et la période totale de fonctionnement.

Nous allons maintenant appliquer le concept de la probabilité de déficit d'énergie (DPSP) sur deux types de configurations de systèmes hybrides à savoir :

- **Première configuration** : Système hybride avec stockage batteries ;
- **Deuxième configuration** : Système hybride avec unité de stockage à hydrogène.

4.2.1.1. Modèle de fiabilité appliqué pour le système hybride avec stockage batteries

Le système hybride de production de l'énergie dans sa vue la plus générale, est celui qui combine et exploite plusieurs sources disponibles facilement mobilisables. Le système qui nous intéresse regroupe deux parties pour la production passant par deux sous-systèmes de stockage de l'énergie : stockage batteries (première configuration) et stockage à hydrogène (deuxième configuration) (voir, figures 4.1. et 4.2.).

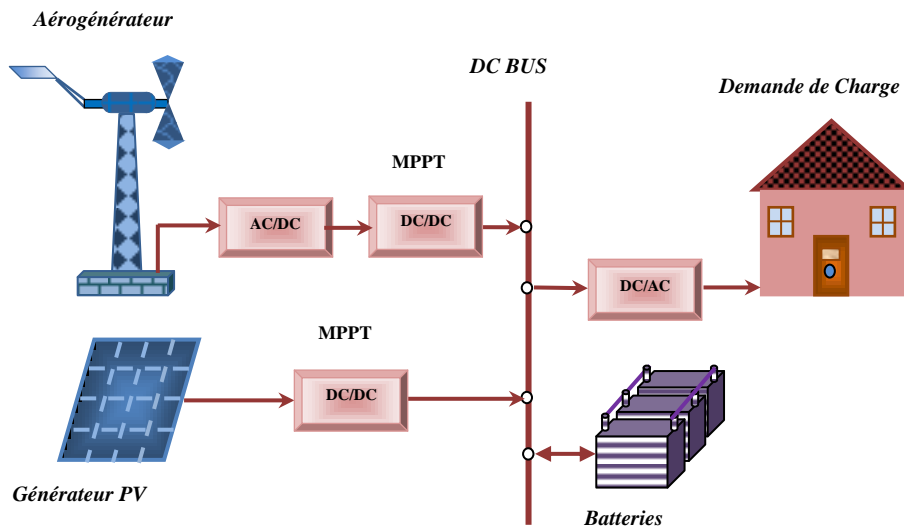


Fig. 4.1: Schéma synoptique du système hybride PV/éolien avec batteries de stockage (Première configuration)

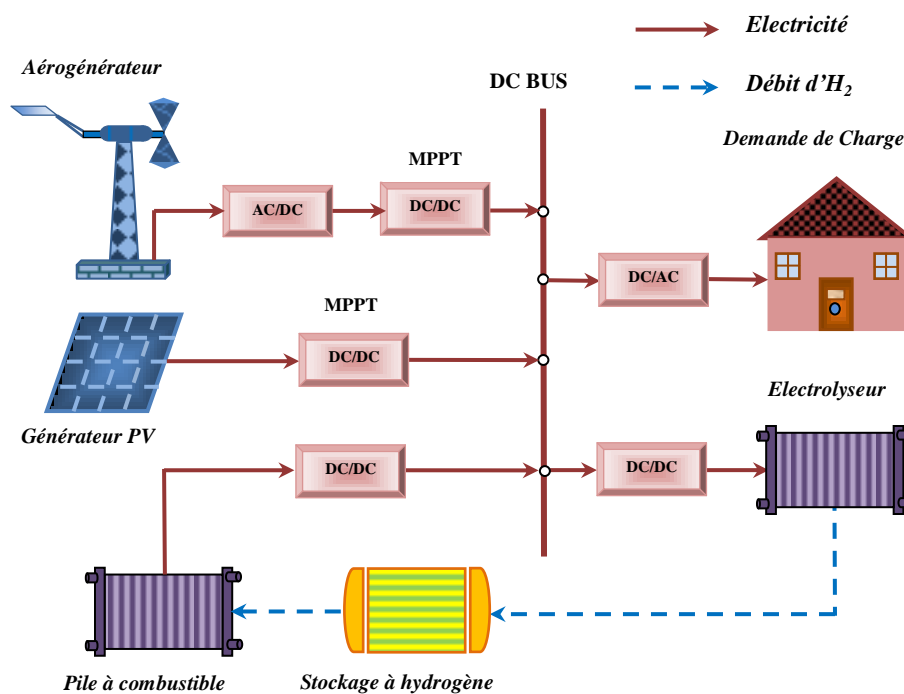


Fig. 4.2: Schéma synoptique du système hybride PV/éolien avec stockage à hydrogène (Deuxième configuration)

Ainsi, la méthodologie utilisée pour le dimensionnement du système hybride avec stockage batteries, peut être résumée dans les étapes suivantes:

- a) Si l'énergie produite conjointement par l'aérogénérateur et le générateur photovoltaïque dépasse l'énergie demandée par la charge, les batteries se chargent jusqu'à atteindre leur capacité maximale. Le reste de l'énergie disponible n'est pas employé. Le nouvel état de charge de batteries est calculé en utilisant l'Eq. (3.70).
- b) Quand l'énergie demandée par la charge est supérieure à l'énergie produite, les batteries se déchargent pour combler ce déficit. Dans ce cas précis, le nouvel état de charge à une heure t donnée, est calculé en utilisant l'Eq. (3.71).

Dans le cas (a), quand l'état de charge de batteries atteint une valeur maximum, $E_{Char,max}$, le système de contrôle arrêtera le processus de charge. Ce scénario nous conduit à définir un paramètre important permettant de comptabiliser cet excès d'énergie. Ce paramètre est appelé l'excès d'énergie produite (EPG). L'EPG donne l'excès d'énergie produite et non utilisée par le système. Cette valeur peut varier en fonction de la variation horaire de la demande, de l'irradiation solaire, de la vitesse de vent et de l'état de charge du banc de batteries. À l'heure t , l'excès d'énergie produite (EPG) peut être exprimé comme suit [156]:

$$EPG(t) = E_{Prod}(t) - \left[E_{dem}(t)/\eta_{Ond} + \left(E_{Char,max} - E_{Char}(t-1) \right) / \eta_B \right] \quad (4.1)$$

L'excès relatif de l'énergie produite (REPG), exprimé comme le rapport de la somme des excès d'énergie horaires à la somme de la demande de charge durant la période considérée (une année), est donné par l'équation suivante [156]:

$$REPG = \sum_{t=1}^T EPG(t) / \sum_{t=1}^T E_{dem}(t) \quad (4.2)$$

Dans le cas (b), si l'état de charge de batteries diminue à son niveau minimum, $E_{Char,min}$, le système de contrôle déconnecte la charge et ce déficit appelé, déficit d'énergie (Deficiency of Power Supply DPS) à l'heure t , pourrait être exprimé par la relation suivante [156-160]:

$$DPS(t) = E_{dem}(t) - \left[E_{Prod}(t) + E_{Char}(t-1) - E_{Char,min} \right] \eta_{Ond} \quad (4.3)$$

La probabilité de déficit d'énergie (*DPSP*) pour une période d'analyse T , est le rapport de la somme de toutes les valeurs de perte d'énergie $DPS(t)$ durant la même période sur l'énergie totale demandée. La *DPSP* est définie par la relation suivante [157, 160] :

$$DPSP = \sum_{t=1}^T DPS(t) / \sum_{t=1}^T E_{dem}(t) \quad (4.4)$$

Une *DPSP* nulle ($DPSP = 0$) signifie que la charge est toujours satisfaite et une *DPSP* égale à l'unité signifie que la charge n'est jamais satisfaite.

À partir des situations décrites ci-dessus, un programme est développé dans l'environnement MATLAB, permettant de dimensionner les composants pour chaque configuration et pour une *DPSP* particulière spécifiée par l'utilisateur. L'organigramme du modèle de système hybride (avec stockage batteries) est illustré dans fig.4.3. Dans ce programme, $P_{PV,min}$, $P_{PV,max}$ et $P_{W,min}$, $P_{W,max}$ représentent les limites inférieure et supérieure de la variation de l'intervalle des puissances crêtes des générateur PV et éolien, respectivement. ΔP_{PV} et ΔP_W représentent respectivement, les pas de variation des puissances des générateurs PV et éolien ; Δt est le pas de simulation et NS_D est le nombre maximum de jours de stockage. Dans cette étude le nombre maximum des jours de stockage, $NS_D = 3$.

Les données d'entrée du programme se composent de l'irradiation solaire horaire sur un plan incliné, des valeurs moyennes horaires de la température ambiante et de la vitesse du vent, de la valeur de la *DPSP* désirée, d'un profil horaire de la charge et des caractéristiques techniques des différents composants constituant le système. En utilisant le programme développé, un ensemble de configurations répondant aux exigences de fiabilité de système, peut être obtenu. La configuration optimale sera calculée par la suite, sur la base du coût minimum.

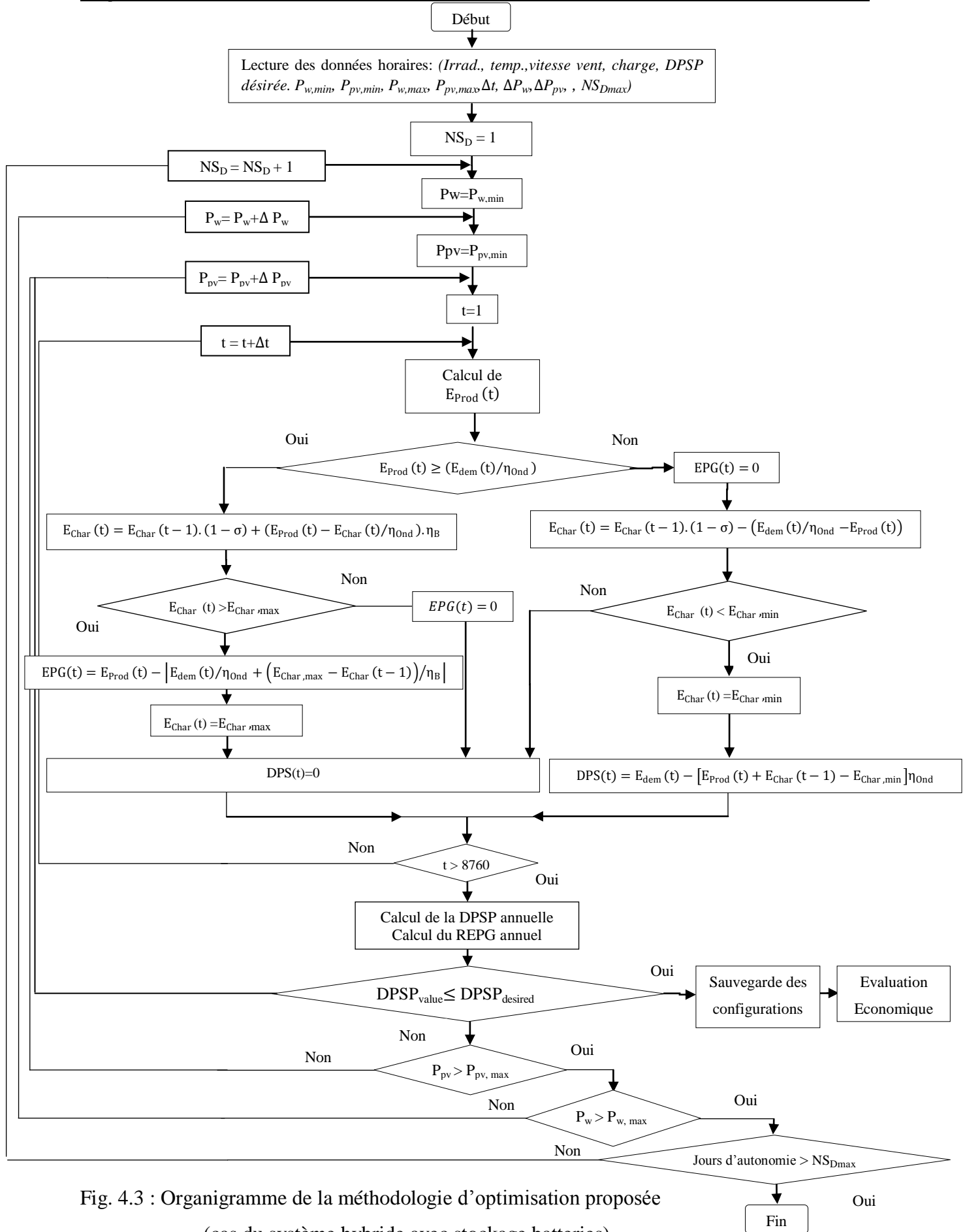


Fig. 4.3 : Organigramme de la méthodologie d'optimisation proposée (cas du système hybride avec stockage batteries)

4.2.1.2. Modèle de fiabilité appliqué pour le système hybride avec stockage à hydrogène

La technique de la DPSP est également appliquée pour le dimensionnement et l'évaluation d'un système hybride PV/éolien utilisant comme dispositif de stockage, l'unité de stockage à hydrogène. Ainsi, la méthodologie utilisée peut être résumée comme suit [137]:

- a) Si l'énergie produite conjointement par les deux unités de production (générateurs PV et éolien) dépasse l'énergie demandée par la charge pour une heure particulière, les réservoirs d'hydrogène se remplissent jusqu'à atteindre leur capacité maximale. Le reste de l'énergie disponible n'est pas employé. le nouvel état d'énergie stockée dans les réservoirs d'hydrogène est calculé à partir de l'Eq. (3.91).
- b) Quand l'énergie demandée par la charge est plus importante que l'énergie produite par le système hybride, la pile à combustible sera employée pour aider à combler ce déficit. Dans ce cas-ci, le nouvel état d'énergie stockée à l'heure t est calculé à partir de l'Eq. (3.93).

Dans le cas (a), quand le niveau de stockage d'énergie dans les réservoirs d'hydrogène atteint une valeur maximale, $E_{Char,max}$, le système de contrôle arrêterait le processus de charge. Ce scénario nous conduit à définir un paramètre important permettant de comptabiliser cet excès d'énergie. Ce paramètre est appelé l'excès d'énergie produite (EPG). L'EPG donne l'excès d'énergie produite et non utilisée par le système. À l'heure t, l'excès d'énergie produite (EPG) peut être exprimé comme suit [156]:

$$EPG(t) = E_{Prod}(t) - \left[E_{dem}(t)/\eta_{Ond} + \left(E_{Char,max} - E_{Char}(t-1) \right) / \eta_B \right] \quad (4.5)$$

L'excès relatif de l'énergie produite (REPG), exprimé comme le rapport de l'excès d'énergie à la somme de la demande de charge durant la période considérée, est donné par la relation suivante [156]:

$$REPG = \sum_{t=1}^T EPG(t) / \sum_{t=1}^T E_{dem}(t) \quad (4.6)$$

Dans le cas (b), si le niveau de stockage d'énergie dans les réservoirs d'hydrogène diminue à son niveau minimum, $E_{Char,min}$, le système de contrôle déconnecte la charge. On comptabilise ainsi, un déficit d'énergie qui pourrait être exprimé par la relation suivante [137]:

$$DPS(t) = E_{dem}(t) - [E_{Prod}(t) + E_{Char}(t-1) - E_{Char,min}] \eta_{Ond} \quad (4.7)$$

Comme dans le cas du système hybride avec stockage batteries, La probabilité de déficit d'énergie (*DPSP*) pour la même période d'analyse T, peut être donnée par [156]:

$$DPSP = \sum_{t=1}^T DPS(t) / \sum_{t=1}^T E_{dem}(t) \quad (4.8)$$

À partir des situations décrites ci-dessus, un deuxième programme a été développé permettant de dimensionner les composants pour chaque configuration du système hybride à hydrogène. L'organigramme de ce modèle de système hybride est illustré dans la Fig. 4.4.

Les données d'entrée du programme se composent de l'irradiation solaire horaire sur un plan incliné, des valeurs moyennes horaires de la température ambiante et de la vitesse du vent, de la valeur de la *DPSP* désirée, d'un profil horaire de la charge et des caractéristiques techniques des différents composants constituant le système. En utilisant le programme développé, un ensemble de configurations de système, répondant aux exigences de fiabilité de système, peut être obtenu également. La configuration optimale sera calculée par la suite, sur la base du faible coût.

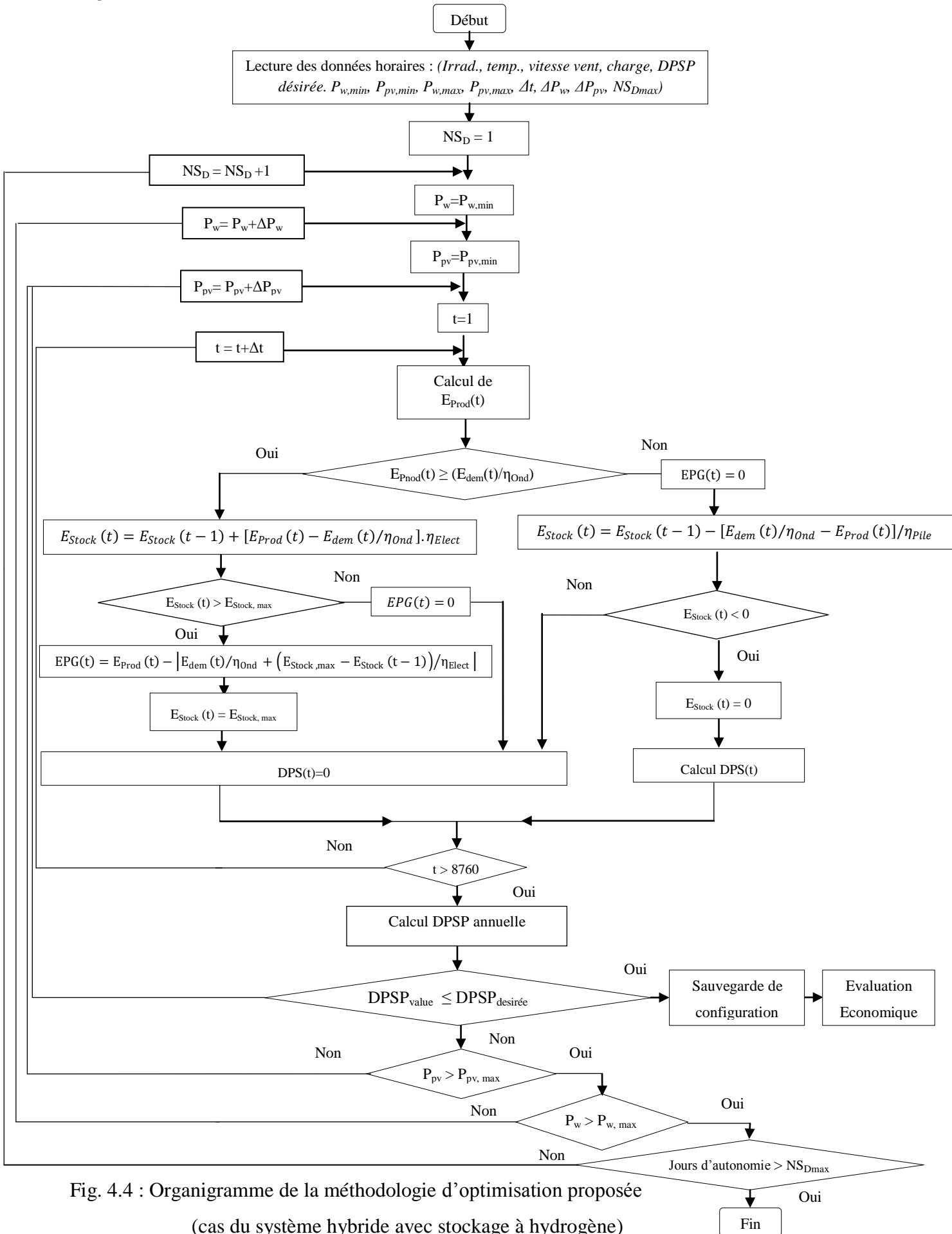


Fig. 4.4 : Organigramme de la méthodologie d'optimisation proposée (cas du système hybride avec stockage à hydrogène)

4.2.2. Modèle économique

Dans la littérature, plusieurs critères économiques sont utilisés pour l'analyse économique des systèmes de production d'électricité d'origines renouvelables. Parmi ces critères, on trouve, le coût actuel net, le coût du kilowattheure d'énergie et le coût de cycle de vie.

Le coût actuel net inclut le coût initial de tous les composants du système, le coût de tous les remplacements de composants nécessaires pendant la durée de vie du système et le coût d'entretien. La durée de vie du système est habituellement considérée comme la durée de vie des modules PV. Ces éléments possèdent la plus longue durée de vie.

Une description plus détaillée du calcul du coût actuel net est présentée dans [161, 162, 163]. Le code de calcul HOMER (Hybrid Optimisation Model for Electric Renewables) emploie le coût actuel net total pour représenter le coût de cycle de vie du système, suppose que tous les prix escaladent au même taux et prend le « taux d'intérêt annuel réel » plutôt que le « taux d'intérêt nominal ».

Un autre indicateur de rentabilité économique couramment utilisé pour l'analyse économique des systèmes hybrides multi-sources ; appelé le coût du kilowattheure d'énergie. Il est défini comme le rapport du coût total annualisé du système à l'énergie électrique annuelle produite par le système [117]. Il a été intensivement employé comme indicateur économique pour évaluer les configurations de système hybrides éolien/solaire [164]. D'autres approches économiques, telles que le coût de l'électricité du système [120] et le coût de cycle de vie sont également employées couramment [165].

Nous proposerons dans cette section, une analyse économique des deux configurations choisies (systèmes hybrides multi-sources ayant les accumulateurs électrochimiques et l'hydrogène comme moyens de stockage). Les technologies basées sur l'hydrogène sont commercialement disponibles en petites séries. Il semble un peu difficile d'effectuer une étude économique très détaillée. De ce fait, nous donnerons un ordre de grandeur des coûts du système considéré.

Les calculs économiques concernent l'utilisation de quatre indicateurs économiques à savoir : le coût actuel net global (TNPC), le coût global annualisé (TAC), le coût du kilowattheure d'énergie (LUEC) et l'analyse de la distance du seuil de rentabilité (BEDA) ; c'est la distance limite, à partir de laquelle, le système hybride autonome devient compétitif

par rapport à une connexion réseau. Ces indicateurs sont développés pour l'évaluation économique des configurations de système hybride considérant la durée de vie et les coûts de remplacement de chaque composant du système. Les coûts sont indiqués en Dollars. Pour approfondir cette étude, les taux d'inflation et d'intérêt ont été pris en compte.

4.2.2.1. Coût actuel net global (TNPC)

L'analyse du coût actuel net global (TNPC) est une évaluation économique du coût pour un certain nombre de solutions alternatives, considérant tous les coûts significatifs au cours de la durée de vie de chaque alternative, ajoutant les coûts de chaque option pendant chaque année et les escomptant de nouveau à une base commune (valeur actuelle, PW). Ces coûts peuvent être classés en deux catégories : (a) coûts récurrents, par exemple, le coût de maintenance du générateur PV et de l'aérogénérateur, et (b) coûts non-récurrents, par exemple, le coût de remplacement des batteries. La conversion des coûts récurrents en valeur actuelle est donnée par la relation suivante [156, 166, 167] :

$$PW_{C_{rec}} = C_{rec} \frac{\left[\frac{1+e}{1+d} \right] \left\{ \left[\frac{1+e}{1+d} \right]^{L_p} - 1 \right\}}{\left[\frac{1+e}{1+d} \right] - 1} \quad (4.9)$$

Où, e et d sont le taux d'intérêt et d'escalade, respectivement. C_{rec} est le coût récurrent et L_p est la durée de vie du système en années. La conversion du coût non-récurrent en valeur actuelle est donnée par [156, 166, 167]:

$$PW_{C_{non-rec}} = C_{non-rec} \frac{\left[\frac{1+e}{1+d_{adj}} \right] \left\{ \left[\frac{1+e}{1+d_{adj}} \right]^{L_p} - 1 \right\}}{\left[\frac{1+e}{1+d_{adj}} \right] - 1} \quad (4.10)$$

Où, d_{adj} est le taux d'intérêt ajusté, donné ci-dessous ; P est le nombre d'années entre deux paiements successifs pour des coûts non-récurrents et $C_{non-rec}$ est le coût non-récurrent.

$$d_{adj} = \frac{(1+d)^P}{(1+e)^{P-1}} - 1 \quad (4.11)$$

Le coût actuel net global (TNPC), peut alors être exprimé comme suit [156, 166, 167]:

$$TNPC(\$) = C_{I-initial} + PW_{C_{rec}} + PW_{C_{non-rec}} \quad (4.12)$$

Où, $C_{I,initial}$ est le coût d'investissement initial des composants du système (incluant les coûts de génie civil, d'installation et des raccordements). Tous les paramètres dans l'équation ci-dessus sont exprimés en leur valeur actuelle.

Le $C_{I,initial}$ dépend de la capacité installée de chaque composant du système. Dans la réalité, seule une partie de ce coût est payée lors de l'installation, le reste étant généralement payé séparément lors d'une durée dite, d'amortissement. Pour notre approche, nous avons simplifié en considérant que l'intégralité du coût est donnée lors de l'installation de tous les composants du système. Le coût est donc, directement proportionnel aux capacités des composants considérés. Il est calculé de la façon suivante :

4.2.2.1.1. Cas du système hybride avec stockage batteries

$$C_{I,initial} = \left[(C_{PV} \times C_{Unit,PV}) + (C_W \times C_{Unit,W}) + (C_B \times C_{Unit,B}) \right] + (C_{INV} \times C_{Unit,INV}) + C_0 \quad (4.13)$$

4.2.2.1.2. Cas du système hybride avec stockage à hydrogène

$$C_{I,initial} = \left[(C_{PV} \times C_{Unit,PV}) + (C_W \times C_{Unit,W}) + (C_{Elect} \times C_{Unit,Elect}) + (C_{Pile} \times C_{Unit,Pile}) + (C_{Res,H2} \times C_{Unit,Res,H2}) + (C_{INV} \times C_{Unit,INV}) + C_0 \right] \quad (4.14)$$

Où :

$(C_{PV} \times C_{Unit,PV})$ sont respectivement, la capacité totale (W) et le coût unitaire (\$/W) du générateur PV ; $(C_W \times C_{Unit,W})$ sont respectivement, la capacité totale (W) et le coût unitaire (\$/W) de l'aérogénérateur ; $(C_B \times C_{Unit,B})$ sont respectivement, la capacité totale (Wh) et le coût unitaire (\$/Wh) du banc de batteries ; $(C_{Elect} \times C_{Unit,Elect})$ sont respectivement, la capacité totale (W) et le coût unitaire (\$/W) de l'électrolyseur ; $(C_{Pile} \times C_{Unit,Pile})$ sont respectivement, la capacité totale (W) et le coût unitaire (\$/W) de pile à combustible ; $(C_{Res,H2} \times C_{Unit,Res,H2})$ sont respectivement, la capacité totale (Wh) et le coût unitaire (\$/Wh) du réservoir d'hydrogène ; $(C_{INV} \times C_{Unit,INV})$ sont respectivement, la capacité totale (W) et le coût unitaire (\$/W) de l'onduleur et C_0 est le coût total constant, incluant les coûts de génie civil, d'installation et des raccordements.

4.2.2.2. Coût global annualisé (TAC)

L'approche économique basée sur le concept du coût global annualisé (TAC), est développée pour que le *TAC* soit l'un des meilleurs indicateurs de rentabilité économique dans l'analyse du coût du système dans cette étude. Selon les deux configurations de systèmes hybrides étudiés, le coût global annualisé (TAC) (défini comme la somme des coûts annualisés de chaque composant de système) est calculé, en multipliant le coût actuel net global (TNPC) par le facteur de recouvrement de capitaux (CRF). Le TAC est donné par [163].

$$TAC(\$) = TNPC \times CRF \quad (4.15)$$

Et le *CRF* (rapport permettant de calculer la valeur actuelle d'une annuité) est donné par [138]:

$$CRF(d, L_p) = \frac{d(1+d)^{L_p}}{(1+d)^{L_p} - 1} \quad (4.16)$$

Avec :

d est le taux d'intérêt et *L_p* est la durée de vie du système en années (25 ans).

4.2.2.3. Coût du kilowattheure d'énergie (LUEC)

Le coût du kilowattheure d'énergie (LUEC) peut être déterminé par le rapport du coût global annualisé (TAC) à l'énergie annuelle produite par le système. Il est exprimé par [157]:

$$LUEC(\$/kWh) = \frac{TAC}{\sum_{t=1}^{8760} E_{Prod}(t)} \quad (4.17)$$

Où :

E_{Prod}(t) est l'énergie totale produite conjointement par l'aérogénérateur et le générateur photovoltaïque à une heure *t* (Wh).

4.2.2.4. Analyse de la distance du seuil de rentabilité (BEDA)

Comme la viabilité économique des systèmes décentralisés de production d'électricité d'origines renouvelables est intimement liée à la distance du raccordement au réseau, une analyse de la distance du seuil de rentabilité s'avère essentielle. Cette analyse détermine la distance limite entre le réseau et le système autonome alternatif, à partir de laquelle, ce

dernier soit économiquement rentable en comparaison avec la connexion au réseau. Ainsi, la distance du seuil de rentabilité optimale est déterminée en égalisant les coûts de kilowattheure d'énergie du système hybride et du réseau électrique, respectivement. L'équation suivante est employée pour calculer le *BEDA* [156] :

$$BEDA(km) = \frac{[TAC - (LUEC_{grid} \times \sum_{t=1}^{8760} E_{Gen}(t))]}{C_{ext} \times CRF} \quad (4.18)$$

Où :

$LUEC_{grid}$ est le coût de kilowattheure d'énergie du réseau (\$/kWh); C_{ext} est le coût d'extension de la ligne électrique (un coût moyen de 50000 \$/km pour le réseau électrique du centre de l'Algérie est utilisé dans cette étude).

Les hypothèses de coûts des composants sur lesquelles nous avons basé nos calculs sont donnés dans le tableau 4.1 [154-157, 168].

Tableau 4.1: Hypothèses de coût des composants des systèmes

Equipements	Coût unitaire (US\$/W)	Coût de maintenance dans la première année (%) du Coût	Durée de vie (Année)	Taux d'intérêt d (%)	Taux d'escalade e (%)
Champ PV	3,070	1,0%	25	8	4
Aérogénérateur	3,000	3,0%	20		
Electrolyseur PEM	1,500	2,0%	15000h		
Pile à Combustible PEM	2,000	2,5%	15000h		
Convertisseur	0,715	2,0%	10		
Stockage H ₂ US\$/(N/m ³)	55	0,5%	20		
Batterie	0,213	1,0%	5		

4.3. Conclusion

Ce chapitre a porté sur l'élaboration d'une méthodologie d'optimisation du dimensionnement des systèmes de production d'électricité d'origines renouvelables utilisant comme stockage d'énergie, les batteries au plomb et l'unité de stockage à hydrogène. Cette méthode d'optimisation consiste à déterminer la configuration optimale du système, permettant de satisfaire les besoins de la charge en énergie selon deux critères d'optimisation à savoir : la fiabilité et le coût

- la fiabilité est basée sur le concept de la probabilité de déficit d'énergie (DPSP). Cela permet de déterminer l'ensemble des configurations permettant d'atteindre la valeur de la DPSP désirée.
- le calcul du coût du système est basé sur quatre indicateurs de rentabilité économiques à savoir : le coût de cycle de vie (TNPC), le coût global annualisé (TAC), le coût du kilowattheure (LUEC) et enfin, l'analyse de la distance du seuil de rentabilité (BEDA). Ces indicateurs permettent de choisir la configuration optimale du système, parmi l'ensemble des configurations satisfaisant le critère technique (fiabilité) et ce, sur la base du coût minimum.

Chapitre 5

Discussion des résultats de l'application

5.1 Introduction

La méthodologie de dimensionnement optimal développée dans cette thèse, est appliquée pour analyser et comparer deux types de configurations de systèmes hybrides (PV/éolien), l'un utilisant les batteries d'accumulateurs comme moyen de stockage de l'énergie et l'autre une unité de stockage à hydrogène. Les deux systèmes sont destinés à alimenter un habitat individuel dont le profil de consommation est celui représenté à la figure 5.1. Cette distribution énergétique horaire est considérée, identique pour tous les jours de l'année et correspond au profil de consommation rencontré généralement dans les sites isolés [156, 160].

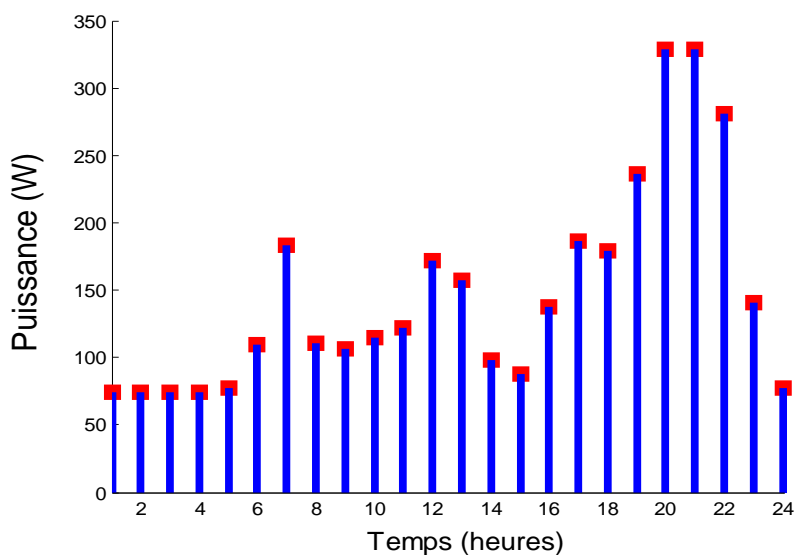


Fig. 5.1 : Profil de consommation adopté

La simulation est effectuée sur une période d'analyse d'une année, en utilisant les données horaires de l'irradiation solaire sur le plan horizontal, de la vitesse du vent et de la température ambiante, tracées sur les figure 5.2 et 5.3. Ces données ont été mesurées à Bouzaréah (Alger) et à Numirate (Ghardaïa) durant les années 2003 et 2005, respectivement [156, 157, 169].

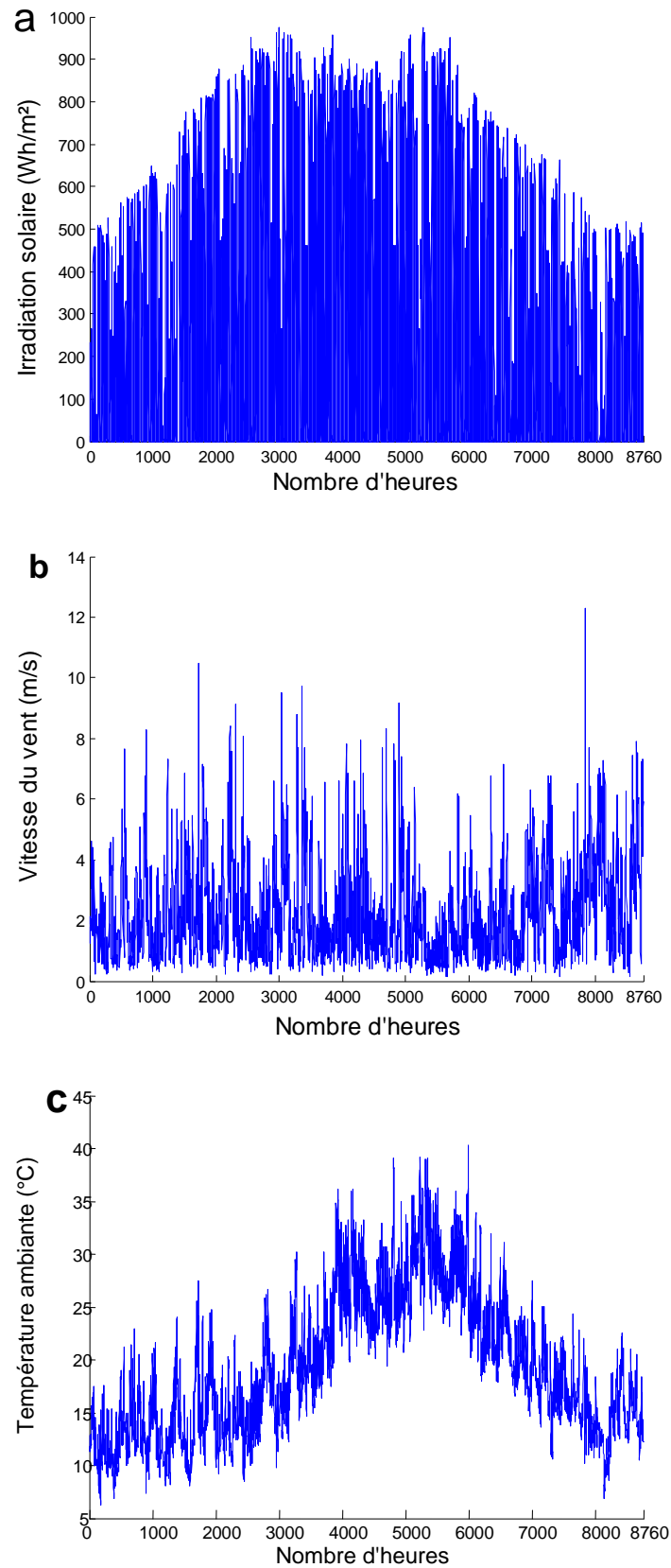


Fig. 5.2 : Valeurs moyennes horaires des conditions météorologiques : (a) l'irradiation solaire sur le plan horizontal, (b) la vitesse du vent et (c) la température ambiante (Site de Bouzaréah, Alger)

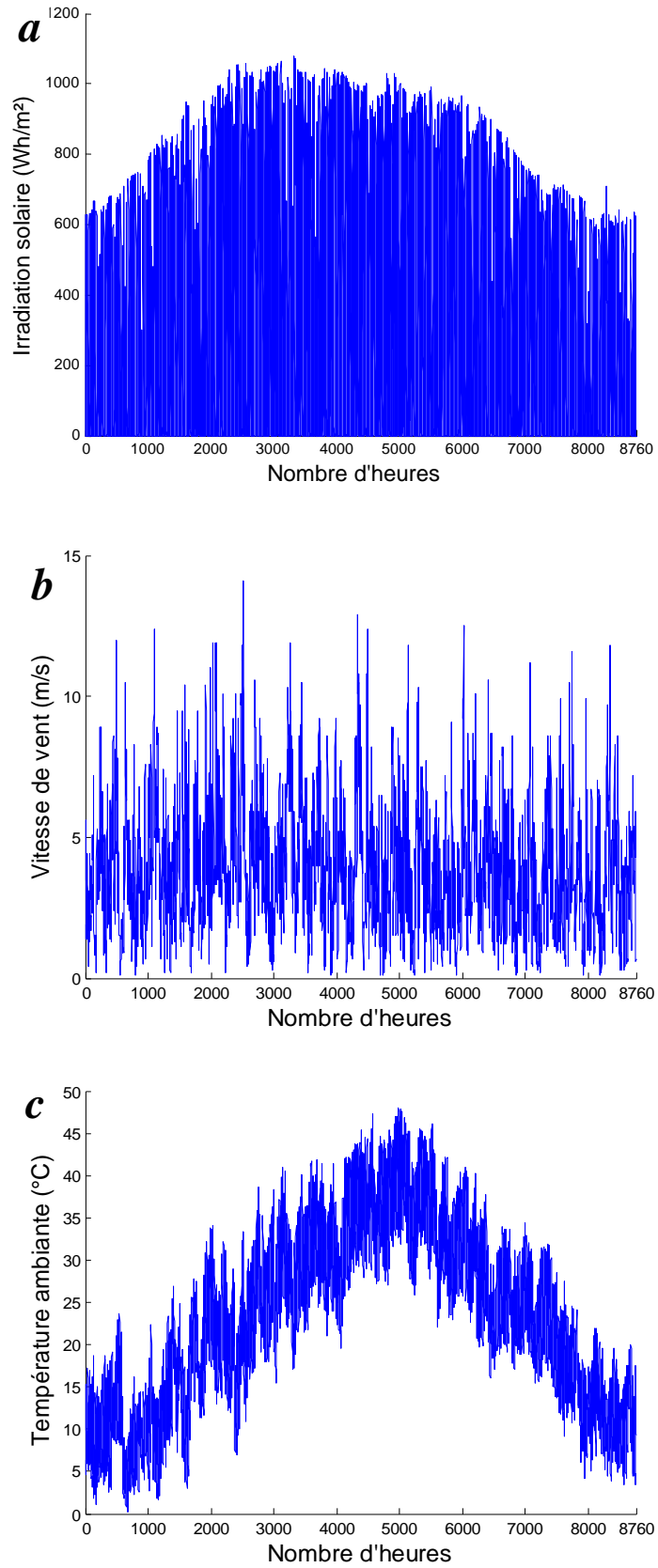


Fig. 5.3 : Valeurs moyennes horaires des conditions météorologiques : (a) l'irradiation solaire sur plan horizontal, (b) la vitesse du vent et(c) la température ambiante (Site de Numirate, Ghardaïa)

Six paramètres de dimensionnement sont introduits dans le processus d'optimisation à savoir: la puissance crête du module PV, la puissance nominale de l'aérogénérateur, la capacité de stockage des batteries, la puissance de l'électrolyseur, la puissance de la pile à combustible et la capacité de stockage des réservoirs d'hydrogène.

Les caractéristiques techniques du générateur PV, de l'aérogénérateur, du banc de batteries, de l'électrolyseur, de la pile à combustible et des réservoirs d'hydrogène sont données en annexe B.

Les relations liant les paramètres de dimensionnement à la probabilité de déficit d'énergie (DPSP) et aux divers indicateurs de rentabilité économiques choisis dans cette étude, sont promptement analysées.

Quatre valeurs de la probabilité de déficit d'énergie (DPSP) ont été choisies dans cette simulation (0%, 0,1%, 0,3% et 1%). Elles correspondent à des taux de défaillance différents. Une DPSP égale à zéro correspond à une satisfaction énergétique totale de la charge (système non défaillant).

Les principaux résultats de la simulation sont présentés dans ce chapitre.

5.2 Résultats de l'application correspondant au modèle de fiabilité

5.2.1 Cas du système hybride avec stockage batteries

A partir du modèle de fiabilité basé sur le concept de la DPSP, nous avons effectué plusieurs simulations permettant de calculer la probabilité de déficit d'énergie (DPSP) et ce, en considérant diverses combinaisons (taille du générateur PV, taille de l'aérogénérateur et capacité de stockage batteries).

Au vu du bon déroulement des simulations, nous avons choisi de faire varier la puissance de l'éolienne de 0,4 à 4 kW avec un pas de 0,4 kW, correspondant à la taille de l'aérogénérateur choisie dans cette étude. Celle du générateur PV varie de 0,055 à 5,5 kW, en incrémentant d'un (01) module PV (soit 55 Wc) à chaque nouvelle simulation de notre système. 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), ainsi, le pas utilisé est d'un jour.

Une analyse approfondie est effectuée en vue d'étudier l'impact de différents facteurs sur la taille optimale du système, à savoir : la fiabilité du système, la capacité de stockage et la qualité du potentiel énergétique.

5.2.1.1 Impacts de la capacité de stockage et du taux de défaillance sur les dimensions du système

Les relations entre la capacité de stockage, le taux de défaillance et les configurations du système sont étudiés dans cette section, pour les sites d'Alger et de Ghardaïa. Les figures 5.4 et 5.5 montrent les résultats de la relation entre le taux de défaillance représenté par les différentes valeurs de la DPSP et les configurations du système et ce, pour différents jours d'autonomie de stockage batteries.

La figure 5.4-a montre ces relations pour une journée de stockage batteries. Dans cette figure, les courbes sont de nature hyperbolique. Chaque point d'elles représente un couple (nombre de modules PV, nombre d'éoliennes) garantissant l'autonomie énergétique souhaitée. Dans le cas d'une valeur nulle de la DPSP, la courbe correspondante est appelée, courbe d'autonomie du système: chaque point de cette courbe représente une combinaison qui assure l'autonomie totale du système. Les zones au-dessus des courbes sont également des configurations qui peuvent garantir la fiabilité de l'alimentation requise.

La même figure montre également que lorsque la fiabilité du système est élevée; la configuration du système (nombre de modules PV, nombre d'éoliennes) est aussi élevée, pour la même capacité de stockage batteries. Une situation similaire se produit dans le système pour deux et trois jours d'autonomie de stockage batteries (fig. 5.4-b, 5.4-c et fig. 5.5-b, 5.5-c), mais par rapport au système avec une journée d'autonomie, le nombre de modules PV et d'aérogénérateurs est plus modéré. Cela signifie que le système hybride avec plusieurs batteries (3 jours d'autonomie de capacité de stockage) peut répondre à la demande de charge avec une faible défaillance d'alimentation. Les mêmes constatations se produisent dans le cas du site de Ghardaïa (figure 5.5).

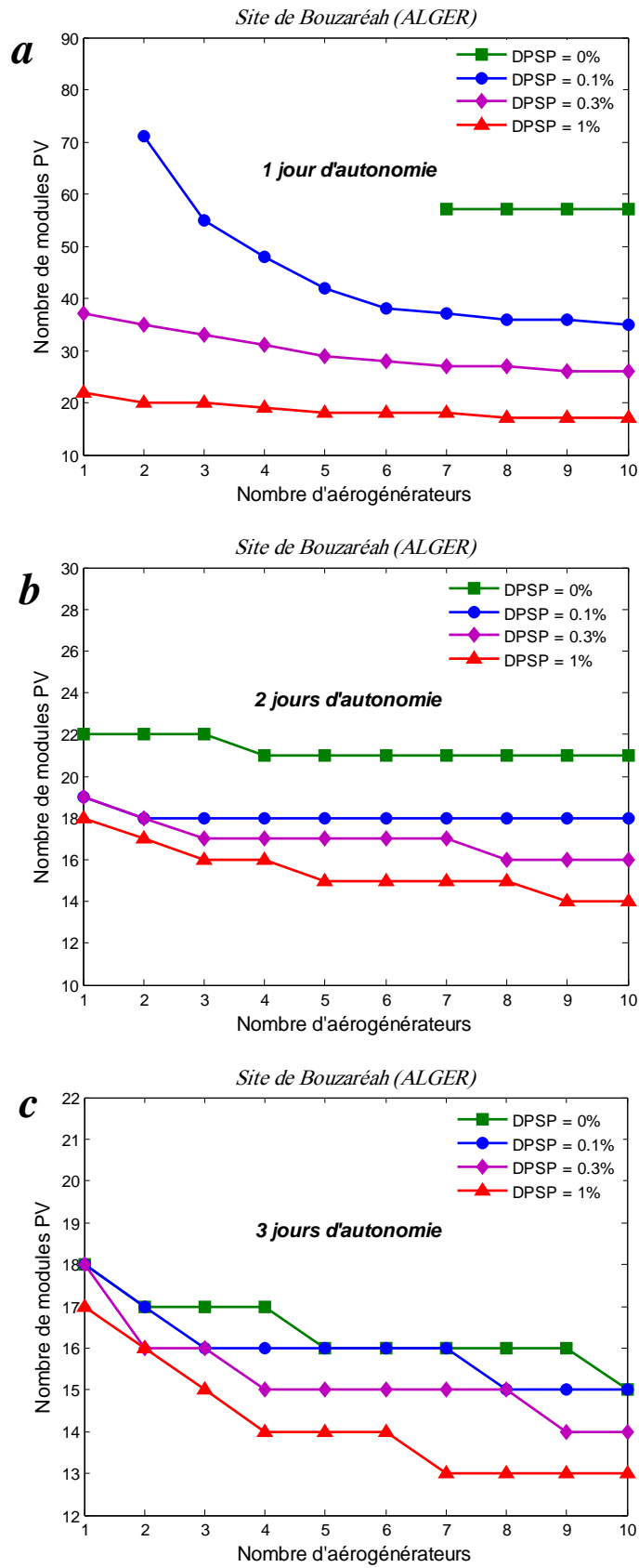


Fig. 5.4 : Configurations du système hybride avec stockage batteries pour différentes DPSP et différents jours d'autonomie (Site de Bouzaréah, Alger)

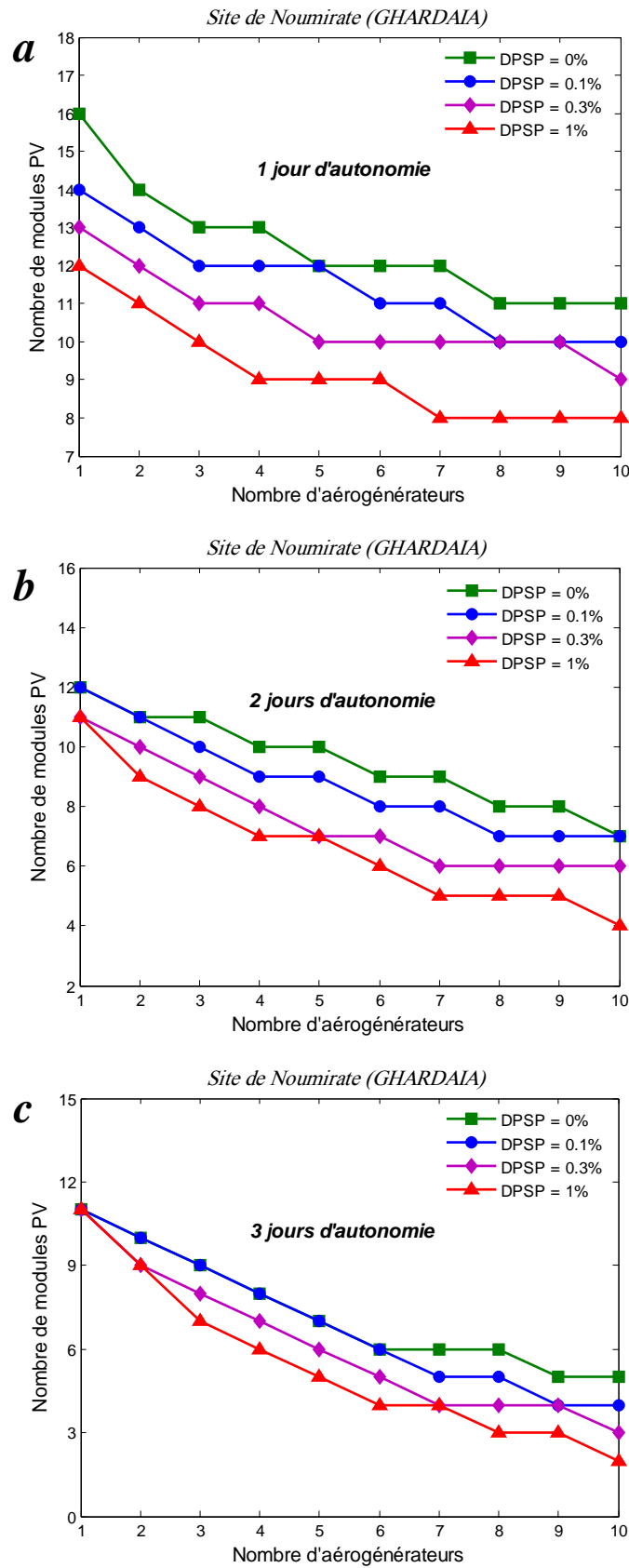


Fig. 5.5 : Configurations du système hybride avec stockage batteries pour différentes DPSP et différents jours d'autonomie (Site de Numirate, Ghardaïa)

5.2.1.2 Impact du potentiel énergétique sur les dimensions du système

Parmi les paramètres essentiels influençant considérablement les dimensions des systèmes de production d'électricité décentralisés d'origines renouvelables, la qualité du potentiel énergétique disponible in situ. La figure 5.6 illustre convenablement l'effet de ce paramètre sur l'ensemble des configurations permettant de satisfaire les besoins de la charge en énergie et ce, pour les deux sites étudiés.

À partir de cette figure, on voit, que la qualité des ressources énergétiques a un impact très important 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 DPSP égale à zéro, la figure 5.6 montre bien que les dimensions du système hybride à installer sur le site de Ghardaïa sont beaucoup plus faibles que celles du système à installer sur le site d'Alger.

La même figure montre également, l'effet de la capacité de stockage sur la taille du système. Cette dernière est inversement proportionnelle à la capacité de stockage. Ainsi, la taille du système pour une capacité de stockage correspondante à une journée d'autonomie est plus importante que celle correspondante à trois jours d'autonomie.

À titre d'exemple, la taille du générateur PV nécessaire pour satisfaire totalement les besoins de la charge (DPSP = 0%) dans le cas du site d'Alger, pour une puissance éolienne de 400 W et deux jours d'autonomie est de 1210 W, alors qu'elle est de 990 W pour la même puissance éolienne (400 W) et trois jours d'autonomie, ce qui correspond à une réduction de 23% de la taille du générateur PV.

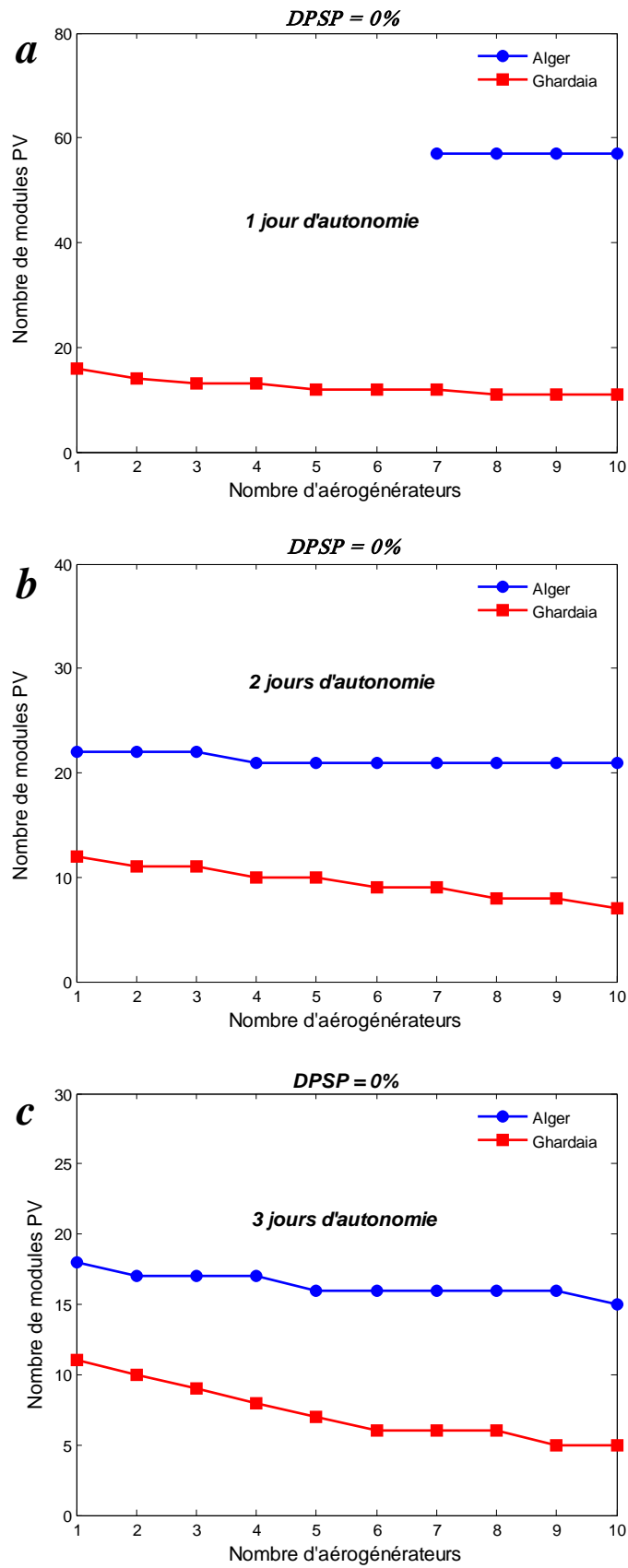
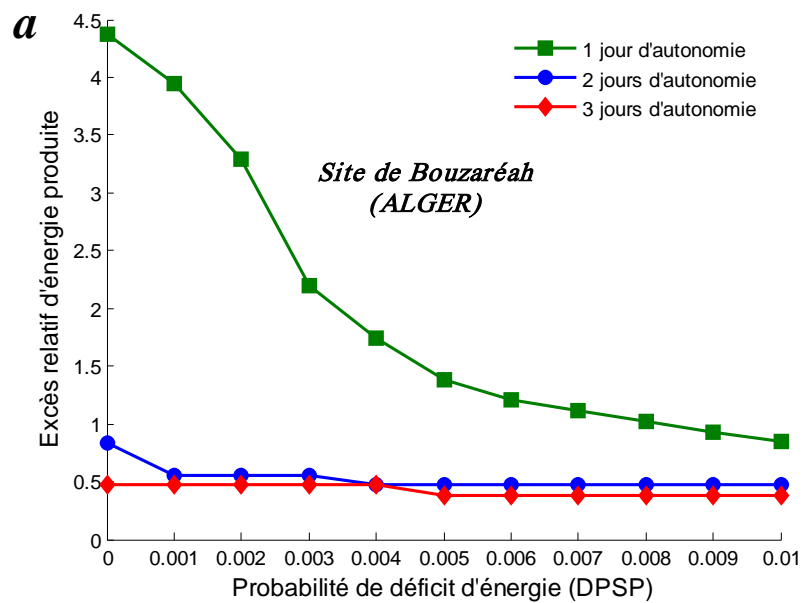


Fig. 5.6 : Influence du potentiel énergétique sur les dimensions du système (cas de stockage batteries).

5.2.1.3 Impacts de la capacité de stockage et du taux de défaillance sur l'excès relatif d'énergie produite (REPG)

La variation de l'excès relatif d'énergie produite (REPG) en fonction de la fiabilité désirée (DPSP) pour différents jours d'autonomie, dans le cas des sites d'Alger et de Ghardaïa est présentée dans la figure 5.7. On constate bien que le REPG diminue avec l'augmentation de la DPSP. Il est estimé, pour une journée d'autonomie de stockage batteries, dans le cas du site d'Alger (figure 5.7-a) à 437% pour une DPSP égale à 0, alors qu'il est de 72% pour une DPSP de 1%. De même pour le cas de deux jours d'autonomie de stockage batteries, où les calculs montrent que le REPG est d'environ 83% pour une DPSP de 0% alors qu'il est de 41% pour une DPSP de 1%. Un REPG de 43% est produit pour trois jours d'autonomie et une DPSP égale à 0, tandis qu'il est de 29% pour une DPSP de 1%.

La grande quantité d'énergie excédentaire produite, surtout pour une journée d'autonomie est due essentiellement à l'augmentation de la taille des générateurs PV et éolien (il y a un compromis entre l'augmentation de la taille des générateurs PV et éolien et l'augmentation du nombre de batteries pour répondre aux exigences de fiabilité). Les mêmes résultats se produisent dans le cas du site de Ghardaïa (figure 5. 7-b).



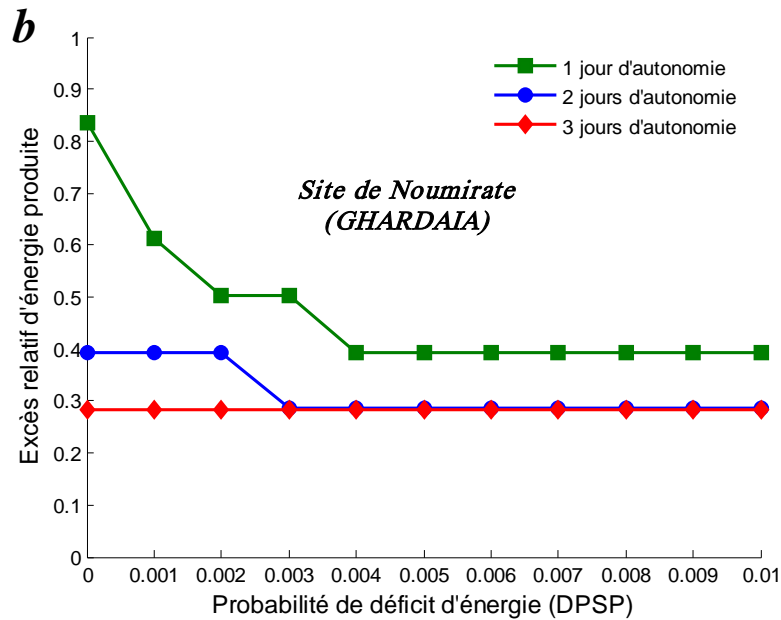


Fig. 5.7 : Variation de l'excès relatif d'énergie produite en fonction de la DPSP pour différents jours d'autonomie, pour les couples optimaux et pour les deux sites choisis (cas de stockage batteries)

5.2.2 Cas du système hybride avec stockage à hydrogène

Le modèle de fiabilité basé sur le concept de la DPSP est également appliqué pour analyser la configuration de système hybride (PV/éolien) utilisant l'unité de stockage à hydrogène comme moyen de stockage d'énergie.

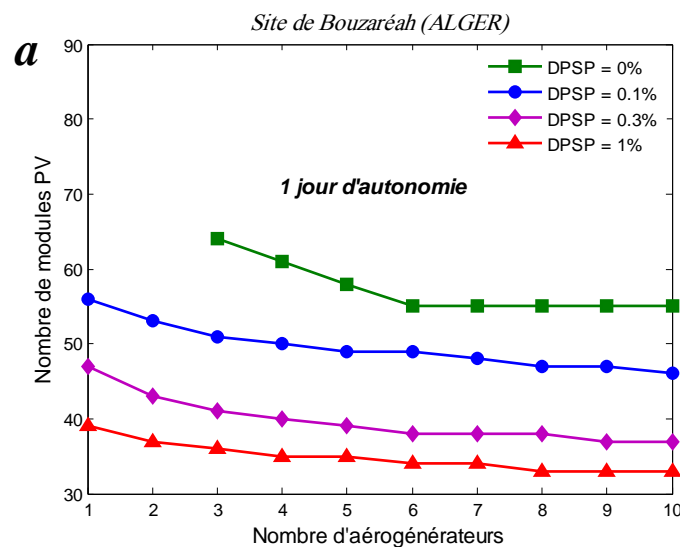
Plusieurs simulations permettant de calculer la probabilité de déficit d'énergie (DPSP) ont été effectuées, en considérant diverses combinaisons (taille du générateur PV, taille de l'aérogénérateur et capacité de stockage à hydrogène). Pour ce qui concerne la capacité de stockage à hydrogène, elle est définie en jours d'autonomie (un jour d'autonomie correspond à l'énergie journalière consommée par la charge), tout comme pour le cas des batteries.

En vu d'étudier l'impact du taux de défaillance, de la capacité de stockage ainsi que la qualité du potentiel énergétique sur la taille optimale du système, une analyse approfondie est effectuée également.

5.2.2.1 Impacts de la capacité de stockage et du taux de défaillance sur les dimensions du système

Les relations entre la capacité de stockage, le taux de défaillance et les configurations du système sont également étudiées pour les deux sites choisis. Les figures 5.8 et 5.9 montrent les résultats de la relation entre les diverses valeurs du taux de défaillance et les configurations du système pour différents jours d'autonomie de stockage à hydrogène. La figure 5.8-a montre que lorsque la fiabilité du système est élevée; la taille des générateurs PV et éolien est aussi élevée et ce, pour la même capacité de stockage à hydrogène.

Une situation similaire se produit dans le système pour deux et trois jours d'autonomie de stockage à hydrogène (fig.5. 8-b, 5. 8-c et fig.5. 9-b, 5. 9-c), mais par rapport au système avec une journée d'autonomie, la taille des unités de production d'énergie est plus modérée. Cela signifie que le système hybride avec une grande capacité de stockage (3 jours d'autonomie de capacité de stockage à hydrogène) peut répondre à la demande de charge avec une faible défaillance d'alimentation. Les mêmes observations se produisent dans le cas du site de Ghardaïa (figure 5.9).



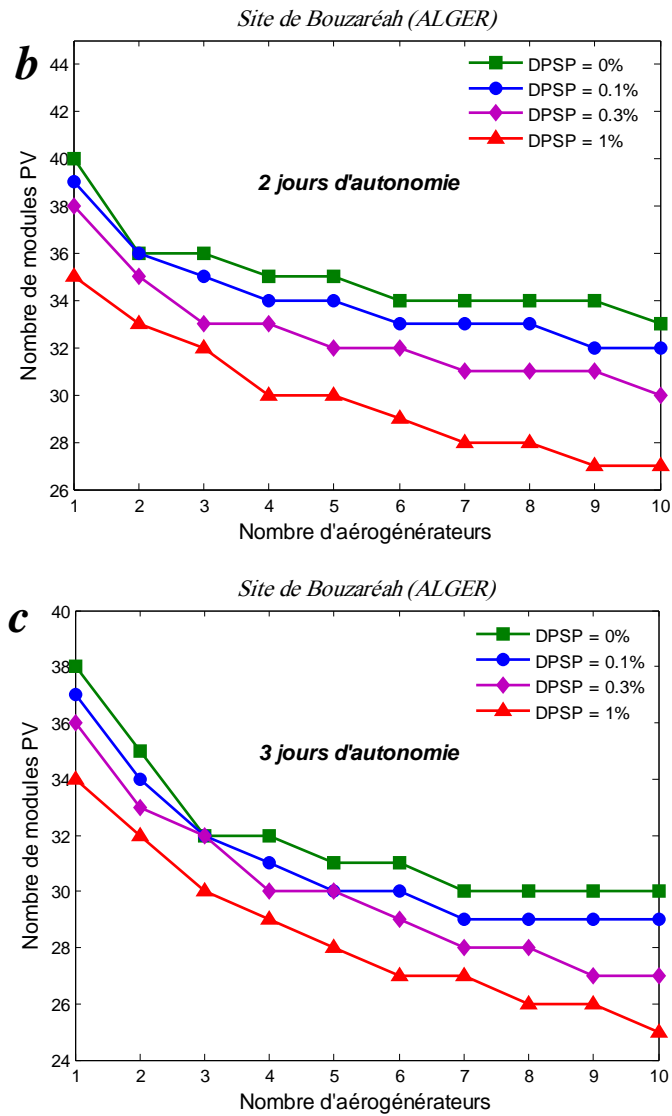
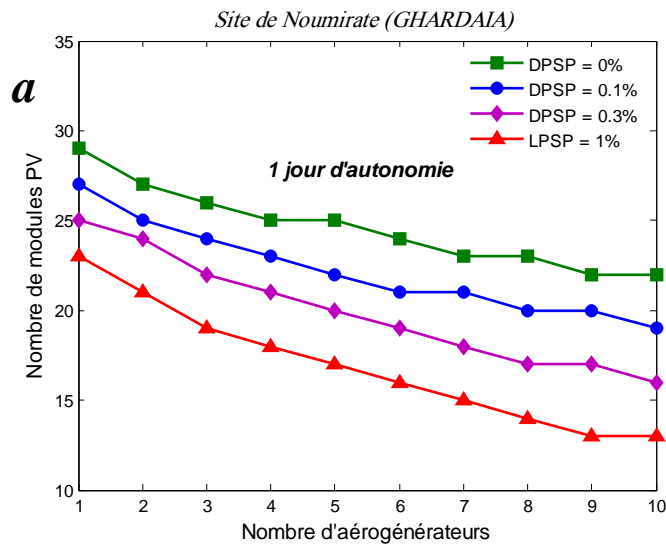


Fig. 5.8 : Configurations du système hybride avec stockage à hydrogène pour différentes DPSP et différents jours d'autonomie (Site de Bouzaréah, Alger)



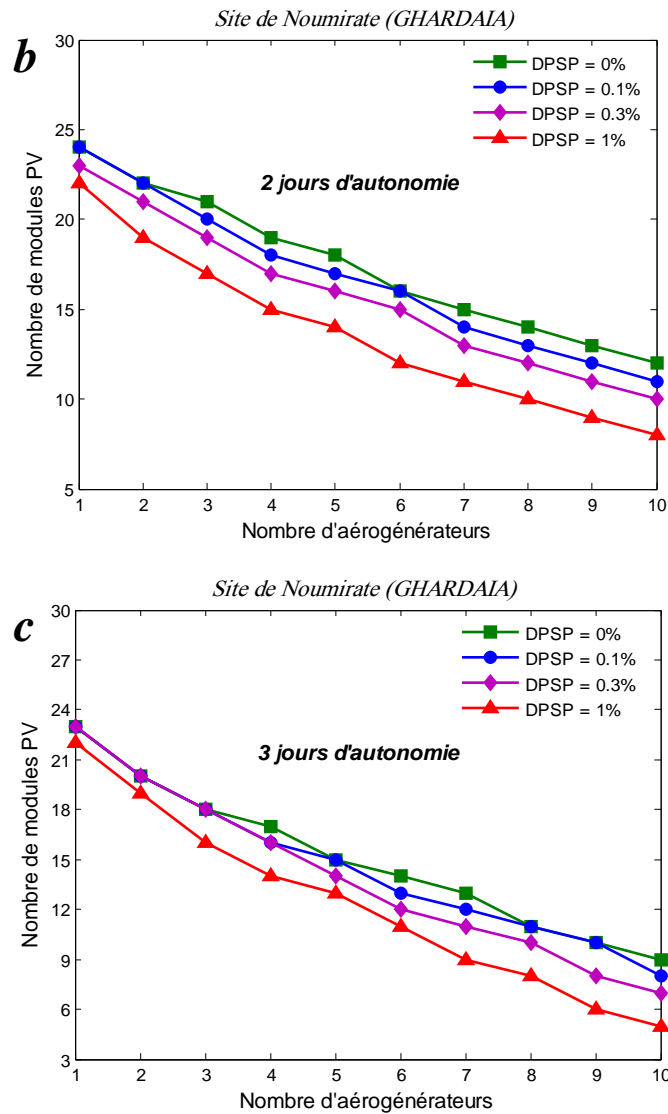


Fig. 5.9 : Configurations du système hybride avec stockage à hydrogène pour différentes DPSP et différents jours d'autonomie (Site de Noumirate, Ghardaïa)

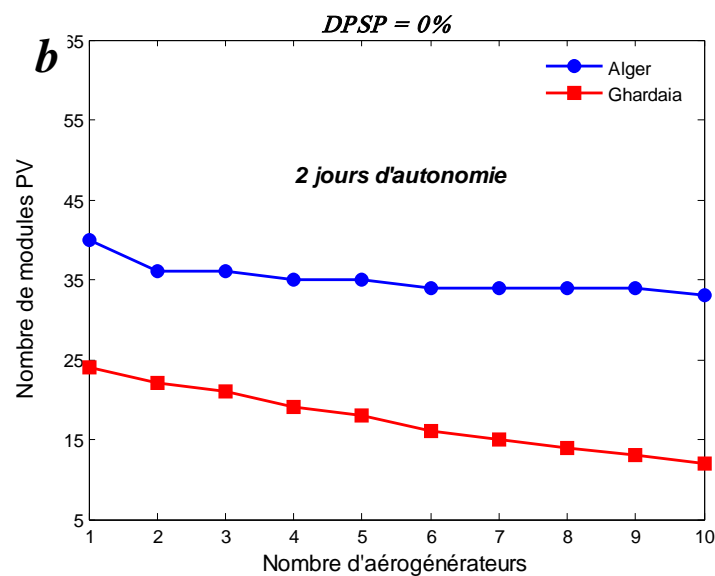
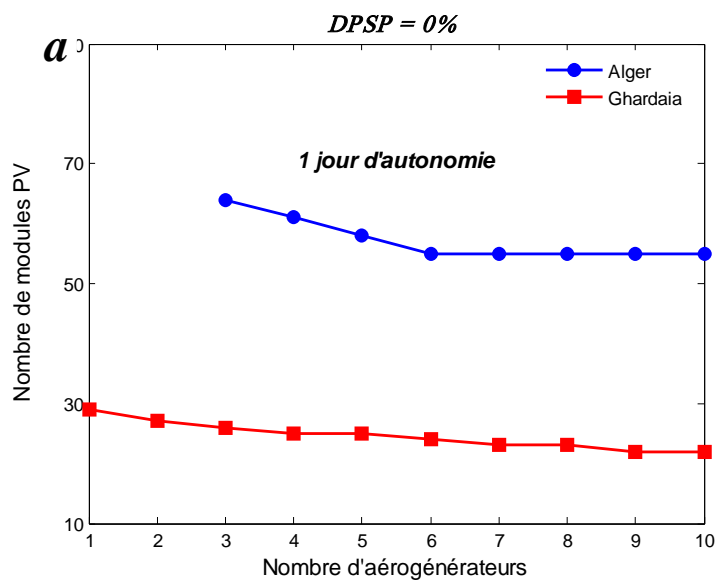
5.2.2.2 Impact du potentiel énergétique sur les dimensions du système

L'influence de la qualité du potentiel énergétique sur les dimensions du système hybride avec stockage à hydrogène est également étudiée dans cette section. La figure 5.10 met en exergue l'effet de ce paramètre sur l'ensemble des configurations permettant de satisfaire les besoins de la charge en énergie et ce, pour les deux sites choisis.

À partir de cette figure, on constate bien, que la taille du système est significativement réduite pour le site ayant un potentiel énergétique élevé.

En effet, pour la même charge et une DPSP égale à zéro, la figure 5.10 montre bien que les dimensions du système hybride à installer sur le site d'Alger sont beaucoup plus importantes que celles du système à installer sur le site de Ghardaïa.

La même figure montre également, l'effet de la capacité de stockage sur la taille du système. Cette dernière est inversement proportionnelle à la capacité de stockage. Ainsi, la taille du système pour une capacité de stockage correspondante à trois jours d'autonomie est plus faible que celle correspondante à une journée d'autonomie.



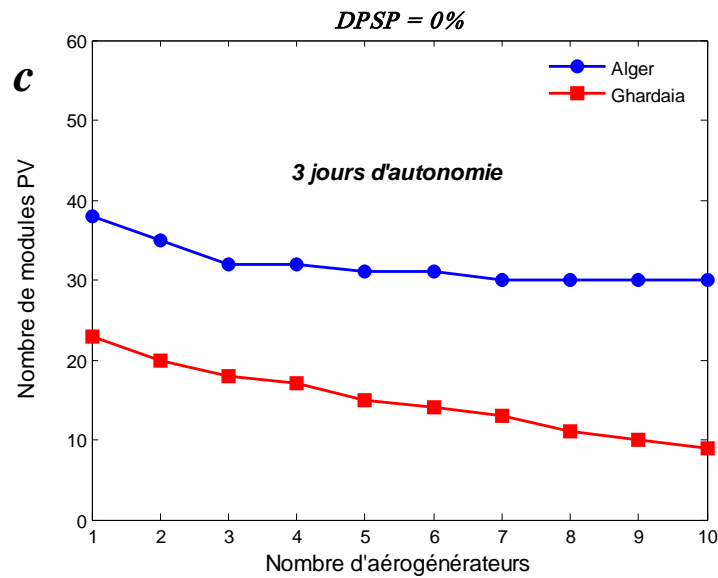


Fig. 5.10 : Influence du potentiel énergétique sur les dimensions du système (cas du stockage à hydrogène).

5.2.2.3 Impacts de la capacité de stockage et du taux de défaillance sur le REPG

La figure 5.11 présente la variation du REPG en fonction du taux de défaillance pour différents jours d'autonomie et pour les deux sites choisis. On constate bien que le REPG diminue avec l'augmentation de la DPSP. Il est estimé, pour une journée d'autonomie de stockage à hydrogène, dans le cas du site d'Alger (figure 5.11-a) à 369% pour une DPSP égale à 0, alors qu'il est de 122% pour une DPSP de 1%. De même pour le cas de deux jours d'autonomie, où les calculs montrent que le REPG est d'environ 128% pour une DPSP de 0% alors qu'il est de 86% pour une DPSP de 1%.

Un excès relatif d'énergie de 110% est produit pour trois jours d'autonomie et une DPSP égale à 0, tandis qu'il est de 77% pour une DPSP de 1%. La grande quantité d'énergie excédentaire produite, surtout pour une journée d'autonomie est due particulièrement à l'augmentation de la taille des générateurs PV et éolien. Les mêmes observations se produisent dans le cas du site de Ghardaïa (figure 5.11-b).

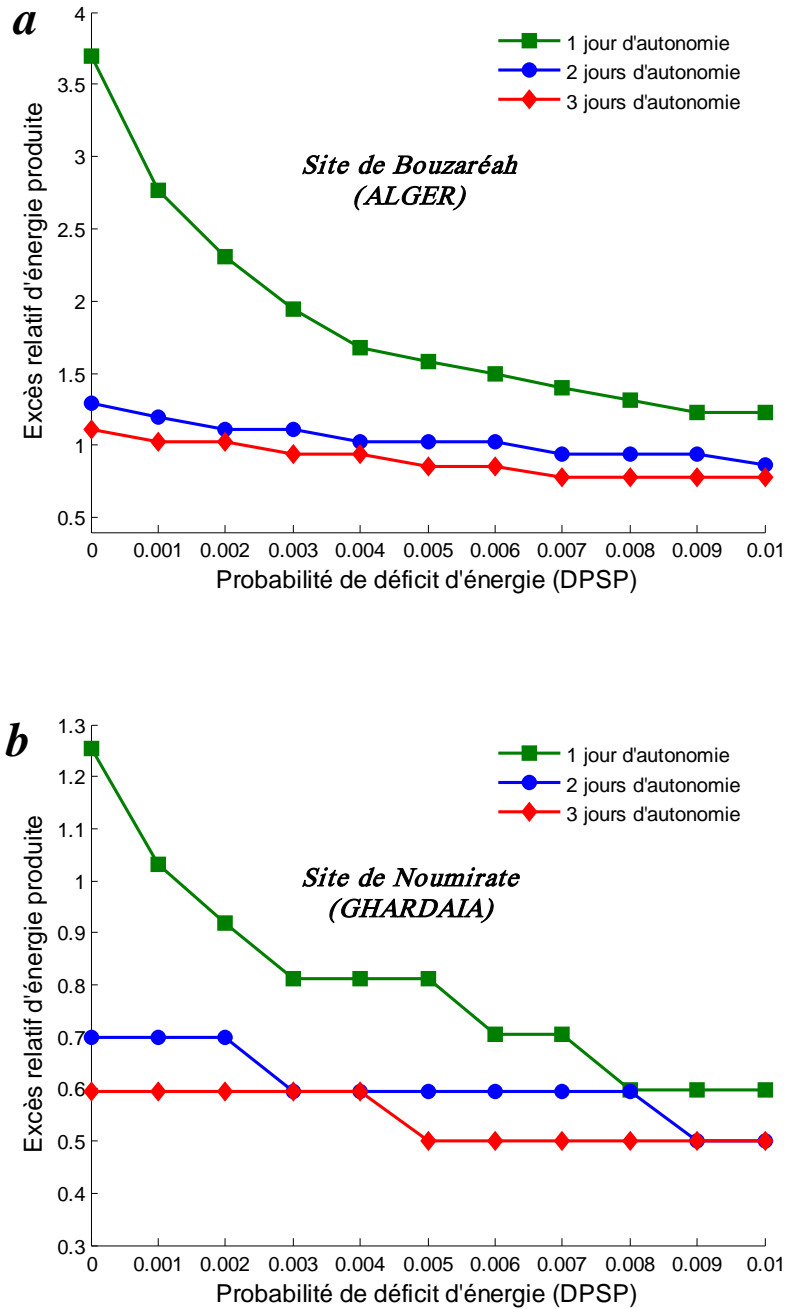


Fig. 5.11 : Variation du REPG en fonction de la DPSP pour différents jours d'autonomie, pour les couples optimaux et les deux sites choisis (cas de stockage à hydrogène)

5.3 Résultats de l'application correspondant au modèle économique

L'optimisation économique du système hybride PV/éolien consiste à choisir, parmi l'ensemble de configurations satisfaisant le critère technique (DPSP désirée), la configuration qui présente le coût minimal. En utilisant le modèle économique développé en chapitre 4,

plusieurs simulations sont effectuées pour déterminer les différents coûts à savoir : le coût actuel net global (TNPC), le coût global annualisé (TAC), le coût du kilowattheure d'énergie (LUEC) ainsi que l'analyse de la distance du seuil de rentabilité (BEDA).

Dans cette section, nous allons présenter les résultats de l'application liés au modèle économique pour les deux types de configurations de systèmes hybrides.

5.3.1 Cas du système hybride avec stockage batteries

A partir du modèle économique développé ainsi que les hypothèses de coûts des composants sur lesquelles nous avons basé nos calculs, une analyse économique approfondie est effectuée en vue d'étudier l'impact de la fiabilité du système, de la capacité de stockage et de la qualité du potentiel énergétique sur les tests économiques choisis.

5.3.1.1 Impacts de la capacité de stockage et du taux de défaillance sur le TNPC, le TAC, le LUEC et la BEDA

Les configurations permettant de répondre aux exigences des DPSP désirés, pour différentes capacités de stockage batteries, sont obtenues à partir des résultats de la simulation. Après avoir accompli le critère technique, le coût actuel net global (TNPC), le coût global annualisé (TAC), le coût du kilowattheure d'énergie (LUEC) et l'analyse de la distance du seuil de rentabilité (BEDA) sont utilisés comme indicateurs de rentabilité économiques. Les résultats des simulations correspondant aux deux sites choisis, sont présentés, et les relations entre le TNPC, le TAC, le LUEC et la BEDA et les différentes DPSP ainsi que les configurations du système sont analysés.

Dans les figures 5.12 - 5.27, les courbes en dessous, en symboles pleins (courbes de dimensionnement), montrent les résultats de la relation entre le taux de défaillance et les configurations du système pour différents jours d'autonomie de batteries (déjà présentées dans les figures 5.4 et 5.5), alors que les courbes en dessus, en symboles creux (courbes de coûts), représentent le TNPC, le TAC, le LUEC et la BEDA correspondant aux différentes configurations. Ces figures nous permettent de constater que chaque courbe de coût, présente une valeur minimale. Cette dernière correspond à la configuration optimale répondant à l'exigence de fiabilité du système. D'autre part, une analyse minutieuse des figures 5.12 - 5.27

montre que les plus faibles valeurs du TNPC, du TAC du LUEC et de la BEDA sont observées quand la taille des générateurs PV et éolien est modérée.

Il est également constaté que le TNPC, le TAC, et la BEDA pour deux jours d'autonomie sont plus faibles à ceux pour un et trois jours d'autonomie, à l'exception du LUEC, qui atteint la valeur minimale pour un jour d'autonomie. Ces résultats sont valables pour le site d'Alger et pour les deux DPSP présentées (0% et 0,1%). Par ailleurs, les résultats de la simulation présentés sur les figures 5.20 - 5.27 (relatifs au site de Ghardaïa), montrent que le TNPC, le TAC, le LUEC et la BEDA sont plus faibles pour un jour d'autonomie et ce, à cause de la faible durée de vie des batteries.

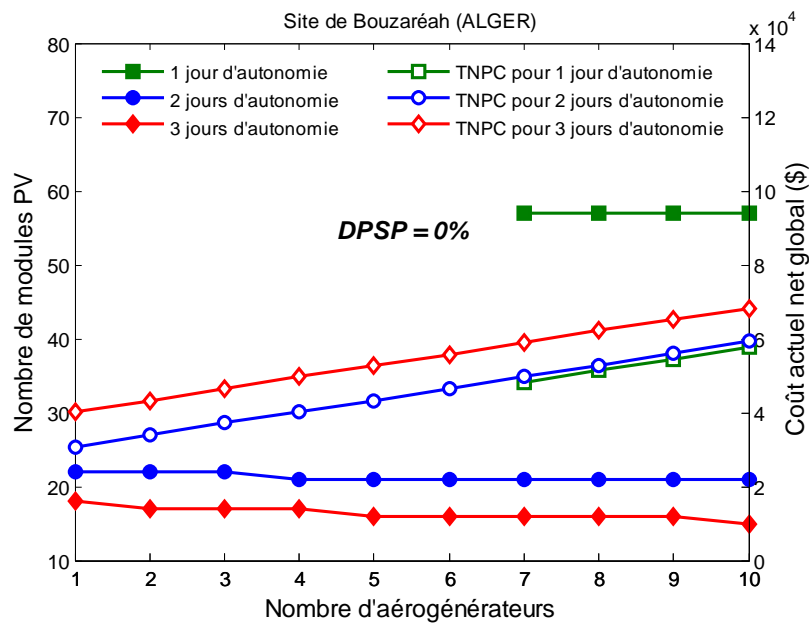


Fig. 5.12 : Configurations du système et coût actuel net global pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage batteries).

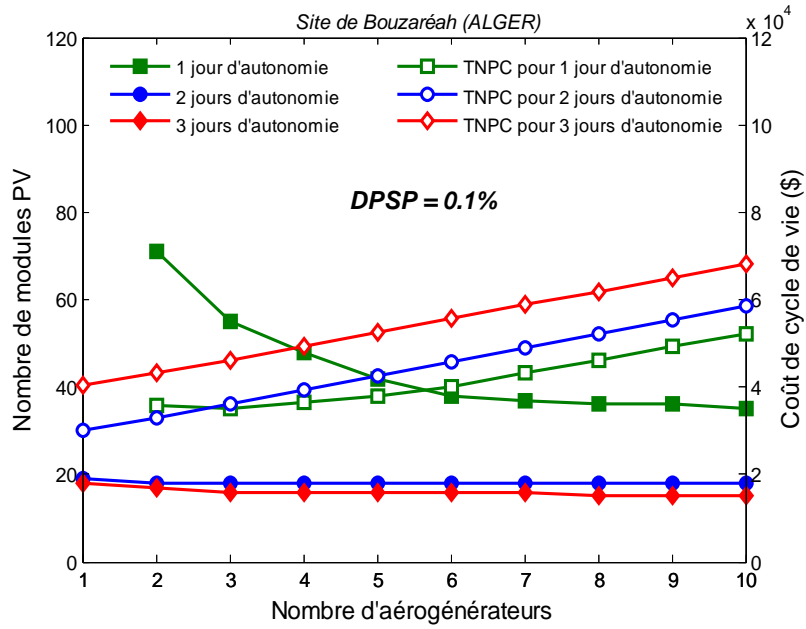


Fig. 5.13 : Configurations du système et coût actuel net global pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (cas de stockage batteries).

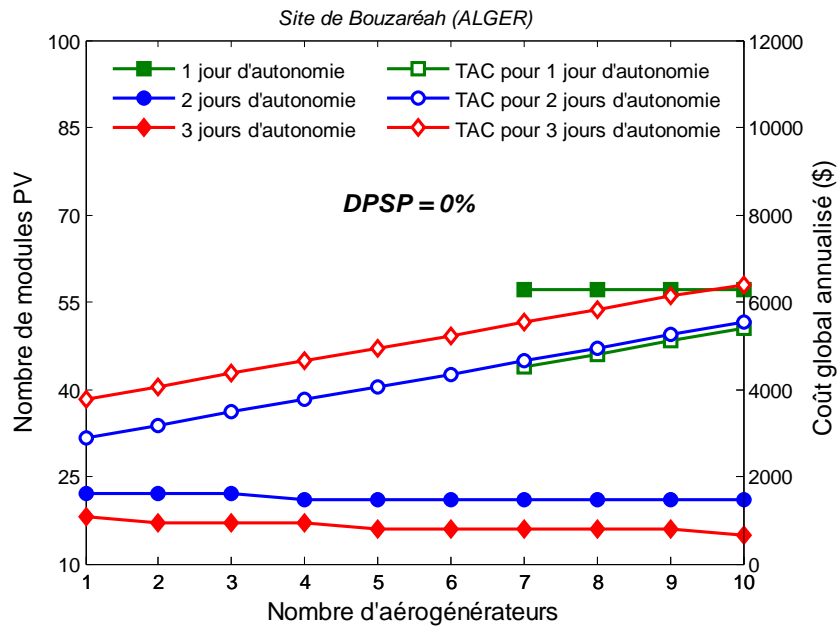


Fig. 5.14 : Configurations du système et coût global annualisé pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage batteries).

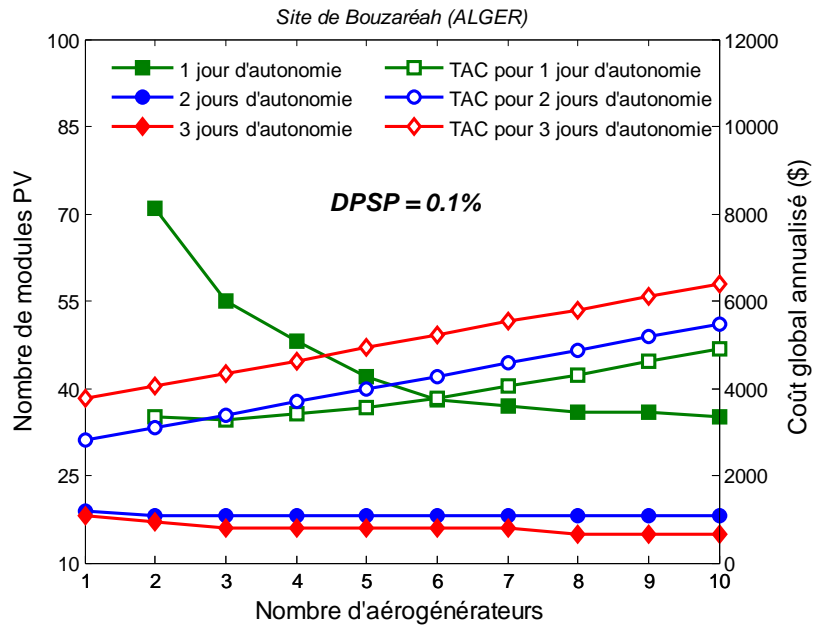


Fig. 5.15 : Configurations du système et coût global annualisé pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (cas de stockage batteries).

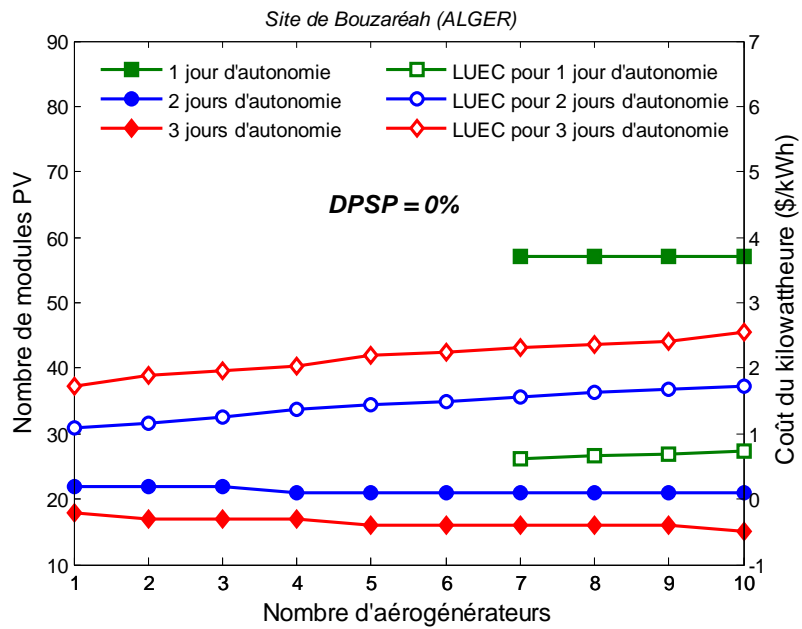


Fig. 5.16 : Configurations du système et coût du kilowattheure pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage batteries).

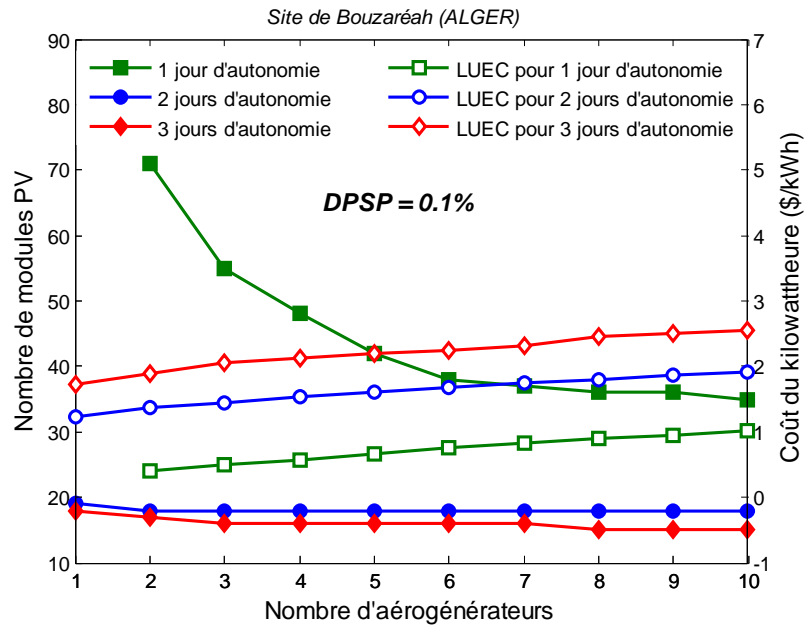


Fig. 5.17 : Configurations du système et coût du kilowattheure pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (cas de stockage batteries).

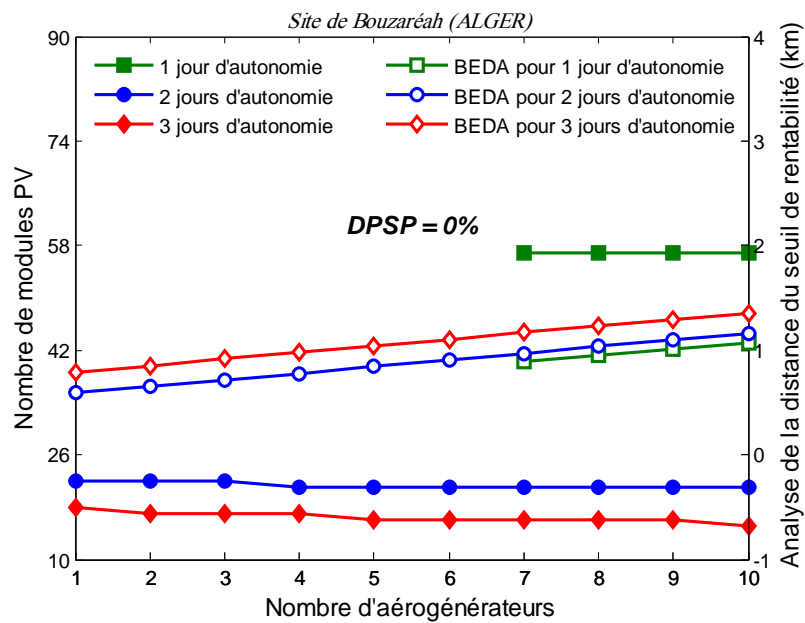


Fig. 5.18 : Configurations du système et analyse de la distance du seuil de rentabilité pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage batteries).

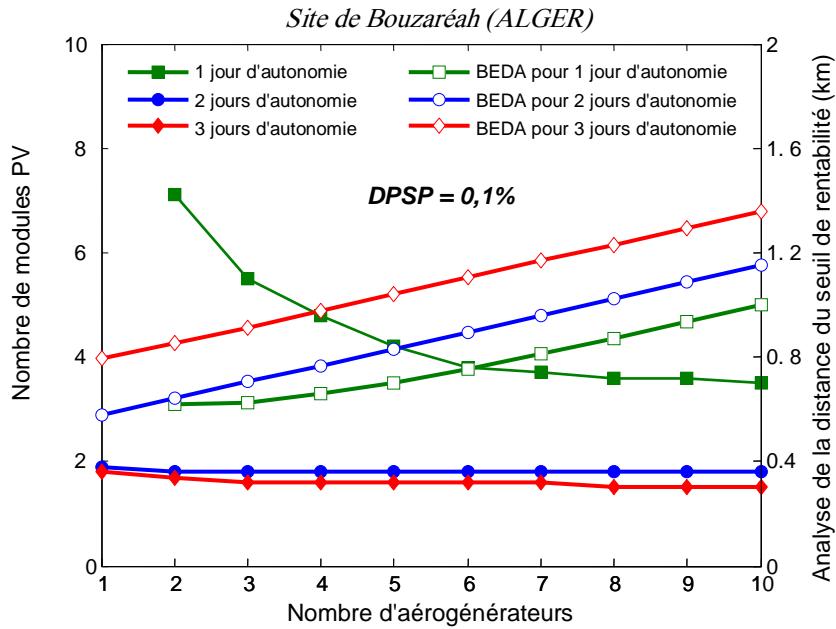


Fig. 5.19 : Configurations du système et analyse de la distance du seuil de rentabilité pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage batteries).

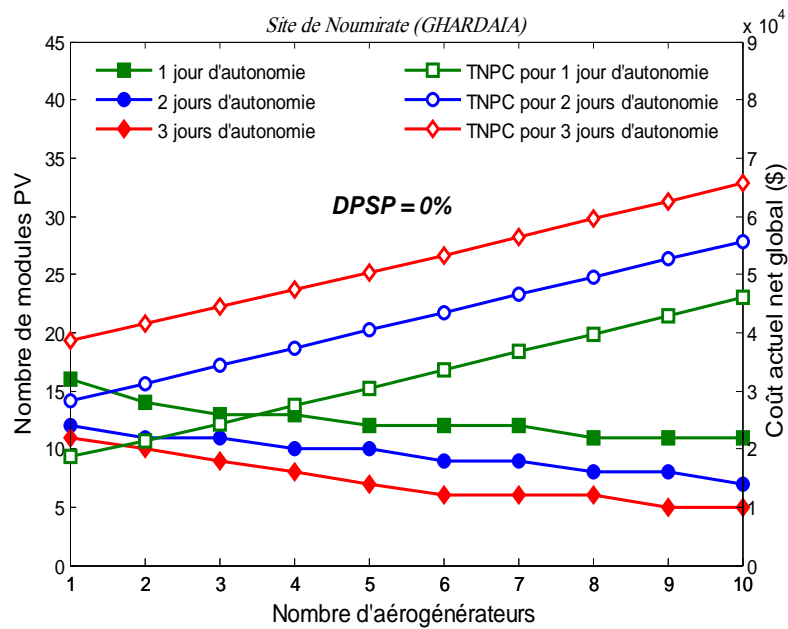


Fig. 5.20 : Configurations du système et coût actuel net global pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage batteries).

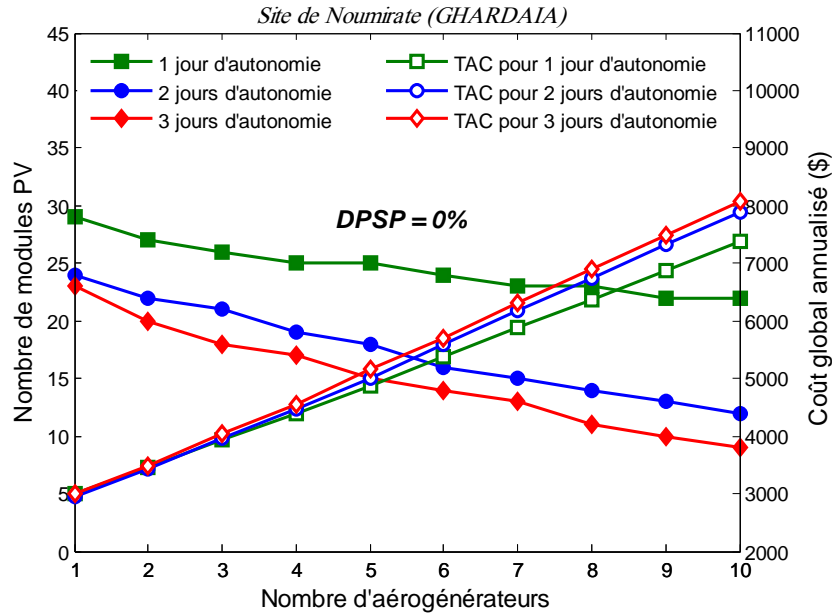


Fig. 5.21 : Configurations du système et coût actuel net global pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (cas de stockage batteries).

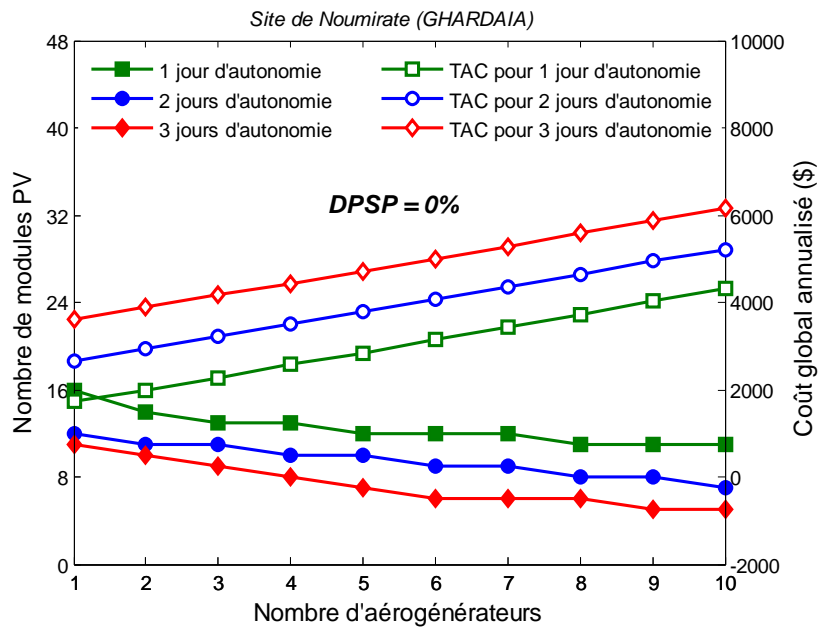


Fig. 5.22 : Configurations du système et coût global annualisé pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage batteries).

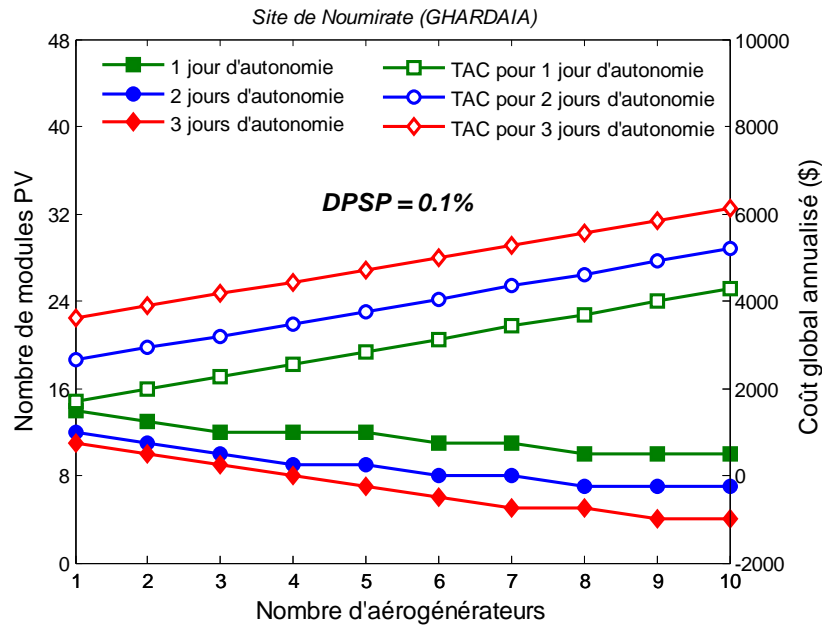


Fig. 5.23 : Configurations du système et coût global annualisé pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (cas de stockage batteries).

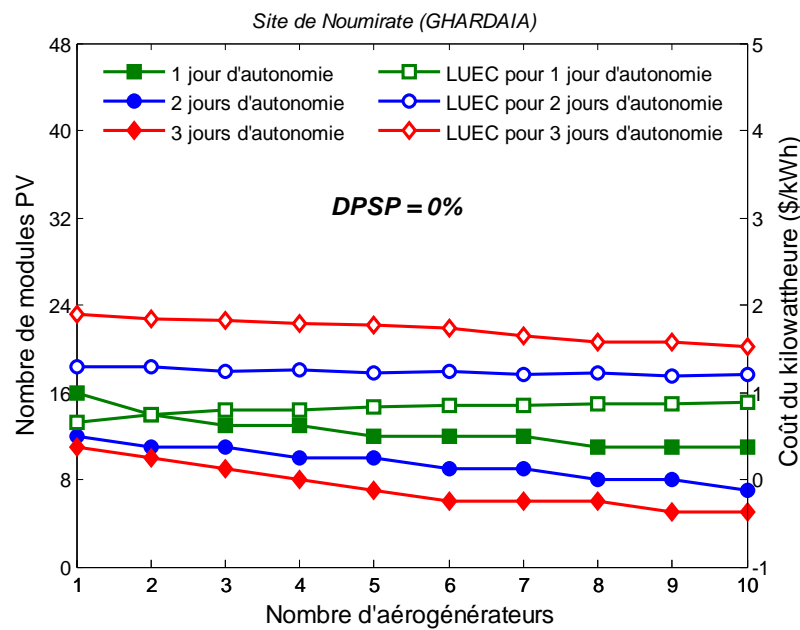


Fig. 5.24 : Configurations du système et coût du kilowattheure pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage batteries).

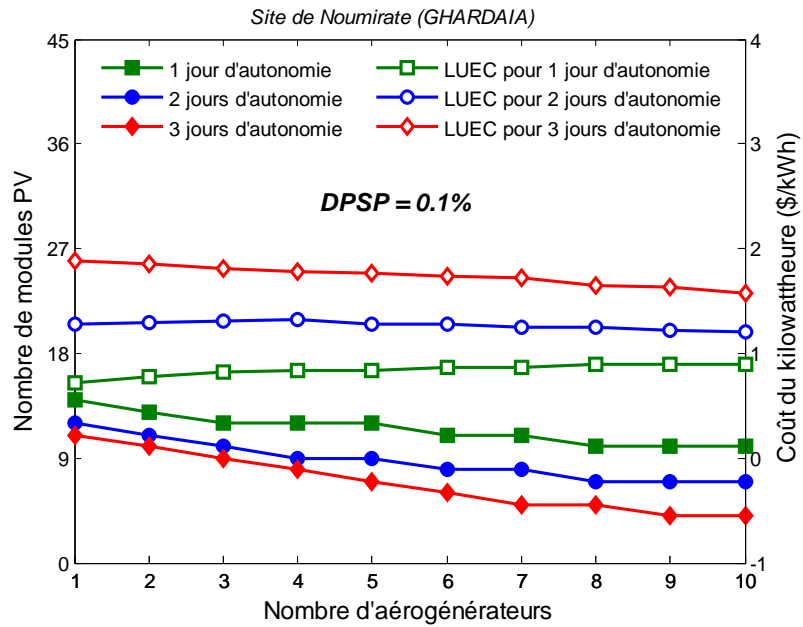


Fig. 5.25 : Configurations du système et coût du kilowattheure pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (cas de stockage batteries).

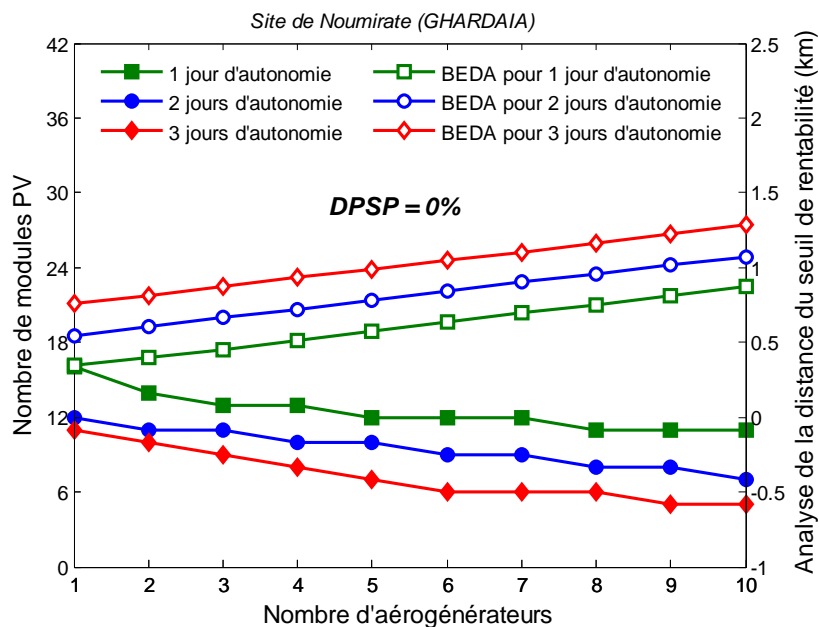


Fig. 5.26 : Configurations du système et l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage batteries).

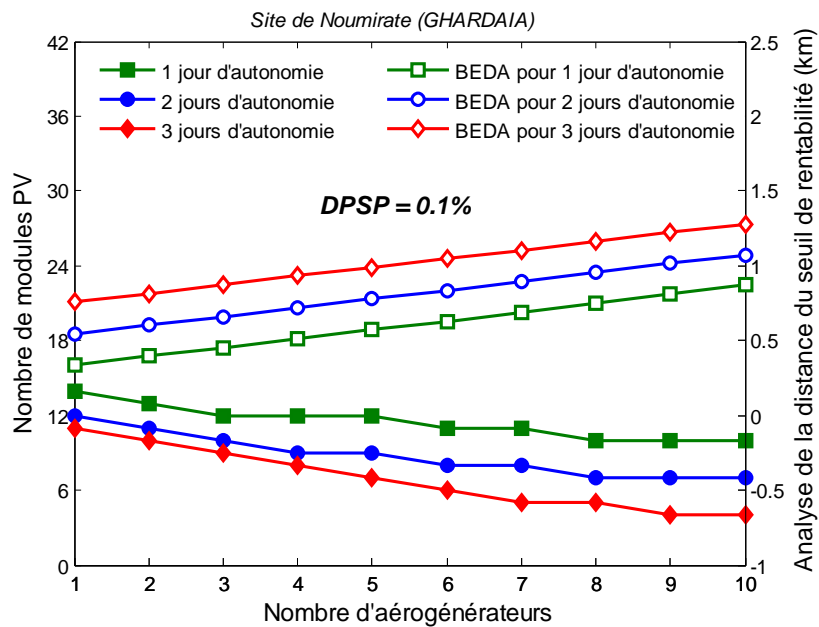


Fig. 5.27 : Configurations du système et l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (cas de stockage batteries).

5.3.1.2 Impact du potentiel énergétique sur le TNPC, le TAC, le LUEC et la BEDA

L'influence du potentiel énergétique sur le TNPC, le TAC, le LUEC et la BEDA est présentée dans les figures 5.28 - 5.31. Les courbes en symboles pleins montrent les résultats de la relation entre le potentiel énergétique des sites d'Alger et de Ghardaïa, et les configurations du système pour un jour d'autonomie de stockage batteries et une DPSP égale à 0%. D'autre part, les courbes en symboles creux représentent les variations des différents indicateurs de rentabilité économiques correspondant aux différentes configurations. L'analyse des figures 5.28 - 5.31 nous permet de constater que le TNPC, le TAC, et la BEDA sont plus faibles pour le site de Ghardaïa et ce, du fait de son potentiel énergétique élevé. En outre, le LUEC est plus faible pour le site d'Alger.

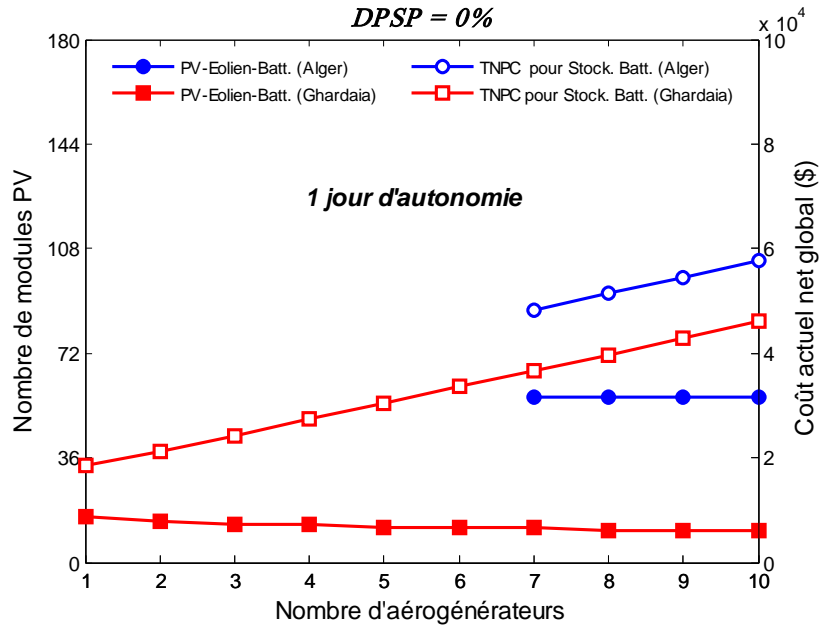


Fig. 5.28 : Influence du potentiel énergétique sur le coût actuel net global pour un jour d'autonomie et une DPSP = 0% (cas de stockage batteries).

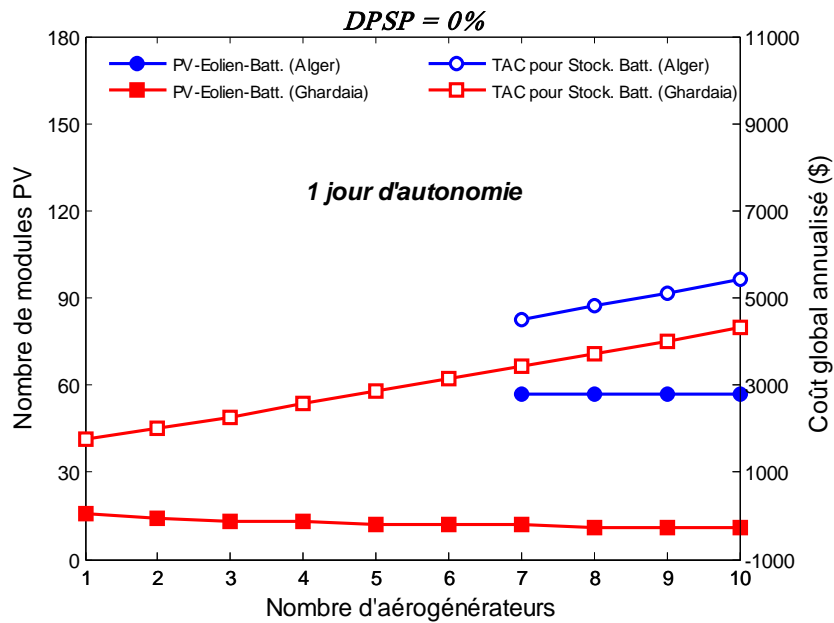


Fig. 5.29 : Influence du potentiel énergétique sur le coût global annualisé pour un jour d'autonomie et une DPSP = 0% (cas de stockage batteries).

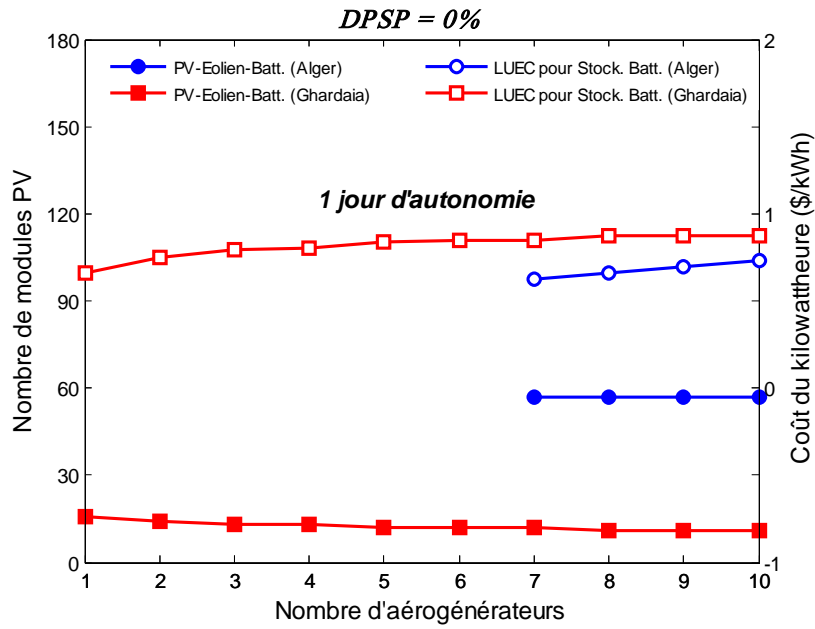


Fig. 5.30 : Influence du potentiel énergétique sur le coût du kilowattheure pour un jour d'autonomie et une DPSP = 0% (cas de stockage batteries).

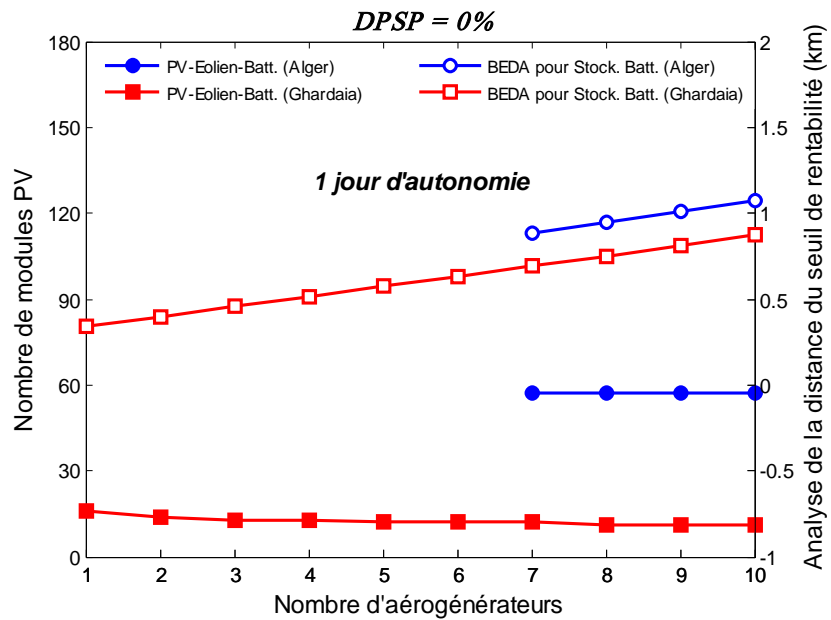


Fig. 5.31 : Influence du potentiel énergétique sur l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour un jour d'autonomie et une DPSP = 0% (cas de stockage batteries).

5.3.2 Cas du système hybride avec stockage à hydrogène

En suivant le même raisonnement que décrit pour le système hybride avec stockage batteries, nous avons effectué également, une analyse économique détaillée permettant d'étudier l'impact de la fiabilité du système, la capacité de stockage et la qualité du potentiel énergétique sur les mêmes indicateurs économiques choisis.

Avant de procéder à l'analyse économique de tel système, il est indispensable de déterminer la durée de vie (en années) des éléments constituant l'unité de stockage à hydrogène (surtout les durées de vie de l'électrolyseur et de la pile à combustible, respectivement), car ce paramètre est essentiel dans le calcul du coût de remplacement de ces deux éléments.

Habituellement, les constructeurs nous donnent la durée de vie de ces composants en nombre d'heures de fonctionnement, ce qui nous conduit à déterminer avec précision le nombre d'heures de sollicitation de ces éléments durant la période d'analyse. Les courbes en symboles pleins, présentées dans les figures 5.32 et 5.33, nous montrent bien la relation entre le nombre de jours d'autonomie et les configurations du système, alors que les courbes en symboles creux, représentent le nombre d'heures d'utilisation de l'électrolyseur et de la pile.

Ces figures nous permettent de constater également que le nombre d'heures d'utilisation de l'électrolyseur et de la pile n'est pas fixe. Il dépend des configurations du système et du nombre de jours d'autonomie. Ainsi, plus le nombre de jours d'autonomie augmente plus le nombre d'heures d'utilisation de l'électrolyseur augmente, car l'électrolyseur est lié au processus de stockage. C.à.d. à chaque fois, il y'a un surplus d'énergie entre la production et la demande, l'électrolyseur entre en fonctionnement pour stocker cette énergie. Une situation inverse se produit dans le cas de la pile à combustible, où on constate que le nombre de jours d'autonomie est inversement proportionnel au nombre d'heures d'utilisation de la pile, car celle-ci est lié au processus de déstockage. C.à.d., dès qu'il y'a un déficit dans la production énergétique la pile entre en fonctionnement pour combler le déficit.

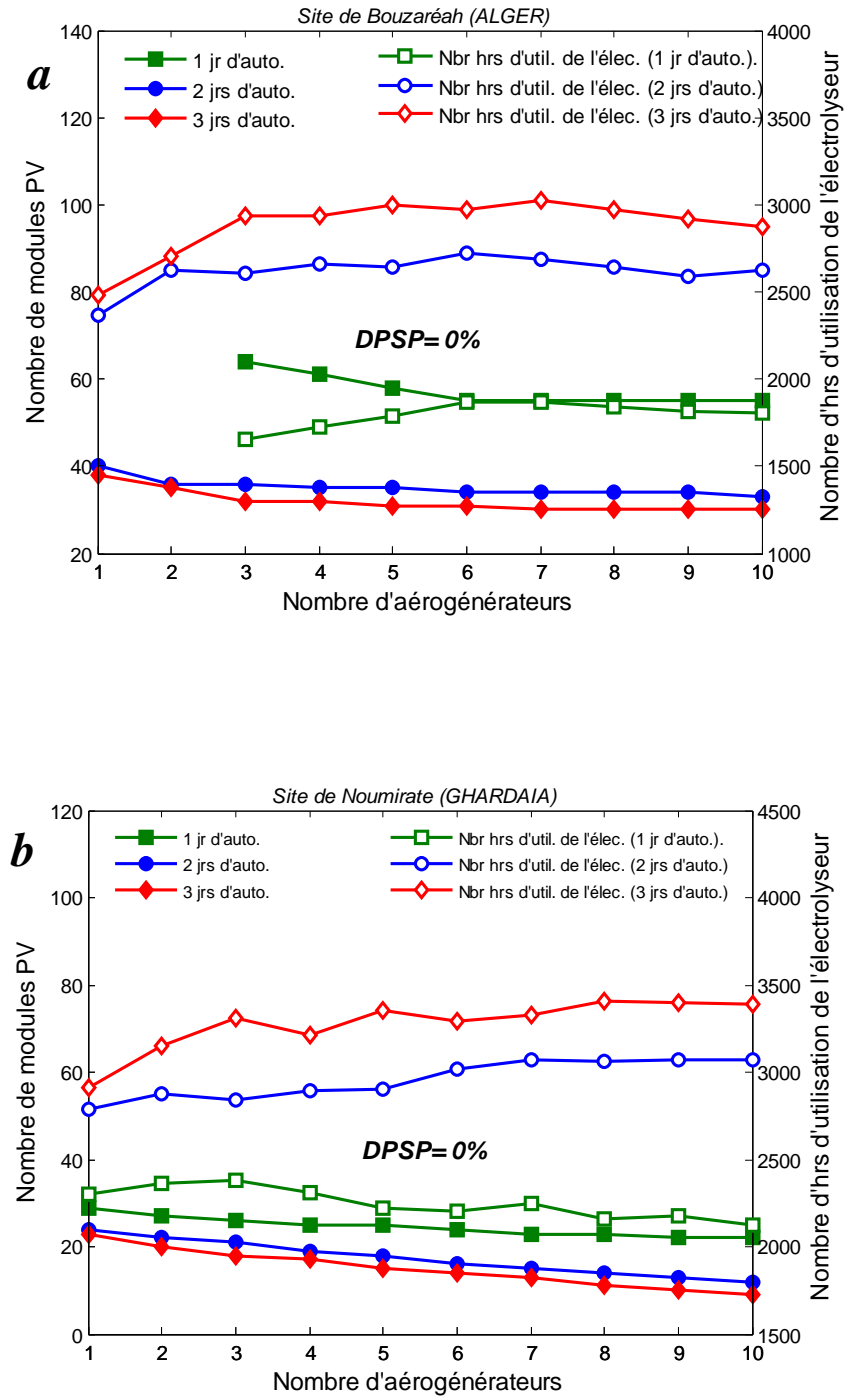


Fig. 5.32 : Configurations du système et nombre d'heures d'utilisation de l'électrolyseur pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0%

(a) Site de Bouzaréah (Alger), (b) Site de Noumirate (Ghardaïa)

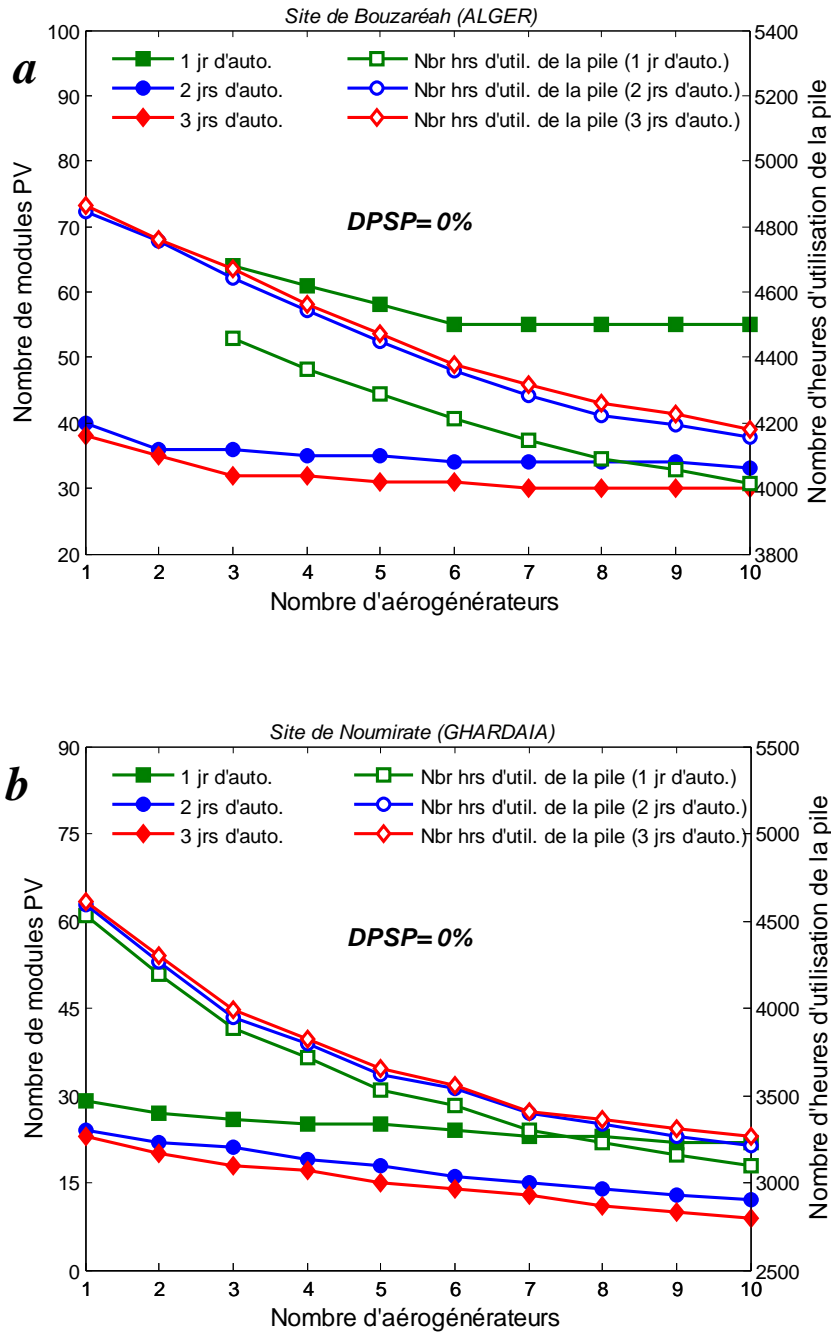


Fig. 5.33 : Configurations du système et nombre d'heures d'utilisation de la pile pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0%
 (a) Site de Bouzaréah (Alger), (b) Site de Noumirate (Ghardaïa)

La figure 5.34 présente la variation de la taille de l'électrolyse et les configurations du système pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0%. Les courbes en symboles pleins, présentées dans cette figure, nous montrent bien la relation entre le nombre de jours d'autonomie et les configurations du système pour les deux sites choisis, alors que les courbes en symboles creux, représentent la taille de l'électrolyse. Cette figure nous permet de

constater que la taille de l'électrolyse est inversement proportionnelle au nombre de jours d'autonomie. Plus le nombre de jours d'autonomie augmente, plus la taille des générateurs PV et éolien diminue, ce qui conduit à une diminution du surplus énergétique, donc une réduction de la taille du dispositif de stockage (la taille de l'électrolyseur).

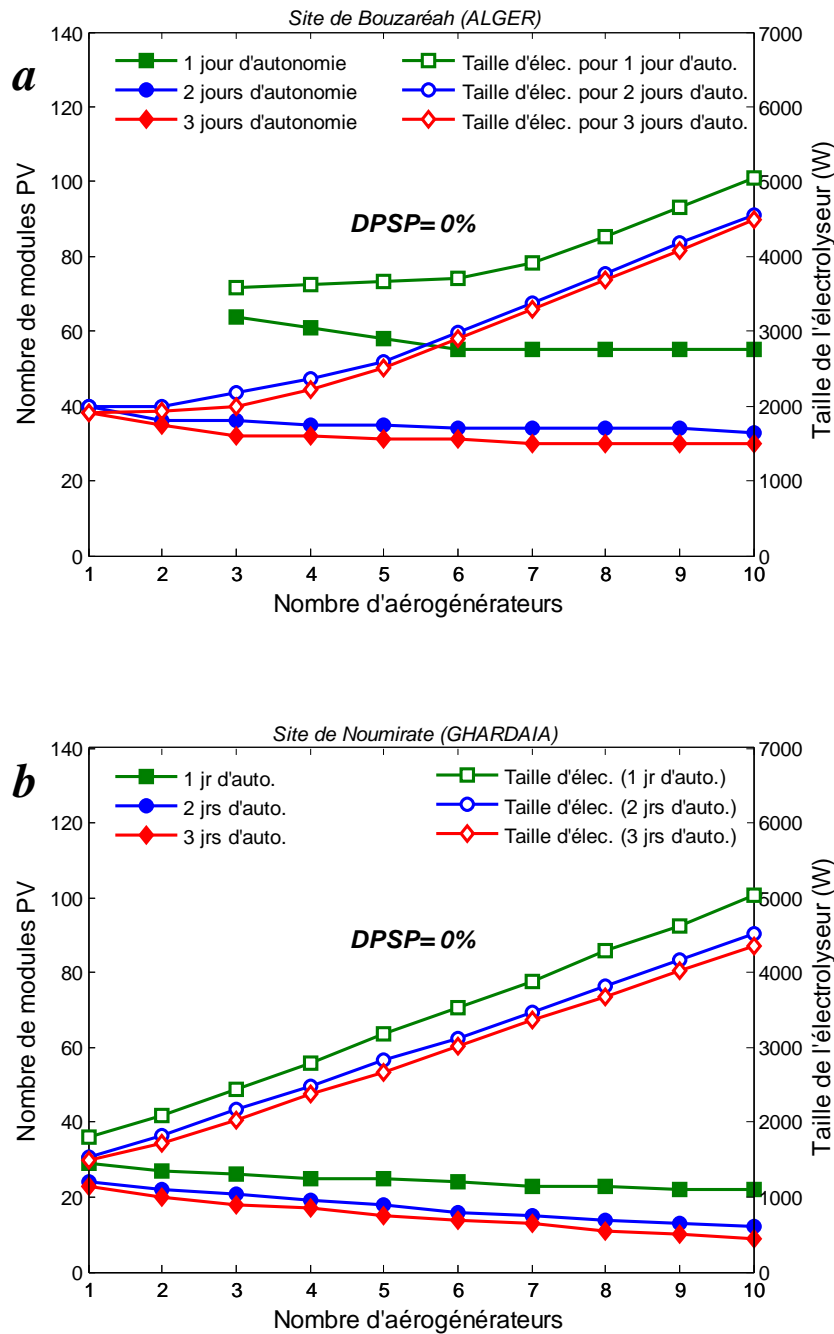


Fig. 5.34 : Configurations du système et taille de l'électrolyseur pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0%

(a) Site de Bouzaréah (Alger), (b) Site de Noumirate (Ghardaïa)

5.3.2.1 Impacts de la capacité de stockage et du taux de défaillance sur les TNPC, TAC, LUEC et BEDA

Tout comme pour le système hybride avec stockage batteries, les résultats des simulations correspondant aux deux sites choisis, sont présentés, et les relations entre le TNPC, le TAC, le LUEC et la BEDA et les différentes DPSP ainsi que les configurations du système sont analysés.

Dans les figures 5.35 - 5.50, les courbes en dessous, en symboles pleins (courbes de dimensionnement), montrent les résultats de la relation entre le taux de défaillance et les configurations du système pour différents jours d'autonomie de stockage à hydrogène, alors que les courbes en dessus, en symboles creux (courbes de coûts), représentent les variations des différents indicateurs de rentabilité économiques correspondant aux différentes configurations.

De toute certitude, un point avec la valeur minimale correspondant à chaque indicateur économique se produit dans chaque courbe indiquant la meilleure configuration pour une certaine valeur de la DPSP et une certaine capacité de stockage à hydrogène.

Cette configuration est considérée comme la solution optimale qui réfute au besoin de fiabilité du système. D'autre part, une bonne analyse des figures 5.35 - 5.50 montre que les plus faibles valeurs du TNPC, du TAC du LUEC et de la BEDA sont observées quand la taille des générateurs PV et éolien est modérée. Il est également constaté que ces indicateurs sont les plus faibles pour trois jours d'autonomie à l'exception du LUEC, qui atteint la valeur minimale pour un jour d'autonomie. Par ailleurs, les résultats de la simulation présentés sur les figures 5.35 - 5.50 correspondant au site de Ghardaïa, montrent bien que le TNPC, le TAC, le LUEC et la BEDA sont plus faibles pour deux jours d'autonomie.

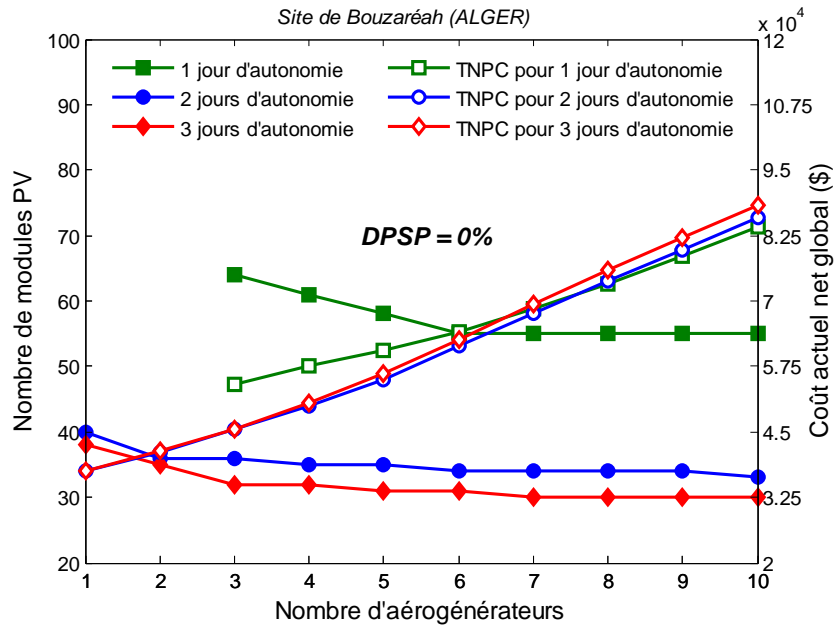


Fig. 5.35 : Configurations du système et coût actuel net global pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage à hydrogène).

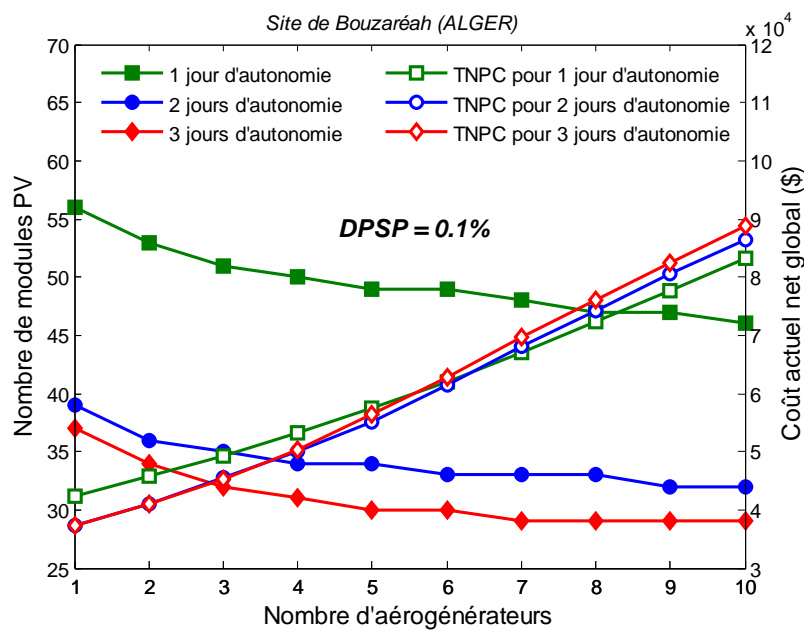


Fig. 5.36 : Configurations du système et coût actuel net global pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (cas de stockage à hydrogène).

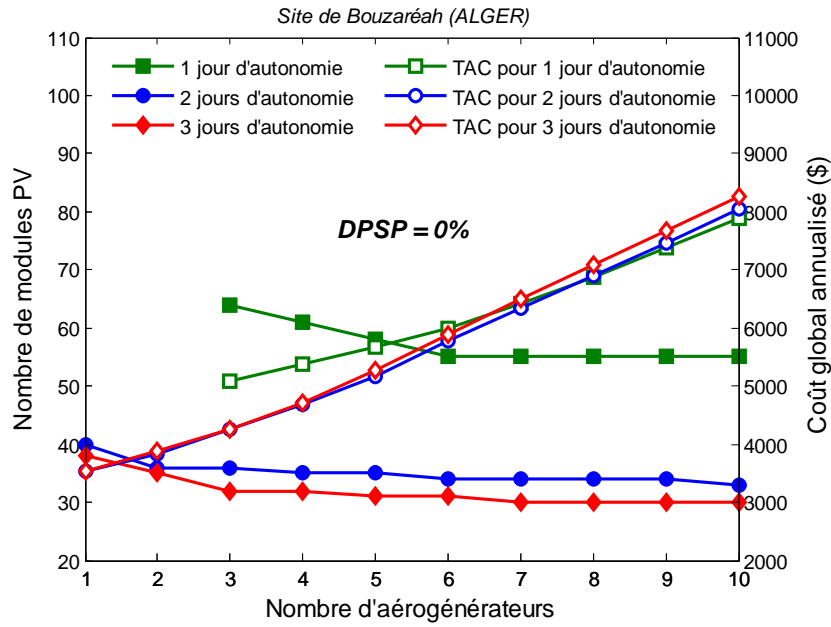


Fig. 5.37 : Configurations du système et coût global annualisé pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage à hydrogène).

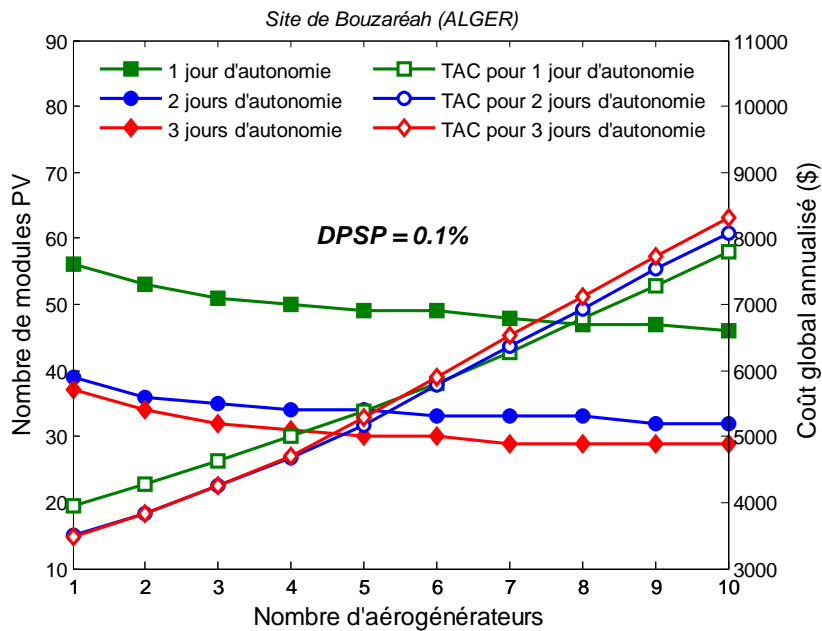


Fig. 5.38 : Configurations du système et coût global annualisé pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (cas de stockage à hydrogène).

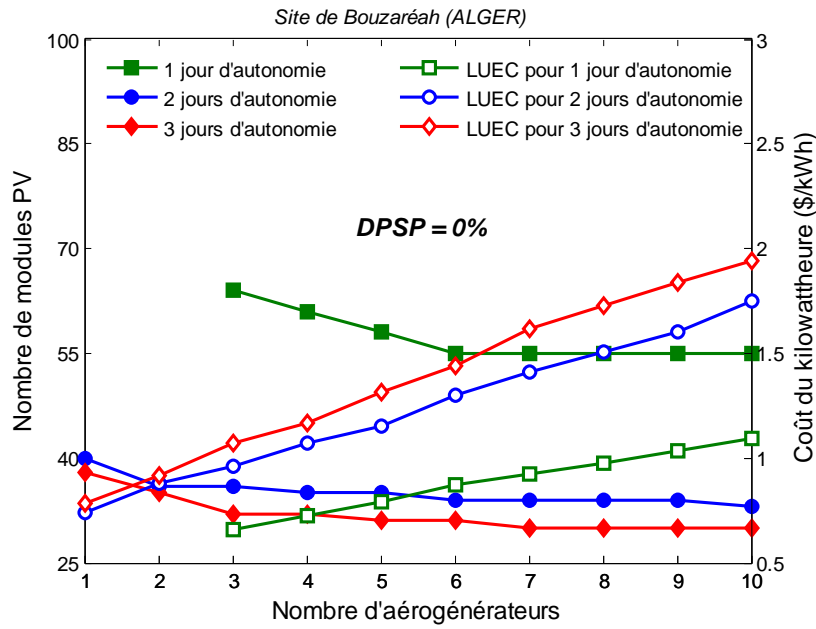


Fig. 5.39 : Configurations du système et coût du kilowattheure pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage à hydrogène).

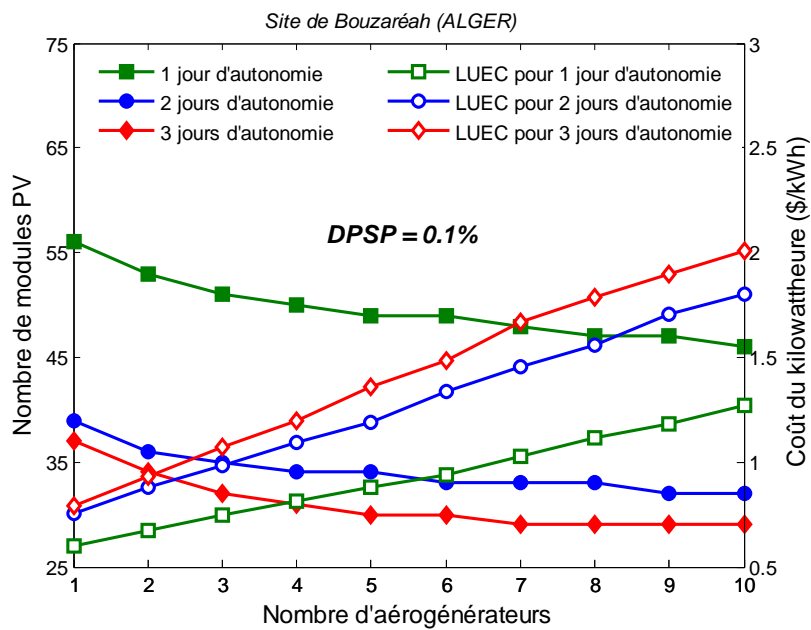


Fig. 5.40 : Configurations du système et coût du kilowattheure pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (cas de stockage à hydrogène).

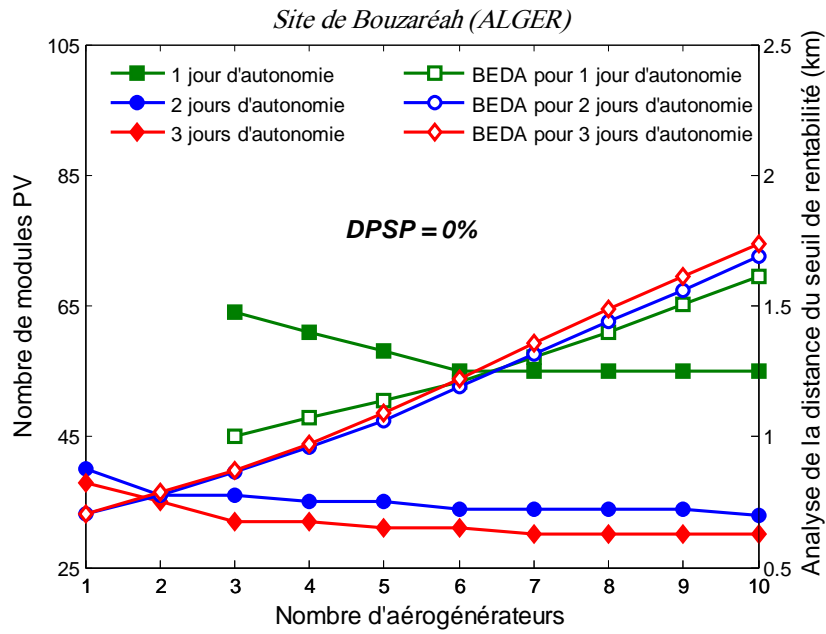


Fig. 5.41 : Configurations du système et analyse de la distance du seuil de rentabilité pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage à hydrogène).

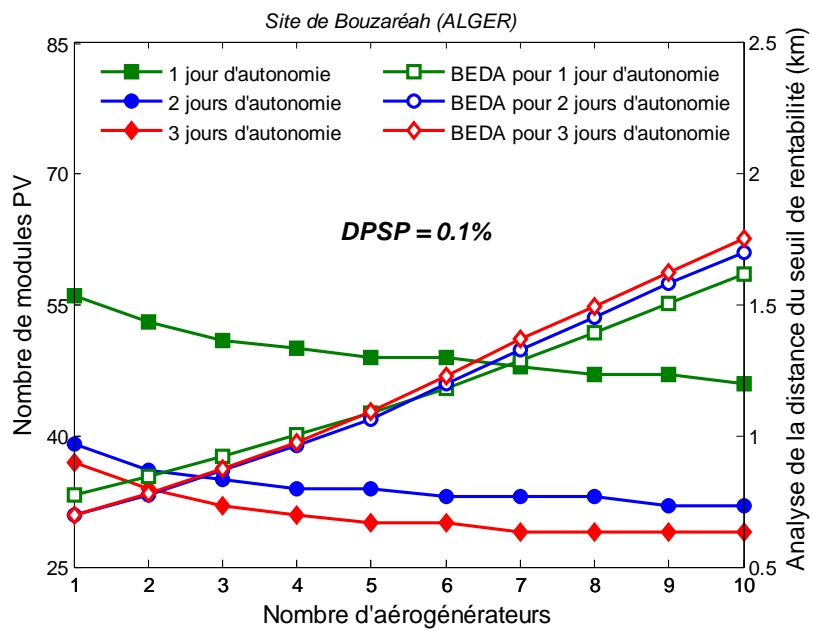


Fig. 5.42 : Configurations du système et analyse de la distance du seuil de rentabilité pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (cas de stockage à hydrogène).

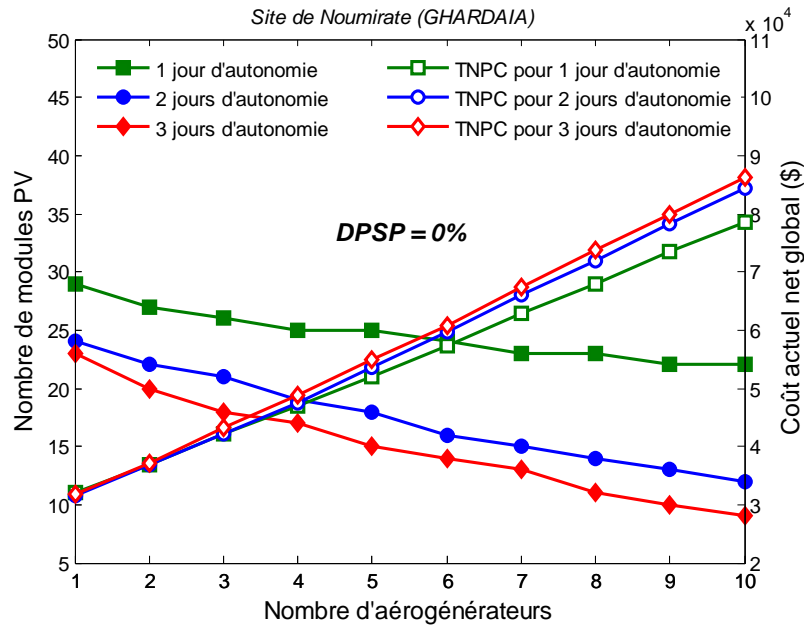


Fig. 5.43 : Configurations du système et coût actuel net global pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage à hydrogène).

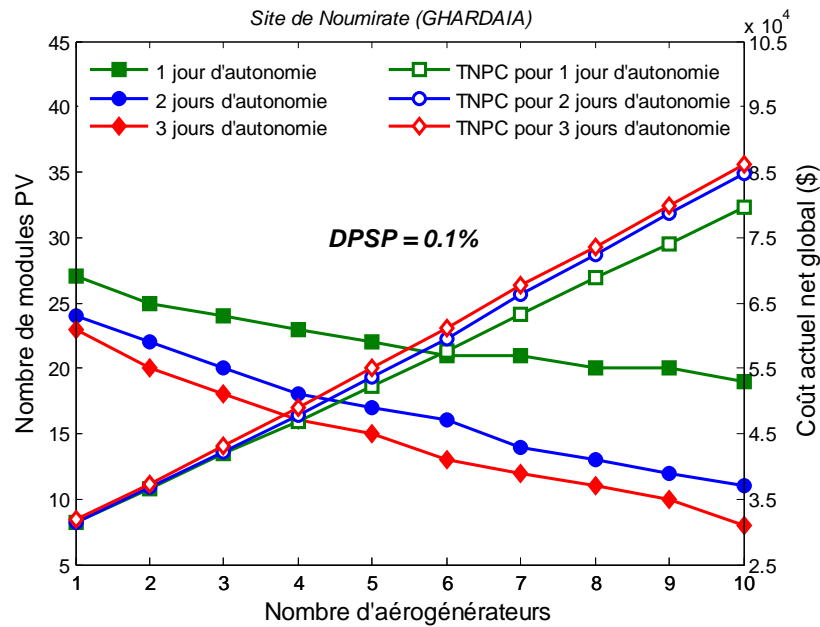


Fig. 5.44 : Configurations du système et coût actuel net global pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (cas de stockage à hydrogène).

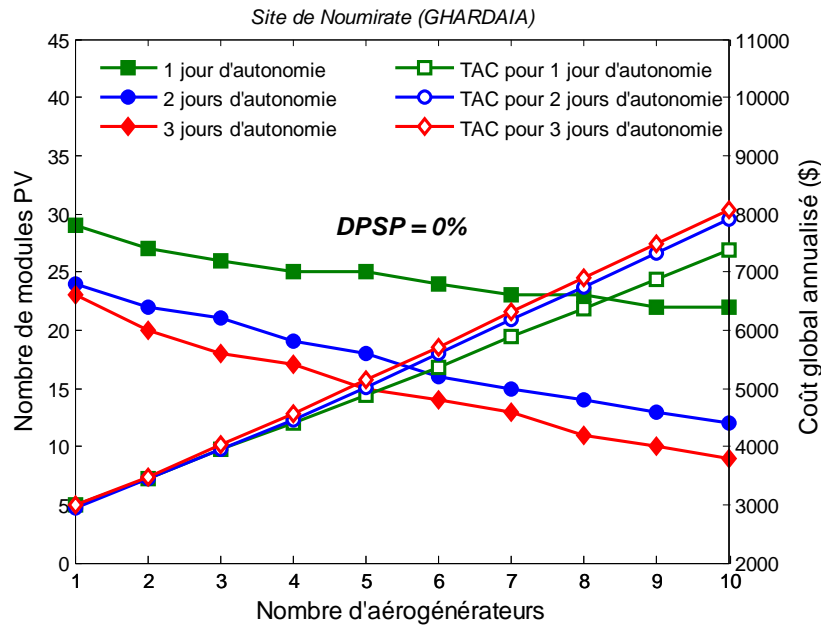


Fig. 5.45 : Configurations du système et coût global annualisé pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage à hydrogène).

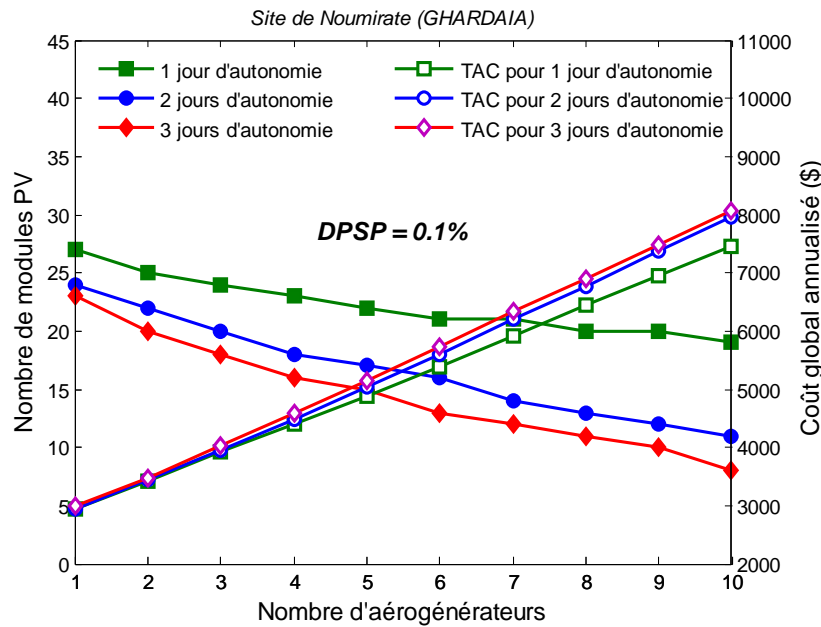


Fig. 5.46 : Configurations du système et coût global annualisé pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (cas de stockage à hydrogène).

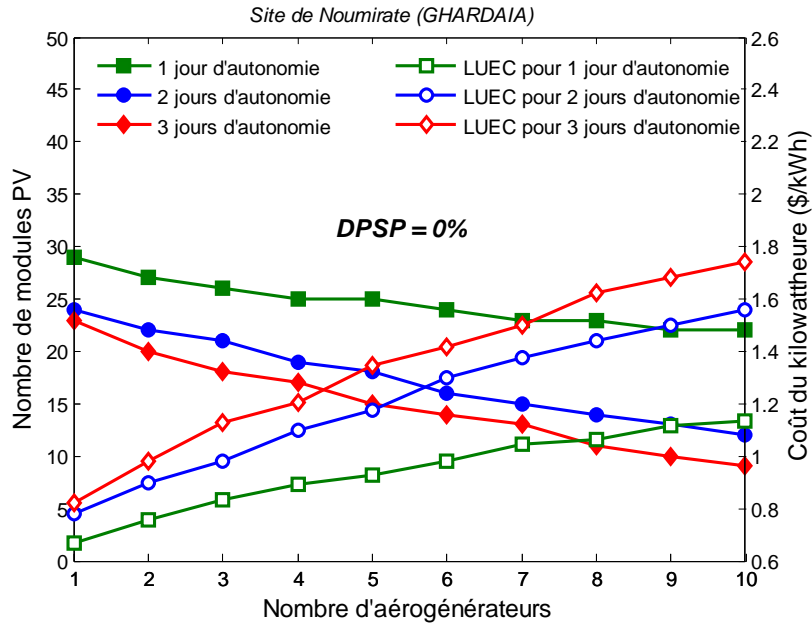


Fig. 5.47 : Configurations du système et coût du kilowattheure pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage à hydrogène).

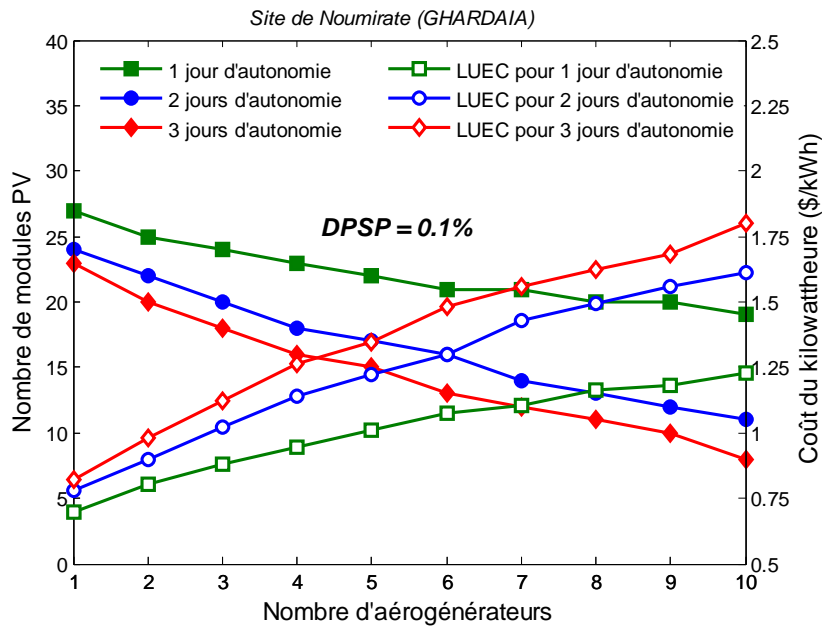


Fig. 5.48 : Configurations du système et coût du kilowattheure pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1% (cas de stockage à hydrogène).

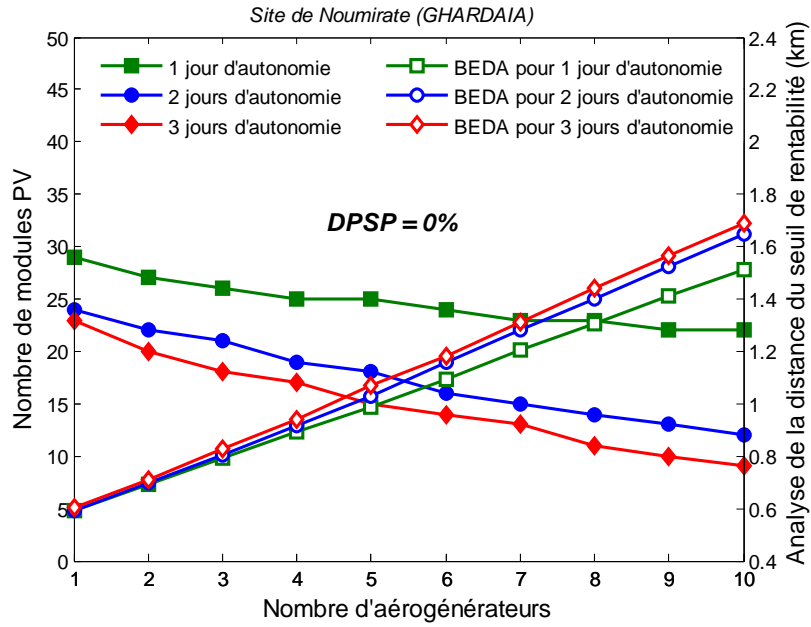


Fig. 5.49 : Configurations du système et analyse de la distance du seuil de rentabilité pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage à hydrogène).

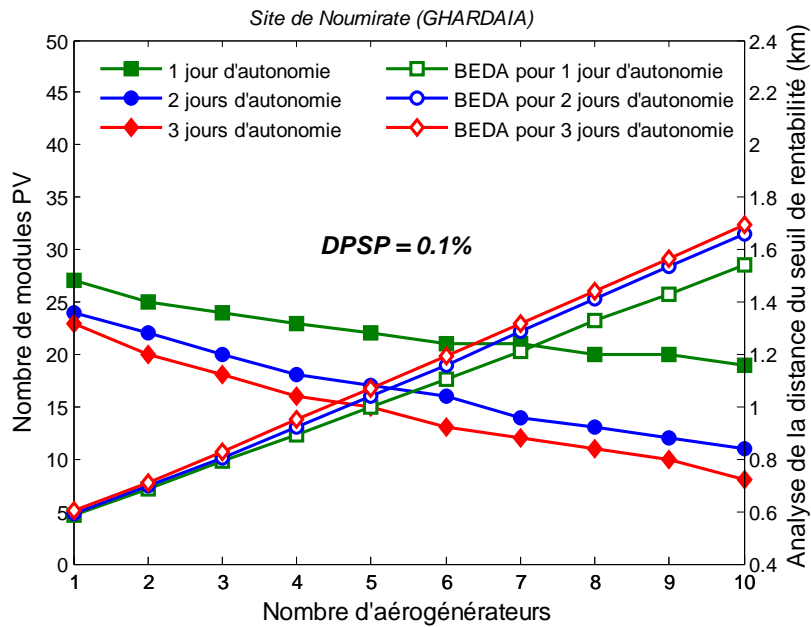


Fig. 5.50 : Configurations du système et analyse de la distance du seuil de rentabilité pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0,1%.(cas de stockage à hydrogène).

5.3.2.2 Impact du potentiel énergétique sur le TNPC, le TAC, le LUEC et la BEDA

L'influence du potentiel énergétique sur le TNPC, le TAC, le LUEC et la BEDA est présentée dans les figures 5.51 - 5.54. Les courbes en symboles pleins montrent les résultats de la relation entre le potentiel énergétique et les configurations du système pour une DPSP égale à 0% et un jour d'autonomie de stockage à hydrogène. En outre, les courbes en symboles creux dans les figures 5.28–5.31 représentent les variations des divers indicateurs économiques. On remarque bien que chaque courbe présente un point correspondant à une valeur minimale de chaque indicateur économique, indiquant ainsi, la configuration optimale du système.

D'autre part, l'analyse des figures 5.51–5.54, nous permet de constater que les plus faibles valeurs des tests économiques sont observées quand les dimensions du système sont modérées. On remarque également, que le TNPC, le TAC et la BEDA pour le site de Ghardaïa sont plus faibles (site ayant le potentiel énergétique le plus élevé), à l'exception du LUEC où il est plus faible pour le site d'Alger.

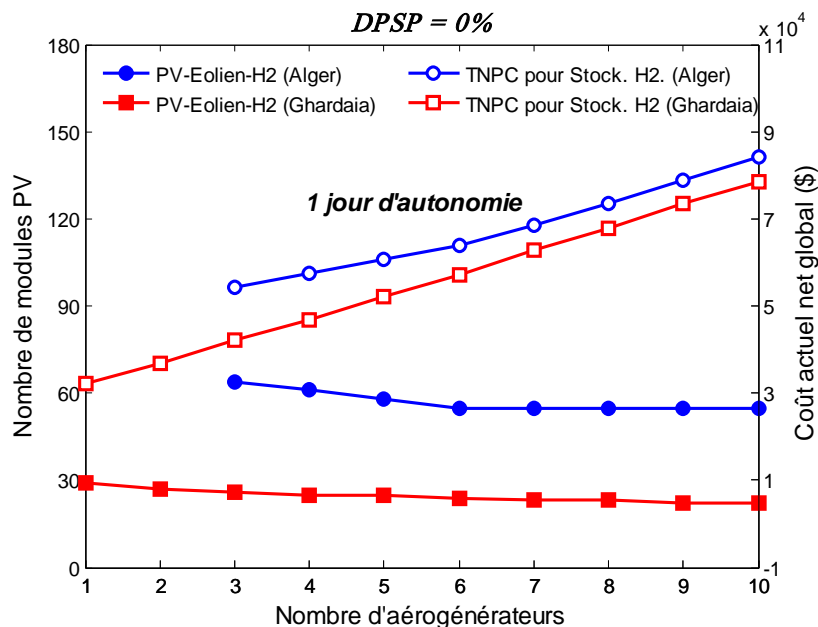


Fig. 5.51 : Influence du potentiel énergétique sur le coût actuel net global pour un jour d'autonomie et une DPSP = 0% (cas de stockage à hydrogène).

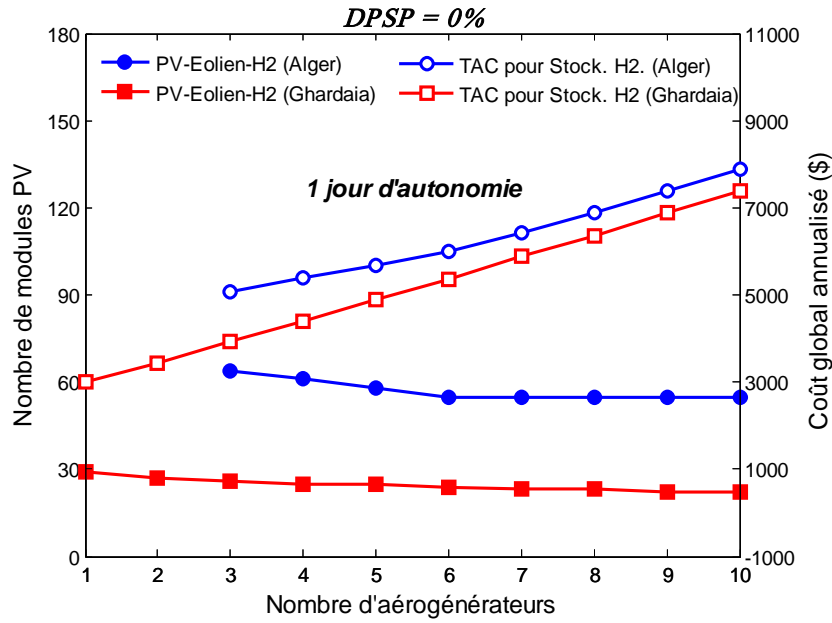


Fig. 5.52 : Influence du potentiel énergétique sur le coût global annualisé pour un jour d'autonomie et une DPSP = 0% (cas de stockage à hydrogène).

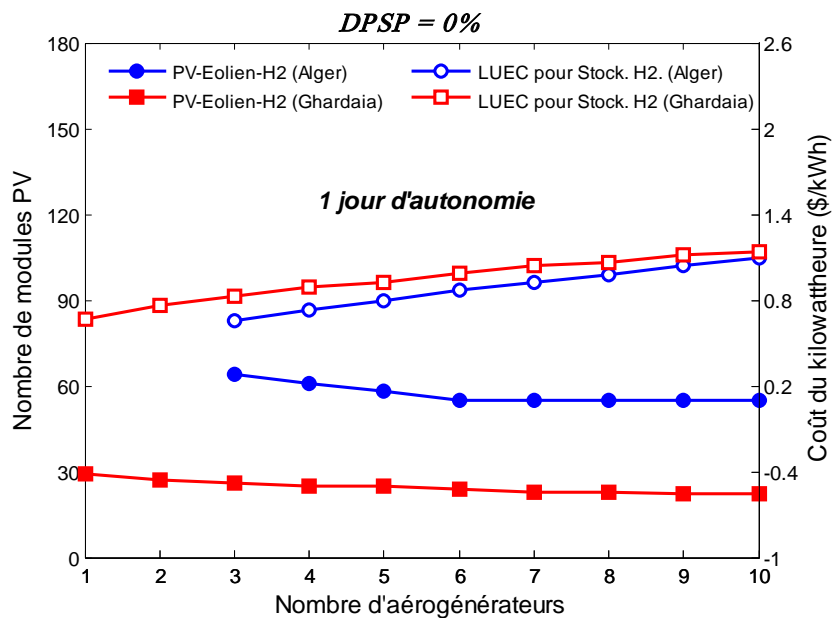


Fig. 5.53: Influence du potentiel énergétique sur le coût du kilowattheure pour un jour d'autonomie et une DPSP = 0% (cas de stockage à hydrogène).

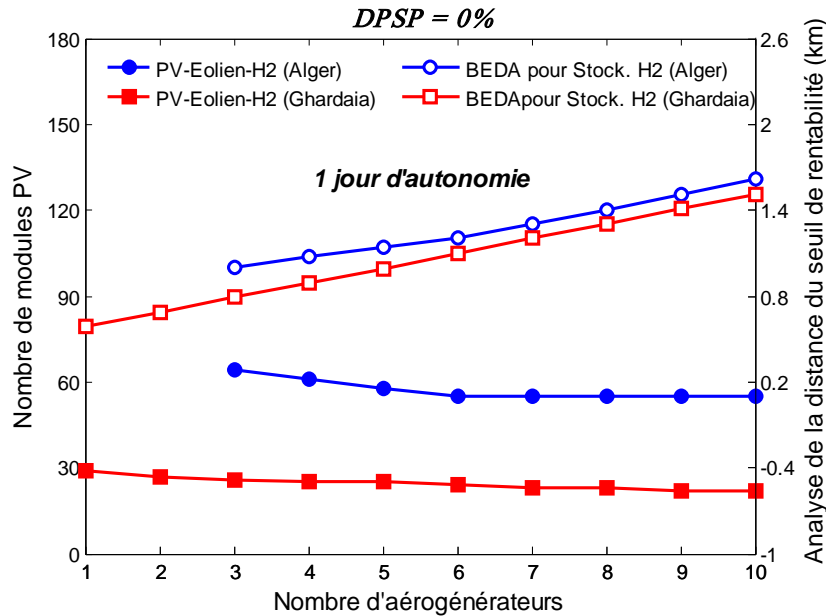


Fig. 5.54 : Influence du potentiel énergétique sur l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour un jour d'autonomie et une DPSP = 0% (cas de stockage à hydrogène).

5.4 Résultats de l'application relatifs à la comparaison entre les deux types de configurations de systèmes hybrides

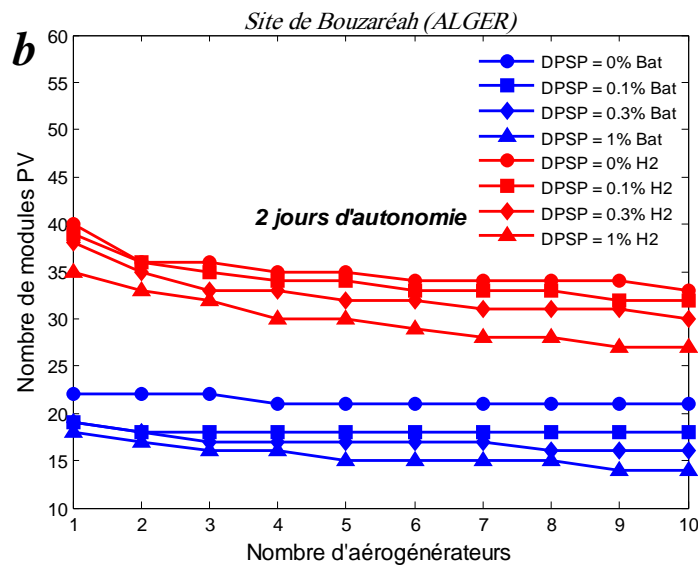
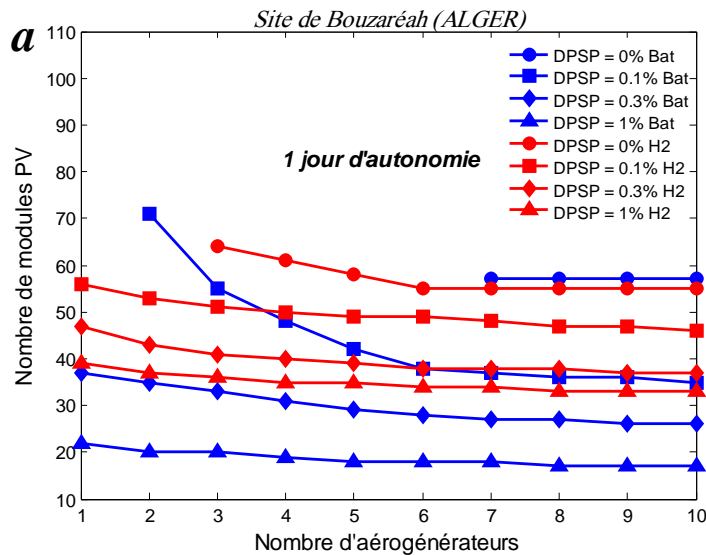
Les résultats de l'application relatifs à la comparaison entre le système hybride PV/éolien/chaine hydrogène et le système hybride PV /éolien classique, utilisant les accumulateurs électrochimiques, comme moyen de stockage, sont présentés dans les sections suivantes.

5.4.1 Impact du type de configurations sur les dimensions du système

Les Figures 5.55 et 5.56 présentent les résultats de la relation entre le taux de défaillance et les configurations du système pour différents jours d'autonomie des réservoirs de stockage d'hydrogène et de batteries pour les deux sites choisis. La Figure 5.55-a illustre ces relations pour une journée d'autonomie. On remarque bien que lorsque le niveau de fiabilité est élevé, les dimensions du système (nombre de module PV et la puissance éolienne) le sont aussi, pour les mêmes capacités de stockages, batteries et réservoirs d'hydrogène.

Une situation similaire se produit dans le système pour deux et trois jours d'autonomie de stockages à hydrogène et de batteries (fig. 5.55-b, 5.55-c et 5.56-b, 5.56-c), mais par rapport

au système avec un jour d'autonomie, la taille des générateurs PV et éolien est plus modérée. Cela signifie que le système hybride avec plusieurs batteries ou plusieurs réservoirs de stockage d'hydrogène (3 jours de capacité de stockage) peut répondre à la demande de charge avec une faible défaillance d'alimentation. On constate également que pour la même charge, le même site, les mêmes DPSP et les mêmes jours d'autonomie, la taille des générateurs PV et éolien dans le cas du système hybride avec stockage batteries est plus faible que celle du système hybride avec stockage à hydrogène.



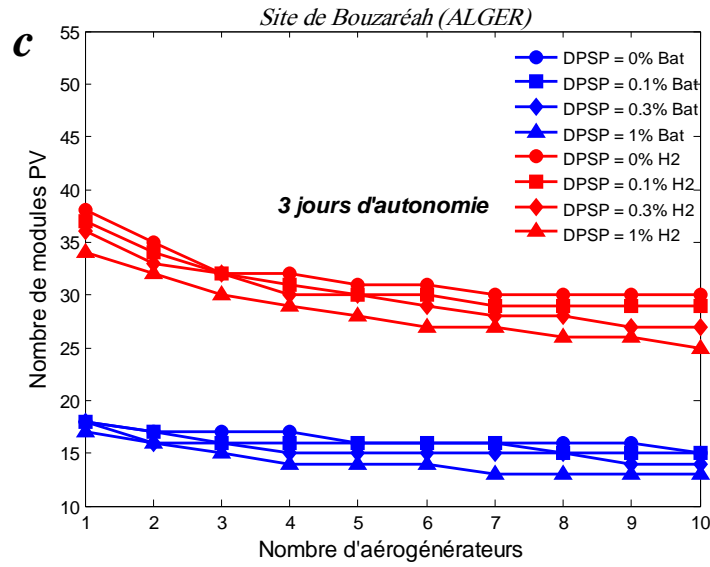
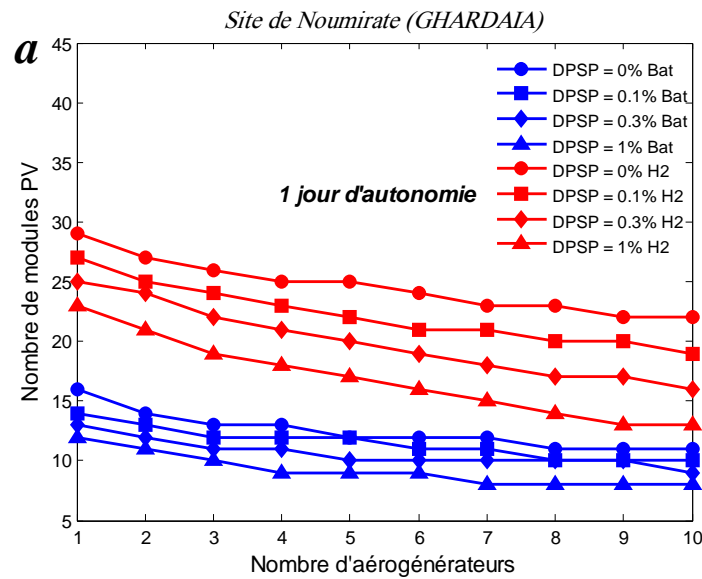


Fig. 5.55 : Configurations du système pour différentes DPSP et différents jours d'autonomie de stockage batteries et stockage à hydrogène.



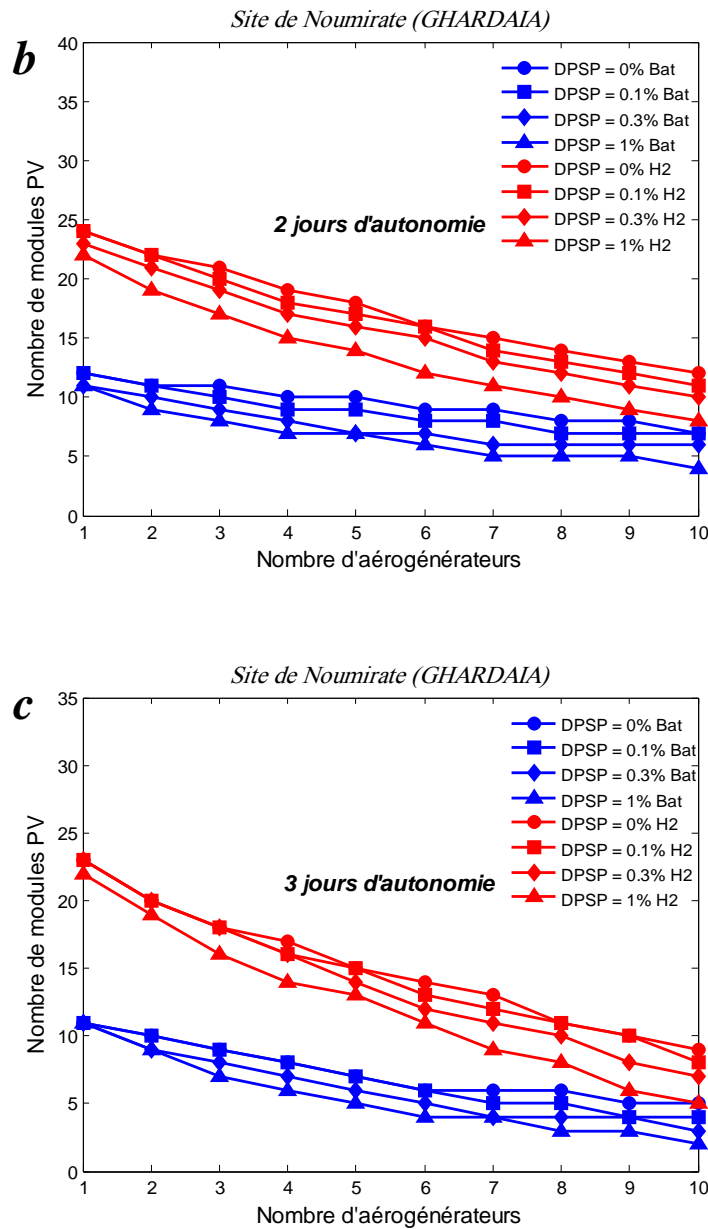


Fig. 5.56 : Configurations du système pour différentes DPSP et pour différents jours d'autonomie de stockage batteries et stockage à hydrogène.

5.4.2 Impact du type de configurations sur les TNPC, TAC, LUEC et BEDA

Les résultats des simulations correspondant aux deux types de configurations de systèmes hybrides, sont présentés, et les relations entre le TNPC, le TAC, le LUEC et la BEDA et les différentes DPSP ainsi que les configurations de chaque système sont analysés.

Dans les figures 5.35 - 5.50, les courbes en symboles pleins montrent les résultats de la relation entre le taux de défaillance et les configurations de chaque système pour différents

jours d'autonomie de stockages batteries et réservoirs d'hydrogène, alors que les courbes en symboles creux dans les figures 5.35 - 5.50 représentent les tests économiques de rentabilité, développés dans cette étude.

De toute évidence, un point sur chaque courbe de coût se produit pour une certaine valeur de la DPSP et certaine capacité de stockage. Le couple correspondant à ce coût minimal, est considéré comme la solution optimale répondant à l'exigence de fiabilité du système. D'autre part, une bonne analyse des figures 5.35 - 5.50 montre que les valeurs des indicateurs économiques trouvés, dans le cas du système hybride avec stockage batteries, sont plus faibles que celles trouvés dans le cas du système hybride avec stockage à hydrogène.

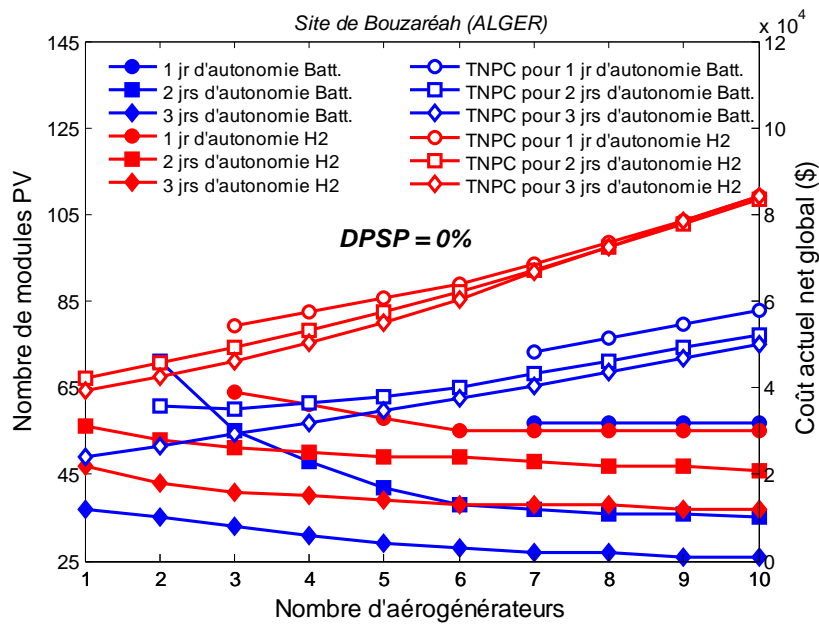


Fig. 5.57 : Configurations du système et coût actuel net global pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage batteries et à hydrogène).

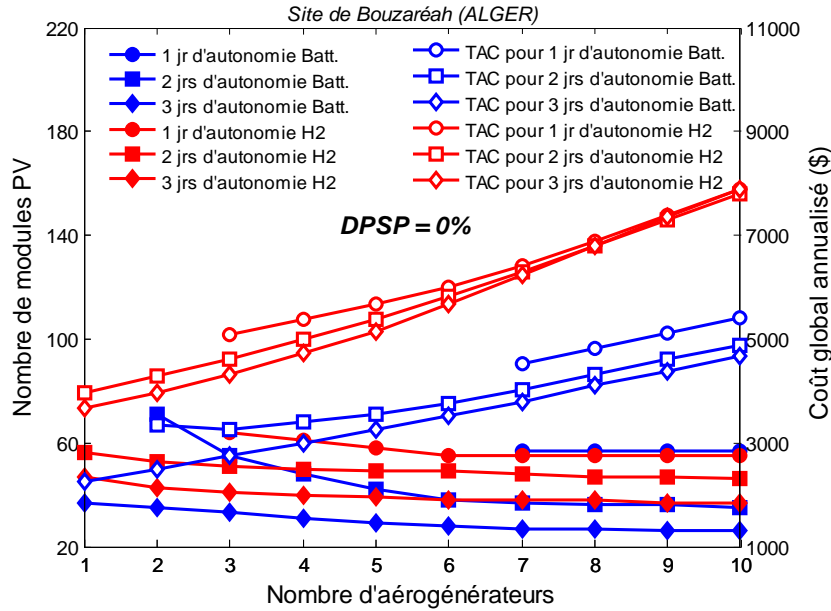


Fig. 5.58 : Configurations du système et coût global annualisé pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage batteries et à hydrogène).

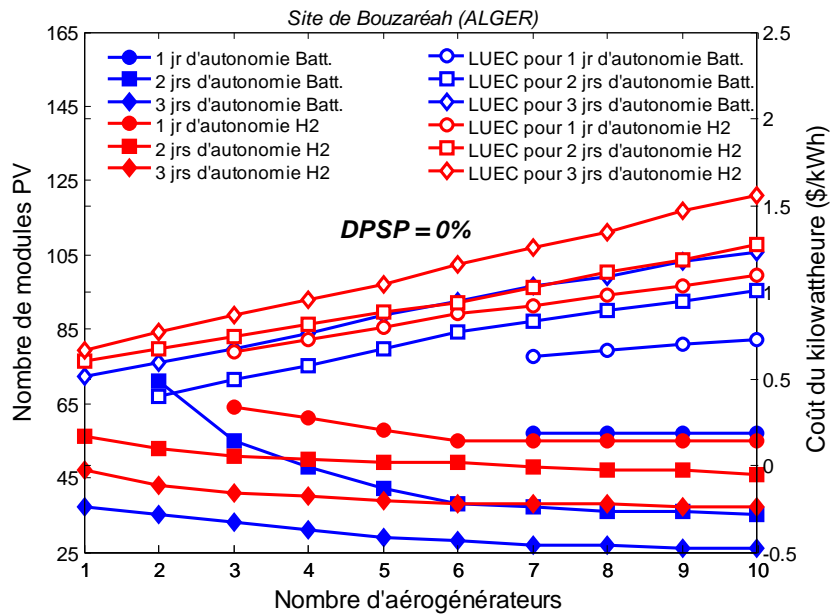


Fig. 5.59 : Configurations du système et coût du kilowattheure pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage batteries et à hydrogène).

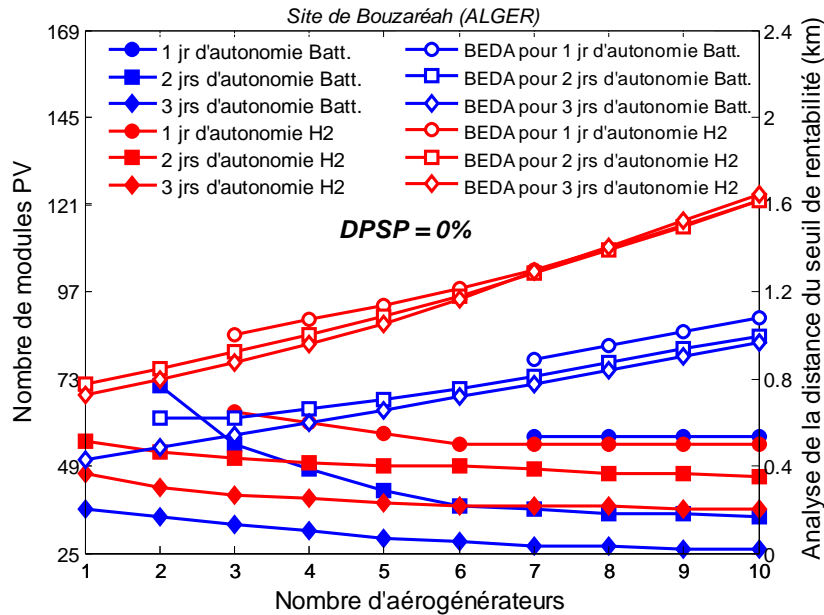


Fig. 5.60 : Configurations du système et analyse de la distance du seuil de rentabilité pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage batteries et à hydrogène).

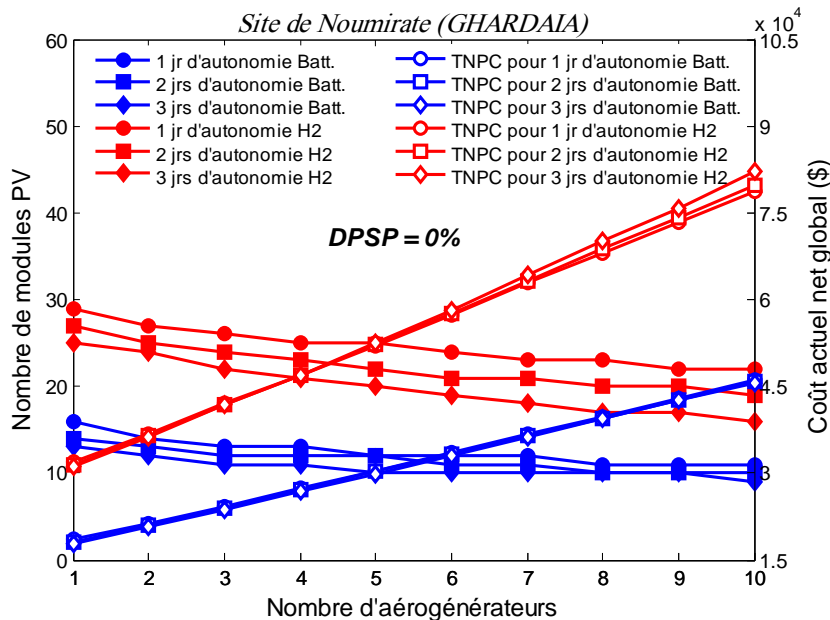


Fig. 5.61 : Configurations du système et coût actuel net global pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage batteries et à hydrogène).

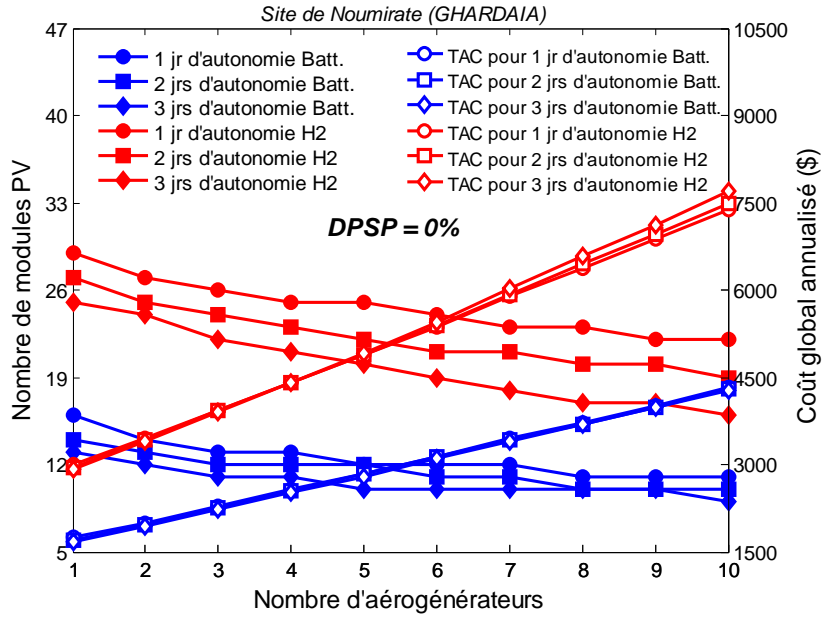


Fig. 5.62 : Configurations du système et coût global annualisé pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage batteries et à hydrogène).

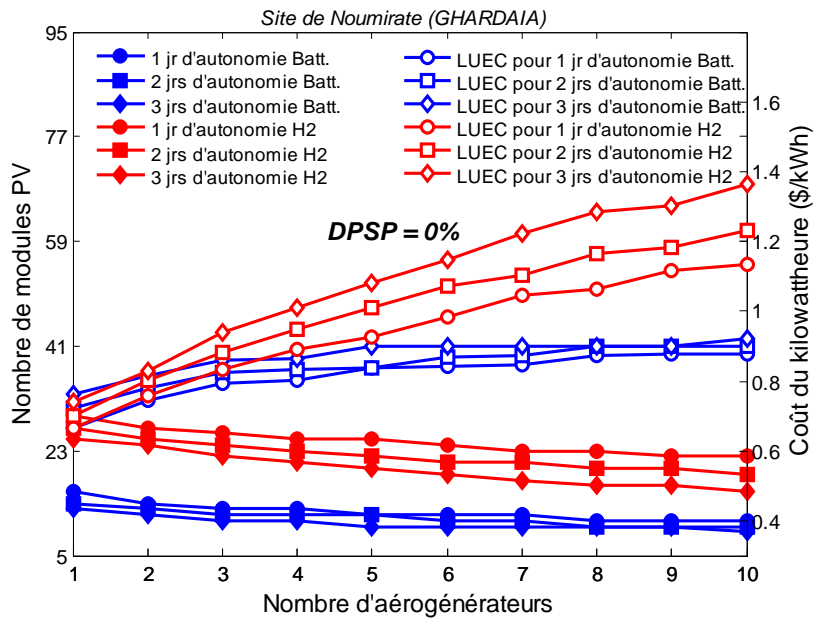


Fig. 5.63 : Configurations du système et coût du kilowattheure pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage batteries et à hydrogène).

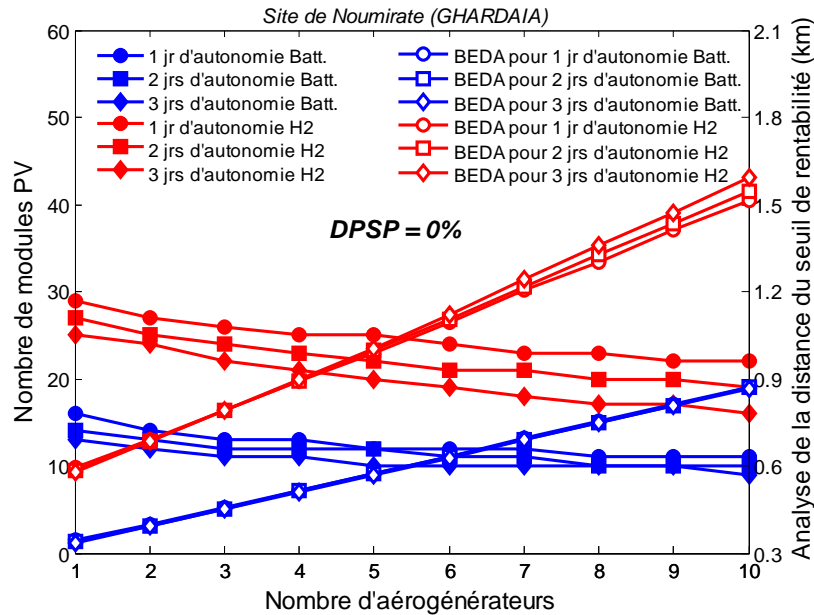


Fig. 5.64 : Configurations du système et analyse de la distance du seuil de rentabilité pour différents jours d'autonomie et pour la DPSP = 0% (cas de stockage batteries et à hydrogène).

5.4.3 Impacts du potentiel énergétique et du type de configurations sur les dimensions du système

L'influence de la qualité du potentiel énergétique et du type de configurations sur les dimensions du système est présentée dans cette section. La figure 5.65 met en exergue l'effet de ces deux paramètres sur l'ensemble des configurations permettant de satisfaire les besoins de la charge en énergie et ce, pour les deux types de configurations et sites choisis dans cette étude.

A partir de cette figure, on constate bien, que la taille du système est significativement réduite pour le site ayant un potentiel énergétique élevé.

En effet, pour différents jours d'autonomie, pour la même charge et une DPSP égale à zéro, la figure 5.65 montre bien que les dimensions du système hybride à installer sur le site d'Alger sont beaucoup plus importantes que celles du système à installer sur le site de Ghardaïa. La même figure montre également, l'effet du type de configurations sur la taille du système. Cette dernière est plus faible dans le cas du système hybride avec stockage batteries.

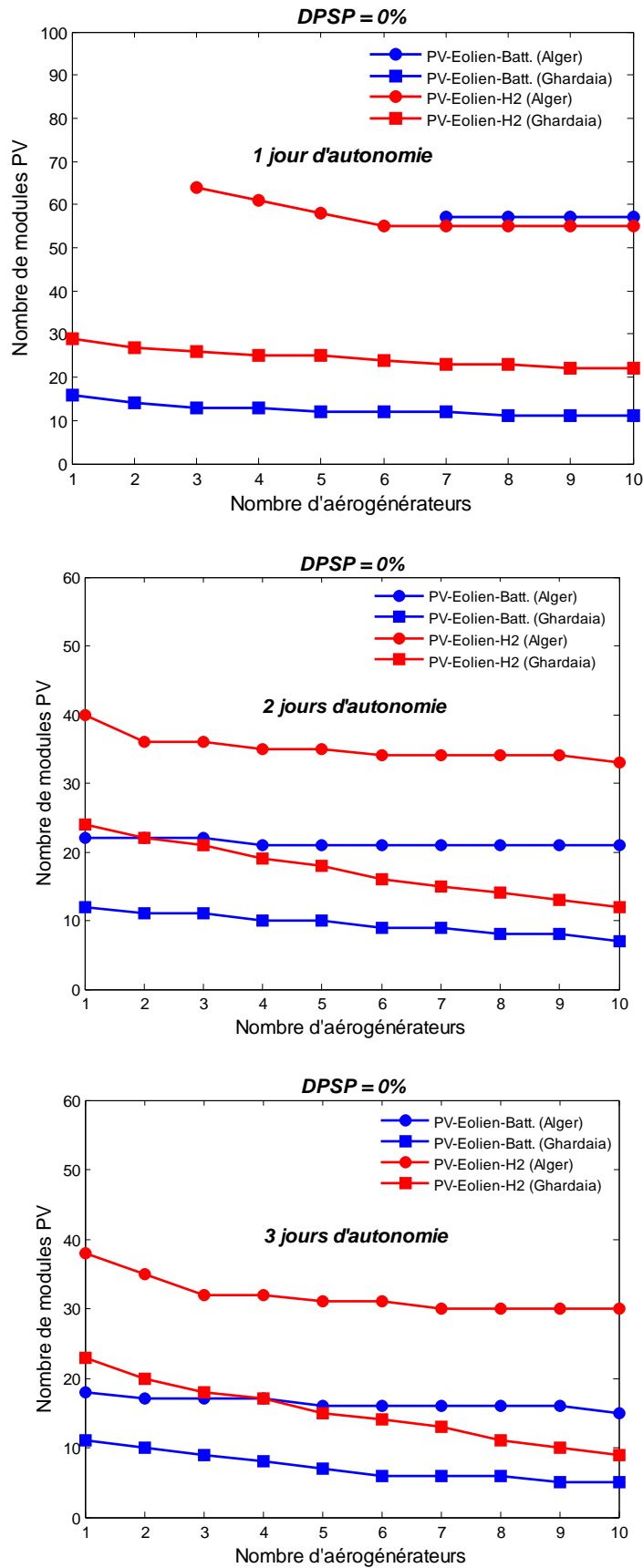


Fig. 5.65 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur les dimensions du système

5.4.4 Impacts du potentiel énergétique et du type de configurations sur les TNPC, TAC, LUEC et BEDA

Les résultats des simulations correspondant aux deux types de configurations et aux deux sites choisis, sont présentés, et les relations entre le TNPC, le TAC, le LUEC et la BEDA et les différentes DPSP ainsi que les configurations de chaque système sont analysés. Dans les figures 5.66 - 5.77, les courbes en symboles pleins montrent l'influence de la qualité du potentiel énergétique et du type de configurations sur les dimensions du système hybride et ce, pour différents jours d'autonomie de stockage batteries et réservoirs de stockage à hydrogène. Par ailleurs, les courbes en symboles creux montrées dans les figures 5.66 - 5.77, représentent le coût actuel net global (TNPC), le coût global annualisé (TAC), le cout du kilowattheure d'énergie (LUEC) et l'analyse de la distance du seuil de rentabilité (BEDA) correspondant aux deux types de configurations de systèmes hybrides.

Il est clair, qu'un point avec la valeur minimale correspondant à chaque indicateur économique, se produit dans chaque courbe, signifiant le meilleur couple. Ce couple est considéré comme la solution optimale qui répond au besoin de fiabilité du système. D'autre part, une analyse approfondie des figures 5.66 - 5.77 montre que les valeurs des tests économiques trouvées, dans le cas du système hybride avec stockage batteries, sont plus faibles que celles trouvées dans le cas du système hybride avec stockage à hydrogène. Pareillement, il est constaté, que les TNPC, TAC et BEDA pour le site de Ghardaïa sont plus faibles, à l'exception du LUEC, où il est plus faible pour le site d'Alger.

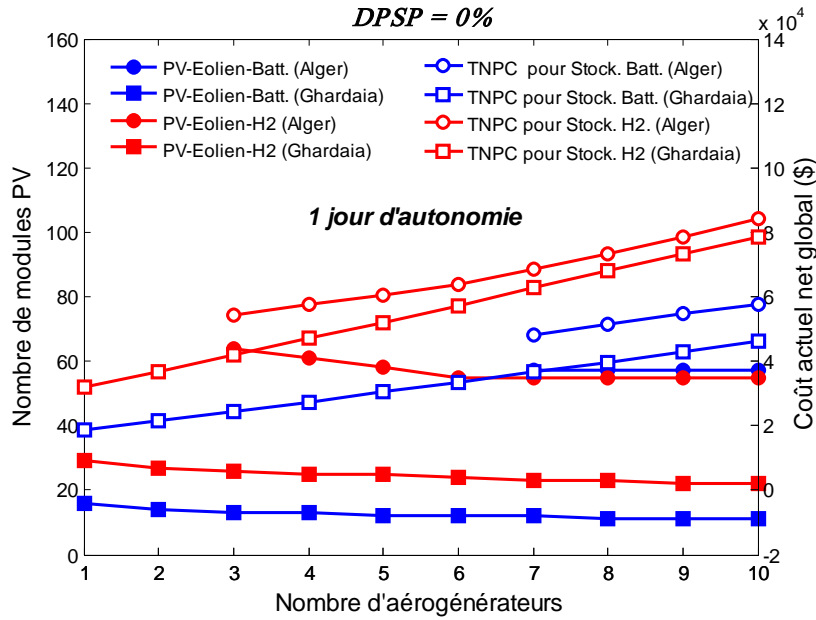


Fig. 5.66 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur le coût actuel net global pour un jour d'autonomie et pour la DPSP = 0%.

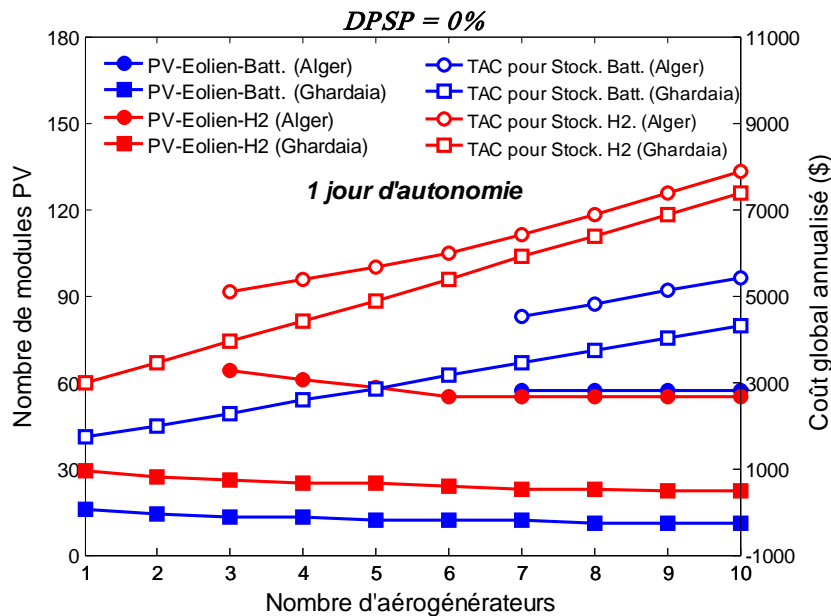


Fig. 5.67 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur le coût global annualisé pour un jour d'autonomie et pour la DPSP = 0%.

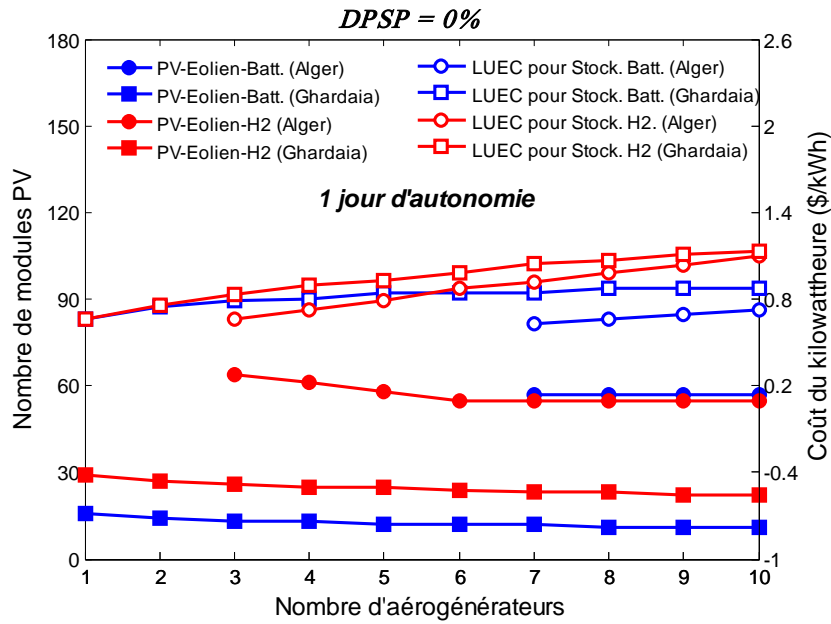


Fig. 5.68 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur le coût du kilowattheure pour un jour d'autonomie et pour la DPSP = 0%.

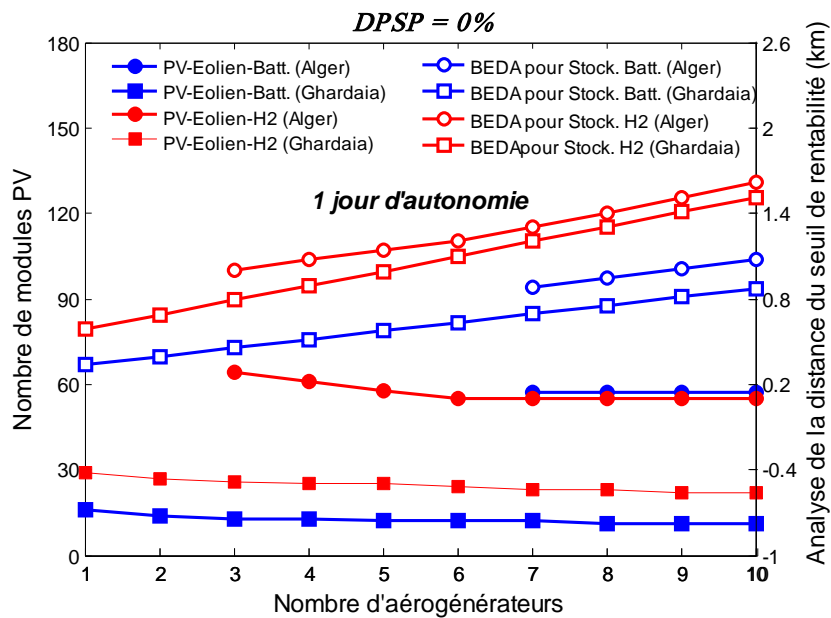


Fig. 5.69 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour un jour d'autonomie et pour la DPSP = 0%.

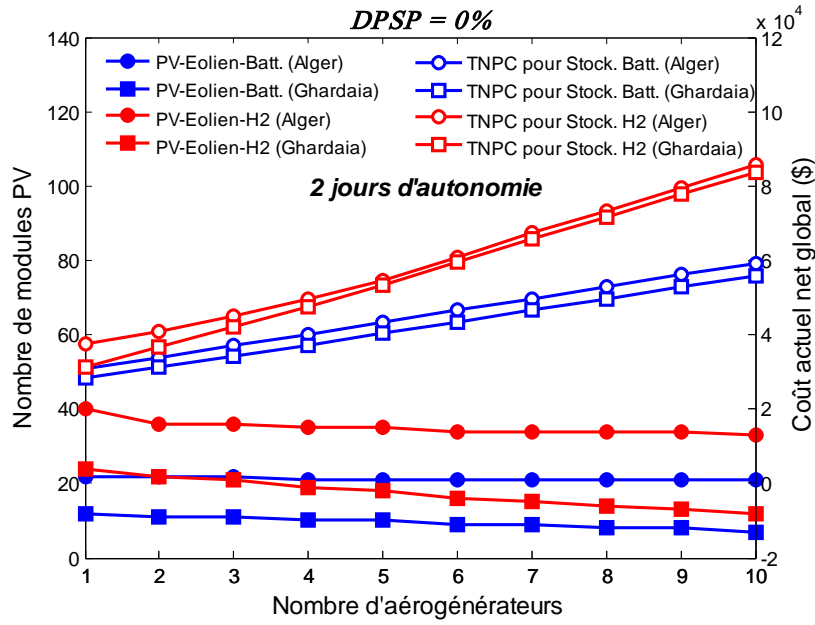


Fig. 5.70 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur le coût actuel net global pour deux jours d'autonomie et pour la DPSP = 0%.

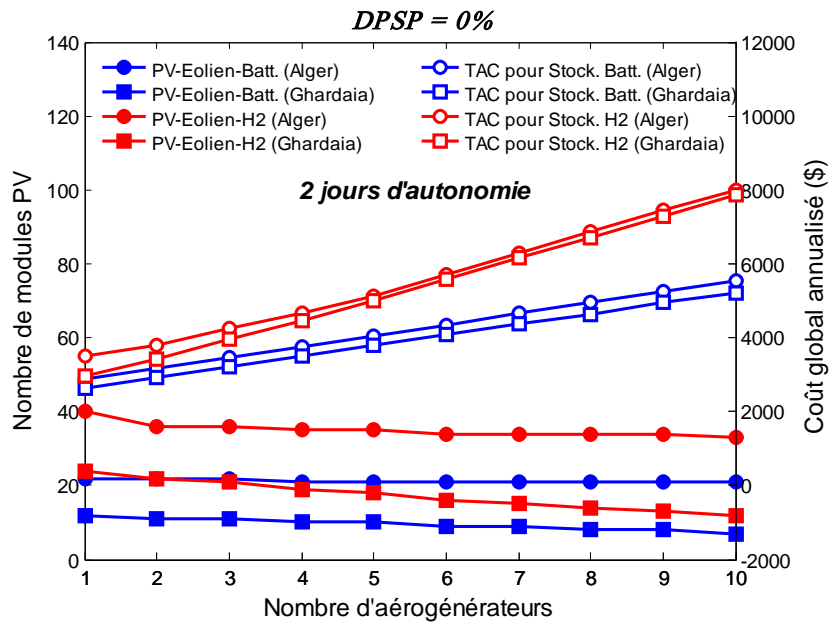


Fig. 5.71 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur le coût global annualisé pour deux jours d'autonomie et pour la DPSP = 0%.

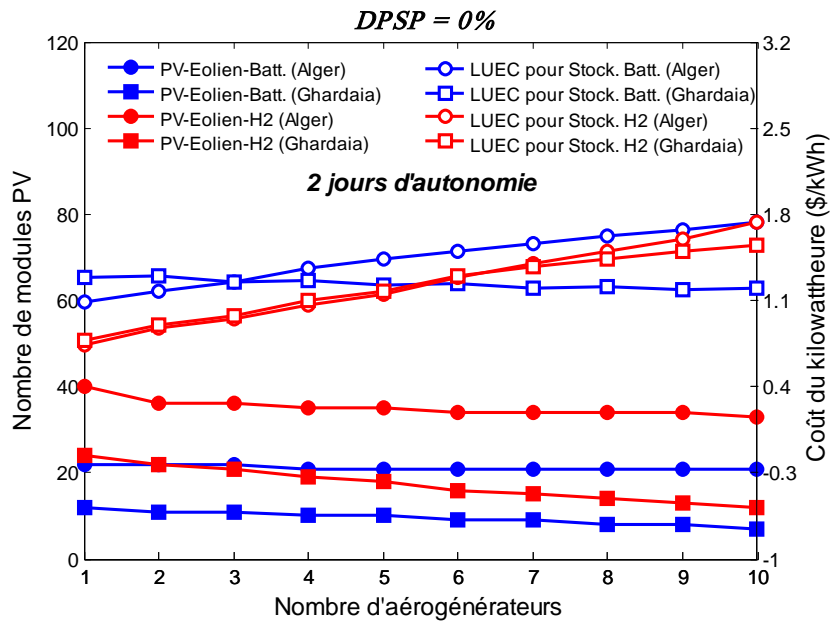


Fig. 5.72 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur le coût du kilowattheure pour deux jours d'autonomie et pour la DPSP = 0%.

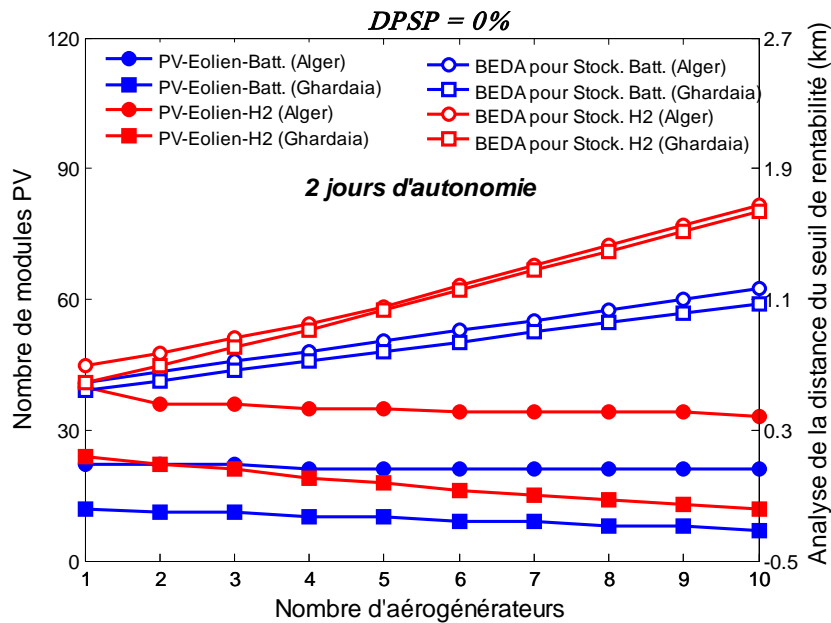


Fig. 5.73 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour deux jours d'autonomie et pour la DPSP = 0%.

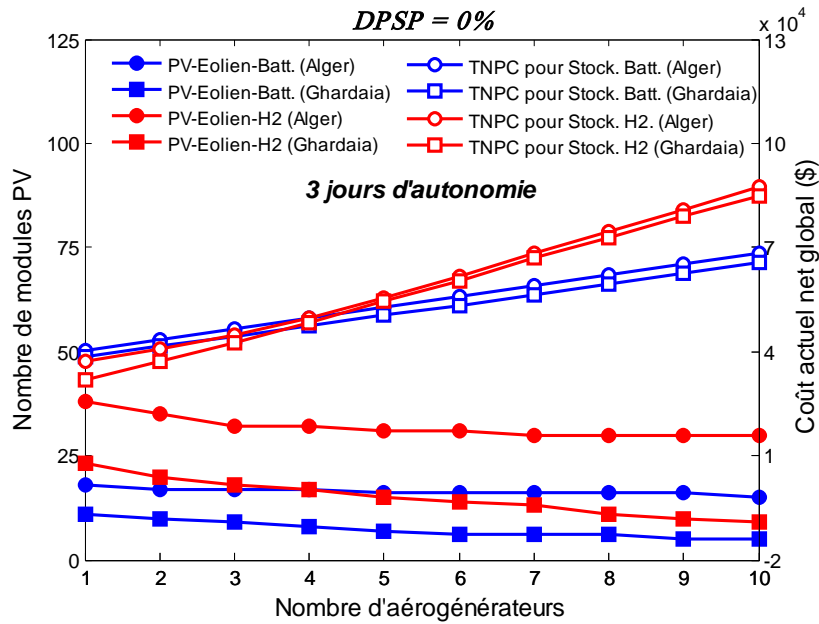


Fig. 5.74 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur le coût actuel net global pour trois jours d'autonomie et pour la DPSP = 0%.

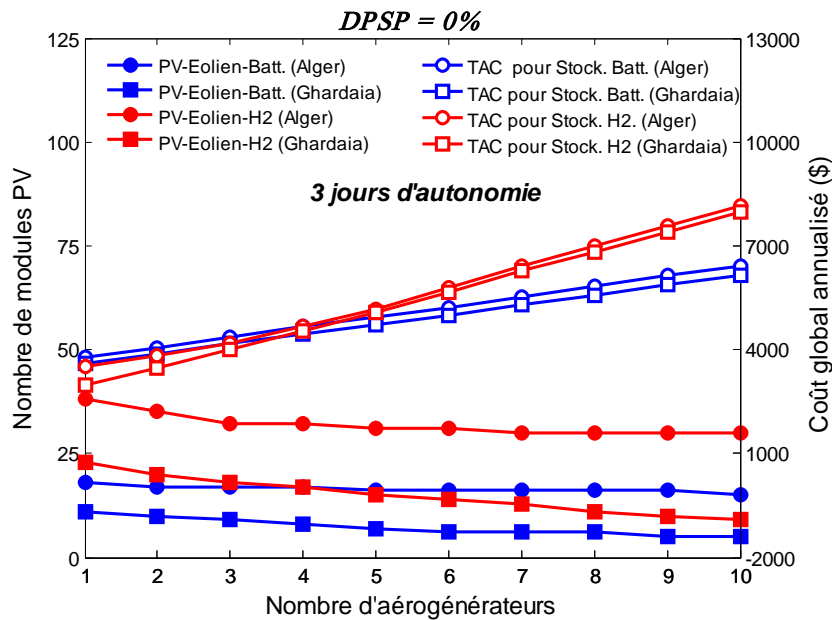


Fig. 5.75 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur le coût global annualisé pour trois jours d'autonomie et pour la DPSP = 0%.

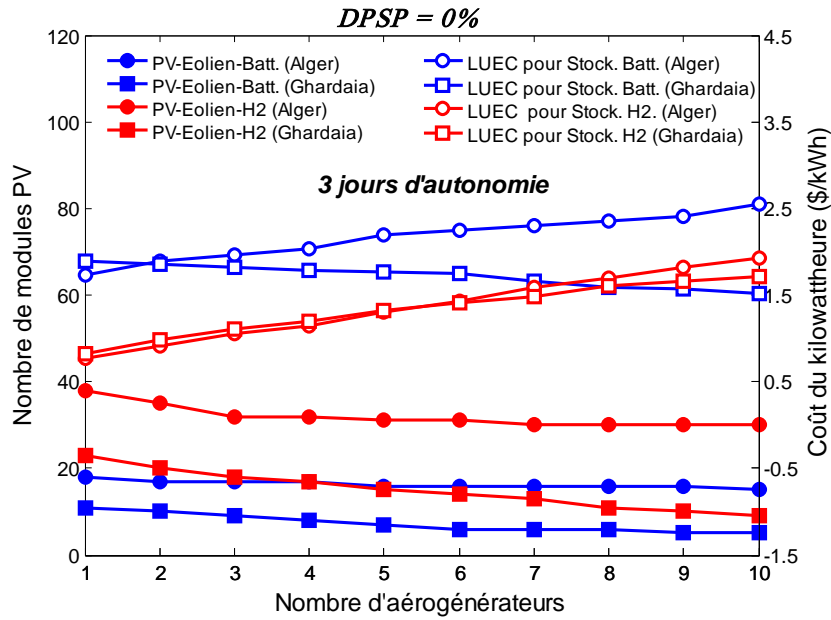


Fig. 5.76 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur le coût du kilowattheure pour trois jours d'autonomie et pour la DPSP = 0%.

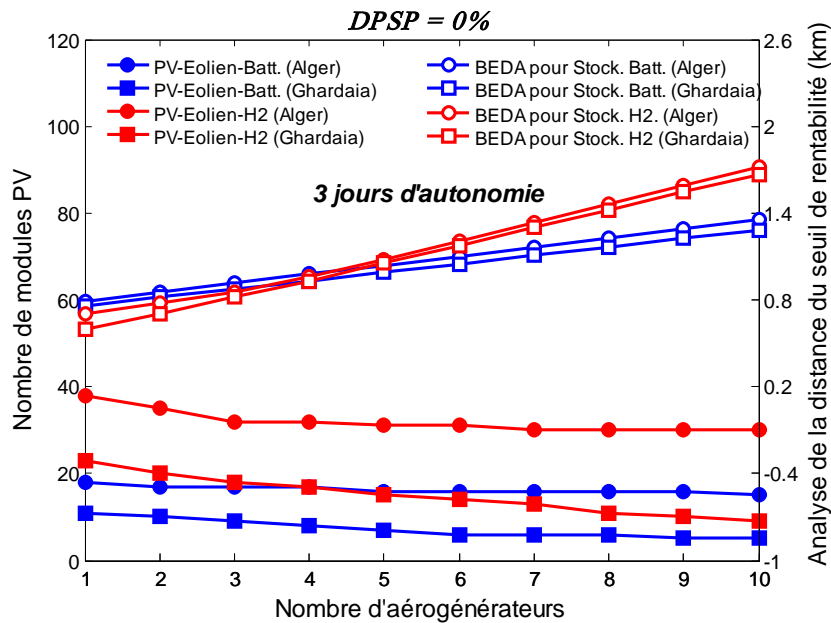


Fig. 5.77 : Influence du potentiel énergétique et du type de configurations sur l'analyse de la distance du seuil de rentabilité pour trois jours d'autonomie et pour la DPSP = 0%.

5.5 Résultats du dimensionnement optimal du système

Les tableaux 5.1 et 5.2 présentent les caractéristiques des configurations optimales satisfaisant les différentes DPSP désirées (0%, 0,1%, 0,3% et 1%). Ces résultats sont relatifs aux sites d'Alger et Ghardaïa. Le tableau 5.1 donne, pour le cas du site d'Alger, une comparaison du nombre de modules photovoltaïques, du nombre d'aérogénérateurs, du coût actuel net global (TNPC), du coût global annualisé (TAC), du coût du kilowattheure d'énergie (LUEC) et de l'analyse de la distance du seuil de rentabilité (BEDA) pour les deux types de configurations de systèmes hybrides à savoir : système hybride avec stockage batteries et système hybride avec stockage à hydrogène.

Les résultats du tableau 5.1 sont donnés pour différents jours d'autonomie et sont relatifs au site d'Alger. Il ressort clairement de ce tableau que la batterie est économiquement, un meilleur choix pour le stockage de l'énergie. La raison principale est due en partie à la maturité de cette technologie largement éprouvée depuis de nombreuses années dans l'industrie et son faible coût, et d'autre part au faible rendement du sous-système de stockage à hydrogène. Ceci indique que d'importants progrès dans les rendements à la fois, de la pile à combustible et de l'électrolyseur devront avoir lieu avant qu'ils puissent être économiquement compétitifs en tant que dispositifs de stockage d'énergie. Des résultats similaires pour le cas du site de Ghardaïa sont présentés dans le tableau 5.2. Ces derniers montrent également, que la batterie est économiquement, un meilleur choix pour le stockage de l'énergie en comparaison avec le sous-système de stockage à hydrogène.

Tableau 5.1 : Caractéristiques des configurations optimales satisfaisant les différentes DPSP désirées (0%, 0,1%, 0,3% et 1%), Site de Bouzaréah, Alger

Site	DPSP	Nombre de Jours d'autonomie	Valeurs optimales	Stockage batteries				Stockage à hydrogène			
				TNPC	TAC	LUEC	BEDA	TNPC	TAC	LUEC	BEDA
				(\$)	(\$)	(\$/kWh)	(km)	(\$)	(\$)	(\$/kWh)	(km)
A L G E R	DPSP = 0%	1 jour	Valeurs	48175	4513	0,63	0,89	54214	5079	0,66	1,00
			N_{PV}	57	57	57	57	64	64	64	64
			N_W	7	7	7	7	3	3	3	3
		2 jours	Valeurs	30773	2883	1,09	0,59	37432	3507	0,74	0,70
			N_{PV}	22	22	22	22	40	40	40	40
			N_W	1	1	1	1	1	1	1	1
		3 jours	Valeurs	40371	3782	1,74	0,79	37348	3499	0,77	0,70
			N_{PV}	18	18	18	18	38	38	38	38
			N_W	1	1	1	1	1	1	1	1
	DPSP = 0,1%	1 jour	Valeurs	34905	3270	0,40	0,62	42301	3963	0,60	0,77
			N_{PV}	55	55	71	71	56	56	56	56
			N_W	3	3	2	2	1	1	1	1
		2 jours	Valeurs	30013	2812	1,22	0,58	37306	3495	0,75	0,70
			N_{PV}	19	19	19	19	39	39	39	39
			N_W	1	1	1	1	1	1	1	1
		3 jours	Valeurs	40371	3782	1,74	0,79	37212	3486	0,79	0,70
			N_{PV}	18	18	18	18	37	37	37	37
			N_W	1	1	1	1	1	1	1	1
	DPSP = 0,3%	1 jour	Valeurs	23963	2245	0,51	0,43	39238	3676	0,66	0,72
			N_{PV}	37	37	37	37	47	47	47	47
			N_W	1	1	1	1	1	1	1	1
		2 jours	Valeurs	30013	2812	1,22	0,58	36986	3465	0,77	0,69
			N_{PV}	19	19	19	19	38	38	38	38
			N_W	1	1	1	1	1	1	1	1
3 jours		Valeurs	40371	3782	1,74	0,792	36852	3452	0,81	0,693	
		N_{PV}	18	18	18	18	36	36	36	36	
		N_W	1	1	1	1	1	1	1	1	
DPSP = 1%	1 jour	Valeurs	20162	1889	0,71	0,38	36679	3436	0,74	0,69	
		N_{PV}	22	22	22	22	39	39	39	39	
		N_W	1	1	1	1	1	1	1	1	
	2 jours	Valeurs	29760	2788	1,28	0,58	35877	3361	0,81	0,67	
		N_{PV}	18	18	18	18	35	35	35	35	
		N_W	1	1	1	1	1	1	1	1	
	3 jours	Valeurs	40118	3758	1,82	0,79	36170	3388	0,84	0,68	
		N_{PV}	17	17	17	17	34	34	34	34	
		N_W	1	1	1	1	1	1	1	1	

Tableau 5.2 : Caractéristiques des configurations optimales satisfaisant les différentes DPSP désirées (0%, 0,1%, 0,3% et 1%), Site de Noumirate, Ghardaïa

Site	DPSP	Nombre de Jours d'autonomie	Valeurs optimales	Stockage batteries				Stockage à hydrogène			
				TNPC	TAC	LUEC	BEDA	TNPC	TAC	LUEC	BEDA
				(\$)	(\$)	(\$/kWh)	(km)	(\$)	(\$)	(\$/kWh)	(km)
G H A R D A I A	DPSP = 0%	1 jour	Valeurs	18642	1746	0,66	0,34	32021	3000	0,67	0,59
			N_{PV}	16	16	16	16	29	29	29	29
			N_W	1	1	1	1	1	1	1	1
		2 jours	Valeurs	28239	2645	1,19	0,55	31431	2944	0,78	0,59
			N_{PV}	12	12	8	12	24	24	24	24
			N_W	1	1	9	1	1	1	1	1
		3 jours	Valeurs	38597	3616	1,52	0,76	31875	2986	0,82	0,6
			N_{PV}	11	11	5	11	23	23	23	23
			N_W	1	1	10	1	1	1	1	1
	DPSP = 0,1%	1 jour	Valeurs	18135	1699	0,72	0,34	31526	2953	0,7	0,59
			N_{PV}	14	14	14	14	27	27	27	27
			N_W	1	1	1	1	1	1	1	1
		2 jours	Valeurs	28239	2645	1,2	0,55	31478	2949	0,78	0,59
			N_{PV}	12	12	7	12	24	24	24	24
			N_W	1	1	10	1	1	1	1	1
		3 jours	Valeurs	38597	3616	1,57	0,76	31905	2989	0,82	0,60
			N_{PV}	11	11	4	11	23	23	23	23
			N_W	1	1	10	1	1	1	1	1
	DPSP = 0,3%	1 jour	Valeurs	17881	1675	0,76	0,33	31059	2910	0,74	0,58
			N_{PV}	13	13	13	13	25	25	25	25
			N_W	1	1	1	1	1	1	1	1
		2 jours	Valeurs	27986	2622	1,24	0,54	31278	2930	0,8	0,59
			N_{PV}	11	11	6	11	23	23	23	23
			N_W	1	1	10	1	1	1	1	1
3 jours		Valeurs	38597	3616	1,62	0,76	31905	2989	0,82	0,60	
		N_{PV}	11	11	3	11	23	23	23	23	
		N_W	1	1	10	1	1	1	1	1	
DPSP = 1%	1 jour	Valeurs	17628	1651	0,8	0,33	30651	2871	0,79	0,57	
		N_{PV}	12	12	12	12	23	23	23	23	
		N_W	1	1	1	1	1	1	1	1	
	2 jours	Valeurs	27986	2622	1,31	0,54	31021	2906	0,83	0,58	
		N_{PV}	11	11	5	11	22	22	22	22	
		N_W	1	1	9	1	1	1	1	1	
	3 jours	Valeurs	38597	3616	1,68	0,76	31648	2965	0,85	0,60	
		N_{PV}	11	11	2	11	22	22	22	22	
		N_W	1	1	10	1	1	1	1	1	

5.6 Conclusion

Ce chapitre a porté sur la présentation des différents résultats issues de l'application de la méthode de dimensionnement optimal développée dans cette thèse et ce, en vue d'analyser et comparer deux types de configurations de systèmes hybrides (PV/éolien), l'un utilisant les batteries d'accumulateurs comme moyen de stockage de l'énergie et l'autre une unité de stockage à hydrogène. Les deux systèmes sont destinés à alimenter un habitat individuel avec un profil de consommation correspondant à celui rencontré généralement dans les sites isolés.

La simulation est effectuée sur une période d'analyse d'une année, en utilisant les données horaires de l'irradiation solaire sur le plan horizontale, de la vitesse du vent et de la température ambiante, mesurées à Bouzaréah (Alger) et à Numirate (Ghardaïa) durant les années 2003 et 2005, respectivement.

Les relations liant les paramètres de dimensionnement à la probabilité de déficit d'énergie (DPSP) et aux divers indicateurs de rentabilité économiques choisis dans cette étude, sont promptement analysées. Quatre valeurs de la probabilité de déficit d'énergie (DPSP) ont été choisies dans cette simulation (0%, 0,1%, 0,3% et 1%). Elles correspondent à des taux de défaillance différents.

Les résultats de la simulation montrent que la batterie est économiquement, un meilleur choix pour le stockage de l'énergie. La raison principale est due en partie à la maturité de cette technologie largement prouvée depuis de nombreuses années dans l'industrie et son faible coût, et d'autre part au faible rendement du sous-système de stockage à hydrogène.

Conclusion générale

Les systèmes hybrides composés d'une ou plusieurs sources renouvelables d'énergie, et d'un moyen de stockage d'énergie basé sur les accumulateurs électrochimiques ou via l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau, répondent bien à la problématique posée par le contexte énergétique actuel. En effet, ces systèmes sont une solution énergétique alternative et durable contribuant à la diminution de la consommation des énergies fossiles, ne participant pas à l'effet de serre et permettant de généraliser l'accès à l'électricité, notamment dans les pays en voie de développement.

L'objectif de cette thèse était de développer une méthodologie générale d'optimisation de dimensionnement des systèmes hybrides PV/éolien autonomes avec stockage d'énergie, capable de dimensionner des applications telles que l'électrification de sites isolés.

Afin de réaliser cet objectif, nous avons tout d'abord exposé la situation énergétique actuelle concernant la production d'électricité dans le monde et dans le cas particulier de l'Algérie. Nous avons vu ainsi, la prise de conscience par rapport aux changements climatiques qui se traduit par un développement important des énergies renouvelables. Nous avons listé ensuite les différentes sources d'énergies renouvelables ainsi que les différents moyens de stockage à notre disposition pour stocker cette énergie. De surcroît, cette étude nous a permis de constater également, l'existence d'un potentiel énergétique renouvelable important en Algérie, 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.

Les modélisations énergétiques des différents sous-systèmes susceptibles de composer le système hybride complet ont été ensuite réalisées. Nous avons décrit ainsi, les sous-systèmes suivants : le PV (Photovoltaïque), l'Eolien, la Batterie, la PAC (Pile à Combustible), l'Electrolyseur, les Réservoirs de gaz (H_2) et les Convertisseurs. Nous avons expliqué ensuite l'association de ces modèles pour obtenir une méthode de dimensionnement qui prend en charge également, les aspects économiques pour ce type de systèmes.

En vue d'établir un dimensionnement optimal et de déterminer des lois de gestion d'énergie optimisées, nous avons dû développer un formalisme et une approche technico-économique bien adaptés. Cette approche est décrite par deux modèles; le modèle de fiabilité développé selon le concept de la probabilité de déficit d'énergie (DPSP) et le modèle économique basé sur l'utilisation de quatre indicateurs de rentabilité économique à savoir : le coût actuel net global (TNPC), le coût global annualisé (TAC), le cout du kilowattheure d'énergie (LUEC) et l'analyse de la distance du seuil de rentabilité (BEDA). L'ensemble de ces deux modèles permet enfin, de déterminer la configuration optimale nécessaire à l'autonomie du système sur une année de fonctionnement et ce, en évaluant différents cas correspondant à deux lieux et un utilisateur.

Cette méthodologie de dimensionnement optimal développée, a été appliquée pour l'analyse comparative, dans les mêmes conditions de production (ensoleillement, vitesse de vent) entre un système photovoltaïque /éolien/ chaîne hydrogène et un système photovoltaïque /éolien/ batteries. Les deux systèmes sont destinés à alimenter un habitat individuel dont le profil de consommation, correspondant à celui rencontré généralement dans les sites isolés. Ainsi, l'ensemble des résultats de simulation obtenus au cours de cette étude sont présentés.

Dans un premier temps, nous avons présenté les résultats relatifs à l'analyse et l'évaluation technico-économique du système hybride classique, PV/ éolien/ batteries. Ces résultats ont permis de mettre en exergue, d'une part, l'influence de la fiabilité du système représentée par les différentes valeurs du taux de défaillance sur le système ($DPSP \geq 0$), de la capacité de stockage et de la qualité du potentiel énergétique sur les configurations du système et, d'autre part, l'influence de ces mêmes facteurs sur les différents indicateurs de rentabilité économique à savoir : le coût actuel net global (TNPC), le coût global annualisé (TAC), le cout du kilowattheure d'énergie (LUEC) et l'analyse de la distance du seuil de rentabilité (BEDA).

Dans un deuxième temps, nous avons montré les résultats liés au système hybride PV/éolien/chaîne hydrogène. Ils concernent l'influence du taux de défaillance sur le système, de la capacité de stockage et de la qualité du potentiel énergétique sur la taille et le coût du système.

D'autres résultats de simulation relatifs à l'analyse comparative entre ces deux systèmes ont été présentés également. Ces résultats montrent clairement, que la batterie est économiquement, un meilleur choix pour le stockage de l'énergie. La raison principale est due en partie à la maturité de cette technologie largement éprouvée depuis de nombreuses années dans l'industrie et son faible coût, et d'autre part au faible rendement de l'unité de stockage à hydrogène. Ceci indique que d'importants progrès dans les rendements à la fois, de la pile à combustible et de l'électrolyseur devront avoir lieu avant qu'ils puissent être économiquement compétitifs en tant que dispositifs de stockage d'énergie.

Quelques perspectives prometteuses....

Bien que nous ayons essayé de développer une étude la plus détaillée possible, nous avons dû faire un certain nombre de choix pour nous concentrer sur les aspects que nous avons jugé essentiels. Ce travail n'est donc pas exhaustif et soulève d'autres questions suscitées par les conclusions qu'il a déjà livrées. Nous pouvons suggérer cependant quelques points qui nous semblent pertinent de développer dans le prolongement éventuel de cette étude.

Nous envisageons de coupler les accumulateurs électrochimiques avec l'unité de stockage à d'hydrogène en vue d'améliorer le dimensionnement et les performances du système, avec un gain sur le rendement et de contribuer à réduire le coût du système hybride complet.

Le couplage de l'unité de stockage à hydrogène avec un stockage thermique, notamment sous la forme de matériaux à changement de phase, pour effectuer de la cogénération est aussi considéré dans ces perspectives.

Une étude plus fine sur certains paramètres de la simulation de manière à qualifier leur influence sur les résultats déjà obtenus, est aussi considérée. Parmi ces paramètres, on peut s'intéresser à l'inclinaison des modules photovoltaïques et à la hauteur de l'éolienne.

Enfin nous pouvons également, envisager d'établir une étude du comportement dynamique d'un système hybride en production et en stockage et de développer de nouvelles stratégies de gestion d'énergie en vue d'améliorer le rendement du sous-système de stockage, de renforcer sa puissance instantanée et d'absorber la forte dynamique de l'éolien.

Références bibliographiques

- [1] Observ'ER, « La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde », Collection chiffres et statistiques, Onzième inventaire, Edition 2009.
- [2] H. Ben Ahmed, B. Multon, G. Robin, et O. Gergaud, « Consommation d'énergie et ressources énergétiques », Techniques de l'Ingénieur, traité D3900, 2003.pp. 1-18.
- [3] B. Multon, « Production d'énergies électrique par sources renouvelables », Techniques de l'Ingénieur, traité D4005, 2003.pp. 1-42.
- [4] Observatoire européen LEADER/AEIDL « Sources d'énergies renouvelables, source dedéveloppement durable », 1999.
- [5] Observ'ER, l'Observatoire des Energies Renouvelables. La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde. Douzième inventaire. Édition 2010.
- [6] Ministère de l'Energie et des Mines. Evolution du secteur de l'énergie et des mines 1962-2007. Edition 2008.
- [7] Ministère de l'Energie et des Mines. Guide des énergies renouvelables. Edition 2007.
- [8] N. Kasbadji Merzouk. Evaluation du gisement énergétique éolien contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie. Thèse de Doctorat,2006. Université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen.
- [9] Ministère de l'Energie et des Mines. Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Mars 2011.
- [10] G.O. Cimuca, « Système inertiel de stockage d'énergie associé à des générateurs éoliens», thèse de l'Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Centre Lille, soutenue 2005. tel-00591013, version 1 - 6 May 2011
- [11] C. Darras. Modélisation de systèmes hybrides Photovoltaïque / Hydrogène : Applications site isolé, micro-réseau, et connexion au réseau électrique dans le cadre du projet PEPITE (ANR PAN-H). Thèse de l'Université de Corse-Pascal Paoli soutenue le 19 novembre 2010.
- [12] J. Labbe, « L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïque isolés », thèse de l'Ecole des Mines de Paris, CEP, Sophia Antipolis, soutenue en décembre 2006.
- [13] R. Benchrif, A. Bennouna, et D. Zejli, « Rôle de l'hydrogène dans le stockage de l'électricité à base des énergies renouvelables », 2IWH 2007, 27-29 Octobre 2007,Ghardaïa (Algérie).
- [14] B. Multon et J. Ruer, « Stocker l'électricité : Oui c'est indispensable, et c'est possible ! Pourquoi, où, comment », publication de l'ECRIN en contribution au débat national sur l'énergie, 2003, France.
- [15] H. Ibrahim, A. Ilinca, et J. Perron, « Energy storage systems – Characteristics and comparisons », Renewable and Sustainable Energy Reviews 12 (2008) 1221 – 1250.
- [16] B. Multon, et J.M. Peter, « Le stockage de l'énergie électrique, moyens et applications », Revue 3E.I n°6 juin 1996, pp.59-64.
- [17] AFH2, Mémento de l'hydrogène, « Stockage de l'hydrogène dans les solides »,2007

- [18] C. Ferlat, « Le stockage hydraulique gravitaire et la production hydroélectrique sur les pentes réunionnaises – Etude du stockage de l'énergie photovoltaïque », étude de l'ARER, septembre 2009.
- [19] C. Bataille, et C. Birraux, « Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : Aspects scientifiques et techniques », rapport de l'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 2006.
- [20] P. Lucchese, « Hydrogène : Production Transport et distribution », Présentation du CEA, EER Frejus 2008.
- [21] Rapport de la Commission Européenne, « Hydrogène et piles à combustibles – Une vision pour notre avenir », 2003.
- [22] T. Alleau, et T. Haessing, « L'hydrogène, énergie du futur ? », ISBN : 978-2- 86883-990-9, 2007.
- [23] P. Malbrunot et T. Bose, « L'hydrogène, pour relever le défi énergétique du XXIème siècle », ISBN : 2742006397, publié en 2007.
- [24] J.M. Agator, J. Chéron, C. Ngô, et G. Trap, « Hydrogène : énergie de demain ? », ISBN : 2916097074, publié en 2008.
- [25] Rapport du CEA, « De l'hydrogène à la production d'énergie », ISSN 1637-5408. version 1 - 6 May 2011
- [26] H. Derbal, M. Belhamel, et A. M'Raoui, « L'hydrogène vecteur énergétique solaire », Revue des Energies Renouvelables ICRES-07 Tlemcen (2007) 235 – 247.
- [27] P. Malbrunot, et F. Darkrim-Lamar, « Combustible hydrogène – Production », Techniques de l'Ingénieur, Référence BE8565, 2006.
- [28] C. Mansilla, « Production d'hydrogène : s'affranchir des combustibles fossiles », Institut de Technico-Economie des Systèmes Energétiques, 2009.
- [29] S. Rabih, « Contribution à la modélisation de systèmes réversibles de types électrolyseur et pile à hydrogène en vue de leur couplage aux générateurs photovoltaïques », thèse de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, soutenue en octobre 2008.
- [30] M. Viseur, « Etude de faisabilité de l'utilisation de l'hydrogène comme vecteur alternatif d'énergie », mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du grade académique de Master en Sciences et Gestion de l'Environnement, 2008.
- [31] <http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/daily.cgi?+s01#s01>
- [32] A. HAMIDAT “Simulation des Systèmes de Pompage Photovoltaïque Destinés pour l'Alimentation en Eau Potable et pour la Petite Irrigation” Thèse de Doctorat d'état, Université de Tlemcen, 2004
- [33] Orgill JF, Hollands KGT. Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. Sol Energy 1977;19:357–9.
- [34] Erbs DG, Klein SA, Duffie JA. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly average global radiation. Sol Energy 1982;28:293–302.
- [35] Reindl DT, Beckman WA, Duffie JA. Diffuse fraction correlations. Sol Energy 1990;45:1–7.
- [36] Boland J, Scott L, Luther M. Modeling the diffuse fraction of global solar radiation on a horizontal surface. Environmetrics 2001;12:103–16.

- [37] Oliveira AP, Escobedo JF, Machado AJ, Soares J. Correlation models of diffuse solar radiation applied to the city of Sao Paulo, Brazil. *Appl Energy* 2002;71:59–73.
- [38] Chandrasekaran J, Kumar S. Hourly diffuse fraction correlation at a tropical location. *Sol Energy* 1994;53:505–10.
- [39] Liu, B.Y.H., Jordan, R.C., 1961. Daily insolation on surfaces tilted towards to equator. *Trans ASHRAE* 67, 526–541.
- [40] Tian YQ, Davies-Colley RJ, Gong P, Thorrold BW. Estimating solar radiation on slopes of arbitrary aspect. *Agric For Meteorol* 2001; 109:67–74.
- [41] Badescu V. 3D isotropic approximation for solar diffuse irradiance on tilted surfaces. *Renewable Energy* 2002;26:221–3.
- [42] Temps, R.C., Coulson, K.L., 1977. Solar radiation incident upon slopes of different orientation. *Solar Energy* 19, 179–184.
- [43] Klucher TM. Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. *Solar Energy* 1979;23:111–4.
- [44] Ma, C.C.Y., Iqbal, M., 1983. Statistical comparison of models for estimating solar radiation on inclined surfaces. *Solar Energy* 31, 313–317.
- [45] Hay, J.E. and McKay, D.C. (1988) Calculation of Solar Irradiances for Inclined Surfaces: Verification of Models which Use Hourly and Daily Data. IEA Task IX Final Report, Atmospheric Environment Service, Downsview, Canada.
- [46] Reindl, D.T., Beckman, W.A., Duffie, J.A., 1990b. Evaluation of hourly tilted surface radiation models. *Solar Energy* 45, 9–17.
- [47] Gueymard, C., 1987. An anisotropic solar irradiance for tilted surfaces and its comparison with selected engineering algorithms. *Solar Energy* 38, 367–386.
- [48] Muneer, T., 1997. *Solar Radiation and Daylight Models for the Energy Efficient Design of Buildings*. Architectural Press, Oxford, pp. 197.
- [49] Perez, R., Stewart, R., Arbogast, R., Seals, J., Scott, J., 1986. An anisotropic hourly diffuse radiation model for surfaces: description, performance validation, site dependency evaluation. *Solar Energy* 36, 481–497.
- [50] <http://www.tutiempo.net/clima/Dar-El-Beida>; Service Météo.
- [51] E. G. Pavia, J. J. O'Brien, "Weibull statistics of wind speed over the ocean," *Journal of Climate and Applied Meteorology*, vol. 25, pp. 1324-1332, 1986.
- [52] E. J. Gumbel, *Statistics of extremes*. Columbia University Press, 1958, pp. 375.
- [53] W. Weibull, "A statistical distribution function of wide applicability," *Journal of Applied Mechanics*, n°18, pp. 293-297, 1951.
- [54] E. L. Petersen, I. Troen, S. Frandsen, K. Hedegaard, *Wind Atlas for Denmark*. Risoe National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1981, pp. 229.
- [55] I. Troen, E. L. Petersen, *European wind atlas*. Risoe National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1989, pp. 656.
- [56] N. O. Jensen, E. L. Petersen, I. Troen, "World climate applications program: extrapolation of mean wind statistics with special regard to wind energy applications," *World meteorological organization, WMO/TD-No. 15*, 1984

- [57] C. G. Justus, W. R. Hargraves, A. Yalcin, "Nationwide assessment of potential output from wind-powered generators," *Journal of Applied Meteorology*, n°15, pp. 673-678, 1976.
- [58] C. G. Justus, W. R. Hargraves, A. Mikhail, D. Graber, "Methods for estimating wind speed frequency distribution," *Journal of Applied Meteorology*, n°17, pp. 350-353, 1978.
- [59] D. A. Stewart, O. M. Essenwanger, "Frequency distribution of wind speed near the surface," *Journal of Applied Meteorology*, n°17, pp. 1633-1642, 1978.
- [60] L. Van Der Auwera, F. De Meyer, L. M. Malet, "The use of the Weibull three parameter model for estimating mean wind power densities," *Journal of Applied Meteorology*, vol. 19, n° 7, pp. 819 - 825, 1980.
- [61] Olayinka S. Ohunakin Wind resources in North-East geopolitical zone, Nigeria: An assessment of the monthly and seasonal characteristics. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (2011) 1977–1987
- [62] S. DIAF. Intégration des systèmes à sources renouvelables d'énergie pour la production décentralisée d'électricité en site isolé. Thèse de Doctorat en Sciences, 2009. Ecole Nationale Supérieure Polytechnique, Alger.
- [63] Justus CG, Mikhail A. Height variation of wind speed and wind distribution statistics. *Geophys Res Lett* 1976;3:261–4.
- [64] E.H. Lysen. Introduction to Wind Energy; 2nd ed. SWD 82–1 Holland; May 1983.
- [65] 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.
- [66] Gokcek M, Bayulken A, Bekdemir S. Investigation of wind characteristics and wind energy potential in Kirklareli, Turkey. *Renew Energy* 2007;32:1739–52.
- [67] Ilinka A, McCarthy E, Chaumel JL, Rétiveau JL. Wind potential assessment of Quebec Province. *Renewable Energy* 2003;28(12):1881-1897.
- [68] Mostafaei A. Feasibility study of harnessing wind energy for turbine installation in province of Yazd in Iran. *Renewable Sustainable Energy Rev.* 2010;14(4):93-111.
- [69] Nfaoui H., J. Bahraoui Buret et A.A.M. Sayigh, « Wind Characteristics and Wind Energy Potential in Marocco », *Solar Energy*, N°1, pp. 51-60, 1998.
- [70] Knidiri F, A. Laaouina, M. Fabre et A. Wyatt, « L'énergie éolienne au Maroc » rapport interne au CDER, 1986.
- [71] Tian Pau Chang. Estimation of wind energy potential using different probability density functions. *Applied Energy* 88 (2011) :1848–1856.
- [72] Ucar A, Balo F. Evaluation of wind energy potential and electricity generation at six locations in Turkey. *Appl Energy* 2009;86:1864–1872.
- [73] 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.
- [74] R. Hammouche. Atlas vent de l'Algérie, Office National de la Météorologie, Alger, 1991.
- [75] Ib Troen, Erik Lundtang Petersen. European Wind Atlas. Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark.

- [76] Akpinar EK, Akpinar S. An assessment on seasonal analysis of wind energy characteristics and wind turbine characteristics. *Energy Convers Manage* 2005;46:1848–1867.
- [77] O.S. Ohunakin a, M.S. Adaramola b, O.M. Oyewola. Wind energy evaluation for electricity generation using WECS in seven selected locations in Nigeria. *Applied Energy* 88 (2011) 3197–3206
- [78] Ahmed Shata AS, Hanitsch R. The potential of electricity generation on the east coast of Red Sea in Egypt. *Renew energy* 2006;31:1597–1625.
- [79] 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.
- [80] 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.
- [81] 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.
- [82] 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.
- [83] V. LoBrano, A. Orioli, G. Ciulla, A. Di Gangi. An improved five-parameter model for photovoltaic modules. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 2010; 94: 1358–1370
- [84] M. A. De Blas, J. L. Torres, E. Prieto, et A. Garcia, “Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices,” *Renewable Energy*, vol. 25, n°. 3, p. 371-380, Mar. 2002.
- [85] T. U. Townsend, “A method for estimating the long-term performance of direct-coupled photovoltaic systems,” Master of Science in Mechanical Engineering, University of Wisconsin, 1989.
- [86] W. Luft, J. R. Barton, et A. A. Conn, “Multifaceted Solar Array Performance Determination,” TRW Systems Group, Fév-1967.
- [87] W. De Soto, “Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance,” Master of Science in Mechanical Engineering, University of Wisconsin, 2004.
- [88] E. Lorenzo, “Solar electricity,” presented at the Proceedings of conference of engineering of photovoltaic systems, Spain, 1994.
- [89] E. Lorenzo, “Energy Collected and Delivered by PV Modules,” in *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, John Wiley & Sons, 2003, p. 905-970.
- [90] I. Hadj Mahammed, A. Hadj Arab, F. Youcef Toumi, Y. Bakelli, et S. Semaoui, “Modélisation et Caractérisation du Générateur Photovoltaïque,” presented at the Colloque National sur l’Energie Solaire CNESOL, Béjaia, 2006.
- [91] L. Castaner, S. Silvestre, et L. Castaaner, *Modelling Photovoltaic Systems Using Pspice*. John Wiley & Sons, 2002.
- [92] J. A. Gow et C. D. Manning, “Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies,” *IEE Proc. Electr. Power Appl.*, vol. 146, n°. 2, p. 193-200, Mar. 1999.

- [93] A. Hadj Arab, "Optimisation of low power photovoltaic pumping systems," Doctorate in Telecommunication, Polytechnic University of Madrid, 1999.
- [94] A. Hadj Arab, F. Chenlo, et M. Benghanem, "Loss-of-load probability of photovoltaic water pumping systems," *Solar Energy*, vol. 76, n°. 6, p. 713-723, 2004.
- [95] Chow, T.T., He, W., Ji, J., 2006. Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application. *Solar Energy* 80, 298– 306.
- [96] G. N. Tiwari et S. Dubey, *Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications*, RSC Publishing, 2010.
- [97] E. Skoplaki et J. Palyvos, "On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations," *Solar Energy*, vol. 83, n°. 5, p. 614-624, Mai. 2009.
- [98] M. Fuentes, G. Nofuentes, J. Aguilera, D. Talavera, et M. Castro, "Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates," *Solar Energy*, vol. 81, n°. 11, p. 1396-1408, Nov. 2007.
- [99] T. Huld, R. Gottschalg, H. G. Beyer, et M. Topic, "Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging," *Solar Energy*, vol. 84, n°. 2, p. 324-338, Fév. 2010.
- [100] Jie, J., Wei, H., Lam, H.N., 2002. The annual analysis of the power output and heat gain of a PV-wall with different integration mode in Hong Kong. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 71, 435–448.
- [101] Risser, V.V., Fuentes, M.K., 1983. Linear regression analysis of flat-plate photovoltaic system performance data. In: *Proceedings of Fifth EC Photovoltaic Solar Energy Conference*, October 12–16, Athens, Greece, pp. 623–627.
- [102] J. Rosell et M. Ibáñez, "Modelling power output in photovoltaic modules for outdoor operating conditions," *Energy Conversion and Management*, vol. 47, n°. 15, p. 2424-2430, Sep. 2006.
- [103] 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.
- [104] 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.
- [105] C. J. Justis "Wind and Wind System Performance" Franklin Institute Press, Philadelphia, 1978.
- [106] E. H. LYSEN "Introduction to Wind Energy" CWD Rep. 82-1, 1983
- [107] J. BHAGHOUAN Reddy, D. N. Reddy "Probabilistic Performance Assessment of Roof Top Wind, Solar Photovoltaic Hybrid Energy System" *IEEE RAMS* 2004, pp: 654-658
- [108] L. HAMANE "Contribution à l'Elaboration de la Carte du Gisement Energétique Eolien de l'ALGERIE" Thèse de Magistère, Université de Blida, 2003
- [109] 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.
- [110] W. R. POWELL "An Analytical Expression for the Average Output Power of a Wind Machine" *Solar Energy* Vol. 26, 1981, pp: 77-80

- [111] Copetti J.B, Lorenzo E, Chenlo F, 'A general battery model for PV system simulation', *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol. 1, pp. 283-292, 1993.
- [112] Christian DUMBS, « Développement d'outils pour l'analyse des systèmes hybrides photovoltaïque-diesel », thèse de l'Ecole des mines de Paris soutenue le 20 décembre 1999.
- [113] I. MARIE-JOSEPH, « Méthodologie de diagnostic appliquée à la maintenance préventive d'unités de production électrique en site isolé », rapport d'activité des travaux de thèse n°2 pour l'ADEME – 2003.
- [114] C. TROUSSEAU, « Validation des outils de simulations des systèmes photovoltaïques à partir de mesures expérimentales : application à la modélisation des accumulateurs plomb/acide », rapport de travail, centre d'Energétique, Ecole des Mines de Paris, 1997.
- [115] 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.
- [116] D. Mayer, S. Biscaglia. Modelling and analysis of lead acid battery operation. In 9th E.C. PV Solar Energy Conference, 1989: 245-248.
- [117] H. Yang, L. Lu, W. Zhou. A novel optimization sizing model for hybrid solar wind power generation system. *Solar Energy* 2007; 81: 76-84.
- [118] 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.
- [119] 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.
- [120] 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.
- [121] 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.
- [122] 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.
- [123] B. Ai. H.X. Yang, H. Shen, X. Liao. Computer aided design of PV/wind hybrid system. *Renewable Energy* 2003; 28: 1491–1512.
- [124] T. Markvart, L. Castaner. *Practical Handbook of PV; Fundamental and applications*. Elsevier Advanced Technology, 2003.
- [125] Eftichios Koutroulis, Dionissia Kolokotsa, Antonis Potirakis, Kostas Kalaitzakis. Methodology for optimal sizing of standalone PV/wind generator systems using genetic algorithms. *Solar Energy* 2006; 80(9): 1072-1088.
- [126] J.C. AMPHLETT et al., Performance modeling of the Ballard Mark IV Solid Polymer Electrolyte Fuel Cell, *J. Electrochem. Soc*, vol. 142. n°1, 1995.

- [127] M.W. FOWLER, R.F. MANN, J.C. AMPHLETT, B.A. PEPPELEY et P.R. ROBERGE, Incorporation of voltage degradation into a generalised steady state electrochemical model for a PEM fuel cell, *J. Power Sources*, vol. 166, p. 274-283, 2002.
- [128] R.F. MANN, J.C. AMPHLETT et al., Development and application of a generalized steady-state electrochemical model for a PEM fuel cell, *J. Power Sources*, vol. 86, p. 173-180, 2000.
- [129] J. KIM, S.M. LEE, S. SRINIVASAN, C.E. CHAMBERLIN, Modeling of PEMFC with an empirical equation, *J. Electrochem. Soc.*, vol. 142, n°8, p. 2670-2674, 1995.
- [130] S. Busquet, « Etude d'un système autonome de production d'énergie couplant un champ photovoltaïque, un électrolyseur et une pile à combustible : réalisation d'un banc d'essai et modélisation », thèse de l'Ecole des Mines de Paris, CEP, Sophia Antipolis, soutenue en décembre 2003.
- [131] Données expérimentales. Division : Hydrogène – Energies Renouvelables, CDER, Bouzareah (Alger)
- [132] C. Darras, S. Sailler, C. Thibault, M. Muselli, P. Poggi, J.C. Hoguet, S. Melscoet, E. Pinton, S. Grehant, F. Gailly, C. Turpin, S. Astier, et G. Fontès, « Sizing of photovoltaic system coupled with hydrogen/oxygen storage based on the ORIENTE model », *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 35, Issue 8, April 2010, Pages 3322-3332
- [133] J. Labbe, « L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïque isolés », thèse de l'Ecole des Mines de Paris, CEP, Sophia Antipolis, soutenue en décembre 2006.
- [134] A. El-Maaty, « Modelling and simulation of a photovoltaic fuel cell hybrid system », Ph. D. dissertation, Faculty of Electrical Engineering University of Kassel, Germany, march 2005.
- [135] M. Uzunoglu, O.C. Onar, et M.S. Alam, « Modeling, control and simulation of a PV/FC/UC based hybrid power generation system for stand-alone applications », *Renewable Energy* 34 (2009) 509–520.
- [136] Eroglu M, Dursun E, Sevenscan S, Song J, Yazici S, Kilic O. A mobile renewable house using PV/wind/fuel cell hybrid power. *Int J Hydrogen Energy* (in press).
- [137] Nelson DB, Nehrir MH, Wang C. Unit sizing and cost analysis of stand-alone hybrid wind/PV/fuel cell power generation system. *Renewable Energy* 2006 ;31:1641–56.
- [138] Kaviani AK, Riahy GH, Kouhsari SHM. Optimal design of a reliable hydrogen-based stand-alone wind/PV generating system, considering component outages. *Renewable Energy* 2009;34:2380–90.
- [139] S. Dehghan, B. Kiani, A. Kazemi, A. Parizad. Optimal Sizing of a Hybrid Wind/PV Plant Considering Reliability Indices. *World Academy of Science, Engineering and Technology* 56 2009.
- [140] Kashefi Kaviani A, Riahy GH, Kouhsari SHM. Optimal design of a reliable hydrogen-based stand-alone wind/PV generation system. In: *Proceeding of 11th international conference on optimization of electrical and electronic equipment (OPTIM'08)*, Brasov, Romania; May 22–24, 2008.

- [141] J. Labbe, « L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïque isolés », thèse de l'École des Mines de Paris, CEP, Sophia Antipolis, soutenue en décembre 2006.
- [142] S. Grolleau, « Développement d'un outil de simulation en vue du dimensionnement des systèmes EnR/H₂ », DRT de l'Institut Polytechnique de Grenoble, soutenue avril 2010.
- [143] M.H. Macagnan, et E. Lorenzo, « On the optimal size of inverters for grid connected PV systems », Proceedings of the 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, pp.1167-1170, 1992.
- [144] 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.
- [145] 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.
- [146] 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.
- [147] 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.
- [148] 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.
- [149] 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.
- [150] C. Protopogopoulos, 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.
- [151] 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.
- [152] T. Markvart. Sizing of hybrid PV-wind energy systems. Solar Energy 1996; 59 (4): 277–281.
- [153] Giannakoudis G, Papadopoulos AI, Seferlis P, Voutetakis S. Optimum design and operation under uncertainty of power systems using renewable energy sources and hydrogen storage. Int J Hydrogen Energy 2010;35:872-91.
- [154] Lagorse J, Simoes MG, Miraoui A, Costerg P. Energy cost analysis of a solar-hydrogen hybrid energy system for standalone applications. Int J Hydrogen Energy 2008;33:2871-9.
- [155] Shabani B, Andrews J, Watkins S. Energy and cost analysis of a solar-hydrogen combined heat and power system for remote power supply using a computer simulation. Solar Energy 2010;84:144–55.
- [156] Kaabeche A, Belhamel M, Ibtouen R., Techno-economic valuation and optimization of integrated photovoltaic/wind energy conversion system. Solar Energy 2011;85: 2407–2420.

- [157] Kaabeche A, Belhamel M, Ibtouen R,. Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system. *Energy* 2010;36:1214–22.
- [158] Kaabeche A. Contribution à l'optimisation du dimensionnement du générateur photovoltaïque et du banc batteries dans un système hybride de production d'électricité (Eolien – Photovoltaïque) totalement autonome. Mémoire de Magister de l'Université M'hamed Bouguerra Boumerdes, 2005.
- [159] Kaabeche A, M. Belhamel, R. Ibtouen, S. Moussa, M.R. Benhadadi. Optimisation d'un système hybride (Eolien – Photovoltaïque) totalement autonome. *Revue des Energies Renouvelables* (ISSN 1112-2242), Volume 9, Numéro 03, pp. 199-209 (2006).
- [160] Kaabeche A, Belhamel M, Ibtouen R,. « Optimal sizing of stand-alone PV/wind power generation system ». *Revue des Energies Renouvelables SMEE'10 Bou Ismail Tipaza* (2010) 205 – 21303.
- [161] Dufo-López R, Bernal-Agustín JL. Design and control strategies of PV–diesel systems using genetic algorithms. *Solar Energy* 2005;79(1):33–46.
- [162] Bernal-Agustín JL, Dufo-López R, Rivas-Ascaso DM. Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions. *Renew Energy* 2006;31(14):2227–44.
- [163] Dalton GJ, Lockington DA, Baldock TE. Feasibility analysis of stand-alone renewable energy supply options for a large hotel. *Renew Energy* 2008;33(7):1475–90.
- [164] Deshmukh ML, Deshmukh SS. Modeling of hybrid renewable energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2008;12(1):235–49.
- [165] Valente LCG, Almeida SCAD. Economic analysis of a diesel/photovoltaic hybrid system for decentralized power generation in northern Brazil. *Energy* 1998;23(4):317–23.
- [166] Brown, J.R., Yanuck, R.R., 1985. *Introduction to Life Cycle Costing*. Fairmont Press, Englewood Cliffs, NJ.
- [167] Christopher et al., 2003. On the policy of photovoltaic and diesel generation mix for an off-grid site: East Malaysian perspectives. *Solar Energy* 74, 453–467.
- [168] <http://www.solarbuzz.com>
- [169] Données expérimentales du site de Ghardaïa. Laboratoire de Gisement Solaire et Eolien, URAER, Numirate (Ghardaia)

Annexe A

Les indicateurs statistiques de précision permettant d'effectuer cette comparaison sont décrits en Annexe A.

Indicateurs statistiques de précision

- La tendance moyenne de l'erreur, MBE (Mean bias error), donnée par :

$$MBE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (c_i - m_i)$$

- La tendance moyenne de l'erreur relative, RMBE (Relative Mean Bias Error), donnée par :

$$RMBE = \left[\frac{1}{n} \frac{1}{\bar{m}_i} \sum_{i=1}^n (c_i - m_i) \right] \times 100$$

- La racine de l'erreur moyenne quadratique, RMSE (Root Mean Square Error), donnée par :

$$RMSE = \left[\frac{\sum_{i=1}^n (c_i - m_i)^2}{n} \right]^{0.5}$$

- La racine de l'erreur moyenne quadratique relative, RRMSE (Relative Root Mean Square Error), donnée par [14]:

$$RRMSE = \left[\frac{1}{\bar{m}_i} \left[\frac{\sum_{i=1}^n (c_i - m_i)^2}{n} \right]^{0.5} \right] \times 100$$

- Le coefficient de corrélation, R^2 (Correlation Coefficient), donnée par :

$$R^2 = \left(\frac{\sum_{i=1}^n (c_i - c_a)(m_i - m_a)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (c_i - c_a)^2 \sum_{i=1}^n (m_i - m_a)^2}} \right)^2$$

- Le test statistique, t-stat (statistical test), donnée par :

$$t - sat = \sqrt{\frac{(n - 1)MBE^2}{RMSE^2 - MBE^2}}$$

Avec :

c_i : i^{eme} valeur calculée

c_a : Moyenne des valeurs calculées.

m_i : i^{eme} valeur mesurée

m_a : Moyenne des valeurs mesurées.

n : Nombre de point d'observation

Annexe B

Fiche technique du module Shell SM55

Shell Solar Fiche d'Information Produit

Shell SM55 Module Solaire Photovoltaïque

Généralités

Le module Shell SM55 comporte deux chaînes parallèles de 36 cellules solaires de silicium mono-cristallin de 103 x 103 mm PowerMax® connectées en série.

Le Shell SM55 peut produire une puissance maximale de 55 watts à 17,4 volts.

Le module solaire Shell SM55 a été conçu pour les utilisations industrielles et en milieu rural.

Homologations et Certifications

Le module solaire Shell SM55 répond aux spécifications suivantes:

- IEC 61215
- UL – Liste 1703
- TÜV Isolation Classe II



Tous les modules solaires Shell sont produits dans des usines certifiées EN ISO 9001.

Garanties Restreintes

- Puissance maximale pendant 25 ans*

*Veuillez vous reporter aux prestations de garantie limitées Shell Solar pour modules PV 2003-01-UK.

Module Shell SM55



Boîte de Connexion

La boîte de connexion comporte un boîtier de haute qualité, protégé contre la poussière et les projections d'eau agréé IP44. Le boîtier comporte un bloc de connexion rigide avec bornes à vis et des diodes en parallèle fournissant une protection des cellules solaires contre le problème des "points chauds".

Boîte de connexion ProCharger™-5

Section maximale du conducteur : 4 mm²
Type de protection : IP44
Nombre de diodes en parallèle : 2



Avantages

- Les cellules solaires mono-cristallines PowerMax® délivrent une puissance maximale même dans des conditions de luminosité réduite et fournissent plus de puissance lorsque l'espace est limité.
- La surface de la cellule PowerMax® comporte une texture pyramidale pour permettre une meilleure absorption de lumière et pour offrir une efficacité exceptionnelle.
- Le verre trempé hautement transparent délivre plus de puissance et offre une grande résistance aux impacts et une protection contre la grêle, la neige, la glace et les tempêtes.
- L'expérience cumulée de près de 300MW installés a été appliquée à l'évolution de notre gamme mono-cristalline pour faire en sorte que nos produits aient une longue durée de vie et une grande fiabilité encore renforcée par une garantie de 25 ans.



ÉQUIPEMENT ÉLECTRIQUE. VÉRIFIEZ AVEC VOTRE INSTALLATEUR

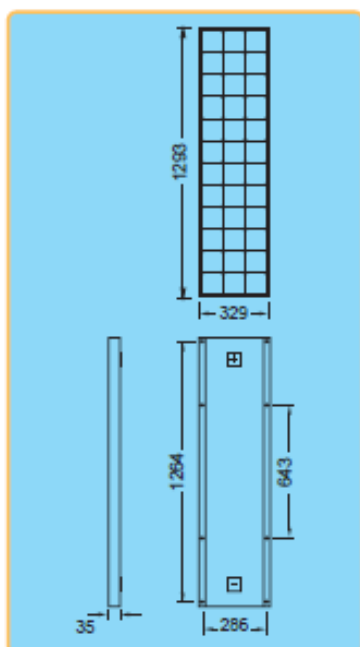
En raison de la recherche et des améliorations continues des produits les caractéristiques données dans cette fiche d'information produit sont sujettes à des modifications sans préavis. Les spécifications peuvent varier légèrement. Pour l'installation et les instructions d'utilisation, voir les manuels correspondants. Aucun droit ne peut découler de cette feuille d'information produit et Shell Solar n'assume aucune responsabilité de quelque nature que ce soit en liaison avec ou résultant de l'utilisation d'une quelconque information qu'elle contient.



Shell SM55 Module Solaire Photovoltaïque

Caractéristiques Mécaniques du Module

Un cadre d'aluminium anodisé résistant à la torsion et à la corrosion garantit un fonctionnement sûr même dans des conditions météorologiques rigoureuses. Des trous de montage pré percés facilitent l'installation.



Dimensions extérieures (mm)	1293 x 329
Épaisseur (y compris boîte de connexion) (mm)	35
Épaisseur (hors boîte de connexion) (mm)	35
Poids (kg)	5,5

Pour les instructions d'installation, veuillez vous référer au **Manuel d'Installation** qui est disponible auprès de Shell Solar.

Caractéristiques Électriques

Données en conditions de test normalisées (CEN)

CEN : Niveau d'éclairement énergétique 1000W/m², spectre MA 1,5 et température de cellule 25°C.

Puissance nominale	P_r	55W
Puissance maximale	P_{mpp}	55W
Tension de crête maximale	V_{mpp}	17,4V
Tension en circuit ouvert	V_{oc}	21,7V
Courant de court-circuit	I_{sc}	3,40A

Puissance de crête minimale $P_{mpp\ min}$ 50W

L'abréviation 'mpp' signifie point de puissance maximale.

Données caractéristiques dans les conditions de température nominale de fonctionnement de la cellule (NOCT)

NOCT : 800W/m² le niveau d'éclairement énergétique, spectre MA 1,5, vitesse du vent 1m/s, T_{amb} 20°C.

Température	T_{NOCT}	45°C
Puissance Mpp	P_{mpp}	40W
Tension Mpp	V_{mpp}	15,9V
Tension en circuit ouvert	V_{oc}	19,9V
Courant de court-circuit	I_{sc}	2,8A

Données caractéristiques à faible niveau d'éclairement énergétique

La réduction relative d'efficacité du module à un éclairement énergétique 200W/m² par rapport à 1000W/m² à une température de cellule de 25°C et à un spectre MA de 1,5 est de 7%.

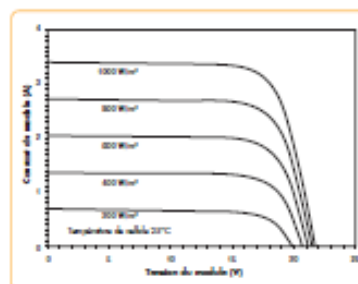
Coefficients de température

αP_{mpp}	-0,45 %/°C
αV_{mpp}	-76 mV/°C
αI_{sc}	+1,4 mA/°C
αV_{oc}	-76 mV/°C

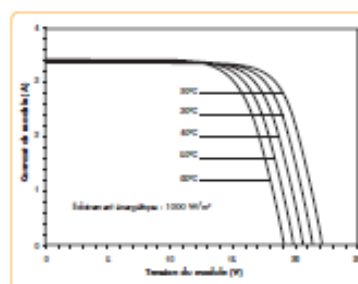
Tension de système maximale : 715 Vdc

Caractéristiques Électriques I/V

Le graphique I/V ci-dessous indique les performances typiques du module solaire à divers niveaux d'éclairement énergétique.



Le graphique I/V ci-dessous indique les performances typiques du module solaire à diverses températures de cellule.



Les références à 'Shell Solar' dans cette fiche d'information désignent les sociétés et autres organisations du groupe de sociétés Royal Dutch Shell qui se consacrent à l'activité de l'énergie solaire photovoltaïque. Shell Solar a été fondé en 1999 et a son bureau principal à Amsterdam, Pays-Bas.

Pour plus d'informations sur les produits de Shell Solar, veuillez contacter :

Shell Solar
Customer Service Centre
P.O.Box 460705 80915 Munich Germany
E-mail solarinfo@st.shell.com
Web www.shell.com/solar
Tel +49 89 636 50620
Fax +49 89 636 50622


VA/SM55/07/03/F





SAP ref: 400424



Fiche technique de l'aérogénérateur AIR X

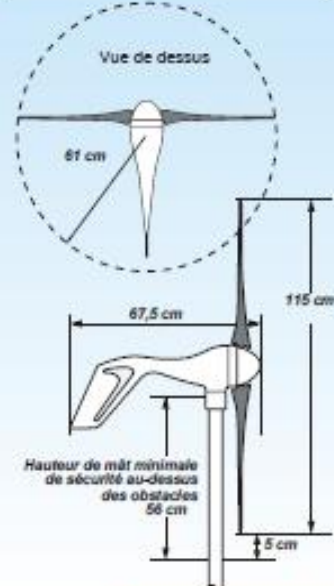
Caractéristiques Techniques




Diamètre du rotor:	1,15 m
Poids:	5,85 kg
Dimensions du col:	868 x 381 x 228 mm / 7,7 kg
Fixation:	Tube type 40 diamètre ext. 48 mm (diamètre int. 38 mm)
Vitesse de démarrage:	13 km/h (3,58 m/s)
Tension:	12, 24 et 48 Vac
Puissance nominale:	400 watts à 45 km/h (12,5 m/s)
Contrôleur de charge:	Régulateur interne à microprocesseur avec suivi du point de fonctionnement optimal
Corps:	Aluminium moulé (l'AIR-X Marine est couverte d'un vernis époxy anti-corrosion)
Pales (trois):	Composite de fibres de carbone
Protection de surtension:	Contrôleur de couple électronique
Kilowattheures par mois:	38 kWh/mois à 19,5 km/h (5,4 m/s)
Garantie:	3 ans de garantie
Vitesse de survie:	177 km/h (49,2 m/s)

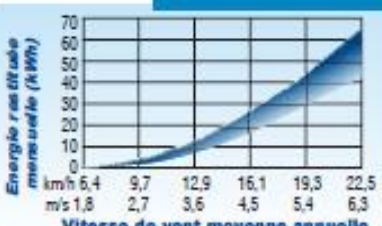
Sphère de fonctionnement



Hauteur de mât minimale de sécurité au-dessus des obstacles 58 cm


Courbes de Performance





Courbe de distribution Rayleigh (n=2)

Ligne supérieure - Site exempt de turbulences
Ligne inférieure - Site exposé aux turbulences



Patented

Southwest Windpower

Renewable Energy Made Simple

© 2008 Southwest Windpower, Inc. 08/15/08

Fiche technique de la batterie STECO 3000

BATTERIES
SAPHIR
INDUSTRIELLES



Caractéristiques :

- . Batteries Décharge lente - 600 Cycles à 50% de décharge
- . Capacité C100 : 75 à 220 Ah
- . Technologie Plomb Ouvert à entretien réduit
- . Principales applications : Sites isolés - Camping car - signalisation

GAMME SOLAIRE						
Référence SAPHIR	Tension nominale	Capacité		Dimensions L x l x H	Type de sortie	Quantité collage
		C20	C100			
STECO 1000	12	65	72	242 x 175 x 190	Bornes coniques	1
STECO 1500	12	75	83	278 x 175 x 190	Bornes coniques	1
STECO 2500	12	100	106	353 x 175 x 190	Bornes coniques	1
STECO 3000	12	105	110	345 x 172 x 248	Bornes coniques	1
STECO 4000	12	130	150	512 x 189 x 223	Bornes coniques	1
STECO 6000	12	180	210	512 x 222 x 223	Bornes coniques	1
STECO 8000	12	230	250	518 x 273 x 242	Bornes coniques	1
Technologie - Plomb ouvert stationnaire - Chargé liquide						

Fiche technique de l'électrolyseur GENHY 500

Description technique de l'électrolyseur GENHY 500

- Capacité de production en hydrogène : 0,5 m³/h
- Pureté de l'hydrogène : 99,99 % sur gaz secs à pression atmosphérique, hydrogène saturé en eau, température maximum 70°C
- Consommation énergétique : 2,5 kW
- Consommation en eau : environ 0,5l/h
- Qualité d'eau requise : < 1 µS_{cm}-1
- Pression d'hydrogène : 10 bars, le système est dimensionné pour fonctionner à 30 bars. Un local spécifique inaccessible aux personnes (environnement hydrogène haute pression) devra être aménagé pour le fonctionnement supérieur à 5 bars.
- Gestion automatisée du système électrolyseur
- Module d'acquisition de données caractéristiques de l'électrolyseur, port USB et module ethernet et PC
- Contrôle à distance via internet (nécessite un accès réseau internet)

Fiche technique de la pile à combustible H-500



4. Technical Specification

Type of fuel cell	PEM
Number of cells	36
Rated Power	500W
Performance	21.6V @ 24A
H2 Supply valve voltage	12V
Purging valve voltage	12V
Blower voltage	12V
Reactants	Hydrogen and Air
External temperature	5 to 30°C
Max stack temperature	65°C
H2 Pressure	0.45-0.55bar
Hydrogen purity	≥ 99.995 % dry H2
Humidification	self-humidified
Cooling	Air (integrated cooling fan)
Weight (with fan & casing)	2800grams(±50grams)
Controller	400 grams(±30grams)
Dimension	21.5cm x 12.5 cm x 18cm
Flow rate at max output*	7 l/min
Start up time	≈ 30S at ambient temperature
Efficiency of stack	40% @ 21.6V
Low voltage shut down	18V
Over current shut down	30 A
Over temperature shut down	5°C
External power supply**	13V(±1V), <5A

*the flow rate may change with the power output

**system electronics need external power supply

*** The Specification is subject to change without notice.

Fiche technique du réservoir d'hydrogène Hydrocell HC-MH1200

Hydrocell HC-MH1200 low pressure metal hydride hydrogen stores

Very safe, because the reservoir pressure is low (4 bar abs.) and the hydrogen is adsorbed on the crystal lattice of metal hydrides.

Capacity of 1200 liters of hydrogen, which is equal to 220 Ah (12VDC), the amount of electricity

High energy density, when the tank is easy to carry. The tank is also not self-discharge occurs.

The tank can be stored for years without loss of capacity.

Weight 11 kg, a diameter of 150 mm and a height of 350 mm.



The tank is equipped with a quick safety valve



HC-MH1200 is well suited for use with fuel cells as well as all other applications where hydrogen is needed

HC-MH1200 is a very safe, lightweight and easy to carry and stored hydrogen

HC-MH1200 is equipped with the EU Pressure Equipment Directive, "pii" – mark

HC-MH1200 is easy to attach the fuel cell with quick connector and flexible tubing

Model	Hydrogen Capacity	Electrical Equivalent	Weight
HC-MH1200	1200 liters	2600Wh / 220Ah@12V	11kg