



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE DES FRERES MENTOURI DE CONSTANTINE 1
FACULTE DES SCIENCES DE LA TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

N° de série :

N° d'ordre :

Thèse

Pour l'obtention du diplôme de
DOCTORAT EN SCIENCES EN ELECTROTECHNIQUE

OPTION : Réseaux Electriques

Présentée par :

KEBAILI Salima

Thème

**Contribution à l'étude d'un système photovoltaïque autonome :
Optimisation et application aux sites algériens**

Soutenu le : 24/10/ 2017

<i>Président:</i>	Aïssa BOUZID	Professeur	Univ. Frères Mentouri Constantine 1
<i>Rapporteur:</i>	Hocine BENALLA	Professeur	Univ. Frères Mentouri Constantine 1
<i>Examineurs:</i>	Mohamed ARROUF	Professeur	Université Hadj Lakhdar Batna 2
	Moussa LEFOUILI	Professeur	Université. M.S. Benyahia Jijel
	Ammar MOKHNACHE	Professeur	Univ. Frères Mentouri Constantine 1

Remerciement

Tout d'abord, je remercie Allah tout puissant qui m'a donné la force et la volonté pour réaliser ce modeste travail.

Je tiens à remercier vivement mon directeur de thèse M^r **Hocine BENALLA**, professeur à l'université des frères Mentouri Constantine 1, pour leur conseil tout au long de cette thèse.

Je remercie sincèrement M^r **Aissa BOUZID**, professeur à l'université des frères Mentouri Constantine1, pour m'avoir fait l'honneur de présider mon jury.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à M^r **Mohamed ARROUF** professeur à l'université Hadj Lakhdar Batna 2, je le remercie de m'avoir honoré par sa participation au jury de thèse.

Mes remerciements vont également à M^r **Moussa LEFOUILI**, Professeur à l'université M.S. Benyahia Jijel, d'avoir accepté d'être membre de mon jury et pour l'intérêt qu'il a porté à mon travail

Je tiens également à remercier M^r **Ammar MOKHNACHE**, professeur à l'université des frères Mentouri Constantine1, qui nous a fait l'honneur de participer au jury.

Je finirai par les remerciements les plus importants qui vont à ma famille à qui je dois beaucoup pour leur amour et leur soutien permanent.

ملخص

هذا البحث يدخل في إطار دراسة أفضل نظام الطاقة الفوتونية المستقل عن الشبكة الكهربائية. في البداية، نماذج طاقوية و اقتصادية تم تطويرها من أجل الحصول على نموذج دقيق وسريع في آن واحد. بعد ذلك، دراسة حول تأثير ميزات الحمولة التي تقرب سلوك ميزات المنتج إلى شكله المثالي. وأخيرا، دراسة معمقة حول نظام الطاقة الفوتونية الأمثل و المطبق على مواقع جزائرية. نموذجان اقتصاديان تم أخذهما بعين الاعتبار. الإشكالية هو إيجاد العناصر الأساسية للتركيب المثلى التي تسمح بالحصول على أخفض التكاليف الاقتصادية.

كلمات مفتاحية: نظام الطاقة الفوتونية مستقل، بطارية، تكاليف اقتصادية، تكاليف طاقوية، نماذج، دراسة مثلى، الأبعاد

Résumé

Cette thèse a pour cadre l'optimisation d'un système photovoltaïque autonome. Tout d'abord, des modèles énergétiques et économiques sont mis au point. Nous obtenons des modélisations suffisamment précises et rapides pour permettre une meilleure optimisation. Ensuite, l'action sur le profil de consommation, permettant de se rapprocher du comportement solaire idéal du consommateur, a été étudiée. Le coût énergétique primaire global du système sur son cycle de vie pour minimiser le recours à la batterie au plomb-acide a été considéré. Enfin, nous avons effectué une étude d'optimisation fondée sur application aux sites algériens. Deux modèles économiques sont pris en considération. La problématique était alors la recherche des caractéristiques fondamentales des éléments de l'installation optimale permettant la minimisation du coût économique.

Mots clés : Système photovoltaïque autonome, Batterie au plomb-acide, Modélisation, Optimisation, Coût économique, Coût énergétique, Dimensionnement.

Abstract

This thesis deals with the optimization of a stand-alone photovoltaic system. Firstly, energetic and economic models are developed. We obtain a model that proves both accurate and fast to enable a good optimization. Next, the action on the load profile which allows us to get a closer perspective of the ideal solar behaviour of the consumer has been studied. The life cycle primary energetic cost of the photovoltaic system has been put forward by the downsizing of the lead-acid battery. Finally, we carried out a study of optimization based of Algeria sites applications. Two economics models are considered. The problem were then the search of the fundamental characteristics of the elements of the installation optimal allowing the minimization of the economic cost.

Keywords: Stand-alone photovoltaic system, Lead-acid battery, Modelization, Optimization, Economic cost, Energetic cost, Sizing.

Liste des figures

Figure I.1 Evolution de la fourniture mondiale d'énergie primaire	13
Figure I.2 Evolution de la production mondiale d'électricité	14
Figure I.3 Evolution de la consommation de l'énergie primaire	15
Figure I.4 Evolution de la production d'énergie nucléaire	16
Figure I.5 Répartition de la production électrique dans le monde, fin 2015	17
Figure I.6 Répartition de la consommation énergétique mondiale, fin 2015	17
Figure I.7 Consommation mondiale entre 1990-2015	17
Figure I.8 Puissances d'énergies renouvelables dans le monde, l'UE, pays Brics et sept Premiers pays	18
Figure I.9 Capacité et ajouts annuel mondiale d'énergie solaire photovoltaïque entre 2005- 2015	19
Figure I.10 Capacité et ajouts annuel mondiale d'énergie solaire thermodynamique entre 2005-2015	19
Figure I.11 Répartition de la capacité hydraulique en 2015	20
Figure I.12 Capacité et ajouts annuel mondiale d'énergie éolienne entre 2005-2015	21
Figure I.13 Production mondiale d'électricité biomasse entre 2005-2015	22
Figure I.14 Capacité et ajouts d'électricité géothermique en 2015	23
Figure I.15 Exemple de la structure d'un système PV connecté au réseau	25
Figure I.16 Structure d'un système PV autonome	27
Figure I.17 Architecture à bus à CC	29
Figure I.18 Architecture à bus à CA	30
Figure I.19 Architecture mixte à bus à CC/CA	31
Figure I.20 Evolution de la production d'énergie primaire par type de source d'énergie	32

Listes des figures & tableaux

Figure I.21 Production mondiale d'électricité basée sur les énergies renouvelables	32
Figure I.22 Prévision de croissance et évolution des ressources	33
Figure I.23 Prévision de la production mondiale d'énergie électrique	33
Figure I.24 Carte géographique de l'Algérie	34
Figure I.25 Radiation solaire journalière reçue sur plan normal au mois de Juillet	36
Figure I.26 Prévision de la consommation énergétique en Algérie	39
Figure II.1 Modèle équivalent d'une cellule, modèle à une diode	45
Figure II.2 Modèle équivalent d'une cellule, modèle à deux diodes	48
Figure II.3 Caractéristiques I-V panneau PV	50
Figure II.4 Points de fonctionnement d'un générateur PV en fonction de la charge	55
Figure II.5 Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur DC/DC contrôlé par une Commande MPPT	57
Figure II.6 Variation de dI/dV	59
Figure II.7 Algorithme de la méthode incrément de conductance	59
Figure II.8 Convertisseur Cuk	60
Figure II.9 Circuit équivalent d'un hacheur élévateur :a) circuit électronique et b) circuit avec Pertes	61
Figure II.10 Schéma électrique équivalent de batterie	70
Figure III.1 Modèle à une diode: Caractéristiques I-V et P-V	75
Figure III.2 Caractéristiques des différents types de module PV sous variation d'irradiation solaire : MSX60, PB585, BPSX150	75
Figure III.3 I-V sous la variation de l'irradiation solaire et température	76
Figure III.4 P-V sous la variation de l'irradiation solaire et température	76
Figure III.5 Variation du facteur d'idéalité pour les différents type de modules	78
Figure III.6 Puissance maximale sous variation de température et irradiation solaire pour les différents types des modules	79
Figure III.7 Evaluation pour différent d'irradiation solaire :a) Noct et b) $(T_j - T_a)$	80

Listes des figures & tableaux

Figure III.8 Rapport cyclique des convertisseurs Cuk et hacheur élévateur pour adapter une charge résistive fixe	82
Figure III.9 Rapport K_{cv} en fonction de température et l'irradiation solaire	83
Figure III.10 Puissance maximale générée : a) 1 ^{er} échelon et b) 2 ^{ième} échelon	83
Figure III.11 Signal de control du convertisseur Cuk	84
Figure III.12 Puissance maximale générée par le module MSX60PV	84
Figure III.13 Evaluation du rendement des convertisseurs DC/DC et DC/AC en utilisant le modèle de Macagnan	86
Figure III.14 Modèle de la batterie au plomb sous Simulink	86
Figure III.15 Relation entre la tension de circuit ouvert et l'état de charge	87
Figure III.16 Réponse en tension (mode en charge)	88
Figure III.17 Réponse de l'état de charge (mode en charge)	88
Figure III.18 Evolution de la résistance interne de la batterie en charge	89
Figure III.19 Réponse en tension (mode en décharge)	90
Figure III.20 Réponse de l'état de charge (mode en décharge)	90
Figure III.21 Evolution de la résistance interne de la batterie en décharge	91
Figure III.22 Courant de batterie	92
Figure III.23 Réponse de l'état de charge de la batterie	92
Figure III.24 Réponse en tension de la batterie	93
Figure III.25 Puissance en entrée de la batterie (en charge et en décharge)	93
Figure III.26 Bloc de système de supervision	94
Figure IV.1 Architecture d'un système PV autonome	99
Figure IV.2 Chaîne de conversion photovoltaïque	100
Figure IV.3 Profils de production et de consommation idéalisés sinusoïdaux	108
Figure IV.4 Profil de charge typique d'un habitat	109
Figure IV.5 Profils journalier pour les 04 saisons : a) Irradiation solaire, b) Température	109
Figure V.1 Coûts énergétiques de différents constituants d'un système PV autonome en cas de	

Listes des figures & tableaux

Rendement unitaire: a) Panneau, b) Hacheur, c) Onduleur et d) Batterie	122
Figure V.2 Evolution de coût énergétique de batterie en fonction des paramètres de profil de Charge : e) Amplitude relative et f) Déphasage journalier	123
Figure V.3 Coûts énergétiques de différents constituants d'un système PV autonome en cas de rendement constant: g) Panneau, h) Hacheur, i) onduleur, j) Batterie	126
Figure V.4 Comparaison d'un coût énergétique total d'un système PV autonome en cas de Rendement unitaire et constant	127
Figure V.5 Courbes d'iso-fiabilités pour les 20 sites	139
Figure V.6.a,b,c,d ,e Courbes d'iso-fiabilités pour LOLP=1%	142
Figure V.7.f,g,h,i,j Courbes d'iso-fiabilités pour LOLP=10%	144
Figure V.8.a,b,c,d,e Différent dimensionnement du système PV pour différent LOLP	151
Figure V.9 Impact de charge sur le dimensionnement du système PV pour un seul Remplacement	168

Liste des tableaux

Tableau I.1 Unités équivalents	12
Tableau I.2 Production et la consommation mondiale d'énergie primaire en 2015	13
Tableau I.3 Production et la consommation d'énergie primaire en Algérie, en 2015	35
Tableau I.4 Potentiel solaire en Algérie	35
Tableau I.5 Prévision des capacités des énergies renouvelables en Algérie	39
Tableau II.1 Différents technologie de semi-conducteurs	44
Tableau II.2 Principales caractéristiques de différente batterie au plomb	60
Tableau III.1 Estimation de facteur d'idéalité	77
Tableau III.2 Résistances série calculées	77
Tableau III.3 Puissances maximale calculées: $Noct=45^{\circ}C$, $Ta=25^{\circ}C$, $\mu_{pmax}=-0.0005^{\circ}C$	79
Tableau III.4 Estimation des paramètres pour différent module PV	81
Tableau III.5 Paramètres de simulation pour le modèle de Macagnan	85
Tableau III.6 Seuils de tension du régulateur 'on-off'	94
Tableau IV.1 Coût d'investissement initial du module PV	102
Tableau IV.2 Coût d'investissement initial de la batterie	103
Tableau V.1 Paramètres du système PV	119
Tableau V.2 Coordonnées géographiques de 20 sites	134
Tableau V.3 Couples optimaux de dimensionnement de 1 ^{ier} modèle	146
Tableau V.4 Couples optimaux de dimensionnement de 2 ^{ième} modèle	146
Tableau V.5 Couples optimaux de dimensionnement du 1 ^{ier} modèle pour une durée de 30 ans	147
Tableau V.6 Couples optimaux de dimensionnement du 2 ^{ième} modèle pour une durée de 30ans	148
Tableau V.7 Configuration optimal du système pour différentes valeurs de α_1 et β_1	154

Listes des figures&tableaux

Tableau V.8 Configuration optimal du système pour les différentes valeurs de α_2 et β_2	157
Tableau V.9 Coûts optimal du système pour un seul remplacement (1 ^{ier} modèle)	159
Tableau V.10 Coûts optimal du système pour une durée de 30 ans (1 ^{ier} modèle)	160
Tableau V.11 Coûts optimaux du système relatifs à différentes valeurs de α_2 et β_2 (2 ^{ième} modèle) pour un seul remplacement	162
Tableau V.12 Coûts optimaux du système relatif à différentes valeurs de α_2 et β_2 pour une durée de 30 ans	163
Tableau V.13 Comparaison des coûts optimaux entre le 1 ^{ier} modèle et 2 ^{ième} modèle	165
Tableau V.14 Dimensionnement du système PV pour différentes charges (1 ^{ier} modèle : $\alpha_1=5\text{US\$/Wh}$ et $\beta_1=0.2\text{ US\$/Wh}$)	169
Tableau V.15 Dimensionnement du système PV pour différentes charges (2 ^{ième} modèle: $\alpha_2=1\text{US\$/m}^2$ et $\beta_2=0.06\text{ US\$/Wh}$)	170

Nomenclatures

A : Surface, (m^2)	C_{ond} : Coût économique de l'onduleur, ($€/VA$)
A_{eff} : Surface effective, (m^2)	C_A : Capacité du générateur PV
Aut : Nombre de jour d'autonomie des batteries	C_S : Capacité de batterie de stockage
A_{opt1} : Surface optimale de générateur PV pour le 1 ^{ier} modèle, (m^2)	$C_{DC/DC}$: Coût économique de convertisseur DC/DC, ($€/W$)
A_{opt2} : Surface optimale de générateur PV pour le 2 ^{ième} modèle, (m^2)	CE_{bat-T} : Coût énergétique du stockage, (kWh/kWh)
a : Paramètre constant	CE_{bat} : Coût énergétique de fabrication batterie
α_1 : Coût de générateur PV, ($US\$/W_c$)	C_{Total} : Coût (économique ou énergétique) du système complet
α_2 : Coût de générateur PV, ($US\$/m^2$)	C_{pv} : Coût économique ou énergétique du panneau PV
α : Paramètre de modèle de Zhou	C_{bat} : Coût économique ou énergétique de la batterie
β : Paramètre de modèle de Zhou	C_{ond} : Coût économique ou énergétique de l'onduleur
β_1, β_2 : Coût de la batterie, ($US\$/Wh$)	$C_{DC/DC}$: Coût économique ou énergétique du convertisseur DC/DC
b : Paramètre constant	C_{ubat} : Capacité d'une unité de batterie, (Ah)
C : Capacité de condensateur, (F)	CE_{Total} : Coût énergétique global, (kWh)
C_r : Capacité restante, (Ah)	$CE_{Total-min}$: Coût énergétique minimal, (kWh)
C_n : Capacité nominale, (Ah)	CE_{pv} : Coût énergétique du panneau PV, (kWh/W_c)
C_U : Capacité utile, (Ah)	$CE_{DC/DC}$: Coût énergétique de l'hacheur, (kWh/W)
C_{Uopt1} : Capacité utile optimale de la batterie pour le 1 ^{ier} modèle, (Wh)	
C_{Uopt2} : Capacité utile optimale de la batterie pour le 2 ^{ième} modèle, (Wh)	
C_{opt1} et C_{opt2} : Coûts total optimal sans le coût constant pour la 1 ^{ière} et 2 ^{ième} modèles	
C_0 : Coût constant, ($US\%$)	
C_{sys} : Fonction du coût total du système PV	
C_{T-bat} : Coût total de batterie, ($€$)	
C_{E-bat} : Coût d'échange de batterie, ($€/kWh$)	

Nomenclatures & Symboles & Abréviations des unités

CE_{ond} : Coût énergétique de l'onduleur (kWh/VA)	η_{bat} : Rendement en charge/décharge de la batterie (rendement énergétique)
CE_{bat} : Coût énergétique de la batterie, (kWh/kWh)	$\eta_{x\%}$: Rendement de convertisseur à x% de P_{nom}
C_b : Capacité nominale de batterie, (Ah)	η_{CCM} : Rendement en conduction continue
C_u : Capacité utile de la batterie, (Ah)	η_{DCM} : Rendement en conduction discontinu
C_U : Capacité utile de la batterie, (Wh/j)	f_s : Fréquence de commutation, (Hz)
C_{sys} : Fonction du coût total du système PV	G_m : Valeur moyenne mensuelle de l'irradiation solaire par jour, (Wh/m ² .j)
C_x : Capacité de parasite, (F)	G : Irradiation solaire, (W/m ²)
DOD_{max} : Profondeur maximale de la batterie	G_0 : Irradiation solaire de référence, (W/m ²)
D : Rapport cyclique	I_D : Courant de diode, (A)
Δ_m : Valeur moyenne mensuelle de la longueur du jour normalisée à 24h	I_{ph} : Photocourant, (A)
θ : Déphasage journalier, (rad)	I_{sat} : Courant de saturation, (A)
E_g : Energie de gap, (eV)	I : Courant fourni par la cellule, (A)
$E_{\text{T-bat}}$: Energie totale dans la batterie en charge et en décharge, (kWh)	$I_{\text{scT0}}, I_{\text{scT1}}$: Courants de court-circuit à température T_0 et T_1 , (A)
E_{bat} : Capacité de la batterie, (kWh)	I_{satT0} : Courant de saturation à la température de référence, (A)
E_{aux} : Energie fournie par une source auxiliaire	I_{sc} : Courant de court-circuit, (A)
η : Rendement de CS	I_{scG0} : Courant de court-circuit sous irradiation solaire de référence, (A)
η_{MPPT} : Rendement d'une commande MPPT	I_{phT0} : Photocourant pour une température de référence T_0 , (A)
η_{Conv} : Rendement de conversion d'un étage d'adaptation	I_{scG1} : Courant de court-circuit sous irradiation solaire G_1 , (A)
η_{Tot} : Rendement de la chaîne de conversion	I_{bat} : Courant de la batterie, (A)
η_{global} : Rendement global de la chaîne PV complète	k : Constante de Boltzmann, (J/K)
η_{ond} : Rendement de l'onduleur	k_0 : Pertes à vide du CS, (W)
$\eta_{\text{DC/DC}}$: Rendement du hacheur MPPT	k_1 : Pertes par chute de tension des semi-conducteurs
η_{ch} et η_{disch} : Rendement de charge et de décharge de la batterie	k_2 : Pertes Joules, (W)
η_{EU} : Rendement européen	k_{tm} : Indice de clarté mensuel
η_{PV} : Rendement maximal d'un module PV	K_{cv} : Facteur

Nomenclatures & Symboles & Abréviations des unités

k_{01} : Coefficient de variation du courant en fonction de la température	P_{max} : Puissance maximale de générateur PV
L: Inductance de la bobine, (H)	P_{c-pv} : Puissance crête du générateur, (W) ou Watt-crête (W_c)
L_m : Besoins énergétiques journalier par jour, (Wh/j)	P_{pv} : Puissance en entrée du CS
m: Paramètre	P_{out} : Puissance en sortie du CS, (W)
μ_{pmax} : Coefficient de variation de la puissance en fonction de la température	$P_{DC/DC}$: Puissance de l'hacheur, (W)
n_0 : Paramètre	P_{demand} : Puissance demandée, (W)
n : Facteur d'idéalité de la jonction	P_{load} : Puissance effectivement fournie au consommateur, (W)
n_s : Nombre des éléments en série de batterie	$P_{pv-prod}$: Puissance photovoltaïque effectivement produite, (W)
N_b : Nombre de branche en parallèle	$P_L(t)$: Puissance instantanée de charge, (W)
N_s : Nombre des cellules en série	P_{L-moy} : Puissance moyenne de charge, (W)
Noct : Température de fonctionnement des cellules, (K)	P_{L-max} : Puissance maximale de charge, (W)
N_{bat} : Nombre des batteries à retenu	R_s, R_{sh} : Résistances série et shunt, (Ω)
n_{bat} : Nombre de remplacement de batterie	R_{in} : Impédance d'entrée du convertisseur, (Ω)
$n_{DC/DC}$: Nombre de remplacement du hacheur MPPT	R_{opt} : Impédance optimale, (Ω)
n_{ond} : Nombre de remplacement du l'onduleur	R_L : Resistance interne de l'inductance (Ω)
n_{MPP} : Facteur d'idéalité à puissance maximale	R_C : Resistance interne de condensateur, (Ω)
P_{max0} : Puissance maximale du module dans les conditions standards, (W)	R_D : Resistance interne de la diode, (Ω)
P_1, P_2, P_3 et P_4 : Paramètres constants, ($Am^2/W, m^2/W, 1/K$ et A/K^3)	R_{DSN} : Resistance interne de l'interrupteur, (Ω)
P_{01}, P_{02}, P_1 et P_5 : Paramètres constants, ($A/K^3, A/K^{5/2}, Am^2/W, Am^2/WK$)	R_1 : Résistance interne de la batterie, (Ω)
P_e : Puissance d'entrée du CS, (W)	R_{Copt1}, R_{Copt2} : Rapport du coût optimal pour le 1 ^{ier} et 2 ^{ième} modèles, respectivement
P_s : Puissance de sortie du CS, (W)	r : Amplitude relative
P_{loss} : Pertes, (W)	SOC_m : Capacité maximale de la batterie, (Wh)
P_{nom} : Puissance nominale, (W)	SOC_{min} : Etat de charge minimal
	SOC_{max} : Etat de charge maximal

Nomenclatures & Symboles & Abréviations des unités

S_{ond} : Puissance apparente de l'onduleur, (VA)

δ : Paramètre de modèle de Zhou

T_j : Température de fonctionnement du module, (K)

T_0 : Température de référence, (K)

t : Unité du temps en minutes

q : Charge d'électron, (C)

V : Tension aux bornes de la cellule, (V)

V_D : Chute de tension de la diode dans l'état passant, (V)

$V_{\text{oc}G1}$: Tension à vide sous l'irradiation solaire G_1 , (V)

$V_{\text{oc}T0}$: Tension à vide à température de référence, (V)

$V_{\text{oc}T1}$: Tension à vide à température T_1 , (V)

V_{oc} : Tension à vide, (V)

V_i : Tension d'entrée du CS, (V)

V_0 : Tension de sortie du CS, (V)

V_t : Tension thermique, (V)

$V_{\text{oc}G0}$: Tension à vide sous l'irradiation solaire de référence, (V)

V_1 : Source de tension de la batterie, (V)

V_{bat} : Tension nominale des batteries, (V)

y : Fraction énergétique couverte par le système PV

y_m : Moyenne mensuelle de la fraction énergétique couverte par le système PV

Symboles

CS : Convertisseurs Statiques

Convertisseur DC/DC : Direct-Current/Direct-Current, Convertisseur Continu- Continu

Convertisseur DC/AC : Direct-Current/Alternatif-Current, Convertisseur Continu-Alternatif

DOD : Depth Of Discharge, Profondeur de décharge

F_U : Facteur d'utilisation de la ressource solaire

FF : Facteur de Forme

FF_0 : Facteur de forme de la caractéristique I-V idéale

GES: Gaz à Effet de Serre

GER : Gross Energy Requirement, Energie primaire globale du système, (kWh)

GénérateurPV :Générateur PhotoVoltaïque

HVD : High Voltage Disconnect, Valeur du seuil haut de coupure

HVR : High Voltage Reconnect, seuil de reprise de recharge

I_{MPP} : Courant maximal, (A)

Incond : Méthode de l'incrément de conductance

LOLP :Loss of Load Probability, Délestage énergétique du consommateur

LOSP : Loss of Supply Probability, Délestage énergétique du producteur

LVD : Low Voltage Disconnect, seuil bas de coupure

LVR : Low Voltage Reconnect, seuil de reprise de décharge

LCC : Life Cycle Cost, cycle de vie

MLI : Modulation de Largeur d'impulsion

MPPT : Maximum Power Point Tracker, Recherche du Point de Puissance Maximale

MTM : Matrice de Transition de Markov

NREL: National Renewable Energy Laboratory

OV: Méthode de tension de circuit ouvert

P&O : Perturb & Observ

Système PV: Système PhotoVoltaïque

SOC : State Of Charge, Etat de charge

TRE : Energy Pay Back Time :EPBT, Temps de Retour Energétique, (an)

TRC : Temps de retour climatique, (an)

V_{MPP} : Tension maximale, (V)

VRLA: Valve Regulated Lead Acid, batterie à Plomb étanche

Abréviations des unités

A : Ampères

Ah : Ampères-heures

F : Farad

Gcal : Giga Calorie

GWh : Giga Watt heure

GW: Giga Watt

kWh: kilowatt heure

MBTU: Million British thermal unit

Mtoe: Equivalent pétrole de millions
d'tonnes

Mt: Million tonnes

MW: Méga Watt

Ω : Ohms

TWh : Tera Watt heure

terawatts/heure: Unité de mesure en
météorologie

TJ: Tera Joule

US\$: Dollar des Etats-Unis

V : Volt

W : Watt

Sommaire

Introduction Générale.....07

Chapitre I Généralité sur la situation énergétique mondiale

Introduction.....10

I Ressources énergétiques mondiales11

I.1 Ressources énergétiques non renouvelable.....12

I.2 Ressources énergétiques renouvelable.....16

I.2.1 Energie solaire..... 18

I.2.2 Energie hydraulique.....19

I.2.3 Energie éolienne.....20

I.2.4 Biomasse.....21

I.2.5 Géothermie.....22

I.2.6 Energie de la mer.....23

II. Problématiques des sites isolés et état de l'art23

III. Configurations des systèmes photovoltaïques25

III.1 Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau.....25

III.2 Systèmes photovoltaïques non raccordés au réseau.....26

III.2.1 Systèmes photovoltaïques autonomes.....26

III.2.2 Systèmes photovoltaïques autonomes hybrides.....27

III.2.2.1 Hybridation photovoltaïque/Groupe électrogène 27

III.2.2.2 Hybridation photovoltaïque/Eolien 27

III.3 Mini-réseau..... 27

IV. Architectures des systèmes hybrides28

IV.1 Architecture à bus à CC.....28

IV.2 Architecture à bus à CA.....29

IV.3 Architecture mixte à bus CC/CA.....30

V. Prévision de la production mondiale de l'énergie.....31

VI. Situation énergétique en Algérie..... 33

VI.1 Energie renouvelables en Algérie.....	35
VI.2 Projets réalisés en Algérie.....	37
VI.3 Prévision.....	38
Conclusion.....	39

Chapitre II Présentation et Modélisation des composants du système photovoltaïque autonome

Introduction.....	42
I. Générateur photovoltaïque	43
I.1 Description générale d'une cellule photovoltaïque	43
<i>I.1.1 Silicium cristallin</i>	<i>43</i>
<i>I.1.2 Couches minces.....</i>	<i>44</i>
<i>I.1.3 Cellules organiques et plastiques.....</i>	<i>44</i>
I.2 Modélisation d'une cellule PV.....	44
<i>I.2.1 Modèle à une diode.....</i>	<i>45</i>
<i>I.2.2 Modèle à deux diodes.....</i>	<i>48</i>
<i>I.2.3 Modèle polynomial.....</i>	<i>49</i>
<i>I.2.4 Modèle de Zhou.....</i>	<i>50</i>
I.3 Performance du modèle.....	50
<i>I.3.1 Courant de court-circuit.....</i>	<i>51</i>
<i>I.3.2 Tension à vide.....</i>	<i>51</i>
<i>I.3.3 Facteur de forme.....</i>	<i>52</i>
I.4 Estimation des paramètres du modèle de Zhou.....	52
<i>I.4.1 Calcul le paramètre α</i>	<i>52</i>
<i>I.4.2 Calcul le paramètre β</i>	<i>52</i>
<i>I.4.3 Calcul le paramètre δ</i>	<i>53</i>
<i>I.4.4 Calcul la résistance série</i>	<i>53</i>
<i>I.4.5 Calcul le facteur d'idéalité à puissance maximale.....</i>	<i>53</i>
I.5 Module PV.....	54
<i>I.5.1 Mise en parallèle-série.....</i>	<i>54</i>
I.6 Fonctionnement d'un générateur à puissance maximale.....	54
I.7 Algorithmes MPPT.....	56

1.7.1 Algorithme de la tension de circuit ouvert.....	57
1.7.2 Algorithme de l'incrément de conductance	58
II. Convertisseurs statiques.....	60
II.1 Convertisseurs DC/DC.....	60
II.2 Convertisseurs DC/AC.....	63
III Accumulateurs électriques.....	65
III.1 Caractéristiques principales d'un accumulateur Plomb-Acide	66
III.1.1 Tension nominale.....	66
III.1.2 Capacité.....	67
III.1.3 Puissance maximale	67
III.1.4 Résistance interne	67
III.1.5 Surcharge.....	67
III.1.6 Rendement.....	67
III.1.7 Autodécharge.....	68
III.1.8 Durée de vie.....	68
III.1.9 Etat de charge.....	68
III.1.10 Autonomie.....	69
III.2 Modélisation d'un accumulateur Plomb-Acide.....	69
III.3 Méthodes de charge d'une batterie Plomb-acide.....	71
IV. Charge.....	71
V. Système de supervision.....	71
Conclusion.....	72

Chapitre III Validation et Simulation

Introduction.....	74
I. Module PV.....	74
I.1 Modèle à une diode.....	74
I.2 Modèle à deux diodes.....	78
I.3 Modèle polynomial.....	78
I.4 Modèle de Zhou.....	80
II MPPT.....	81

II.1 Algorithme de l'incrément de conductance.....	82
II.2 Algorithme de la tension de circuit ouvert.....	82
II.3 Combinaison entre deux méthodes.....	84
III. Convertisseurs.....	85
IV. Batterie.....	86
IV.1 Fonctionnement à courant constant.....	87
<i>IV.1.1 Fonctionnement en charge.....</i>	<i>87</i>
<i>IV.1.2 Fonctionnement en décharge.....</i>	<i>89</i>
<i>IV.1.3 Rendement en charge et en décharge</i>	<i>89</i>
IV.2 Fonctionnement à courant constant (avec différents niveaux de courant)	91
V. Système de supervision.....	93
Conclusion.....	95

Chapitre IV Optimisation d'un système photovoltaïque autonome

Introduction.....	98
I. Architecture du système étudié.....	98
II. Rendement d'une chaîne de conversion PV.....	99
II.1 Rendement d'un module PV.....	100
II.2 Rendement d'une commande MPPT.....	100
II.3 Rendement d'un étage de conversion.....	101
II.4 Rendement d'une chaîne de conversion complète.....	101
III. Critères d'évaluation de performance d'un système PV autonome.....	102
III.1 Critères des coûts.....	102
III.1.1 Coût économique.....	102
<i>III.1.1.1 Générateur PV.....</i>	<i>102</i>
<i>III.1.1.2 Batterie.....</i>	<i>103</i>
<i>III.1.1.3 Convertisseurs.....</i>	<i>103</i>
<i>III.1.1.4 Câble électrique</i>	<i>104</i>
III.1.2 Coût énergétique.....	104
<i>III.1.2.1 Panneaux PV.....</i>	<i>104</i>

III.1.2.2 Batterie.....	104
III.1.2.3 Convertisseurs.....	105
III.2 Coût d'un système PV complet.....	105
III.3 Taux de délestage.....	105
III.3.1 Délestage de consommation	105
III.3.2 Délestage de productible.....	106
IV. Dimensionnement énergétique d'un système PV autonome.....	106
IV.1 Profils de charge.....	107
V.1.1 Profil de charge constant.....	107
V.1.2 Profils de charge et de production idéalisés.....	107
V.1.3 Profil de charge typique.....	108
IV.2 Profils d'irradiation solaire et température.....	109
IV.3 Dimensionnement du générateur PV.....	110
IV.4 Dimensionnement de la batterie.....	110
IV.5 Dimensionnement des convertisseurs.....	111
V. Optimisation du dimensionnement d'un système PV autonome.....	111
V.1 Critères d'optimisation.....	111
V.1.1 Critère de coût de système PV.....	111
V.1.1.1 Critère de coût économique de cycle de vie du système.....	112
V.1.1.2 Critère de coût énergétique sur cycle de vie.....	112
V.1.2 Critère de service rendu au consommateur	113
V.2 Méthodes d'optimisation.....	113
V.2.1 Méthodes intuitives.....	114
V.2.2 Méthodes numériques	114
V.2.3 Méthodes analytiques	114
V.3 Outils de simulation et d'optimisation.....	114
Conclusion.....	116

Chapitre V Elaboration des méthodes d'optimisation

Introduction.....	118
I. Impact du profil de charge sur le coût énergétique	118
I.1 Système PV autonome sans pertes.....	120
I.2 Système PV autonome avec pertes.....	124
II. Méthode analytique d'optimisation pour un système photovoltaïque	127
II.1 Principe de la méthode analytique	128
II.2 Base de données.....	133
III. Résultats de simulation.....	134
III.1 Influence de LOLP sur le dimensionnement.....	135
III.2 Influence du coût sur le dimensionnement	152
III.3 Influence de la charge sur le dimensionnement.....	165
Conclusion.....	171
Conclusion Générale et Perspective.....	172
Références Bibliographiques.....	174
Annexe.....	183

Listes des figures et tableaux

Nomenclatures

Introduction Générale

Le contexte énergétique actuel, caractérisé par l'appauvrissement des réserves d'énergie fossiles, le réchauffement de la planète en partie dû à l'émission de gaz à effet de serre et le concept de développement durable, suscite l'essor de solution énergétique alternative.

Les énergies renouvelables semblent être une réponse pertinente au défi énergétique actuel. Ressource par essence inépuisables à l'échelle des temps humains et leur conversion en énergie électrique représente un impact sur l'environnement plus faible que les sources fossiles et fissiles.

Parmi les systèmes les plus prometteurs pour l'utilisation des énergies renouvelables, il y a les systèmes photovoltaïques autonomes. Pour les sites isolés ou éloignés, l'utilisation de source d'énergie solaire induit concept de stockage d'électricité pour assurer la continuité de la production lorsque l'énergie solaire ne suffit pas. L'Algérie dispose le potentiel solaire le plus important au monde. Suite à une évaluation par satellite, l'agence spatiale Allemand (ASA) a conclu que, l'Algérie représente le potentiel solaire important de tous le bassin méditerranéen, soit 169 TWh/an pour le solaire thermique et 13.9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque.

Dans ce contexte, le travail de recherche présenté dans cette thèse à pour objectif l'étude d'un système photovoltaïque autonome, en vue :

- D'établir des modèles économiques et énergétiques des sous systèmes constituant le système complet.
- Développer des méthodes d'optimisation type analytique afin d'obtenir de dimensionnement optimal
- Faire des analyses technico-économique de 20 sites sélectionnés situés en Algérie.

La description de ces travaux et des principaux résultats obtenus est consignée dans ce manuscrit divisé en cinq chapitres :

Le 1^{ier} chapitre : Dans ce chapitre le bilan énergétique mondial ainsi que la problématique de notre travail sont précisées. Puis, la situation énergétique en Algérie est présentée. Nous focalisons notre attention sur quelques projets réalisés en utilisant les énergies renouvelables.

Le 2^{ième} chapitre : Ce chapitre se propose d'élaborer les différents modèles d'un système photovoltaïque autonome. Nous exploitons des modèles de la bibliographie qui nous permettent de créer un lien entre les phénomènes physiques.

Le 3^{ième} chapitre : Cette partie est dédiée à la simulation et la validation de différents composants constituant le système photovoltaïque autonome. Puis, principalement pour des raisons de rapidité de calcul, nous élaborons un modèle simple que nous comparons au précédent.

Le 4^{ième} chapitre : Ce chapitre expose les relations de rendement d'une chaîne de conversion photovoltaïque. Par la suite, les critères de dimensionnement retenus sont expliqués. Enfin, les outils d'optimisation sont lui aussi décrit. Les méthodes d'optimisation sont également définies. Les différents types des profils de charges et irradiation solaire sont présentés.

Le 5^{ième} chapitre : Ce chapitre présente l'ensemble des résultats de simulation obtenus au cours de l'étude technico-économique du système photovoltaïque autonome. L'impact du profil de charge sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque est présenté. Une méthode analytique dédiée à l'optimisation est expliquée. Enfin, l'application du cas d'étude de 20 sites sélectionnés situés en Algérie facilitera la compréhension des résultats et de leurs comparaisons.

Chapitre I : Généralité sur la situation énergétique mondiale

Introduction.....	10
I Ressources énergétiques mondiales	11
I.1 Ressources énergétiques non renouvelable.....	12
I.2 Ressources énergétiques renouvelable.....	16
<i>I.2.1 Energie solaire.....</i>	18
<i>I.2.2 Energie hydraulique.....</i>	19
<i>I.2.3 Energie éolienne.....</i>	20
<i>I.2.4 Biomasse.....</i>	21
<i>I.2.5 Géothermie.....</i>	22
<i>I.2.6 Energie de la mer.....</i>	23
II. Problématiques des sites isolés et état de l'art	23
III. Configurations des systèmes photovoltaïques	25
III.1 Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau.....	25
III.2 Systèmes photovoltaïques non raccordés au réseau.....	26
<i>III.2.1 Systèmes photovoltaïques autonomes.....</i>	26
<i>III.2.2 Systèmes photovoltaïques autonomes hybrides.....</i>	27
<i>III.2.2.1 Hybridation photovoltaïque/Groupe électrogène.....</i>	27
<i>III.2.2.2 Hybridation photovoltaïque/Eolien.....</i>	27
III.3 Mini-réseau.....	27
IV. Architectures des systèmes hybrides	28
IV.1 Architecture à bus à CC.....	28
IV.2 Architecture à bus à CA.....	29
IV.3 Architecture mixte à bus CC/CA.....	30
V. Prévision de la production mondiale de l'énergie.....	31
VI. Situation énergétique en Algérie	33
VI.1 Energie renouvelables en Algérie.....	35
VI.2 Projets réalisés en Algérie.....	37
VI.3 Prévision.....	38
Conclusion.....	39

Chapitre I

Généralité sur la situation énergétique mondiale

Introduction

L'ensemble des activités énergétiques humaines doit actuellement faire face à un double défi. D'une part, les ressources énergétiques fossiles mais aussi fissiles ne pourront répondre indéfiniment à la demande, ce qui impose d'envisager de nouveaux moyens de productions d'énergie permettant de répondre aux besoins énergétiques des générations futures. D'autre part, les émissions anthropique de gaz à effet de serre, tel que le gaz carbonique ou de déchets radioactifs, causées par nos activités énergétiques sont des responsables majeurs du changement climatiques [1]. L'utilisation de sources propres et renouvelables semble apporter une réponse convaincante mais partielle au problème énergétique actuel. Cependant, le caractère aléatoire de ces sources nous impose d'établir des règles de dimensionnement et d'utilisation de ce système pour les exploiter au mieux. La tendance actuelle montre que l'intégration de ce type de ressources dans les systèmes électriques isolés se fait en association avec l'utilisation de ressources conventionnelles telles que les générateurs diesel. Enfin, l'ajout d'un dispositif de stockage d'énergie est parfois nécessaire pour assurer la continuité de la fourniture électrique à l'utilisateur, quand la ressource renouvelable ne peut le faire [2].

Ce chapitre présente un bilan des formes d'énergies les plus consommées au monde. Il introduit la problématique de la production d'électricité pour l'habitat. Il établit la prévision et la production mondiale de l'énergie électrique. Enfin, nous finirons ce chapitre par la situation énergétique en Algérie.

I. Ressources énergétiques mondiale

La terre dispose de ressources et réserves permettant de répondre à des besoins énergétiques. On les distingue selon qu'elles soient renouvelables ou non renouvelables. Ces dernières sont celles qui sont extraites de l'environnement, principalement du sous-sol où elles existent en quantité éventuellement très importante, mais certainement finis, du moins à l'échelle de temps qui nous intéresse [3].

- **Réserves énergétiques:** Ensemble des gisements qui sont géographiquement et géologiquement bien déterminés (extension, qualité, quantité) et qui peuvent être exploités économiquement dans des conditions technologiques actuelles.
- **Ressources énergétiques:** Ensemble des gisements qui sont suffisamment reconnus pour ne pas être supposés ou hypothétiques, mais incomplètement étudiés.
- **Ressources et réserves:** Elles sont sans cesse élargir sur base de la connaissance géologique (ressources non renouvelables ou renouvelables) et leur coût de production.

Les ressources énergétiques renouvelables sont, à notre échelle de temps, celles qui sont dispensées continûment par la nature, elles sont issues du rayonnement solaire, du noyau terrestre et des interactions gravitationnelles de la lune et du soleil avec les océans. Par contre, les ressources énergétiques non renouvelables, comme leur nom l'indique, sont épuisables à notre échelle. Les carburants fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel...) eux-mêmes issus de l'action du rayonnement solaire sur le carbone et la vie (photosynthèse) pendant des centaines de millions d'années, en font partie. Ils constituent en quelque sorte de l'énergie solaire fossilisée. L'uranium utilisé pour la fission nucléaire ne peut également être considéré comme renouvelable car ses réserves sont limitées [4].

L'une des difficultés que l'on rencontre, lorsque l'on fait une telle analyse est la multiplicité des unités d'énergie utilisées. Le tableau I.1 donne quelques équivalences utiles lorsque l'on veut analyser les nombreuses données disponibles dans différents secteurs.

à : De :	TJ	GCal	Mtoe	MBtu	GWh
TJ	1	$2.388.10^2$	$2.388.10^{-5}$	$9.478.10^2$	$2.778.10^{-1}$
GCal	$4.187.10^{-3}$	1	$1.000.10^{-7}$	3.968	$1.163.10^{-3}$
Mtoe	$4.187.10^4$	$1.000.10^7$	1	$3.968.10^7$	$1.163.10^4$
MBtu	$1.055.10^{-3}$	$2.520.10^{-1}$	$2.520.10^{-8}$	1	$2.931.10^{-4}$
GWh	3.600	$8.598.10^2$	$8.598.10^{-5}$	$3.412.10^3$	1

Tableau I.1 Unités équivalents [5].

I.1 Ressources énergétiques non renouvelable

Une ressource est dite non renouvelable lorsque sa consommation aboutit à sa diminution notable à l'échelle des temps humains. Il s'agit des carburants fossiles : pétrole, charbon et gaz naturel et des combustibles nucléaires pour la fission, soit l'uranium. Ces ressources présentent l'avantage d'un faible coût mais l'inconvénient d'être polluantes. D'après l'Agence Internationale de l'Energie [5], la fourniture mondiale d'énergie primaire a environ doublé d'une trentaine d'années, passant de **6115 Mtoe** en 1973 à **12267 Mtoe** en 2008. Et d'après [6], de **6101 Mtoe** en 1973 à **13699 Mtoe** en 2014. La figure I.1 représente l'évolution de la fourniture mondiale d'énergie primaire par source entre 1973 et 2014. Il est possible de remarquer la part largement majoritaire des sources fossiles dans la fourniture mondiale d'énergie primaire. Le tableau I.2 extrait des statistiques pour l'année 2015[7]. Il ressort de ce tableau que la production mondiale d'énergie a été basée en 2015 sur les combustibles fossiles avec une augmentation sensible de la production de charbon par rapport aux autres sources. On constate, par ailleurs, que la consommation mondiale d'énergie primaire est **13147.3 Mtoe** en 2015.

La figure I.2 représente l'évolution de la production mondiale d'électricité entre 1973 et 2014. Elle montre une augmentation continue et rapide. En effet, la production a plus que triplé, passant d'environ **6131 TWh** à **23816 TWh**.

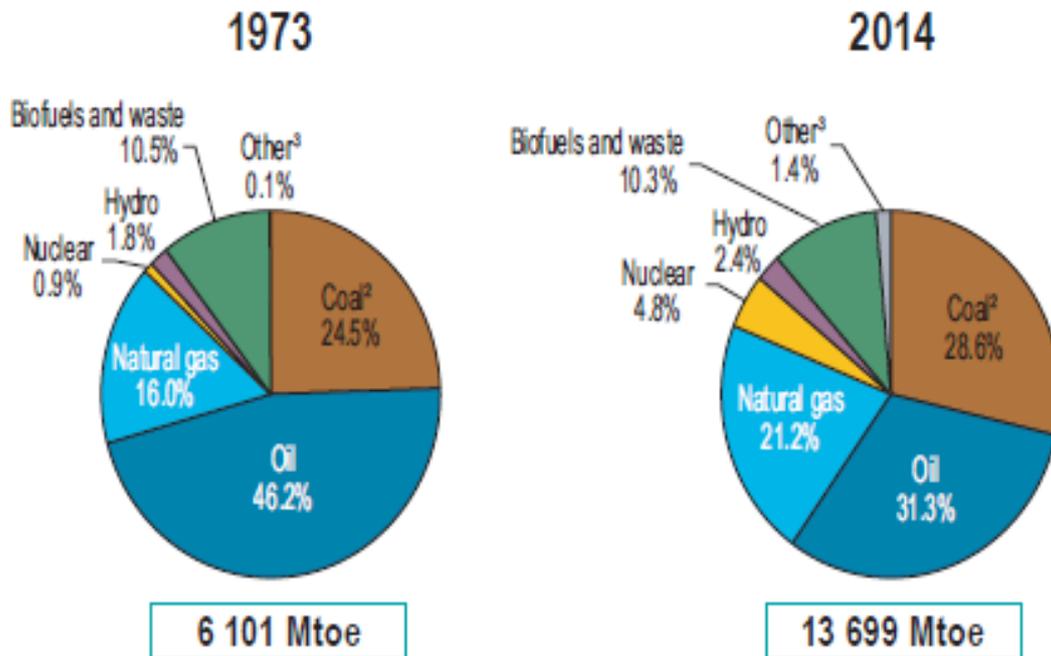


Figure I.1 Evolution de la fourniture mondiale d'énergie primaire [6]:

²Tourbe et schiste bitumineux agrégés avec du charbon³Inclue géothermie, solaire, éolienne, thermique, etc

Sources Primaires	Production	Consommation	Variation 2014/2015 %
Pétrole (Mt)	4361.9	4331.3	Prod: 3.2% et Cons: 1.9%
Charbon (Mtoe)	3830.1	3839.9	Prod: - 4.0% et Cons: -1.8%
Gaz naturel (Mtoe)	3199.5	3135.2	Prod: 2.2% et Cons: 1.7%
Nucléaire (Mtoe)	Nd	0583.1	Cons: 1.3%
Hydroélectricité (Mtoe)	Nd	0892.9	Cons: 1%
Energie Renouvelable (Mtoe)	Nd	0364.9	Cons: 15.2%
Total(Mtoe)	Nd	13147.3	Cons: 1%

Tableau I.2 Production et la consommation mondiale d'énergie primaire en 2015(nd: non disponible) [7].

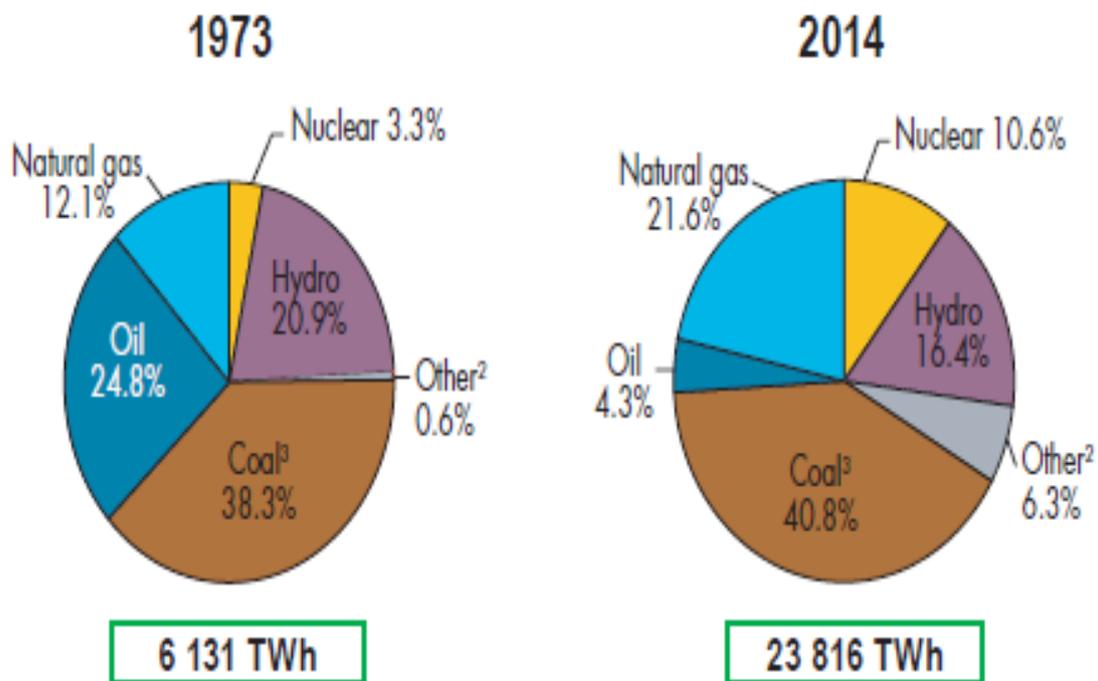
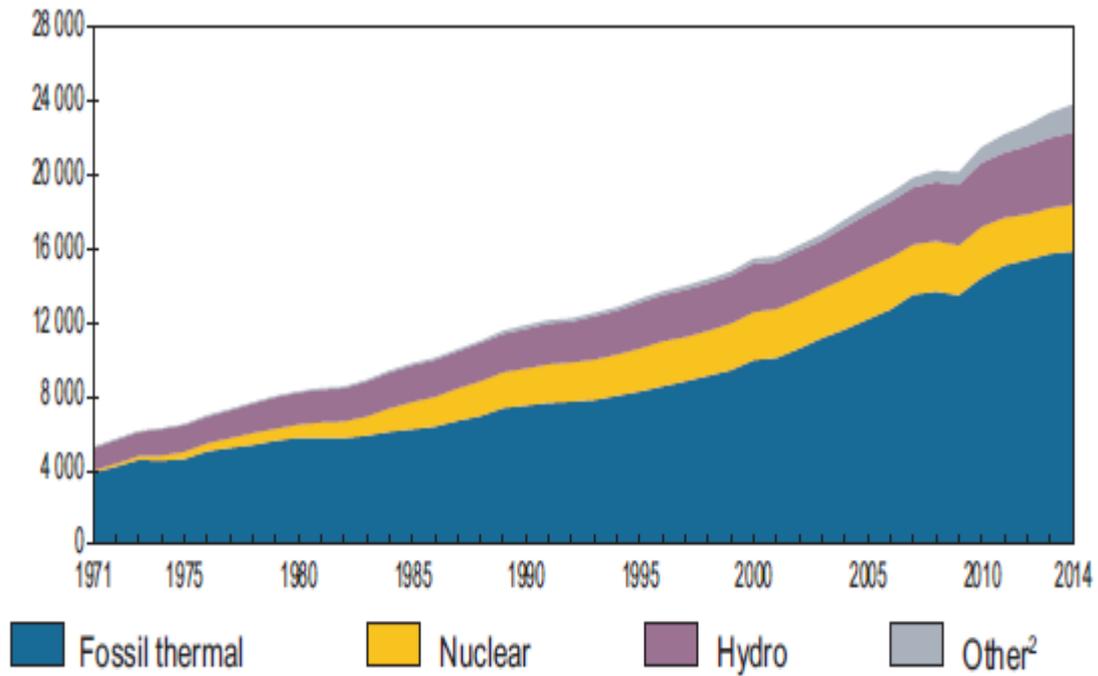


Figure I.2 Evolution de la production mondiale d'électricité [6]:

²Inclue géothermie, solaire, éolienne, thermique, etc.

³Tourbe et schiste bitumineux agrégés avec du charbon

La figure I.3 montre la consommation mondiale d'énergie primaire. L'évolution de cette consommation passant de **4661 Mtoe** en 1973 à **9425 Mtoe** en 2014. La

figure I.4 rappelle l'évolution de la production d'énergie nucléaire par région passant de **203 TWh** en 1973 à **2535 TWh** en 2014.

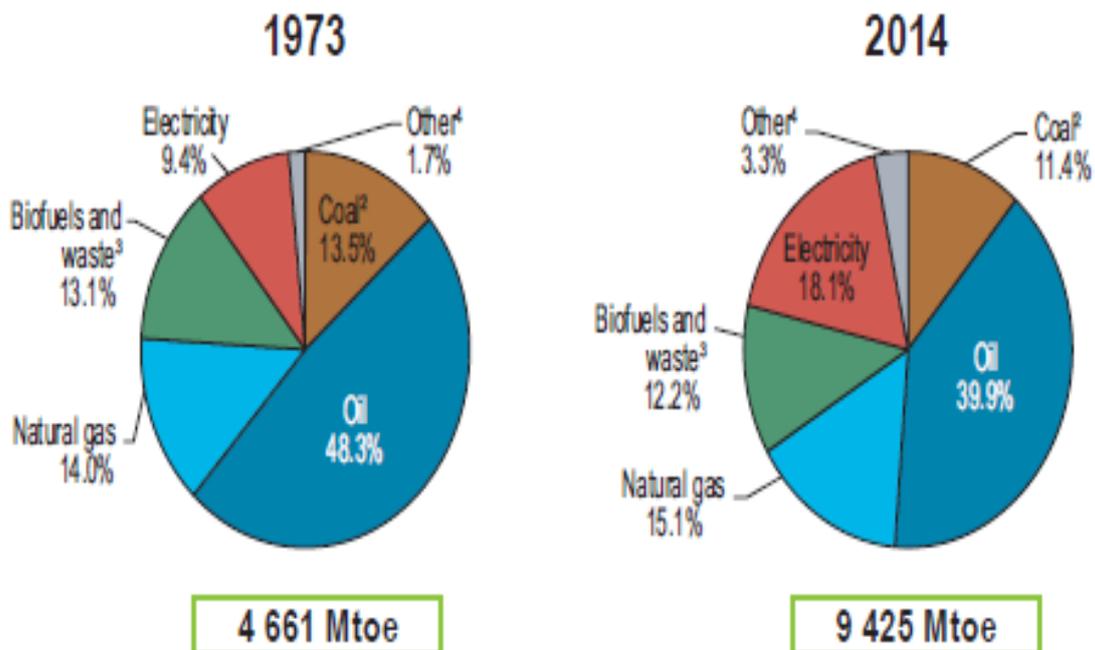
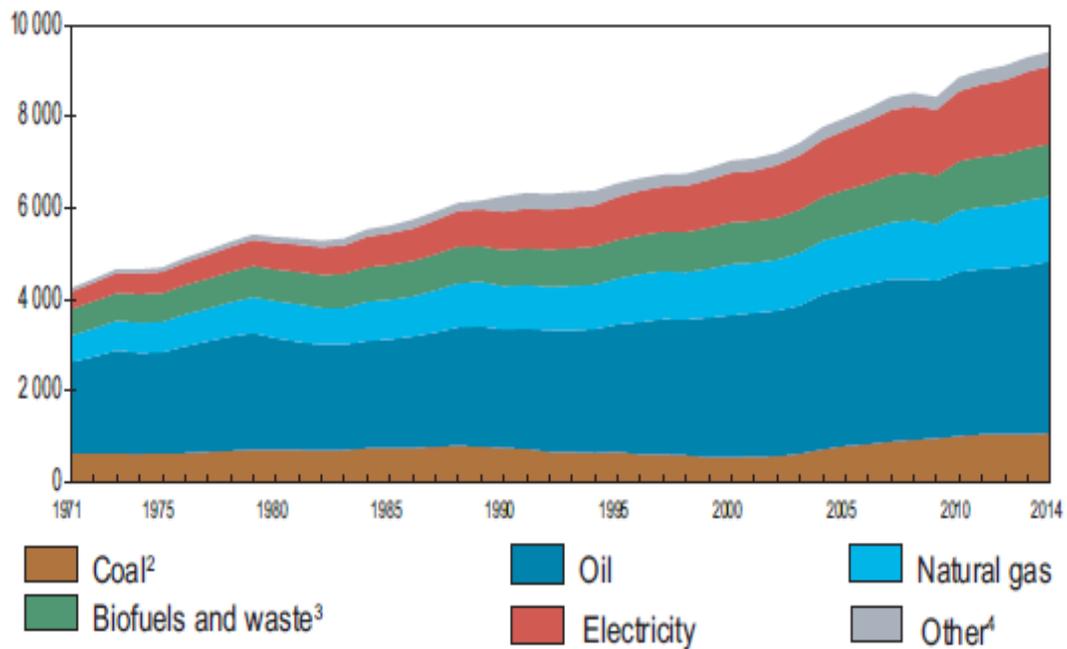


Figure I.3 Evolution de la consommation de l'énergie primaire [6]:

² Tourbe et schiste bitumineux agrégés avec du charbon

³ Données de biofuels et déchets sont estimés pour certains nombre de pays

⁴Inclue: géothermie, solaire, éolienne, thermique, etc.

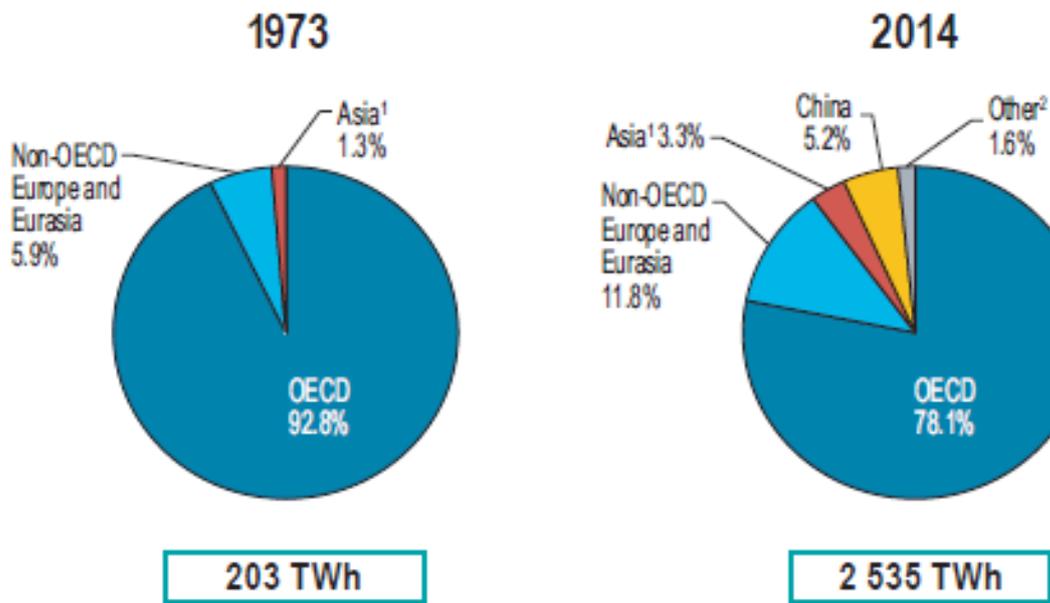


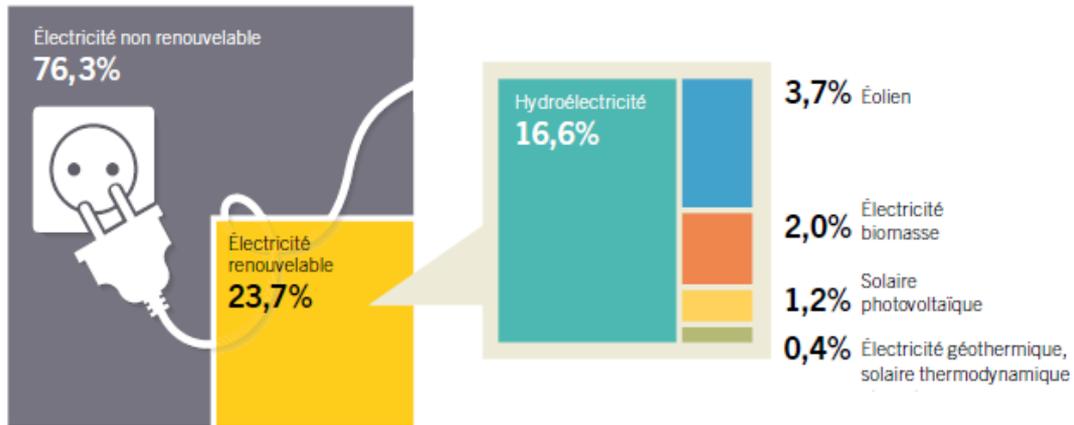
Figure I.4 Evolution de la production d'énergie nucléaire [6]:

¹Asie exclu la Chine et pays de OCED de l'Asie

²Autre: Afrique, non -pays de l'OCED de l'Amérique et middle Est.

I.2 Ressources énergétiques renouvelable

Par opposition aux ressources non renouvelables, les ressources renouvelables concernent les énergies inépuisables à l'échelle des temps humains [1]. Il existe différentes sources d'énergie renouvelables disponibles sur la planète dont les principales sont : l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, la biomasse et la géothermie. Elles peuvent être converties, selon les besoins, en électricités ou en chaleur. La cogénération d'électricité et de chaleur est possible dans le cas de la géothermie, de la biomasse et de l'énergie solaire. D'après [8], la figure I.5 montre la répartition de la production électrique dans le monde pour toutes les ressources actuelles fin 2015. Plus de 76% de l'énergie produite est obtenue à partir des matières fossiles. Ainsi que, les parts de différentes filières renouvelables dans la production de puissance d'énergie sont mentionnées. La figure I.6, illustre la consommation énergétique mondiale fin de l'année 2015. La figure I.7, montre la consommation mondiale des énergies inclut la part des énergies renouvelable entre 1990-2015. Les capacités d'électricité renouvelables dans le monde, l'union Européenne et les cinq pays Brics (Brésil, l'Inde, la Fédération de Russie, la Chine et l'Afrique du sud) et les sept premiers pays (Inde, Italie, Espagne, Chine, Etats unis, Allemagne et Japon), fin de l'année 2015 est illustré par la figure I.8.



Calcul basé sur la capacité de production renouvelable à la fin de 2015.
La somme des pourcentages n'est pas toujours égale au total en raison des montants arrondis.

Figure I.5 Répartition de la production électrique dans le monde, fin 2015 [8].

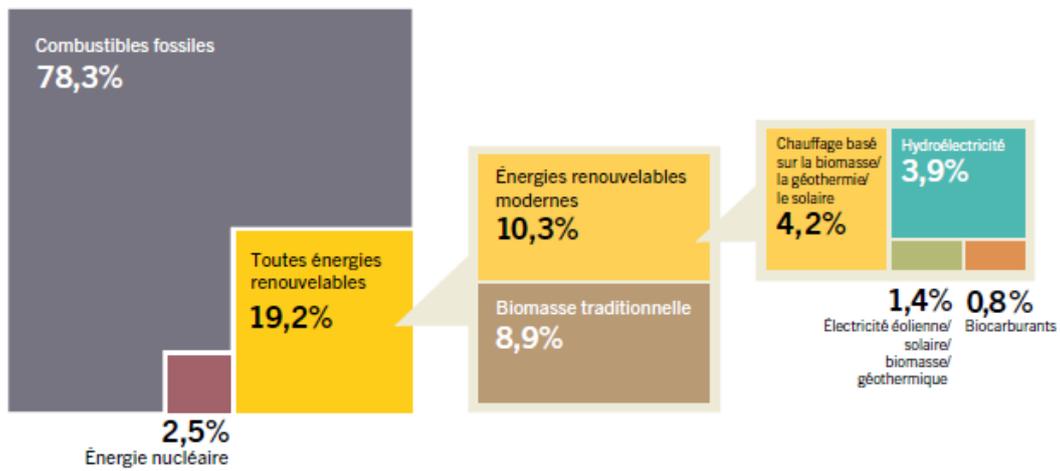


Figure I.6 Répartition de la consommation énergétique mondiale, fin 2015 [8].

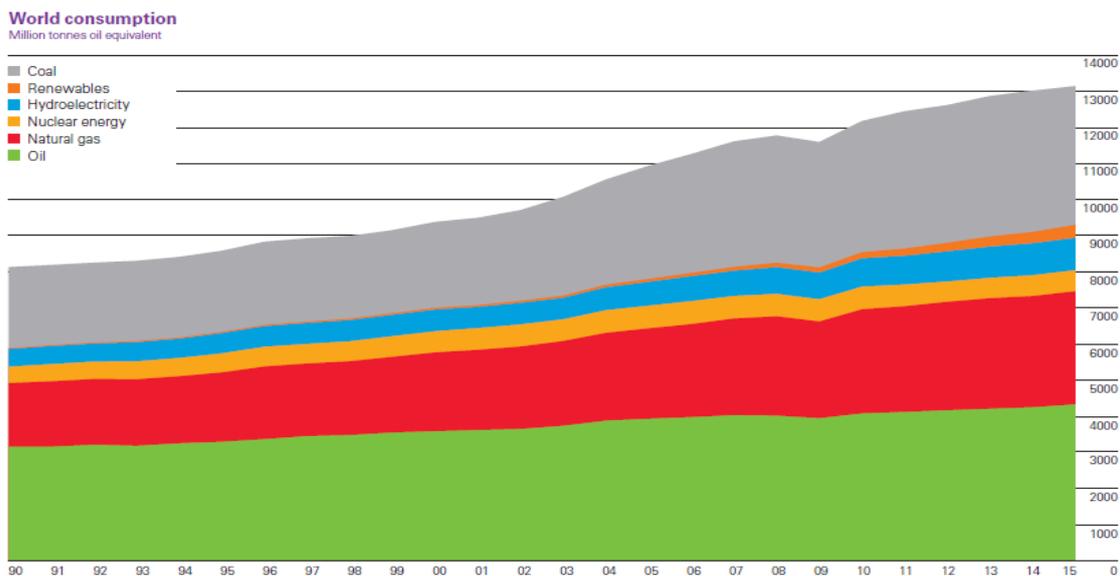


Figure I.7 Consommation mondiale entre 1990-2015 [7].

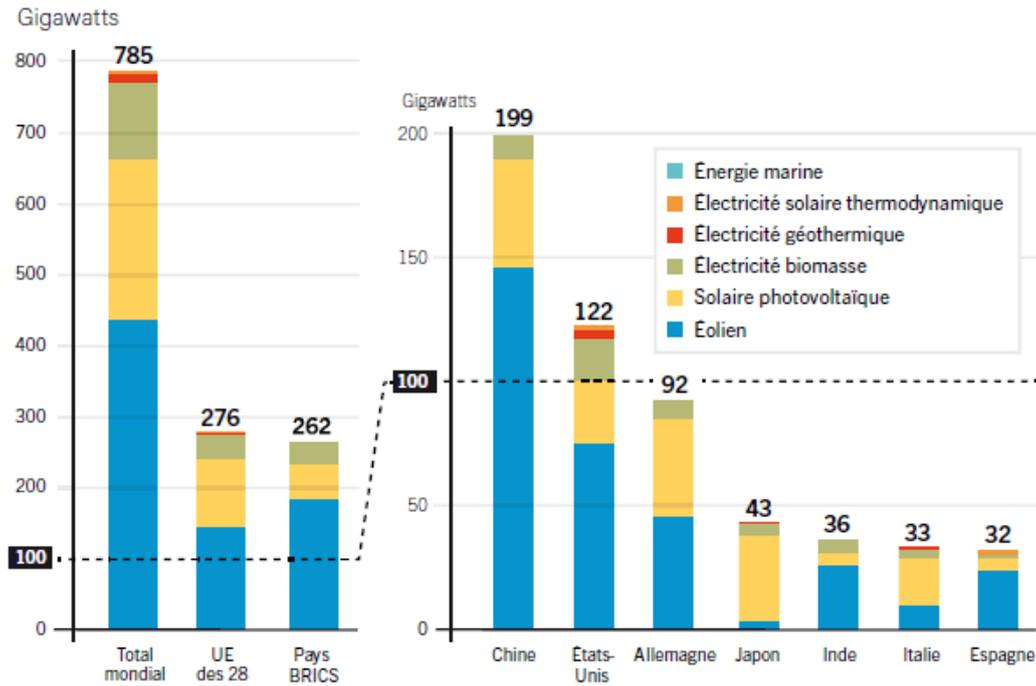


Figure I.8 Puissances d'énergies renouvelable dans le monde, l'UE, pays BRICS et sept premiers pays [8].

I.2.1 Energie solaire

La surface de la terre reçoit chaque année $1,6 \cdot 10^{18}$ kWh (équivalent à une puissance $180 \cdot 10^6$ GW), 30% sont directement réfléchis dans l'espace, 45% sont absorbés, convertis en chaleur et rayonnés dans l'infrarouge. Les 25% restant alimentent les cycles hydrologiques (24%) et la photosynthèse (0.06%) soit l'équivalent d'une moyenne de $45 \cdot 10^6$ GW. L'énergie rayonnée au sol vaut environ $720 \cdot 10^{15}$ kWh. Selon les régions, l'énergie reçue à la surface de la terre varie, par m^2 , de 1100 kWh à 2300 kWh/an, soit une puissance moyenne (répartie sur l'année, en tenant compte des alternances jour-nuit et des périodes nuageuses) de 120 à 260 W par m^2 et une puissance crête de plus d'1kW/ m^2 [9]. Cette énergie peut être directement transformée en chaleur ou en électricité. Entre la période 2005-2015, la capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie solaire photovoltaïque et thermique sont représentés respectivement par les figures I.9 et I.10, dont la capacité totale mondiale à la base de la photovoltaïque est estimée par **227 GW** et de **50 GW** ajoutées en 2015. La capacité mondiale des capteurs solaires est d'ordre de **435 GW** thermiques de **40 GW thermiques** ajoutées en 2015 [8].

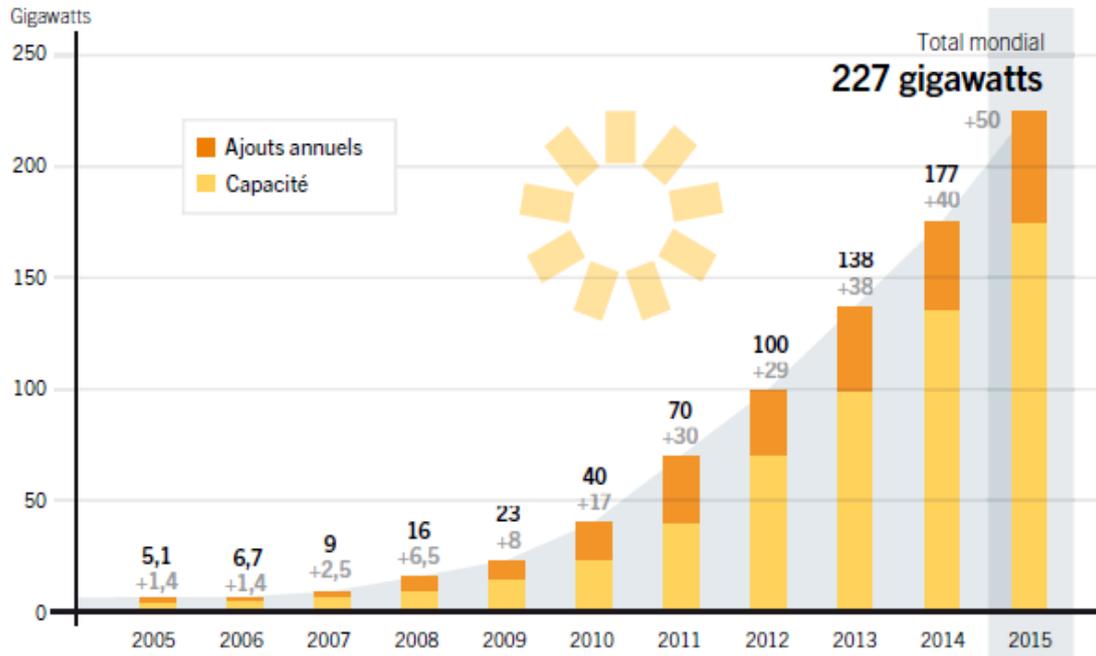


Figure I.9 Capacité et ajouts annuel mondiale d'énergie solaire photovoltaïque entre 2005-2015[8].

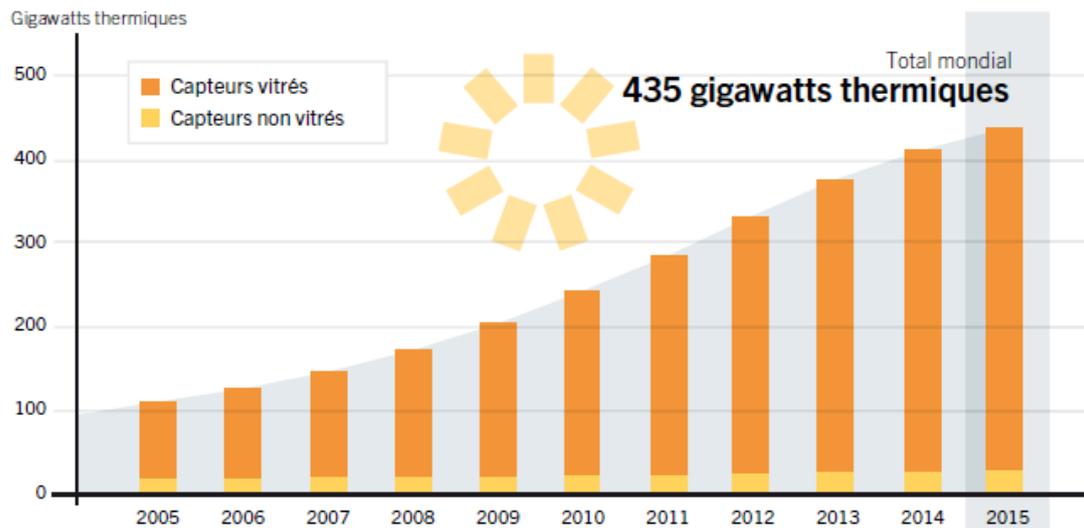


Figure I.10 Capacité et ajouts annuel mondiale d'énergie solaire thermodynamique entre 2005-2015[8].

I.2.2 Energie hydraulique

Une centrale hydraulique utilise l'énergie fournie par la masse de l'eau en mouvement pour actionner une turbine. Celle-ci est couplée mécaniquement à un alternateur pour produire de l'électricité. La puissance des ces centrales varie de

quelques centaines de Kilowatt à plusieurs centaines de Mégawatt [10]. D'après [8], en l'année 2015, la capacité mondiale totale vaut 1.064 GW. La répartition de la capacité hydraulique de la part des six premiers pays et le reste du monde est montrée par la figure I.11.

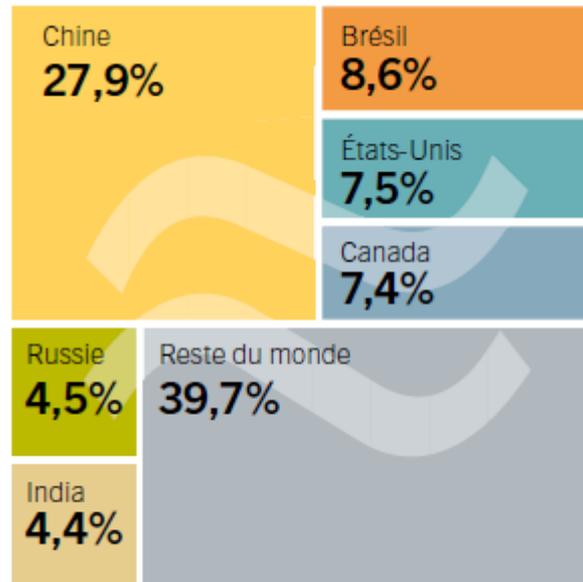


Figure 1.11 Répartition de la capacité hydraulique en 2015 [8].

I.2.3 Energie éolienne

L'énergie éolienne, également exploitée depuis longtemps, représente une ressource énorme, $32 \cdot 10^{15}$ kWh, dont la part terrestre exploitable est estimée à $50 \cdot 10^{12}$ kWh/an. La puissance récupérable par les aérogénérateurs modernes est de l'ordre de 500 W par m² balayés pour des vents de 15 m/s avec des productivités annuelles (dans des sites assez ventés) de 900 kWh/m² par an. L'énergie de la houle (due à l'action du vent sur la surface des mers et des océans) disponible est évaluée à $8 \cdot 10^{12}$ kWh dont $90 \cdot 10^9$ kWh/an techniquement utilisables [4]. D'après [8], entre la période 2005-2015, la capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie éolienne est estimée par **433 GW** et de **63 GW** en 2015, comme montre la figure I.12.

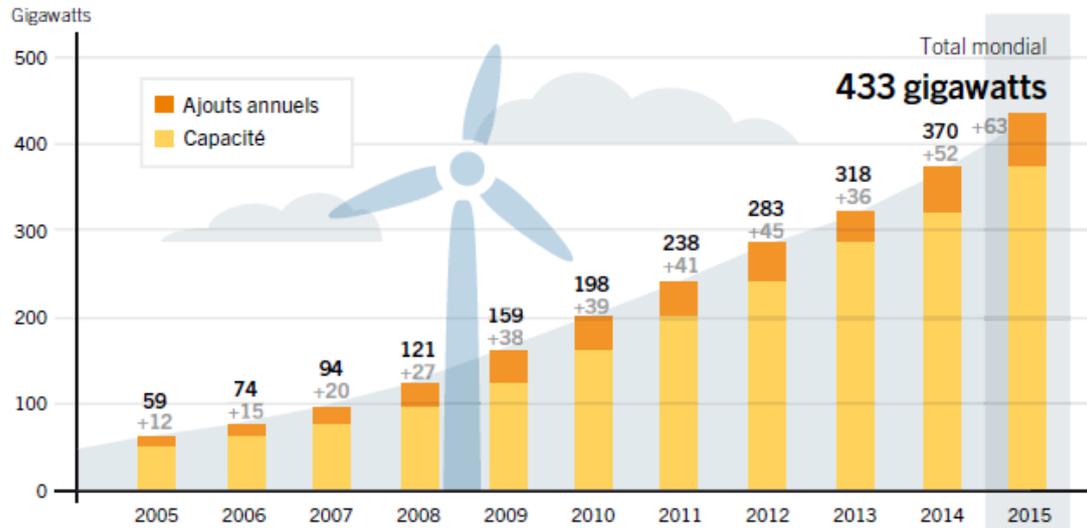


Figure I.12 Capacité et ajouts annuel mondiale d'énergie éolienne entre 2005-2015[8].

I.2.4 Biomasse

Dans le domaine de l'énergie, le terme de biomasse regroupe l'ensemble des matières organiques pouvant devenir des sources d'énergie. Ces matières organiques qui proviennent des plantes sont une forme de stockage de l'énergie solaire, captée et utilisée par les plantes grâce à la chlorophylle. Elles peuvent être utilisées soit directement (c'est-à-dire énergie issue du bois) soit après une méthanisation de la matière organique (c'est-à-dire biogaz) ou de nouvelles transformations chimiques (c'est-à-dire biocarburant). Elles peuvent aussi être utilisées pour le compostage. La biomasse est une énergie qui peut être chimiquement polluante lorsqu'elle est mal utilisée [10]. La production mondiale d'électricité biomasse bioénergie (par pays et par région), 2005–2015 est illustrée par la figure I.13. On constate que la capacité totale mondiale est estimée par **464 térawatts/heure**.

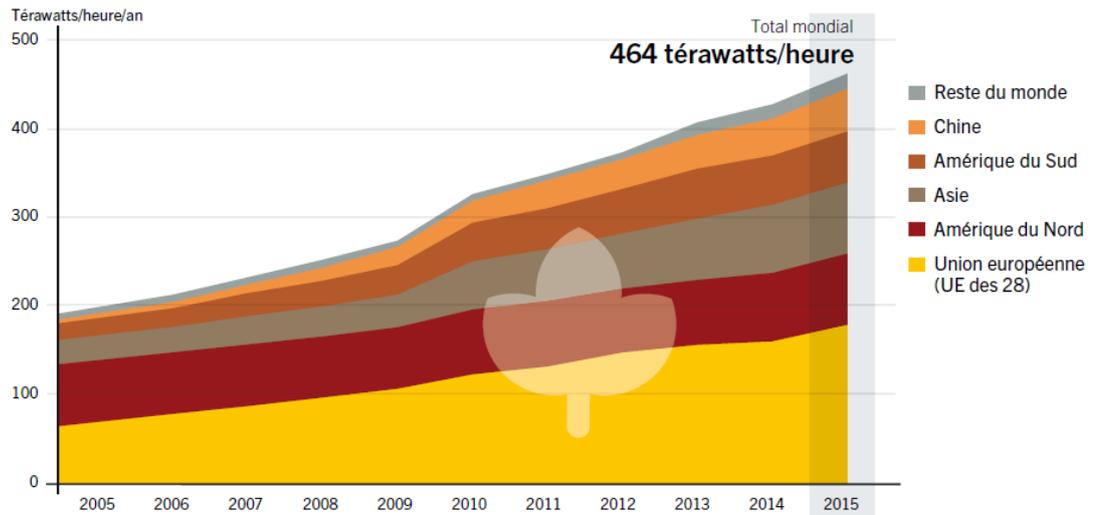


Figure I.13 Production mondiale d'électricité biomasse entre 2005-2015[8].

I.2.5 Géothermie

Le principe consiste à extraire l'énergie contenue dans le sol. Partout, la température croît depuis la surface vers le centre de la terre. Selon les régions géographiques, l'augmentation de la température avec la profondeur est plus ou moins forte, et varie de 3 °C par 100 m en moyenne jusqu'à 15°C ou même 30°C. Cette chaleur est produite pour l'essentiel par la radioactivité naturelle des roches constitutives de la croûte terrestre. Elle provient également, pour une faible part, des échanges thermiques avec les zones internes de la terre dont les températures s'étagent de 1000°C à 4300°C. Cependant, l'extraction de cette chaleur n'est possible que lorsque les formations géologiques constituant le sous-sol sont poreuses ou perméables et contiennent des aquifères. Quatre types de géothermie existent selon la température de gisement : la haute (>180°C), moyenne (>100°C), basse (>30°C) et très basse énergie. Les deux premiers types favorisent la production de l'énergie électrique. La géothermie basse énergie permet découvrir une large gamme d'usages : chauffage urbain, chauffage de serres et utilisation de chaleur dans les processus industriels. La géothermie très basse énergie nécessite l'utilisation des pompes à chaleur et donc une installation particulière. Par rapport à d'autres énergies renouvelables, la géothermie présente l'avantage de ne pas dépendre des conditions atmosphériques [11]. A l'année 2015, la capacité et ajouts d'électricité géothermique (les ajouts correspondent au net des rééquipements et des retraits) des 10 premiers

pays (Etats-Unis, Philippines, Indonésie, Mexique, Nouvelles Zélande, Italie, Islande, Turquie, Kenya et Japon) et du reste du monde, est représentée par la figure I.14.

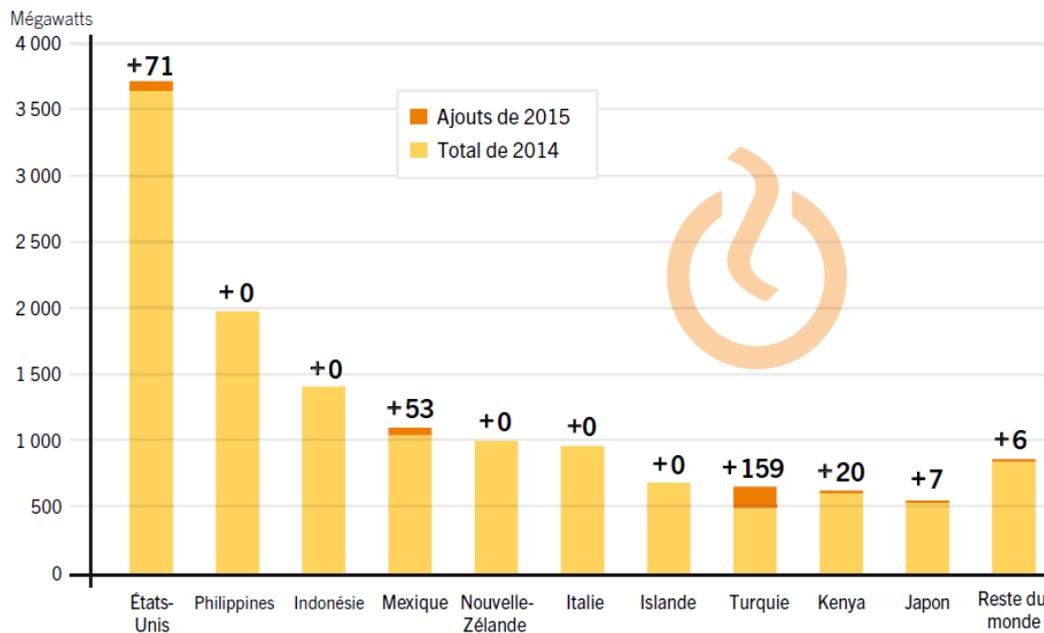


Figure I.14 Capacité et ajouts d'électricité géothermique en 2015[8].

I.2.6 Energie de la mer

L'énergie des vagues est encore une fois une forme particulière de l'énergie solaire. Le soleil chauffe inégalement les différentes couches atmosphériques ce qui entraîne des vents eux-mêmes responsables par frottement des mouvements qui animent la surface de la mer (courants, houle, vagues). Les vagues créées par le vent à la surface des mers et des océans transportent de l'énergie. Lorsqu'elles arrivent sur un obstacle elles cèdent une partie de cette énergie qui peut être transformée en courant électrique [11]. L'énergie annuelle des courants marins représente environ $25 \cdot 10^{12}$ kWh. La partie exploitable est assez difficile à déterminer, dans les zones à forte marée présentant un étranglement, on l'estime entre 270 et $500 \cdot 10^9$ kWh. Mais on imagine aujourd'hui placer des turbines sous-marines sans canalisation des courants, comme des éoliennes [4].

II. Problématiques des sites isolés et état de l'art

Par définition, on appelle les sites éloignés, les régions, communautés, habitations ou autres qui répondent aux conditions suivantes :

- La communauté n'est pas ou ne peut pas être reliée au réseau public de distribution d'électricité ou de gaz naturel de longue distance ou au moyen de la génération conventionnelle.
- Il s'agit d'une agglomération permanente ou établie pour au moins 5 ans qui compte au moins dix habitations.

Dans la plupart des régions isolées, le générateur diesel est la source principale d'énergie électrique. Pour ces régions, le prix d'extension du réseau électrique est prohibitif et le prix du combustible augmente radicalement avec l'isolement. Beaucoup de communautés éloignées se distinguent par une très forte dépendance envers les combustibles provenant de l'extérieur et par le coût élevé de l'énergie. Dans la plupart des endroits produisent de l'électricité à l'aide d'une génératrice autonome fonctionnant au diesel. Cela est dû au fait qu'il est techniquement trop complexe d'étendre le réseau jusqu'à ces secteurs (par exemple : zones montagneuse et îles) à cause du coût cher de lignes de transmission et des pertes liées à la distribution de la puissance centralement développés aux régions éloignées parce que le coût d'une telle opération n'est pas justifiée par rapport à d'autres solutions existantes. La baisse continue de prix des générateurs basés sur l'énergie renouvelable et la fiabilité croissante de ces systèmes ont mené à une plus grande utilisation des sources d'énergie renouvelables pour la génération d'énergie électrique dans les régions isolés.

Une des propriétés qui limite l'utilisation de l'énergie renouvelable est liée à la variabilité des ressources. Les fluctuations de la charge selon les périodes annuelles ou journalières ne sont pas forcément corrélées avec les ressources. Pour les régions isolées, la solution à retenir est certainement le couplage entre plusieurs sources. Actuellement, les systèmes d'énergie hybrides associent au moins deux technologies complémentaires : une ou plusieurs sources d'énergie classiques, généralement des générateurs diesels, et au moins une source d'énergie renouvelable. Les systèmes d'énergie hybrides sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans les régions isolées. Le but de ces systèmes est d'assurer l'énergie demandée par la charge et, si possible, de produire le maximum d'énergie à partir des sources d'énergie renouvelable, tout en maintenant la qualité de l'énergie fournie. De plus, l'économie de carburant et la baisse de prix obtenues par la

génération hybride doivent au moins couvrir l'investissement fait pour des générateurs d'énergie renouvelable et les autres composants auxiliaires du système.

III. Configuration des systèmes photovoltaïques

Le mode d'intégration de l'énergie photovoltaïques dans les systèmes électriques dépend de la nature du système considéré, selon qu'il est raccordé au réseau ou isolé.

III.1 Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau

La Figure I.15 représente un système PV connecté au réseau électrique, dont le rôle principal est de contribuer à la production d'électricité d'origine renouvelable sur le réseau. D'un point de vue de la physique, l'énergie produite par les modules est directement consommée par les charges locales de l'habitat. L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation instantanée est injecté sur le réseau. Le réseau est utilisé en appoint à la production PV. Le contexte énergétique actuel fait que l'énergie photovoltaïque n'est pas concurrentielle face aux prix de vente de l'électricité sur le réseau (quand celui-ci est présent). C'est pourquoi, face aux réglementations sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre (protocole de Kyoto [12]) et à la réduction des ressources en énergie fossile (et par conséquent à l'augmentation de leurs coûts), de nombreux états ont mis en place des mesures économiques pour favoriser l'insertion des énergies renouvelables, dont le photovoltaïque. La mesure la plus courante consiste à imposer au gestionnaire du réseau des tarifs d'achat incitatifs de l'énergie PV de sorte que celle-ci devienne concurrentielle. D'autres mesures consistent à subventionner directement le particulier sur le coût d'investissement [13].

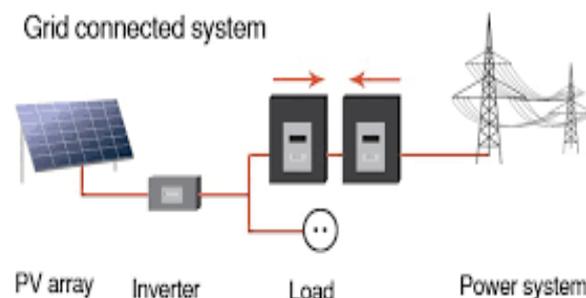


Figure I.15 Exemple de la structure d'un système PV connecté au réseau [1*].

Le développement massif de tels systèmes posera à terme des problèmes de stabilité du réseau. En effet, si aucune mesure complémentaire n'est prise, le gestionnaire de réseau, dont la mission est d'assurer en permanence l'adéquation entre production et consommation électrique, rencontrera des difficultés à accepter en temps réel l'énergie électrique d'origine photovoltaïque en raison de sa nature intermittente. Le développement à grande échelle de ces systèmes ne pourra se faire qu'en ayant recours au stockage offrant un degré de liberté supplémentaire de façon à mieux utiliser l'énergie produite [1].

III.2 Systèmes photovoltaïques non raccordés au réseau

Les systèmes photovoltaïques non connectés au réseau sont principalement utilisés dans les zones où le réseau électrique est très peu dense en raison du coût de raccordement prohibitif. L'énergie produite est destinée à être consommée sur place. On distingue deux types de systèmes photovoltaïques non connectés au réseau [1] :

III.2.1 Systèmes photovoltaïques autonomes

Dans ce type de système, l'énergie photovoltaïque est l'unique source d'énergie. Les puissances photovoltaïques installées dans ce type de système électrique s'étendent de $50W_{\text{crete}}$ à $1 kW_{\text{crete}}$ pour une maison solaire ou un relais de télécommunications, de 1 à quelques kW_{crete} pour les phares et balises ou les stations de pompage d'eau. Dans ces systèmes, la présence d'un dispositif de stockage d'électricité est alors indispensable pour palier le caractère intermittent du générateur photovoltaïque. Sa principale fonction est d'accumuler l'électricité excédentaire produite par le générateur et, lorsque la production de ce dernier est déficitaire, de fournir le complément d'énergie nécessaire à l'utilisateur [2]. Un schéma d'un système photovoltaïque autonome est représenté à la figure I.16.

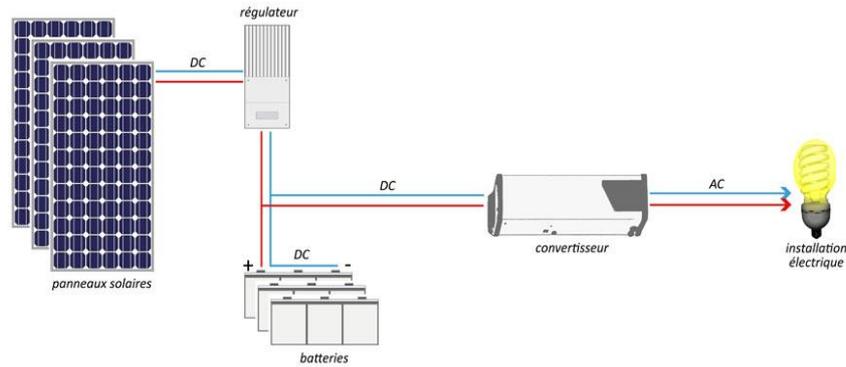


Figure I.16 Structure d'un système PV autonome [2*].

III.2.2 Systèmes photovoltaïques autonomes hybrides

Les systèmes d'énergies hybrides associent au moins deux sources d'énergie renouvelable aussi une ou plusieurs sources d'énergies classiques. Le but d'un système d'énergie hybride est de produire le maximum d'énergie à partir des sources d'énergie renouvelables pour satisfaire la demande de la charge [14].

Plusieurs types d'hybridation existent, parmi lesquels on cite [1,14] :

III.2.2.1 Hybridation photovoltaïque/Groupe électrogène

La combinaison des sources d'énergie permet la production continue d'énergie à la demande. Le groupe électrogène assurant la fourniture d'énergie lorsque la production photovoltaïque est insuffisante (sauf dans le cas où le réservoir du groupe électrogène est vide). Cependant, la production d'énergie n'est pas entièrement renouvelable et pour les applications dans les sites isolés, les frais de transport du combustible pour ces régions et les couts environnementaux sont élevés.

III.2.2.2 Hybridation photovoltaïque/Eolien

Système dans lesquels la complémentarité de production d'énergie d'origine photovoltaïque ou éolienne est recherchée et permet notamment de réduire le coût global, en particulier les besoins en stockage.

III.3 Mini-réseaux

On regroupe sous l'appellation mini-réseau tout réseau électrique de distribution basse tension, composé d'une ou plusieurs sources de production (PV par

exemple), de moyens de stockage éventuels et de consommateurs, pouvant fonctionner de façon autonome ou bien connecté au réseau principal de distribution à plus grande échelle. L'ensemble des différentes entités communiquent entre elles et sont pour la plupart pilotables. Cependant, ce type de réseau n'est réalisable qu'au prix d'un système de contrôle et de gestion en temps réels des flux énergétiques. Différentes stratégies énergétiques peuvent être mises en place dans le cas de l'utilisation d'un mini-réseau. Il peut être décidé d'utiliser localement au maximum l'énergie d'origine renouvelable produite, permettant ainsi de minimiser l'énergie soutirée au réseau de distribution. Il s'agit alors de fonctionner de la façon la plus autonome possible. Une autre possibilité est de chercher à maximiser les gains financiers associés à la tarification en vigueur. On peut alors envisager de basculer d'une stratégie de pilotage à une autre en fonction des tarifs d'achats et de revente de l'énergie proposés par le gestionnaire du réseau principal [1].

IV. Architectures des systèmes hybrides

Nous définissons l'architecture électrique du système, comme la nature des connexions (CC ou CA) entre les sources et les charges et par conséquent le nombre et la nature de convertisseurs qui assure ces connexions. Un système hybride composé de plusieurs sources et de plusieurs charges peut être construit selon plusieurs architectures électriques. Dans la plupart des cas, les systèmes hybrides contiennent deux bus : un bus à CC (courant continu) pour les sources, les charges à CC et les batteries et bus à CA (courant alternatif) pour les générateurs à CA et le système de distribution. Les sources d'énergie renouvelables peuvent être connectées au bus à CA ou à CC en fonction de la dimension et la configuration du système.

IV.1 Architecture à bus à CC

Dans le système hybride présenté par la figure I.17, la puissance fournie par chaque source est centralisée sur un bus à CC. Les sources d'énergie CA (générateurs diesels, éoliennes), leurs puissances fournies sont converties en CC. La charge principale à CA est alimentée via un convertisseur CC/CA à partir du bus CC, qui doit suivre la consigne fixée par l'amplitude et la fréquence. Les batteries et le convertisseur CC/CA seront dimensionnés pour alimenter les pics de charge, tandis que les générateurs diesels sont dimensionnés pour alimenter les pics de charge et les

batteries en même temps. Chaque configuration a ses avantages et inconvénients. Les avantages de cette configuration se résument à une simplification du système de commande et le générateur diesel peut être optimisé de telle manière qu'il fonctionne à sa puissance nominale pendant le processus de chargement de batteries, mais le rendement de cette architecture est faible dû à certaines pertes d'énergie à cause des batteries et des pertes dans les convertisseurs [15,16].

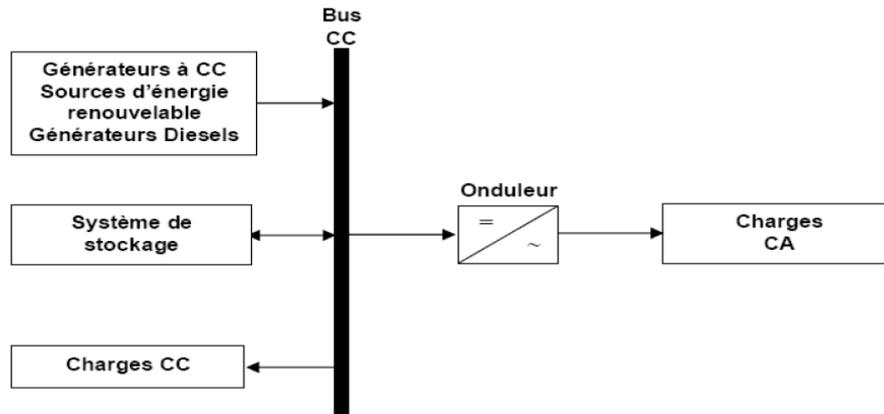


Figure I.17 Architecture à bus à CC [15]

IV.2 Architecture à bus à CA

Un couplage de tous les consommateurs et de tous les générateurs du côté CA permet désormais de réaliser des systèmes flexibles constitués de composants modulaires. En fonction de l'application et des sources d'énergie disponibles, il est possible d'intégrer différentes sources énergétiques, aussi bien renouvelables que conventionnelles. Le système peut en outre être élargir en toute simplicité par ajout de composants ou de générateurs électriques pour répondre à des besoins en énergie croissants [17]. Tous les sources de production sont reliées à bus CA via un convertisseur sauf le générateur diesel qui peut fixer la fréquence de bus. Celles-ci sont montrées dans la figure I.18. Les avantages de cette configuration se résument en un découplage de différentes sources de production ce qui permet d'agir de façon assez indépendante les unes sur les autres et le générateur diesel peut fixer la tension et la fréquence de bus CA, mais le rendement de cette configuration est faible dû à certaines pertes d'énergie à cause des batteries et des pertes dans les convertisseurs. En plus, la connexion de toutes les sources sur un bus CA complique le système de commande [17].

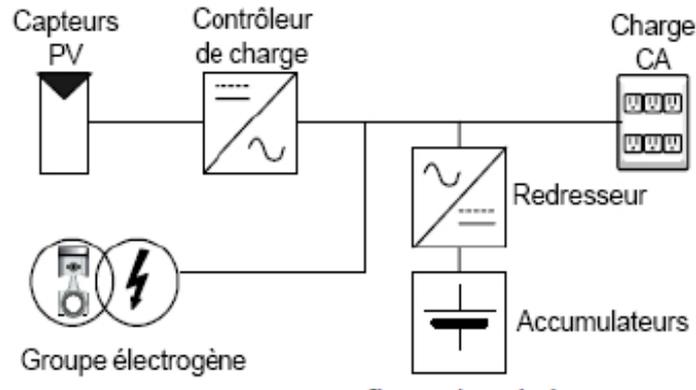


Figure I.18 Architecture à bus à CA[17].

IV.3 Architecture mixte à bus à CC/CA

La configuration à deux bus à CC et à CA, est présentée dans la figure I.19. Celle-ci a des performances supérieures par rapport à la configuration à bus à CC. Dans cette architecture, les sources d'énergies renouvelables et les générateurs diesels peuvent alimenter une partie de la charge à CA directement, ce qui permet d'augmenter le rendement du système et de réduire la puissance nominale du générateur diesel et de l'onduleur. Les générateurs diesels et l'onduleur peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle en synchronisant leurs tensions en sortie. Les convertisseurs situés entre les deux bus (redresseur et l'onduleur) peuvent être remplacés par un convertisseur bidirectionnel, qui, en fonctionnement normal, réalise la conversion CC/ CA (fonctionnement onduleur). Quand il y a un surplus d'énergie de la part du générateur diesel, il peut aussi charger les batteries (fonctionner en redresseur). L'onduleur bidirectionnel peut alimenter les pics de charge quand le générateur diesel est surchargé [15]. Les avantages de cette architecture se récapitulent au fonctionnement autonome ou parallèle du générateur diesel et l'onduleur, quand la demande de charge augmente l'un ou l'autre peut générer l'énergie nécessaire. Ainsi que les sources renouvelables et diesels peuvent fonctionner en parallèle pendant les pics de charge. La seule difficulté liée à cette configuration sa réalisation s'avère peu compliquée à cause du fonctionnement parallèle, qui demande que l'onduleur doive être capable d'évoluer en état autonome et non autonome en synchronisant la tension de sortie à la tension du générateur diesel [16].

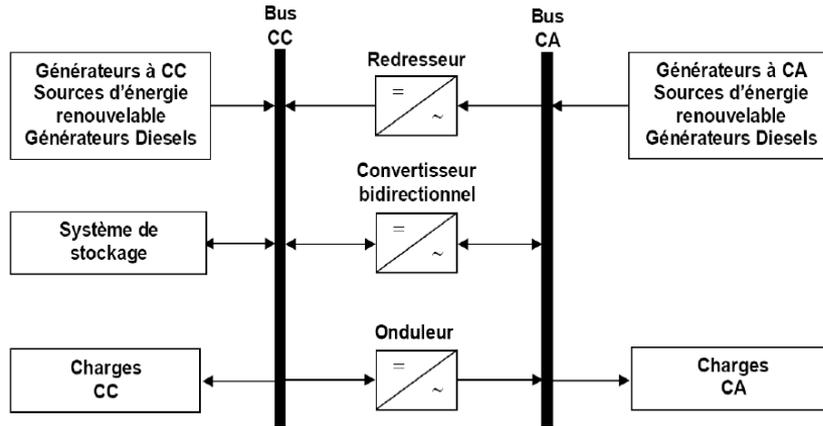


Figure I.19 Architecture mixte à bus à CC/CA [15].

V. Prédiction de la production mondiale de l'énergie

Sous l'effet de [18]:

- l'accroissement de la population mondiale (9 à 10 milliards d'habitants à l'horizon 2050),
- des efforts des pays en voie de développement pour combler leur décalage économique (croissance de 8 à 10% en Chine et en Inde),
- du maintien d'une légère croissance de la demande énergétique dans les pays développés,

La demande d'énergie primaire poursuit sa croissance. La figure I.20 précise l'évolution prévisible de cette demande, par source d'énergie, d'ici 2035. La figure I.21, donne la vue sur la répartition de la production d'électricité entre les différentes sources renouvelables ainsi que leurs prévisions pour les années à venir, d'ici 2030. On constate que toutes les ressources renouvelables sont en forte croissance. La figure I.22, donne les prévisions d'évolution mondiale selon les différentes ressources primaires. La courbe de croissance de la production mondiale d'électricité avec une prévision jusqu'en 2050 est illustrée à la figure I.23. D'après [19], la génération d'électricité PV peut être fournie 5% de la totalité de la génération d'électricité en 2030 et 11% en 2050.

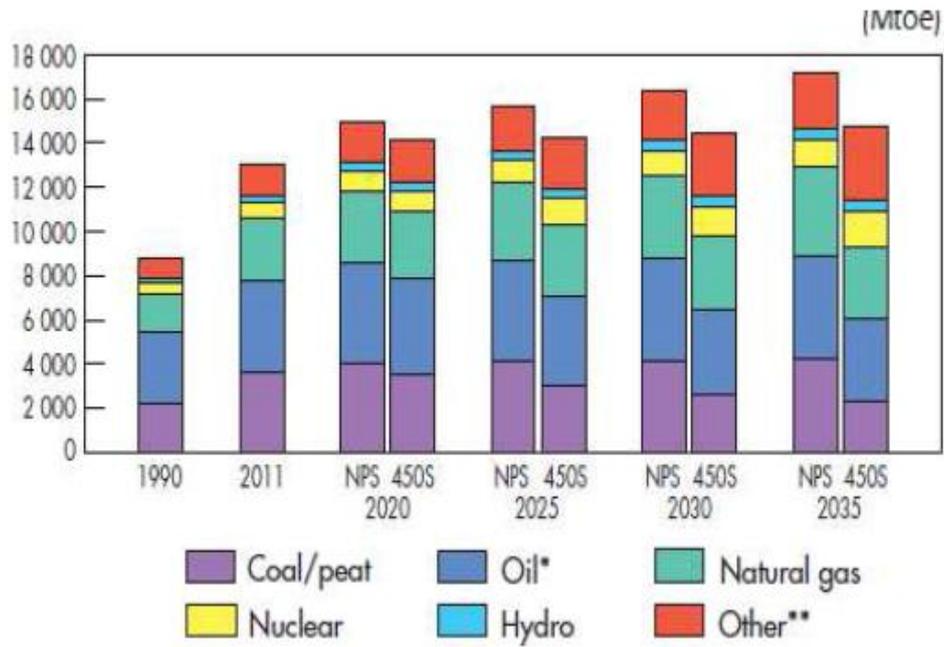


Figure 1.20 Evolution de la production d'énergie primaire par type de source d'énergie [18].

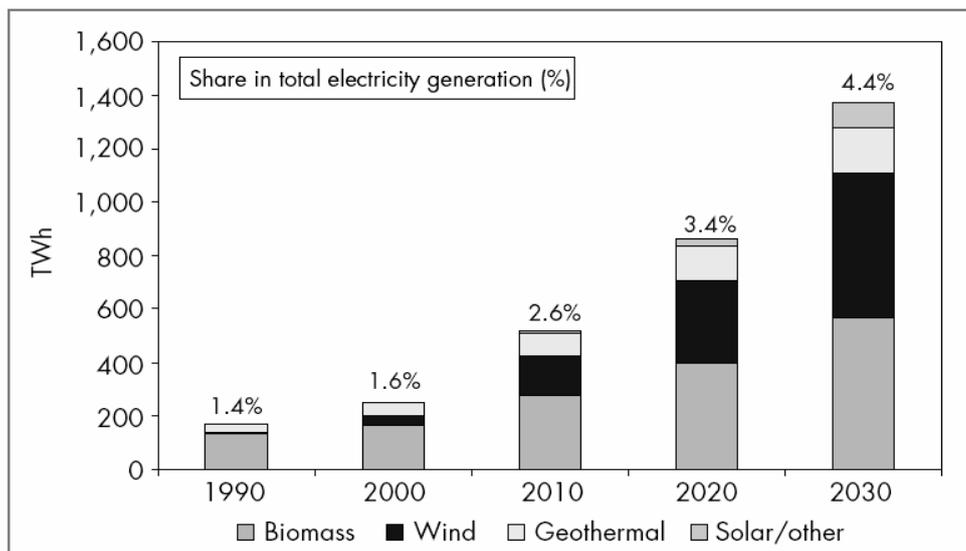


Figure 1.21 Production mondiale d'électricité basée sur les énergies renouvelables[11].

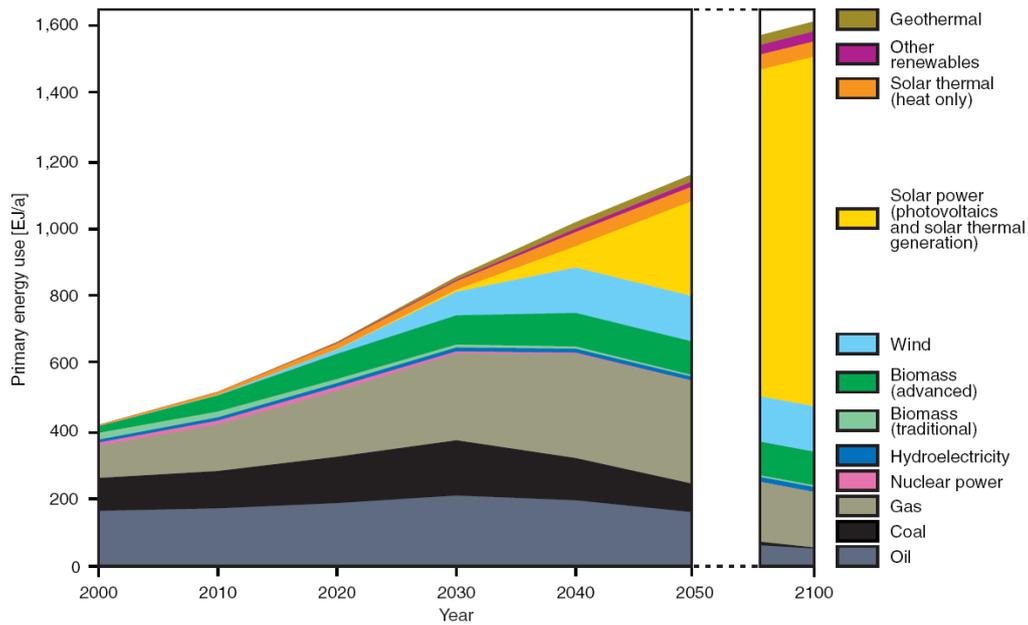


Figure 1.22 Prévion de croissance et évolution des ressources [19].

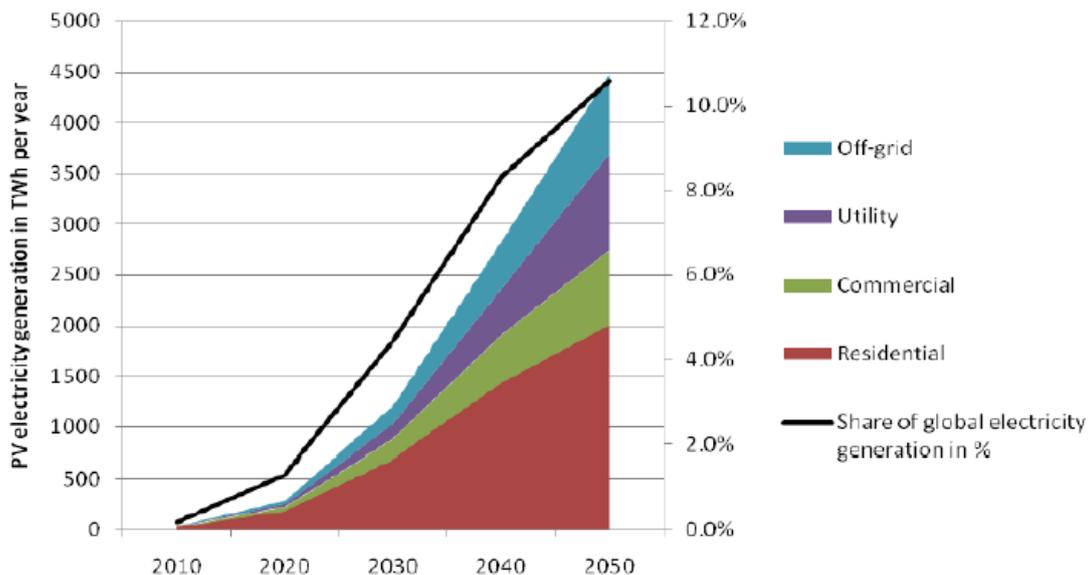


Figure I.23 Prévion de la production mondiale d'énergie électrique [19].

VI. Situation énergétique en Algérie

L'Algérie est un vaste pays de 2 381741 km² (plus de quatre fois la France métropolitaine), le deuxième en Afrique après le Soudan. Elle se trouve en position médiane dans le Maghreb, frontalière dans sa partie occidentale avec le Maroc, la Mauritanie et le territoire du Sahara occidental, alors que dans sa partie orientale, elle

est voisine de la Tunisie et de la Libye dans sa frange saharienne. Quant à sa frontière méridionale, elle s'ouvre, au-delà du Sahara, sur des pays d'Afrique subsaharienne (le Mali et le Niger), avec lesquels elle partage une partie de la communauté touarègue. La carte géographique de l'Algérie est représentée par la figure I.24.

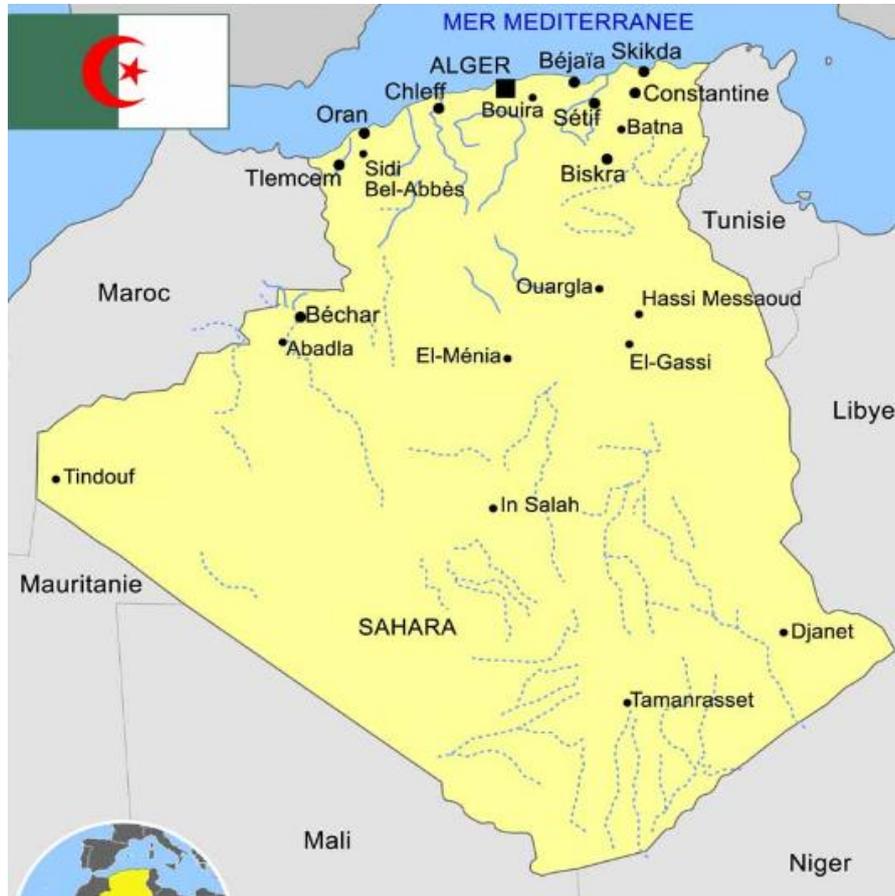


Figure I.24 Carte géographique de l'Algérie [3*].

Après 53 ans d'indépendance, le pays dépend fortement de la recette des hydrocarbures exportés à hauteur de 99%. Une telle situation rend l'Algérie extrêmement fragile aux fluctuations du marché et la met en grand danger en cas de chute des prix ou de crise. La question fondamentale que nous devons soulever sur ce point est de savoir si on peut compter sur le potentiel des principales énergies alternatives de substitution disponibles en Algérie pour assurer une transition énergétique et économique d'ici 2030, date butoir probable de la fin du pétrole et du gaz en Algérie, sous réserves de miracles de découvrir d'autres gisements potentiels [20]. Le tableau I.3 donne la production et la consommation des énergies primaires (Pétrole, Charbon et gaz naturel) à la fin d'année 2015[7]. La consommation

d'énergie repose essentiellement sur le pétrole et le gaz. L'électricité est largement produite à partir de gaz en Algérie.

Sources Primaires	Production	Consommation	Variation 2014/2015 %
Pétrole (Mt)	68.5	19.3	Prod: -0.4% et Cons: 5.8%
Charbon (Mtoe)	nd	0.2	nd
Gaz naturel (Mtoe)	74.7	35.1	Prod: -0.4% et Cons: 4.1%

Tableau I.3 Production et la consommation d'énergie primaire en Algérie, en 2015 (nd: non disponible) [7].

VI.1 Energies renouvelables en Algérie

Les questions de la disponibilité et du coût des énergies fossiles devenant problématiques, l'Algérie envisage leur substitution progressive par des sources d'énergie inépuisables. Le marché des énergies renouvelables est prometteur et leur promotion constitue l'un des axes de la politique énergétique et environnementale du pays.

- **Energie solaire** : Part sa situation privilégiée, l'Algérie dispose du plus grand gisement solaire du bassin méditerranéen, comme montre la figure I.25. La durée moyenne d'ensoleillement du territoire algérien dépasse les 2000 heures annuelles, pour atteindre près de 3500 heures d'ensoleillement dans le désert du Sahara. Le total d'énergie reçue est estimé à 169400 TWh/an, soit 5000 fois la consommation d'électricité annuelle du pays. Le tableau I.4 présente le potentiel solaire par région. Le Sahara représente le potentiel le plus important en Algérie [21].

Région	Côtière	Haut plateaux	Sahara
Superficie en %	04	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m ² /an)	1700	1900	2650

Tableau I.4 Potentiel solaire en Algérie [21].

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

pompage de l'eau particulièrement sur les Hauts Plateaux. Au Sud, la vitesse moyenne des vents dépasse les 4m/s, plus particulièrement au sud-ouest, avec des vents qui dépassent les 6m/s dans la région d'Adrar [21].

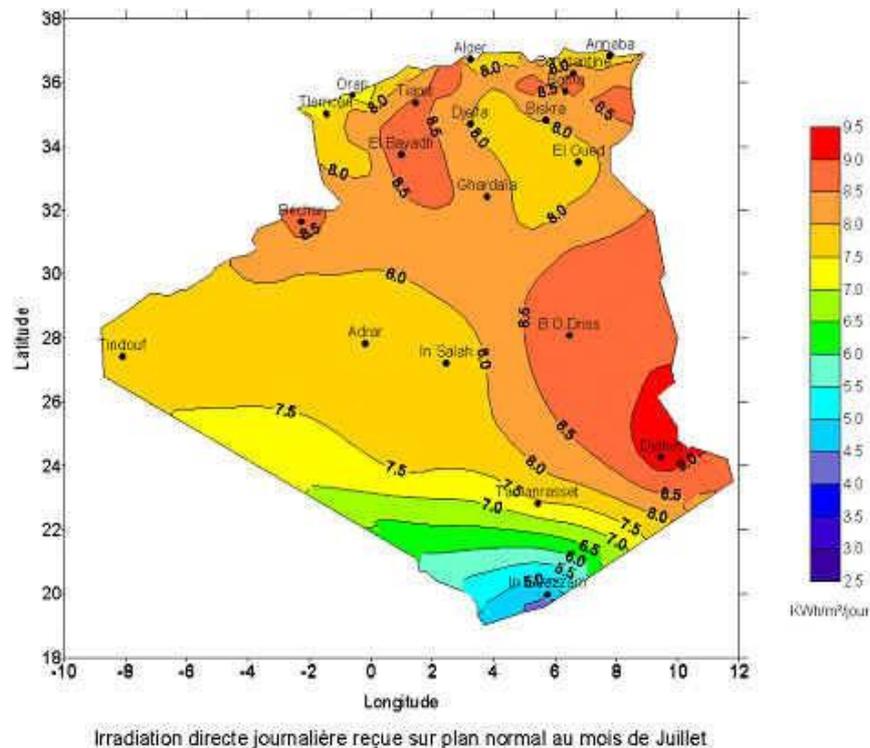


Figure I.25 Irradiation solaire journalière reçue sur plan normal au mois de Juillet[21].

- **Energies géothermiques** : Plus de 200 sources d'eau chaude ont été répertoriées dans le Nord-Est et le Nord-Ouest de l'Algérie. Environ 33% d'entre elles ont des températures supérieures à 45°, la plus chaude étant située à Biskra (118°). Plus au sud, délimité par Biskra au nord, Ain-salah au sud et Adrar à l'ouest, la nappe albienne constitue une zone de plusieurs milliers de km, caractérisée par une eau à température moyenne de 57°. L'ensemble du débit d'exploitation des sources et de cette nappe représente une puissance estimée à 700MW/an [21].
- **Biomasse** : Le potentiel de biomasse se répartit entre les déchets issus des activités humaines, déchets urbains et agricoles non recyclés, estimés à 1,33Mtep/an (Tonne équivalent pétrole) et l'énergie issue du bois des forêts. Cette dernière représente 37 Mtep/an et le potentiel récupérable de 3,7Mtep/an. Par contre, La part de l'énergie hydraulique dans la production nationale d'électricité est encore faible

(1,7% de la production installée), due au nombre insuffisant de sites et la faible exploitation des sites existants [21].

- **Nucléaire** : Il est question, depuis un certain temps, de construire vers 2025, la première centrale nucléaire algérienne pour faire face à l'accroissement galopant de la consommation d'énergie électrique. Selon les données du ministère de l'Energie et des Mines, les réserves prouvées de l'Algérie en uranium avoisinent les 29.000 tonnes, tout juste de quoi faire fonctionner deux centrales nucléaires d'une capacité de 1000 mégawatts chacune pour une durée de 60 ans. En supposant qu'une telle centrale nucléaire civile sera construite malgré les problèmes de rentabilité, de sécurité et d'alimentation en eau, elle ne permettra d'économiser qu'environ 1,35 milliard de m³ de gaz par an et donner à l'Algérie l'accès à ce genre d'énergie méconnu dans notre pays et faciliter la transition d'une partie essentielle du panier des énergies devant remplacer progressivement le pétrole et le gaz [20].

VI.2 Projets réalisés en Algérie

Dans le cadre de la mise en œuvre de la politique énergétique nationale, des programmes ont été développés et réalisés. Parmi les quels on cite [20-22]:

1. Dans le cadre du programme de l'électrification rurale (1995-1998), le plan national d'électrification, financé par l'Etat, électrification de 18 villages au solaire PV : **2** villages Adrar, **3** villages à Tindouf, **8** à Tamanrasset et **5** villages à Illizi). Il représente de plus de 1000 foyers, 15 mosquées, 15 écoles et 20 postes de sécurité.
2. Le Programme des Hauts Plateaux du Haut Commissariat au développement de la Steppe représente l'électrification de 4000 foyers d'une puissance de **800 kWc**, 160 pompes solaires d'une puissance de **240 kWc** et 80 pompes éoliennes d'une puissance de **120 kW**.
3. Centrale photovoltaïque de **10 kWc** connectée au réseau Sonelgaz du CDER (ce projet entre dans le cadre de la coopération Algéro-Espagnole).
4. Station de services de Naftal alimentée en énergie solaire (la Bridja-Staoueli d'une puissance de **7 kWc**) réalisée par l'UDES.
5. Une centrale hybride solaire (PV) / diesel de **13 kWc** à Illizi (300 foyers de 2000 habitants) réalisé par BP Solar dans le cadre de l'investissement social.
6. Alimentation de plus de 100 sites de télécommunications (700 kWc).

7. Réalisation d'une centrale hybride pilote CSP/Gaz à Hassi R'Mel d'une capacité de 150 MW dont **25 MW** solaire thermique en 2011, d'une centrale expérimentale en solaire photovoltaïque de **1.1 MW** à Ghardaïa en 2014 où quatre technologies sont testées et une ferme éolienne expérimentale de **10 MW** à Adrar.

La 2^{ième} version du programme se décline en une première phase d'ici **2020** pour déployer une capacité autour de **4500 MW** et une deuxième phase devant permettre d'atteindre, en **2030**, une capacité cumulée en renouvelable de **22000 MW** [20].

VI.3 Prévision

L'Algérie s'engage avec détermination sur voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problèmes de préservation de ressource énergétiques d'origine fossile. D'abord le fait, la population va continuer à y croître rapidement, ce qui aura nécessairement des effets sur la demande d'énergie. La figure I.26 présente la consommation énergétique jusqu'au l'horizon 2030[22]. La stratégie énergétique en Algérie repose sur l'accélération du développement de l'énergie solaire. D'après [23], les capacités et types d'énergies renouvelables seront installés selon les spécificités de chaque région:

1. Région du Sahara, pour l'hybridation des centrales diesel existantes et l'alimentation des sites éparses compte tenu de l'important potentiel solaire et éolien existant au niveau de cette région.
2. Région des Hauts plateaux, pour son potentiel d'ensoleillement et d'exposition au vent, avec la disponibilité de terrains.
3. Région du littoral selon la disponibilité des assiettes de terrain avec l'exploitation de tous les espaces où des potentiels renouvelables existent.

Le tableau I.5, donne les capacités cumulées du programme des énergies renouvelables, par type et phase, sur la période 2015 – 2030. La 1^{ière} phase 2015-2020, cette phase verra la réalisation d'une puissance de 4000 MW, entre photovoltaïque et éolien avec une soixantaine de centrales, ainsi que 500 MW, entre biomasse, cogénération et géothermie. 2^{ième} phase 2021 – 2030, le développement de l'interconnexion électrique entre le nord et le sud (Adrar), permettra l'installation de

grandes centrales d'énergies renouvelables dans les régions d'Ain-salah, Adrar, Timimoun et Béchar et leur intégration dans le système énergétique national. A cette échéance, le solaire thermique pourrait être économiquement viable. La production d'électricité est estimée atteindre **90 TWh** en 2020 et à **170 TWh** en 2030 [23].

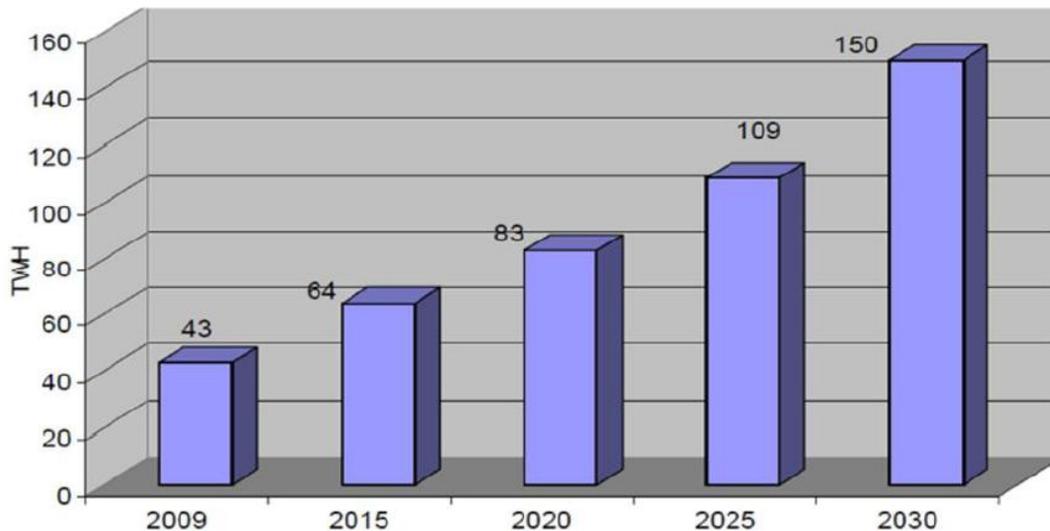


Figure I.26 Prévision de la consommation énergétique en Algérie [22].

Type d'énergie	Capacité en MW: 2015-2020	Capacité en MW: 2021-2030	Total
Photovoltaïque	3000	10575	13575
Eolien	1010	4000	5010
Solaire thermique	-	2000	2000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1000
Géothermique	05	10	15
Total (MW)	4525	17475	22000

Tableau I.5 Prévision des capacités des énergies renouvelables en Algérie [23].

Conclusion

Dans ce chapitre, une présentation des situations énergétiques mondiale puis Algérienne est présentée. Les prévisions montrent la nécessité de multiplier les recherches en vue de l'utilisation des énergies renouvelables. Il apparaît clairement que le recours de plus en plus prononcé aux ressources énergétiques renouvelables, et plus particulièrement de l'énergie solaire, semble être une solution très rationnelle pour répondre aux besoins énergétiques de l'humanité.

Chapitre II Présentation et Modélisation des composants du système photovoltaïque autonome

Introduction.....	42
I. Générateur photovoltaïque	43
I.1 Description générale d'une cellule photovoltaïque	43
<i>I.1.1 Silicium cristallin</i>	<i>43</i>
<i>I.1.2 Couches minces.....</i>	<i>44</i>
<i>I.1.3 Cellules organiques et plastiques.....</i>	<i>44</i>
I.2 Modélisation d'une cellule PV.....	44
<i>I.2.1 Modèle à une diode.....</i>	<i>45</i>
<i>I.2.2 Modèle à deux diodes.....</i>	<i>48</i>
<i>I.2.3 Modèle polynomial.....</i>	<i>49</i>
<i>I.2.4 Modèle de Zhou.....</i>	<i>50</i>
I.3 Performance du modèle.....	50
<i>I.3.1 Courant de court-circuit.....</i>	<i>51</i>
<i>I.3.2 Tension à vide.....</i>	<i>51</i>
<i>I.3.3 Facteur de forme.....</i>	<i>52</i>
I.4 Estimation des paramètres du modèle de Zhou.....	52
<i>I.4.1 Calcul le paramètre α</i>	<i>52</i>
<i>I.4.2 Calcul le paramètre β</i>	<i>52</i>
<i>I.4.3 Calcul le paramètre δ</i>	<i>53</i>
<i>I.4.4 Calcul la résistance série</i>	<i>53</i>
<i>I.4.5 Calcul le facteur d'idéalité à puissance maximale.....</i>	<i>53</i>
I.5 Module PV.....	54
<i>I.5.1 Mise en parallèle-série.....</i>	<i>54</i>
I.6 Fonctionnement d'un générateur à puissance maximale.....	54
I.7 Algorithmes MPPT.....	56
<i>I.7.1 Algorithme de la tension de circuit ouvert.....</i>	<i>57</i>
<i>I.7.2 Algorithme de l'incrément de conductance</i>	<i>58</i>
II. Convertisseurs statiques.....	60

II.1 Convertisseurs DC/DC.....	60
II.2 Convertisseurs DC/AC.....	63
III Accumulateurs électriques.....	65
III.1 Caractéristiques principales d'un accumulateur Plomb-Acide	66
<i>III.1.1 Tension nominale</i>	66
<i>III.1.2 Capacité</i>	67
<i>III.1.3 Puissance maximale</i>	67
<i>III.1.4 Résistance interne</i>	67
<i>III.1.5 Surchage</i>	67
<i>III.1.6 Rendement</i>	67
<i>III.1.7 Autodécharge</i>	68
<i>III.1.8 Durée de vie</i>	68
<i>III.1.9 Etat de charge</i>	68
<i>III.1.10 Autonomie</i>	69
III.2 Modélisation d'un accumulateur Plomb-Acide.....	69
III.3 Méthodes de charge d'une batterie Plomb-acide.....	71
IV. Charge.....	71
V. Système de supervision.....	71
Conclusion.....	72

Chapitre II

Présentation et Modélisation des composants du système photovoltaïque autonome

Introduction

L'augmentation du coût des énergies classiques d'une part, et la limitation de leurs ressources d'autre part, font que l'énergie photovoltaïque devient de plus en plus une solution parmi les options énergétiques prometteuses avec des avantages comme l'abondance, l'absence de toute pollution et la disponibilité en plus ou moins grandes quantités en tout point du globe terrestre. Actuellement, on assiste à un regain d'intérêt pour les installations utilisant l'énergie solaire, surtout pour les applications sur sites isolés [14]. La conversion de la lumière en électricité, appelée effet photovoltaïque, a été découverte par E. Becquerel en 1839. Cette conversion d'énergie peut s'effectuer par le biais d'un capteur constitué de matériaux sensibles à l'énergie contenue dans les photons. Ce capteur se présente à l'échelle élémentaire sous forme d'une cellule nommée cellule photovoltaïque (PV) dont le principe est rappelé au début de ce chapitre. La quantité d'énergie électrique ainsi générée peut varier en fonction du matériau utilisé, des paramètres géométriques du capteur et de sa capacité à collecter les électrons avant qu'ils ne se recombinent dans le matériau. L'association possible de plusieurs cellules PV en série/parallèle permet d'adapter théoriquement la production d'énergie photovoltaïque à la demande [24]. L'électricité photovoltaïque est une source d'énergie intermittente, à caractère non-linéaire et dépendante de nombreux paramètres comme l'irradiation solaire et la température. Il a donc fallu adapter cette source d'énergie à notre mode de consommation, soit en stockant la production solaire dans des batteries ou dans tout autre moyen de stockage en cours de développement, soit en la renvoyant sur le réseau électrique public.

Nous souhaitons élaborer une structure dédiée pour le fonctionnement d'un système photovoltaïque avec stockage. De nombreux articles publiés dans la littérature scientifique portent sur le développement de modèles pour chacun des composants du système. La modélisation obtenue doit être à la fois précises pour rendre compte des transferts énergétiques, et suffisamment rapides pour permettre des simulations sur de longues périodes dans des temps de calculs raisonnables.

Ce chapitre est consacré à l'élaboration des modèles des différents constituants et à la méthodologie utilisé dans le cadre de cette thèse dans l'optique d'optimise le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome.

I. Générateur photovoltaïque

I.1 Description générale d'une cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque (PV) est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique. Le panneau solaire ou, générateur photovoltaïque, est constitué d'une association en série et/ou en parallèle du nombre de module pour assurer l'énergie requise.

En réalité, il existe trois principales filières technologiques [25] :

- Silicium cristallin
- Couches minces
- Cellules organiques

I.1.1 Silicium cristallin

Cette filière comporte deux technologies: silicium monocristallin et silicium polycristallin. Le silicium monocristallin est difficile à obtenir. En effet, il nécessite un taux de pureté très élevé et donc plusieurs étapes de purification. Ces étapes sont délicates et donc coûteuses. Le rendement du silicium monocristallin est le plus élevé, il est compris entre 12% et 20% pour les cellules industrielles. Par contre, le silicium polycristallin est devenu la technologie la plus utilisée. Son rendement est légèrement inférieur au silicium monocristallin, il est compris entre 10% et 14% selon les fabricants. En revanche sa fabrication et beaucoup plus simple, les coûts de production sont donc plus faibles.

I.1.2 Couches minces

La technologie à couche mince dont la plus mure est le silicium amorphe (Sia). Son prix est plus faible que les cellules cristallines, en revanche le rendement d'une cellule en Sia est inférieur à celui des cellules cristallines, il est d'environ 7%. D'autres matériaux sont également utilisés dans les filières à couches minces comme le Tellurure de Cadmium(CdTe), le diséléniure de cuivre et d'indium(CIS) et de gallium(CIGS). Ces technologies possèdent de bons rendement pouvant jusqu'à 19%. Des valeurs approchées de potentiel de barrières, la densité de courant maximale et le rendement théorique maximal pour quelques matériaux sont données au tableau II.1 [26].

Materiaux	Potentiel de barrière (eV)	Densité de courant Maximale (mA/cm²)	Rendement thoéorique maximal %
Silicon,Si	1.12	43.4	28
Gallium arsenide, GaAS	1.4	31.8	30
Cadmium telluride,CdTe	1.5	28.5	29
Amorphous silicon, a-Si	1.65	21.7	27

Tableau II.1 Différents technologie de semi-conducteurs [26].

I.1.3 Cellules organiques et plastiques

Ces cellules comprennent deux voies : la voie des cellules humides et la voie des cellules polymères organiques dites aussi cellules plastiques. Les progrès de ces technologies sont très rapides, des records de rendement sont très fréquemment battus (actuellement près de 6%). Le principal frein à ces technologies est actuellement la stabilité de leurs performances ainsi que leur durée de vie (actuellement environs 1000 heures).

Notre étude sera consacrée à des générateurs PV utilisant la technologie cristalline qui reste aujourd'hui la technologie dominante.

I.2 Modélisation d'une cellule PV

Les caractéristiques électriques des cellules PV dépendant des conditions météorologiques, le modèle énergétique doit prendre en compte ces considérations. Plusieurs

modèles permettent de le faire, parmi lesquels les modèles dits à une diode, deux diodes, modèle polynomial et modèle de Zhou.

Les deux premiers modèles présentés nous permettent de déterminer les caractéristiques tension/courant à partir desquels nous pouvons déterminer la puissance maximale que peut fournir le générateur photovoltaïque pour des conditions atmosphériques données. Les deux derniers modèles cités nous fournissent directement la puissance maximale théoriquement obtenue grâce au contrôle MPPT.

I.2.1 Modèle à une diode

Un modèle électrique de complexité modérée a été utilisé par Abou El Maaty [26] et Gercaud [27]. La cellule PV est représentée par un circuit équivalent contenant un générateur de courant, qui modélise la luminosité du soleil, une diode mise en parallèle, qui représente les phénomènes de polarisation de la cellule et deux résistances série et shunt. En fait, la résistance, R_s , représente les pertes dues aux contacts et aux connexions. La résistance shunt, R_{sh} , représente les courants de fuite dans la diode. Le modèle de la cellule est celui de la figure II.1.

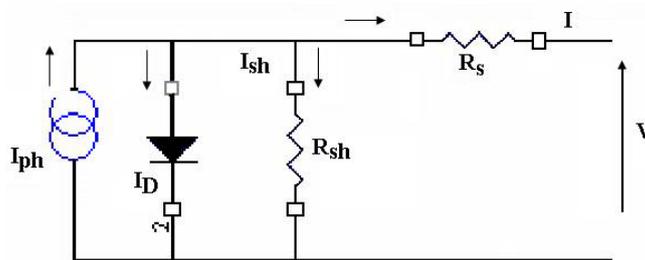


Figure II.1 Modèle équivalent d'une cellule, modèle à une diode.

Le photocourant, I_{ph} , est directement dépendant d'irradiation solaire, G (W/m^2), et de la température des panneaux et peut modéliser par :

$$I_{ph} = P_1 \cdot G \cdot (1 + P_2(G - G_0) + P_3(T_j - T_0)) \quad \text{II.1}$$

La température de fonctionnement du module, T_j en (K), est définie par l'équation suivante :

$$T_j = T_a + \frac{G}{800} (\text{Noct} - 20) \quad \text{II.2}$$

Où T_{noct} est la température de fonctionnement des cellules PV dans les conditions suivantes : une irradiation solaire de 800 W/m^2 , une température ambiante de 20°C et une masse d'air optique AM égale à 1. Il est compris entre $45-49^\circ\text{C}$ [26].

Le courant de polarisation de la jonction PN, I_D , est donné par l'expression :

$$I_D = I_{\text{sat}} \left(e^{\frac{q(V+I.R_s)}{n k N_s T_j}} - 1 \right) \quad \text{II.3}$$

Le courant de saturation est :

$$I_{\text{sat}} = P_4 \cdot (T_j)^3 \cdot e^{-\frac{E_g}{k \cdot T_j}} \quad \text{II.4}$$

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

$$I_{\text{sh}} = \frac{V + I \cdot R_s}{R_{\text{sh}}} \quad \text{II.5}$$

Avec,

k : Constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$)

q : Charge d'électron ($1.6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$)

n : Facteur d'idéalité de la jonction

T_0 : Température de référence (K)

G_0 : Irradiation solaire de référence (1000 W/m^2)

E_g : Energie de gap (eV)

N_s : Nombre des cellules en séries

P_1, P_2, P_3 et P_4 sont des paramètres constants (Am^2/W , m^2/W , $1/\text{K}$ et A/K^3).

Ce modèle comporte quatre variables :

- Deux variables d'entrées
 - Irradiation solaire, G
 - Température de jonction des cellules, T_j
- Deux variables de sorties
 - Courant fourni par la cellule PV, I
 - Tension aux bornes de la cellule, V

Donc, nous pouvons écrire l'équation finale qui liée entre les variables d'entrées et de sorties :

$$I = P_1 G \cdot \left(1 + P_2(G - G_0) + P_3(T_j - T_0)\right) - P_4 \cdot T_j^3 \cdot e^{\frac{-E_g}{k \cdot T_j}} \cdot \left(e^{\frac{q(V + I R_s)}{n \cdot k \cdot N_s \cdot T_j}} - 1\right) - \frac{V + I R_s}{R_{sh}} \quad \text{II.6}$$

L'identification des paramètres ($P_1, P_2, P_3, P_4, n, R_s$ et R_{sh}) est effectué par un algorithme génétique binaire à partir de relèves expérimentaux réalisés pour plusieurs couples d'irradiation solaire et de température [27].

D'autre part, les études faites par Walker [28] et Yushaizad et al [29] proposent que l'effet de la résistance shunt soit négligeable et le courant de court-circuit, I_{sc} , proportionnel au photocourant.

L'expression du courant de sortie est donnée par :

$$I = I_{ph} - I_D \quad \text{II.7}$$

En premier temps, calcul le photocourant, I_{ph} , pour une température donnée (T):

$$I_{sc} = I_{scT0}(1 + k_{01}(T - T_0)) \quad \text{II.8}$$

Le photocourant est proportionnel à l'irradiation solaire pour une température de référence T_0 . Son expression est donné par :

$$I_{phT0} = \frac{G \cdot I_{scT0}}{G_0} \quad \text{II.9}$$

Le photocourant est exprimé en fonction de la différence de température. Le coefficient k_{01} est calculer par :

$$k_{01} = \frac{(I_{scT1} - I_{scT0})}{T_1 - T_0} \quad \text{II.10}$$

Le courant de saturation est exprimé par :

$$I_{sat} = I_{satT0} \left(\frac{T}{T_0}\right)^{3/n} \cdot e^{\left(\frac{-qE_g}{nk} \left(\frac{T}{T} - \frac{T}{T_0}\right)\right)} \quad \text{II.11}$$

Avec,

k_0 : Coefficient de variation du courant en fonction de la température.

I_{scT_0} et I_{scT_1} : Courants de court-circuit à température T_0 et T_1 respectivement.

I_{satT_0} : Courant de saturation à la température de référence, il est déterminé par :

$$I_{satT_0} = \frac{I_{scT_0}}{\frac{q \cdot V_{oc}}{n \cdot k \cdot T_0} - 1} \quad \text{II.12}$$

A des niveaux d'irradiation solaire usuels, le photocourant est proportionnel à l'irradiation solaire. Dans le cas idéal, il correspond au courant de court-circuit [30].

I.2.2 Modèle à deux diodes

Nous avons, cette fois-ci, deux diodes, pour représenter les phénomènes de polarisation de la jonction PN. Ces diodes symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires, d'une part en surface du matériau et d'autre part dans le volume du matériau [27]. Le modèle équivalent à deux diodes d'une cellule est représenté par sur la figure II.2.

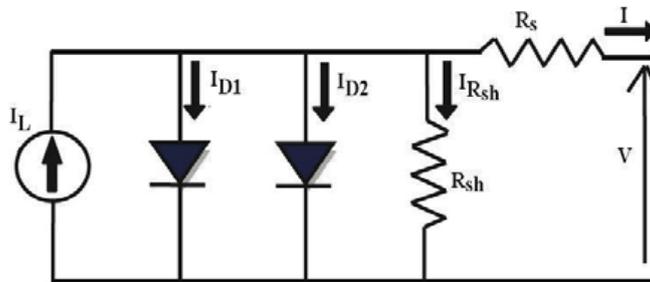


Figure II.2 Modèle équivalent d'une cellule, modèle à deux diodes.

Le courant de sortie est donné par [27]:

$$I = I_{ph} - (I_{D1} + I_{D2}) - I_{sh} \quad \text{II.13}$$

Avec,

$$(I_{D1} + I_{D2}) = I_{sat1} \cdot \left(e^{\frac{q(V+R_s \cdot I)}{n \cdot N_s \cdot k \cdot T_j}} - 1 \right) + I_{sat2} \cdot \left(e^{\frac{q(V+R_s \cdot I)}{2 \cdot n \cdot N_s \cdot k \cdot T_j}} - 1 \right) \quad \text{II.14}$$

Les courants de saturations sont [26]:

$$I_{\text{sat}1} = P_{01}(T_j)^3 \cdot e^{-\frac{E_g}{k \cdot T_j}} \quad \text{II.15}$$

$$I_{\text{sat}2} = P_{02}(T_j)^{5/2} \cdot e^{-\frac{E_g}{2 \cdot k \cdot T_j}} \quad \text{II.16}$$

L'expression du photocourant, I_{ph} , est proportionnelle à l'irradiation solaire et dépend linéairement de la température et peut sous mettre sous la forme [26] :

$$I_{\text{ph}} = G \cdot (P_1 + P_5 \cdot T_j) \quad \text{II.17}$$

Avec: $P_{01}(\text{A/K}^3)$, $P_{02}(\text{A/K}^{5/2})$, $P_1(\text{A m}^2/\text{W})$ et $P_5(\text{Am}^2/\text{WK})$ sont des paramètres constants.

Le courant shunt, I_{sh} , garde la même expression que l'équation (II.5).

Les paramètres (P_{01} , P_{02} , P_1 , P_5 , R_s , n et R_{sh}) peuvent être obtenir de la même manière que dans le cas d'un modèle à une diode.

I.2.3 Modèle polynomial

Dans les systèmes réels, le champ peut être raccordé à un appareil permettant de tirer parti du maximum de puissance solaire disponible au niveau du champ en ajustant le niveau de tension sur la courbe caractéristique du module. L'intégration du module MPPT simplifie les équations présentes dans le modèle à une diode. Labbé [2] utilise un modèle qui permet de connaître, en fonction des caractéristiques du constructeur du module, la puissance maximale, P_{max} , disponible à ses bornes dans les conditions d'irradiation solaire et de température considérées :

$$P_{\text{max}} = \frac{G}{G_0} (P_{\text{max}0} + \mu_{\text{pmax}} \cdot (T_j - T_0)) \quad \text{II.18}$$

Avec,

$P_{\text{max}0}$: Puissance maximale du module dans les conditions standards.

μ_{pmax} : Coefficient de variation de la puissance en fonction de la température.

Le principal intérêt de ce modèle réside dans sa simplicité et dans sa facilité d'utilisation. On peut simuler tout type de module PV à partir des caractéristiques techniques données du constructeur.

I.2.4 Modèle de Zhou

C'est un modèle simple avec précision acceptable. Il est utilisé pour estimer les performances actuelles des modules PV sous conditions atmosphériques variables. Zhou et al [31] utilise un modèle qui permet de calculer la puissance maximale fournie, P_{\max} , en fonction du facteur de forme (FF). Dans ce cas, la puissance maximale est exprimée par :

$$P_{\max} = FF \cdot V_{oc} \cdot I_{sc} \quad \text{II.19}$$

I.3 Performance du modèle

Sous un éclairage donné, toute cellule photovoltaïque est caractérisée par une courbe courant-tension représentant l'ensemble des configurations électriques que peut prendre la cellule, comme montre la figure II.3. Les caractéristiques électriques les plus usuels sont [31, 32] :

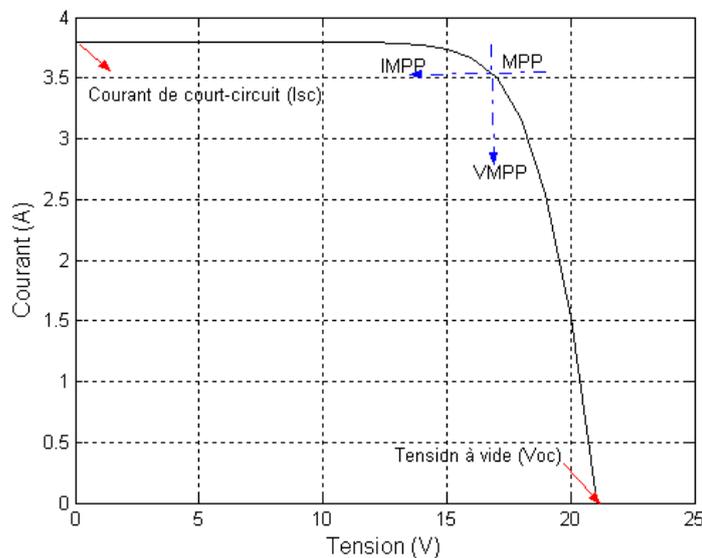


Figure II.3 Caractéristiques I-V d'un panneau PV.

I.3.1 Courant de court-circuit

Cette valeur représenterait le courant généré par une cellule éclairée raccordée à elle-même. Comme il est déjà mentionné dans le modèle de Walker [28], que le courant de court-circuit, I_{sc} , proportionnel au photocourant, I_{ph} , c.à.d, à l'irradiation solaire. Mais cela provoque une déviation dans les résultats expérimentaux. La proposition donnée par Zhou et al [31] ajout un exposant (α). Le courant de court-circuit n'est pas fortement dépend de la température. Donc, le courant de court-circuit peut être calculé par :

$$I_{sc} = I_{scG_0} \cdot \left(\frac{G}{G_0}\right)^\alpha \quad \text{II.20}$$

Avec, I_{scG_0} et I_{sc} est le courant de court-circuit sous irradiation solaire standard (G_0) et irradiation solaire (G) respectivement.

I.3.2 Tension à vide

Cette valeur représenterait la tension générée par une cellule éclairée non raccordée. La tension à vide est exprimée dans le modèle de Walker par :

$$V_{oc} = V_t \cdot \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_{sat}}\right) \quad \text{II.21}$$

Baser sur le modèle de Zhou et al [31] qui prend en considération l'effet de température, alors, la tension à vide, V_{oc} est donnée par :

$$V_{oc} = \frac{V_{ocG_0}}{1 + \beta \cdot \ln\left(\frac{G_0}{G}\right)} \cdot \left(\frac{T_0}{T}\right)^\delta \quad \text{II.22}$$

Avec,

V_t : Tension thermique (V)

V_{ocG_0} : Tension à vide sous irradiation solaire standard (V)

β : Coefficient de la technologie du module (sans dimension)

δ : Coefficient qui caractérise l'effet non linéaire de la température sur la tension.

α , β , δ peuvent être estimés dans la suite de ce chapitre.

I.3.3 Facteur de forme

Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée P_{\max} et la puissance formée par le produit ($I_{sc} \cdot V_{oc}$). Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales.

Zhou et al [31] proposent une autre expression du facteur de forme :

$$FF = FF_0 \left(1 - \frac{R_s}{\frac{V_{oc}}{I_{sc}}}\right) \quad \text{II.23}$$

Avec, FF_0 est le facteur de forme de la caractéristique I-V idéale.

I.4 Estimations des paramètres du modèle de Zhou

Selon le modèle de Zhou et al [31], les cinq paramètres (α , δ , β , n et R_s) peuvent être déterminés par la procédure, qui nécessite tout d'abord la connaissance de courant de court-circuit, tension à vide, courant maximale, I_{MPP} et la tension maximale, V_{MPP} du module PV sous deux différentes irradiances solaires (G_0, G_1) et deux températures (T_0, T_1).

I.4.1 Calcul le paramètre α

Sous différentes irradiation solaire (G_0, G_1), le courant de court-circuit est varié de I_{scG0} à I_{scG1} . Donc, le paramètre α est exprimé par :

$$\alpha = \frac{\ln\left(\frac{I_{scG0}}{I_{scG1}}\right)}{\ln\left(\frac{G_0}{G_1}\right)} \quad \text{II.24}$$

I.4.2 Calcul le paramètre β

La tension à vide dépend de la température du modèle PV et d'irradiation solaire selon l'éq (II.22). Pour déterminer le paramètre β . On n'assume que la température reste constante et l'irradiation solaire change de G_0 à G_1 . Alors,

$$\beta = \frac{\left(\frac{V_{ocG0}}{V_{ocG1}}\right)^{-1}}{\ln\left(\frac{G_0}{G_1}\right)} \quad \text{II.25}$$

I.4.3 Calcul le paramètre δ

Dans ce cas la température change de T_0 à T_1 et l'irradiation solaire reste constante. Le paramètre δ est exprimer par :

$$\delta = \frac{\ln\left(\frac{V_{ocT0}}{V_{ocT1}}\right)}{\ln\left(\frac{T_1}{T_0}\right)} \quad \text{II.26}$$

I.4.4 Calcul la résistance série

Basons sur le modèle de Walker [28], la résistance série possède un grand impact sur la pente de la courbe I-V à tension à vide, elle est exprimée par :

$$R_s = -\frac{dV}{dI} = \frac{q \cdot I_{satT0}}{n \cdot k \cdot T_0} e^{q \cdot V_{oc} / n \cdot k \cdot T_0} \quad \text{II.27}$$

Par contre, dans le modèle de Zhou et al [31] supposent que le calcul de la résistance série n'exige pas beaucoup d'information sur la caractéristique du modèle sauf des données précis, comme : V_{oc} , I_{MPP} , V_{MPP} et I_{sc}

$$R_s = \frac{\frac{V_{MPP}}{V_t} (I_{sc} - I_{MPP}) \cdot (V_{oc} + V_t \ln\left(1 - \frac{I_{MPP}}{I_{sc}}\right)) - I_{MPP}}{\frac{I_{MPP}}{V_t} (I_{sc} - I_{MPP}) \cdot (V_{oc} + V_t \ln\left(1 - \frac{I_{MPP}}{I_{sc}}\right)) + I_{MPP}} \quad \text{II.28}$$

I.4.5 Calcul le facteur d'idéalité à puissance maximale

On suppose que le facteur d'idéalité est constant sur toute la courbe I-V. Cette hypothèse est largement utilisée. Dans le modèle de Walker [28], pour un module MSX60PV une estimation du facteur d'idéalité est faite, une valeur de **1.3** est suggérée. Akihiro [33] estime une valeur de **1.62** pour un module BPSX150PV. Cette hypothèse n'est pas précise et provoque des erreurs sur les résultats. Puisque le système PV est équipée à travailler à la puissance maximale, alors il est raisonnable de déterminer la valeur de facteur d'idéalité à cette puissance, n_{MPP} , dont elle est donnée par :

$$n_{MPP} = \frac{V_{MPP} + R_s \cdot I_{MPP}}{\left(V_{oc} + V_t \ln \left(\frac{I_{sc} - I_{MPP}}{I_{sc}} \right) \right)} \quad \text{II.29}$$

I.5 Module PV

Un module PV est le plus petit ensemble des cellules solaires interconnectées et complètement protégées contre l'environnement. Généralement, il contient également des protections pour protéger les cellules PV d'un fonctionnement qui peut être destructif. Les connexions peuvent être réalisées en parallèle ou en série. Nous allons présenter le comportement de cellule PV lors de ces différentes connexions [25].

I.5.1 Mise en parallèle-série

Dans un groupement en série, les cellules, sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné. Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi, dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée [25].

Chaque groupe des modules est une association série/parallèle de $N_s \cdot N_p$ cellules élémentaires, N_s étant le nombre de cellule en série sur une branche et N_p est le nombre de branche en parallèle. Si toutes les cellules sont identiques et fonctionnent dans les mêmes conditions, nous obtenons le générateur PV.

I.6 Fonctionnement d'un générateur à puissance maximale

Comme le schématise la figure II.4, un générateur PV peut être connecté directement à trois types de charges [24] :

- une charge de type source de tension continue,
- une charge de type source de courant continue,
- une charge purement résistive

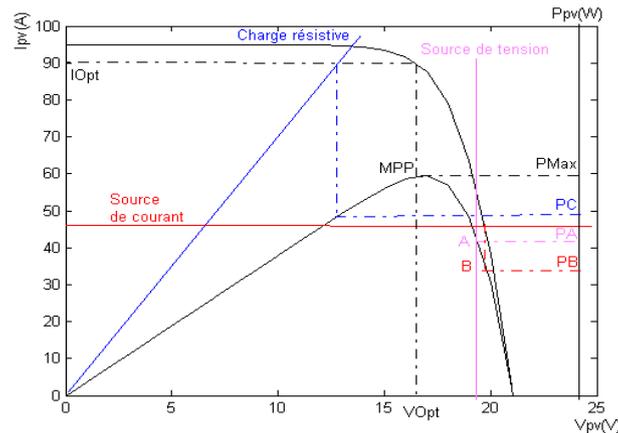


Figure II.4 Points de fonctionnement d'un générateur PV en fonction de la charge.

Trois points de fonctionnement A, B, C respectifs peuvent être identifiés fournissant une puissance P_A , P_B et P_C . Ces cas de figures montrent que le générateur PV est mal exploité et ne fournit pas la puissance maximale potentielle, la différence étant perdue sous forme de chaleur dissipée dans le générateur. Comme illustré précédemment, le point de fonctionnement peut se trouver plus ou moins éloigné du PPM ou (MPP), voir ne pas exister. Ce dernier cas se produit par exemple, lorsqu'une batterie connectée à un générateur PV, présente une tension de batterie systématiquement supérieure à la tension de circuit ouvert du générateur PV. Alors, aucun transfert de puissance ne peut avoir lieu. Ainsi, l'un des intérêts à introduire un étage d'adaptation est d'assurer que le transfert d'énergie est toujours possible et qu'il peut s'effectuer dans des conditions de fonctionnement optimales pour la source PV et la charge. Pour cela, il suffit d'effectuer un choix sur l'étage d'adaptation selon ses propriétés de conversion de puissance et la présence d'au moins un degré de liberté lui permettant d'adapter les tensions et les courants autant en valeur qu'en forme entre son port d'entrée et son port de sortie pour respecter au mieux les contraintes d'une part du générateur PV et d'autre part, de la charge. L'électronique de puissance largement utilisée dans divers domaines de la conversion d'énergie offre plusieurs solutions potentielles sous forme de convertisseurs statiques (CS). L'introduction d'un étage d'adaptation permettant de fixer le point de fonctionnement du générateur PV indépendamment de celui de la charge, permet l'extraction de la puissance optimale. L'ensemble peut fonctionner de façon idéale, si diverses boucles de contrôle en entrée et en sortie de l'étage d'adaptation sont prévues. En entrée, elles garantissent l'extraction à chaque instant, du maximum de puissance disponible aux bornes du générateur PV. Et en sortie, des boucles de contrôle spécifiques permettent un fonctionnement optimal de chaque application dans son mode le plus approprié. Les techniques utilisées

classiquement pour les boucles de contrôle en entrée consistent à associer à l'étage d'adaptation une commande appelée MPPT (de l'anglais Maximum Power Point Tracking) qui effectue une recherche permanente du MPP [24].

I.7 Algorithmes MPPT

De nombreuses recherches sur les commandes MPPT ont été effectuées afin de trouver un système optimal permettant une recherche de MPP selon l'évolution de la puissance fournie par le générateur photovoltaïque [34-35]. Les trois méthodes, les plus couramment rencontrées, sont communément appelées respectivement Hill Climbing, Perturb & Observ (P&O) et l'incrément de conductance (IncCond) [36, 37]. A partir de l'évaluation ou de la mesure de la puissance fournie par le générateur, ces commandes utilisent le rapport cyclique du convertisseur de puissance pour appliquer une action de contrôle adéquate sur l'étage et pour suivre l'évolution au cours du temps du MPP, Comme il est illustré à la figure II.5. Un grand nombre de ces commandes ont l'avantage d'être précises et d'avoir une grande rapidité de réaction mais souffrent encore d'un manque d'optimisation de leur algorithme parfois trop complexe et consommant alors trop d'énergie [38]. Une étude comparative en termes de rendement MPPT est effectuée par Hussein et al [36], le rendement MPPT obtenu par l'algorithme Incond est de 89.9% par rapport au 81.5% de l'algorithme P&O. D'autres commandes MPPT [14, 37] sont basées sur une dépendance linéaire entre le courant au point de puissance maximale et celui de court-circuit (I_{sc}). Dans le même concept de commande, certains auteurs [24, 37, 39] déduisent la tension optimale V_{MPP} à partir de la tension à circuit ouvert du générateur (V_{oc}) (méthode OV) en effectuant des estimations plus ou moins précises. Pour ce faire, une fraction constante de la tension V_{oc} est utilisée comme référence pour la tension du panneau. Ces types de commandes ayant besoin uniquement d'un seul capteur. Elles s'avèrent plus facile à mettre en œuvre et un peu moins coûteux que les commandes extrémales. Par contre, la précision de ces commandes est faible notamment à cause du procédé d'estimation des paramètres caractéristiques du module (I_{sc} et V_{oc}) qui ne peut pas se faire trop souvent. L'échelle temporelle de réaction est alors au mieux de l'ordre de la minute. Lors du test comparatif réalisé par Hohm et Ropp [40] entre les trois algorithmes usuels: P&O, Incond et OV, le rendement MPPT de la méthode Incond est le plus grand par rapport aux autres méthodes. En plus, il est plus élevé que celui obtenu par [36]. Cette différence peut expliquer par des conditions de test relativement éloignées dans les deux articles. Les commandes basées sur la logique floue ou réseaux de neurones sont de plus

en plus populaires grâce à l'évolution des microcontrôleurs [41-43]. L'avantage de ces techniques est qu'elles peuvent fonctionner avec des valeurs d'entrées peu précises et qu'elles n'ont pas besoin de modèle mathématique de grande précision. De plus, elles peuvent traiter de non linéarités [24].

Dans cette partie, nous explicitons le principe de base de deux algorithmes de l'MPPT, l'incrément de conductance et la tension à circuit ouvert du générateur. Ces techniques de réglage ont été appliquées aux convertisseurs statiques continu-continu. Notre contribution dans ce contexte est de combiner les deux algorithmes lors de variations des conditions climatiques [44].

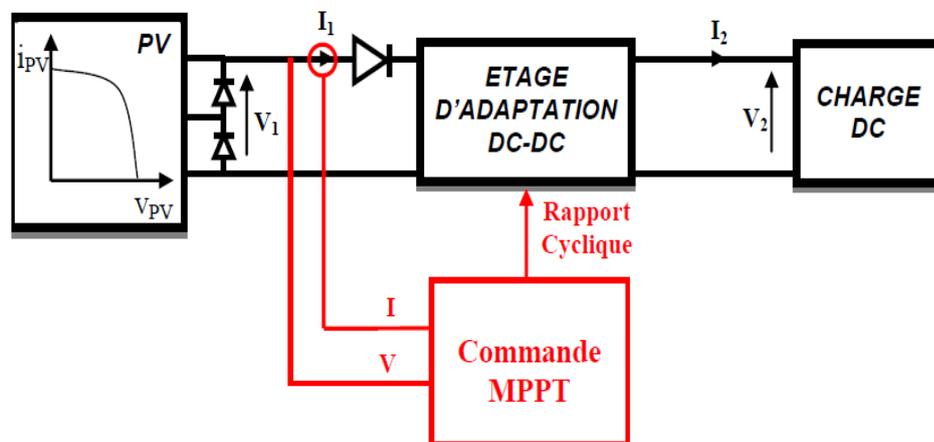


Figure II.5 Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur DC/DC contrôlé par une commande MPPT [24]

I.7.1 Algorithme de la tension de circuit ouvert (OV)

Cette technique de recherche du MPP est très simple. Elle consiste à comparer la tension du panneau (V_{pv}) avec une tension de référence qui correspond à la tension optimale V_{MPP} . L'erreur de tension est alors utilisée pour ajuster le rapport cyclique du CS, afin de faire coïncider les deux tensions. La tension de référence est obtenue à partir de la connaissance de la relation linéaire existante entre V_{MPP} et V_{oc} d'un module PV [24, 37, 39, 44] :

$$V_{MPP} = K_{CV} V_{oc} \tag{II.30}$$

Avec K_{CV} correspondant à un facteur de tension dont sa valeur dépend du générateur PV utilisé et de la température de fonctionnement. Généralement, il est compris entre 73% et 80% [40].

A partir de l'équation II.30 et connaissant K_{CV} , il faut cependant mesurer la tension de circuit ouvert afin d'en déduire la tension de référence à appliquer au PV. L'inconvénient majeur de cette technique réside dans la nécessité d'effectuer la mesure de V_{oc} de temps en temps et l'obligation de déconnecter la charge du PV durant cette mesure impliquant une perte de transfert de puissance à chaque mesure. Bien que cette méthode soit simple, il est difficile de choisir une valeur optimale de K_{CV} . Beaucoup d'auteurs [37, 39] font l'hypothèse que ce coefficient est constant pour un générateur donné. Ceci est loin d'être vrai pour la plupart des générateurs PV en Si qui affichent une variation d'au moins 10% de ce facteur en fonction de la température [24, 40].

I.7.2 Algorithme de l'incrément de conductance

Cette méthode consiste à utiliser la pente de la dérivée du courant par rapport à celle de la tension pour atteindre le point de fonctionnement de puissance générée maximale. Pour atteindre ce point, $\frac{dI}{dV}$ doit être égale à $\frac{-I}{V}$. En fait, l'application d'une variation sur la tension vers la plus haute ou la plus petite valeur, son influence apparaît sur la puissance. Si celle-ci augmente, on continue à faire varier la tension dans le même sens, sinon, on opère dans le sens inverse. En utilisant la formule classique de la puissance, la dérivée de cette dernière devient [10, 44] :

$$\frac{dP}{dV} = I + V \cdot \frac{dI}{dV} \quad \text{II.31}$$

La figure II.6 permet d'écrire les conditions suivantes :

- Si $\frac{dI}{dV} = \frac{-I}{V}$, le point de fonctionnement est sur le MPP
- Si $\frac{dI}{dV} > \frac{-I}{V}$, le point de fonctionnement est à gauche du MPP
- Si $\frac{dI}{dV} < \frac{-I}{V}$, le point de fonctionnement est à droite du MPP.

Le maximum de puissance peut être alors traqué en effectuant des comparaisons à chaque instant de la valeur de la conductance $\frac{I}{V}$ avec celle de l'incrément de conductance $\frac{dI}{dV}$. L'algorithme de cette méthode est illustré par la figure II.7.

En réalité, la condition ($\frac{dP}{dV} = 0$) n'étant jamais obtenue, le système est toujours en train de la rechercher. Alors, une erreur sur cette condition est effectuée ($\frac{dP}{dV} = \pm E$) avec E dépend de la sensibilité de l'MPPT [33].

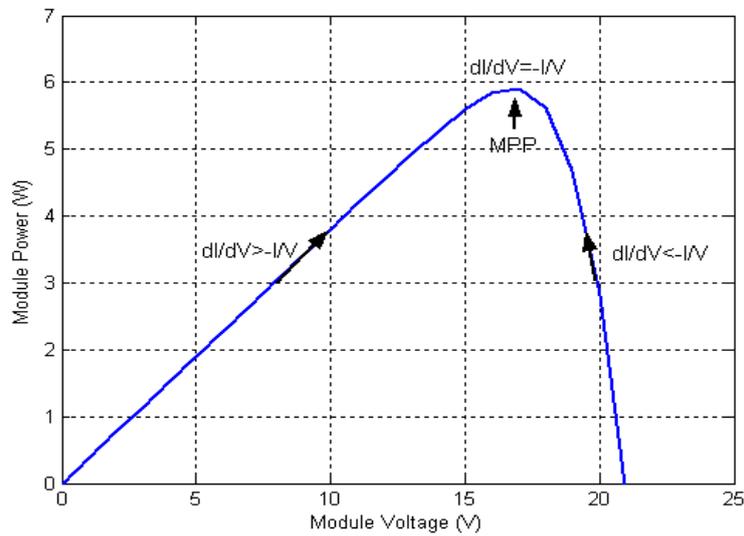


Figure II.6 Variation de dI/dV .

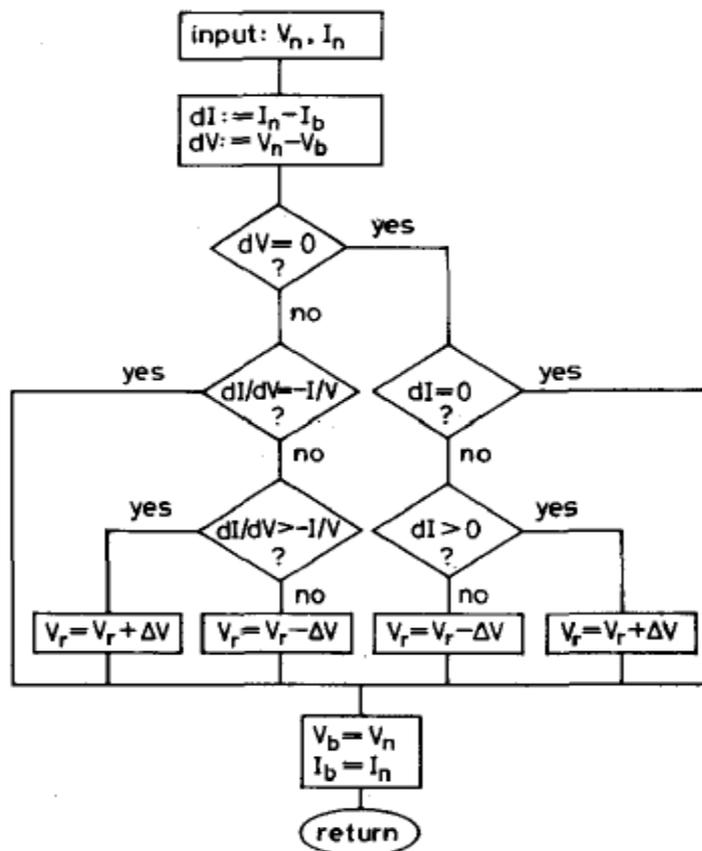


Figure II.7 Algorithme de la méthode incrément de conductance [36]

II. Convertisseurs statiques

Les convertisseurs statiques sont utilisés par l'adaptation des sources. Un hacheur réalisant la conversion DC/DC est couramment utilisé pour maximiser l'énergie pouvant être soustraite des panneaux photovoltaïques grâce à un contrôle MPPT, mais également pour adapter le niveau de tension du générateur PV à celui du bus continu. En outre l'alimentation des charges électriques du consommateur étant réalisée en alternatif, un onduleur est nécessaire pour réaliser la conversion DC/AC [1].

II.1 Convertisseurs DC/DC

Dans notre travail, l'étage d'adaptation inséré entre le générateur PV et la charge est un hacheur de type Cuk. La tension de sortie, V_0 , peut prendre des valeurs inférieure ou supérieure à la tension d'entrée, V_i . C'est un hacheur type abaisseur-élévateur. Le circuit électronique de ce hacheur est illustré par la figure II.8.

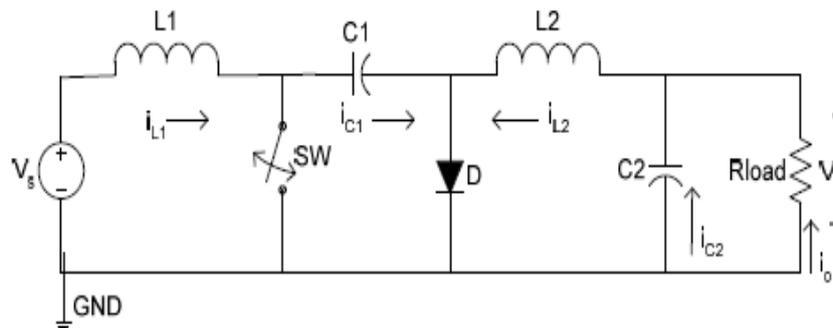


Figure II.8 Convertisseur Cuk [33]

Si nous supposons que ce convertisseur est parfait et fonctionne en mode de conduction continu, alors les relations électriques entre les grandeurs d'entrée et de sortie du convertisseur ne dépendent que de rapport cyclique D et peuvent être exprimé par [44] :

$$V_0 = V_i \left(\frac{D}{1-D} \right) \quad \text{II.32}$$

$$I_0 = I_i \left(\frac{1-D}{D} \right) \quad \text{II.33}$$

Avec $D = \frac{t_{on}}{T_s}$ et $0 < D < 1$ (T_s période de commutation).

L'impédance d'entrée du convertisseur Cuk est :

$$R_{in} = \frac{V_i}{I_i} = \left(\frac{1-D}{D}\right)^2 \cdot R \quad \text{II.34}$$

De la même manière, l'impédance d'entrée du hacheur élévateur est :

$$R_{in} = \frac{V_i}{I_i} = (1 - D)^2 \cdot R \quad \text{II.35}$$

L'impédance vue côté générateur PV est l'impédance d'entrée du convertisseur. Par la variation du rapport cyclique, l'adaptation optimale est réalisée lorsque l'impédance d'entrée correspond à une impédance optimale R_{opt} du générateur qui est exprimé par :

$$R_{opt} = \frac{V_{MPP}}{I_{MPP}} \quad \text{II.36}$$

En réalité, le calcul de rendement est très important en électronique de puissance puisque les pertes sont facilement élevées lorsque l'on véhicule des quantités importantes d'énergie. On distingue les pertes en conduction et les pertes en commutation. Les pertes en conduction viennent du fait que les transistors et les diodes dissipent une certaine puissance lorsqu'un courant les traverse. Par contre, les pertes en commutation sont liées au changement d'état des interrupteurs [46].

Une étude faite par Aloisi et Palumbo [47] donne une analyse sur le rendement d'un hacheur élévateur avec pertes. A cause des pertes dans le circuit, la puissance disponible à la sortie du convertisseur est plus faible que la puissance soutirée à la source d'entrée. Le circuit d'un hacheur élévateur avec pertes est illustré par la figure II.9.

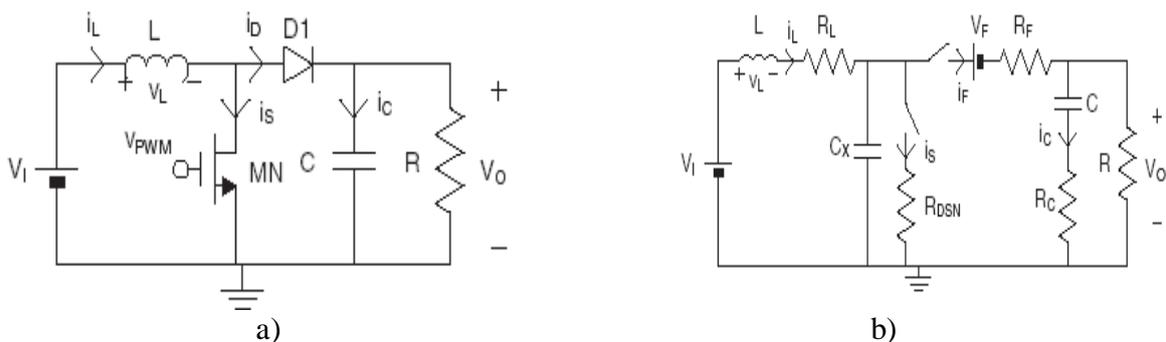


Figure II.9 Circuit équivalent d'un hacheur élévateur [48] :

a) circuit électronique et b) circuit avec les pertes

On peut alors calculer le rendement en conduction continue, η_{CCM} , et conduction discontinue, η_{CDM} , de ce convertisseur comme suit [47, 48] :

$$\eta_{CCM} = \left(1 + \frac{V_F}{V_0} - R_C \frac{I_0}{V_0} + \frac{I_0}{V_0} \left(R_L + R_{DSN} + \frac{V_I}{V_0} (R_F + R_C - R_{DSN}) \right) \right) \cdot \left(\frac{V_0}{V_I} \right)^2 + \frac{(V_0 - V_I)^2 \cdot V_I^2}{12(L \cdot f_s \cdot V_0)^2}^{-1} \quad \text{II.37}$$

$$\eta_{DCM} = \left(1 + \frac{V_F}{V_0} - R_C \frac{I_0}{V_0} + \frac{I_0}{V_0} \left(R_L + R_{DSN} + \frac{V_I}{V_0} (R_F + R_C - R_{DSN}) \right) \right) \frac{V_0}{V_I} \sqrt{\frac{8(V_0 - V_I)}{9L f_s I_0}} \quad \text{II.38}$$

Avec,

R_L et L : Résistance interne (Ω) et l'inductance de la bobine (H).

R_C et C : Résistance interne (Ω) et la capacité de condensateur (F)

R_D et V_D : Résistance interne (Ω) et la chute de tension (V) de la diode dans l'état passant.

R_{DSN} : Résistance interne de l'interrupteur MN (Ω).

f_s : Fréquence de commutation (Hz)

C_x : Capacité de parasite (F)

Les travaux fait par les auteurs [2, 26, 27] s'annonce que les convertisseurs génèrent des pertes énergétiques dans le système. Alors, ils sont modélisés par un rendement énergétique fonction de la puissance. On exprime le rendement de conversion selon l'équation suivante :

$$\eta = \frac{P_s}{P_e} \quad \text{II.39}$$

Avec,

P_e : La puissance d'entrée du CS

P_s : La puissance de sortie du CS.

On a alors :

$$P_S = P_e + P_{\text{loss}} \quad \text{II.40}$$

Dans le modèle quadratique, l'ensemble des pertes peuvent être caractérisé par l'expression suivante :

$$P_{\text{loss}} = k_0 + k_1 P_s + k_2 P_s^2 \quad \text{II.41}$$

Avec, k_0 : Les pertes à vide du CS (W)

k_1 : Les pertes par chute de tension des semi-conducteurs (-)

k_2 : Les pertes Joules (1/W).

Ainsi, le rendement peut se mettre sous la forme :

$$\eta = \frac{1}{1 + \frac{k_0}{P_s} + k_1 + P_s \cdot k_2} \quad \text{II.42}$$

Macagnan propose de modéliser le rendement selon l'équation II.43. En négligeant les pertes par chute de tension (coefficient k_1) et en normalisant la puissance de sortie du convertisseur par sa puissance nominale, P_{nom} , on peut récrire le rendement par cette équation :

$$\eta = \frac{\frac{P_s}{P_{\text{nom}}}}{\frac{P_s}{P_{\text{nom}}} + n_0 + m \left(\frac{P_s}{P_{\text{nom}}} \right)^2} \quad \text{II.43}$$

Avec,

$$n_0 = \frac{1}{99} \left(\frac{10}{\eta_{10}} - \frac{1}{\eta_{100}} - 9 \right) \quad \text{II.44}$$

$$m = \frac{1}{\eta_{100}} - n_0 - 1 \quad \text{II.45}$$

En connaissant les valeurs du rendement à 10% et à 100% de P_{nom} (η_{10} et η_{100}), on détermine les valeurs des deux paramètres n_0 et m qui permettent de calculer la valeur du rendement du convertisseur pour toutes puissance délivrée [2].

II.2 Convertisseurs DC/AC

Le convertisseur à base d'électronique de puissance peut être constitué d'un ou de plusieurs étages de conversion. Toutefois, le dernier étage qui assure la connexion réseau ou

une charge alternative est nécessairement un onduleur de tension qui, selon la réglementation, peut être mono ou triphasé [49]. La plus simple d'entre elles est certainement l'onduleur en pont complet. Cet onduleur possède deux cellules de commutation, qui peuvent fonctionner de manière totalement indépendante l'une de l'autre. Un décalage temporel des ordres de commande de ces deux cellules permet de générer les trois niveaux de tension (-E, 0 et +E) [50]. Très souvent, l'onduleur de tension triphasé est commandé par MLI. L'objectif de la commande à MLI est de diminuer les harmoniques présents dans les courants générés par l'onduleur. Le principe est de comparer un signal triangulaire appelé porteuse qui détermine la période de découpage à une modulante dont le fondamental est à la fréquence du réseau. Le résultat de cette comparaison est le signal MLI qui est utilisé comme fonction de commutation pour commander les interrupteurs de l'onduleur [49]. La commande par MLI consiste à découper la tension de sortie générée par le convertisseur en une série de motifs élémentaires de période très faible, et de rapport cyclique variable dans le temps. L'évolution temporelle du rapport cyclique de chaque interrupteur est alors déterminée par un signal modulant que l'on choisit en général sinusoïdal [50].

D'après [1], le rendement énergétique d'un onduleur n'est pas constant. Les pertes au sein de ces convertisseurs dépendent de leur point de fonctionnement. De façon à favoriser de bons rendements sur cycle plutôt qu'un unique rendement maximal élevé et pour harmoniser les données constructeurs, les constructeurs sont contraints de quantifier les performances de leurs onduleurs avec le rendement européen η_{EU} . Celui-ci correspond à une pondération des rendements à divers pourcentage de la puissance nominale de l'onduleur:

$$\eta_{EU} = 0.03\eta_{5\%} + 0.06\eta_{10\%} + 0.13\eta_{20\%} + 0.1\eta_{30\%} + 0.48\eta_{50\%} + 0.2\eta_{100\%} \quad \text{II.46}$$

Où les $\eta_{x\%}$ correspondent aux rendements de l'onduleur pour x% de la puissance nominale, les coefficients présents devant les rendements de l'onduleur correspondent au temps moyen de fonctionnement de l'onduleur. Il est plus facile de voir que statistiquement pour l'Europe, l'onduleur fonctionne 48% de son temps à 50% de sa puissance nominale.

Dans notre cas, de façon à quantifier de la manière la plus précise possible les pertes du convertisseur, nous utilisons la même formule de Macagnan présentée précédemment par les équations II.43, II.44 et II.45.

III. Accumulateurs électriques

Un accumulateur électrochimique est un système capable de convertir de l'énergie électrique en énergie chimique et réciproquement. On appelle respectivement charge et décharge ces opérations. En 1859 que l'histoire des accumulateurs commence réellement avec la fabrication du premier accumulateur rechargeable par Gaston Planté. Il comporte deux feuilles de plomb roulées en spirale, séparées par une toile de lin et plongées dans un bac contenant une solution d'acide sulfurique. Ces électrodes, constituées initialement de plomb pur devaient être formées par balayages de potentiels successifs. En 1880, Camille Faure met au point une technique facilitant la formation de l'accumulateur au plomb [10]. Actuellement, la technologie la plus largement utilisée pour les applications photovoltaïques est la technologie au Plomb. C'est encore la technologie la plus compétitive et la mieux maîtrisée [13]. Aujourd'hui, plus du tiers de la production mondiale de plomb est utilisée par la fabrication d'accumulateurs (60 % à 65 % du marché des batteries concernent la vente d'accumulateurs au plomb). Ce qui a fait la force de l'accumulateur au plomb est la disponibilité des matériaux employés, leur coût relativement faible et la possibilité de son recyclage [10].

Les applications et les types d'accumulateurs au plomb sont multiples. Un choix judicieux pour une application donnée nécessite donc une bonne connaissance des principes de fonctionnement et des besoins. Il existe deux principaux types de batteries au plomb [54]:

1. Les batteries ouvertes appelées (en anglais flooded) qui nécessite un entretien régulier qui consiste à rajouter de l'eau au bout d'un certain temps.
2. Les batteries aux plombs étanches (en anglais VRLA : Valve Regulated Lead Acid) qui ne nécessite pas d'entretien.

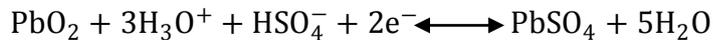
Il existe deux types principaux de technologies concernant l'électrode positive : celle-ci peut être soit une plaque plane, soit tubulaire. Les électrodes planes sont constituées de grilles formées d'un alliage de plomb, sur lesquelles est empâtée la matière active. Cette disposition permet des puissances supérieures grâce à l'optimisation des surfaces d'échange électrode/électrolyte. Pour les électrodes tubulaires, la matière active est emprisonnée dans des gaines poreuses. La transmission du courant est alors assurée par des épines de plomb disposées dans ces gaines. Cette technologie permet une durée de vie supérieure, spécialement en cyclage profond, mais à un prix de revient plus important [55]. Le tableau II.2 donne quelques caractéristiques pour ces différentes batteries [51]:

Batterie	Durée de vie à 80% de DOD	Coût. d'Invest (€/kWh)	Autodécharge (% /Mois)	Rendement %	Température de fonctionnement
Electrode plate	500	100	3	83	-15 à +55°C
Electrode tubulaire	1500	240	3	80	-15 à +55°C
VRLA	>600	195	4	>90	-20 à +50°C
Tubulaire	1500	410	4	>90	-20 à +50°C

Tableau II.2 Principales caractéristiques de différente batterie au plomb [51].

La batterie est constituée d'une électrode positive en dioxyde de plomb et l'électrode négative en plomb spongieux sont plongées dans une solution d'acide sulfurique composant électrolyte [1].

La réaction d'oxydo- réduction ayant lieu à l'électrode négative est la suivante :



Celle ayant lieu à l'électrode positive est rappelée ci-dessous :



III.1 Caractéristiques principales d'un accumulateur Plomb-Acide

L'utilisation d'un accumulateur est conditionnée par des caractéristiques principales dont la définition est donnée ci-dessous.

III.1.1 Tension nominale

Une batterie au plomb pour application photovoltaïque PV est composée de plusieurs éléments de tension nominale de 2V chacun. Les configurations les plus courantes sont 6 ou 12 éléments en série pour atteindre une tension de batterie de 12V ou 24V. La tension d'une batterie au plomb varie en fonction du courant qui y transite, de son état de charge et de son état de santé [13].

III.1.2 Capacité

C'est la quantité d'énergie que l'on peut stocker dans la batterie, elle s'exprime en ampères-heures (Ah), car on comptabilise cette énergie par le produit du courant que l'on tirerait (en A) par la durée de cette décharge (en heures) [52].

III.1.3 Puissance maximale

La puissance maximale de charge ou de décharge (parfois différentes). En réalité, ce qui caractérise le plus une technologie de stockage c'est le rapport de la capacité énergétique utile sur la puissance maximale [53].

III.1.4 Résistance interne

La résistance interne de la batterie n'est pas une valeur constante, elle varie selon l'état de charge et l'état de vieillissement. De façon générale, la résistance interne d'une batterie augmente quand l'état de charge décroît. De même, pour un état de charge donné, la résistance interne d'une batterie augmente quand la batterie vieillit [54].

III.1.5 Surcharge

Lors d'une surcharge de la batterie, un phénomène de dégagement gazeux apparaît à cause des réactions aux deux électrodes. Ces réactions nécessitent des surtensions positives et négatives élevées et ont donc lieu à partir d'une différence de potentiel élevée. A l'électrode positive, la réaction engendre une consommation d'eau non réversible dans une batterie ouverte car l'oxygène s'échappe dans l'air contenu dans l'électrolyte. Ces batteries nécessitent de la maintenance par ajout de l'eau distillée [55].

III.1.6 Rendement

C'est le rapport de l'énergie restituée sur l'énergie emmagasinée. Sa définition est souvent simpliste car elle n'est fournie que pour un seul point de fonctionnement. Or, de façon caricaturale, il y a des pertes à vide ou d'autodécharge et des pertes en charge. Le rendement doit donc être défini sur un ou plusieurs cycles réalistes en rapport avec l'application [53].

III.1.7 Autodécharge

En raison d'impuretés présentes dans les produits chimiques utilisés pour la fabrication des batteries, des technologies mises en œuvre et des réactions électrochimiques qui y ont lieu, les batteries se déchargent même quand elles ne sont pas utilisées. Cette autodécharge est exprimée en pourcentage de la perte relative de capacité par mois. L'autodécharge des batteries à décharge profonde est très faible par rapport aux autres batteries. L'autodécharge dépend de la température, de la tension et du vieillissement de la batterie. Elle est plus rapide quand la batterie est complètement chargée, elle varie très rapidement avec la température (elle double de valeur tous les 10⁰C) et son taux augmente aussi avec le vieillissement de la batterie [56].

III.1.8 Durée de vie

La durée de vie d'un accumulateur est directement liée à leurs conditions d'utilisation. Elle dépend essentiellement du nombre de cycle charge-décharge. Le fonctionnement des batteries dans les systèmes PV est différent de leur fonctionnement traditionnel. Les conditions opératoires de la batterie dans ces systèmes conduits aux faibles durées de vie. Pour les systèmes PV qui utilisent les batteries au plomb à plaques tubulaires, la durée de vie est souvent limitée par la dépendance de la température avec notamment la résistance à la corrosion et non pas la vie cyclique [57]. Tout dispositif de stockage subit une fatigue ou usure lors des cycles. Cela constitue généralement la première cause de vieillissement devant la dégradation thermique classique [50].

III.1.9 Etat de charge

L'état de charge d'une batterie peut être défini comme la capacité restante, c'est-à-dire la quantité de charge en Ampère-heure qui serait délivrée si une décharge était effectuée dans les conditions statiques (courant et température donnés), depuis l'état de charge actuel jusqu'aux critères de fin de décharge prédéfinis. De façon normalisée, elle correspond le plus souvent au rapport entre la capacité restante et la capacité nominale [54] :

$$\text{SOC} = \frac{C_r}{C_n} = \frac{C_n - C_u}{C_n} \quad \text{II.47}$$

Avec, C_r , C_n et C_u sont la capacité restante en Ah, capacité nominale en Ah et capacité utile en Ah, respectivement.

III.1.10 Autonomie

C'est la durée pendant laquelle le stockage assure le fonctionnement du récepteur sans recevoir aucune charge de la part du générateur PV. Elle dépend de la capacité de l'accumulateur et de l'énergie requise par le récepteur, indépendamment du générateur PV [52].

III.2 Modélisation d'un accumulateur Plomb-Acide

La modélisation de l'accumulateur est nécessaire, notamment pour établir son état de charge instantané (SOC). Le choix d'un modèle mathématique qui simule le comportement de la batterie est déterminé par le type des problèmes à étudier. Ce modèle peut être considéré simplement pour effectuer une analyse des divers flux d'énergie se faisant à l'intérieur et à l'extérieur du système de batterie. Il permet aussi de résoudre le choix de la taille du système à installer. L'étude de la modélisation du système de stockage électrique, est considérée par plusieurs auteurs, très complexes [51,58-63]. En effet, la littérature offre de nombreuses solutions généralement des équations empiriques, et il est difficile souvent de les appliquer. La plupart des modèles proposés utilisent des grandeurs et des paramètres, dont les valeurs doivent être ajustées, particulièrement à chaque type de batterie. Ceci exige nécessairement des expériences coûteuses avant de concevoir un système, gênant ainsi l'utilisation répandue de ces modèles [62]. Le comportement de l'accumulateur électrochimique dépend de ses caractéristiques électriques. D'un point de vue système, un accumulateur électrochimique est considéré comme une source de tension. Les variables d'entrée sont le courant et la température ambiante et les variables de sortie sont l'état de charge de la batterie et la tension à ses bornes [13]. Un modèle électrique [65,66] a été utilisé, comme l'indique la figure II.10. La batterie est alors décrite par seulement deux éléments dont les caractéristiques dépendent d'un certain nombre de paramètres: une source de tension (V_1) et sa résistance interne (R_1).

Le modèle mathématique donné par l'équation II.48, décrivant au mieux les phénomènes physiques de la charge et de la décharge est exprimé par:

$$V_{\text{bat}} = V_1 \pm R_1 I_{\text{bat}} \quad \text{II.48}$$

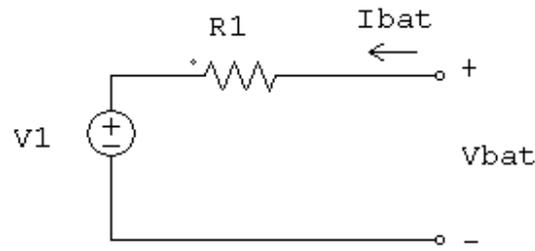


Figure II.10 Schéma électrique équivalent de batterie [66].

Les équations utilisées pour la charge et la décharge de l'accumulateur sont:

- Mode en charge

$$V_1 = (2 + 0.148 \cdot \text{SOC}(t)) \cdot n_s \quad \text{II.49}$$

$$R_1 = \left(\frac{0.758 + \frac{0.1309}{n_s(1.06 - \text{SOC}(t))}}{\text{SOC}_m} \right) \quad \text{II.50}$$

- Mode en décharge

$$V_1 = (1.926 + 0.124 \cdot \text{SOC}(t)) \cdot n_s \quad \text{II.51}$$

$$R_1 = \left(\frac{0.19 + \frac{0.1037}{n_s(\text{SOC}(t) - 0.14)}}{\text{SOC}_m} \right) \quad \text{II.52}$$

Nous allons maintenant porter une attention plus particulière à l'estimation de l'état de charge (SOC), qui, conformément aux équations II.49 à II.52, intervient dans le calcul de la tension et qui sont les paramètres clés à prendre en compte dans la gestion d'énergie. L'estimation de l'état de charge dans les applications PV est très difficile car la capacité d'un accumulateur au plomb dépend du régime de fonctionnement [13]. En plus, l'état de charge est un état interne de la batterie et par conséquent ne peut pas être mesuré directement. Dans notre étude, nous proposons d'utiliser l'expression suivante [66] :

$$\text{SOC}(t) = \text{SOC}(t-1) + \int_{t-1}^t \left(\frac{V_1 \cdot I_{\text{bat}} \cdot \eta_{\text{bat}}}{60 \cdot \text{SOC}_m} - \frac{A_d \cdot \text{SOC}(t-1)}{60} \right) dt \quad \text{II.53}$$

Avec, I_{bat} : Courant de la batterie (A), n_s : Nombre des éléments en série de batterie, A_d : Taux d'autodécharge (h^{-1}), η_{bat} : Rendement en charge/décharge de la batterie, SOC_m : Capacité maximale de la batterie (Wh) et t : Unité du temps en minutes (mn).

De plus, les phénomènes de gaz [67] se traduisant par des dégagements gazeux de l'électrolyte dans le cas de tension batterie trop élevée. Dans le but de prévenir les décharges profondes et de limiter les phénomènes de gaz, l'état de charge de l'accumulateur est maintenu dans une certaine plage [1] :

$$SOC_{\min} \leq SOC \leq SOC_{\max} \quad \text{II.54}$$

Par définition, la profondeur de décharge est égale à la capacité qui n'est pas disponible dans l'accumulateur. Elle est donnée par :

$$DOD(t) = 1 - SOC(t) \quad \text{II.55}$$

III.3 Méthodes de charge d'une batterie Plomb-Acide

La batterie au plomb est sujette à plusieurs types de dégradations et qu'à cause de son vieillissement, elle constitue fréquemment l'élément faible d'un système photovoltaïque. L'augmentation de la durée de vie de la batterie passe par une bonne stratégie de gestion de la charge et de la décharge.

Plusieurs méthodes de charge d'une batterie. Parmi lesquelles on cite [68] :

- Charge à courant constant
- Charge à courant constant (avec différents niveaux de courant)
- Charge modifiée à courant constant
- Charge à tension constante
- Charge flottante

IV. Charge

La charge alimentée par le système peut être de type continu comme des équipements de télécommunications, le pompage d'eau, ou de type alternatif dans les cas d'usage domestique, ce cas nécessite un onduleur.

V. Système de supervision

Dans un système photovoltaïque il est primordial de gérer de façon optimale le flux d'énergie entre les différents composants. Le module de supervision a pour rôle de contrôler les échanges d'énergie entre les différents composants du système d'une part mais aussi de réguler le processus de charge/décharge du stockage d'autre part [69]. La priorité est la

fourniture de l'énergie demandée par l'utilisateur à partir de l'énergie produite par le générateur PV. L'algorithme de supervision est basé sur trois scénarios :

1. Il reste excédent solaire après fourniture de la demande que l'on puisse potentiellement stocker.
2. Il y a un déficit solaire et le complément d'énergie doit être fourni par le stockage.
3. Alimentation du consommateur uniquement par le stockage si l'énergie solaire absente ou le système photovoltaïque est en panne.

Notre système de supervision intégrera aussi le système de gestion des batteries (protection contre les décharges profondes et surcharge). Cette gestion est basée sur la régulation dite 'on-off'.

Pour un système isolé, il s'agit de la méthode de gestion la plus simple en utilisant simplement un interrupteur. Elle est appelée aussi gestion par coupure franche. Elle interdit l'utilisation de l'accumulateur au delà des seuils de déconnexion. Ces seuils ont été bien identifiés dans la littérature. On appelle HVD (High Voltage Disconnect) la valeur du seuil haut de coupure indiquant la fin de la charge et LVD (Low Voltage Disconnect) la valeur du seuil bas de coupure marquant la fin de la décharge. On définit aussi des seuils de reprise de recharge HVR (High Voltage Reconnect) et de décharge LVR (Low Voltage Reconnect). La méthode on/off simple a souvent des difficultés à charger complètement l'accumulateur. En effet, il n'existe pas de corrélation directe entre la tension et l'état de charge de l'accumulateur. Il faudrait trouver la valeur optimale de la tension HVD qui ne doit être ni trop élevée pour éviter une forte surcharge, ni trop faible pour éviter un manque de charge de l'accumulateur [55].

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié un système photovoltaïque autonome. La modélisation de chaque composant du système complet a été élaborée à partir de modèles de la littérature. L'implémentation de ces modèles dans un environnement de simulation adapté permettra d'étudier le comportement des composants en fonction de certaines paramètres est l'objectif de chapitre suivant.

Chapitre III: Validation et Simulation

Introduction.....	74
I. Module PV.....	74
I.1 Modèle à une diode.....	74
I.2 Modèle à deux diodes.....	78
I.3 Modèle polynomial.....	78
I.4 Modèle de Zhou.....	80
II MPPT.....	81
II.1 Algorithme de l'incrément de conductance.....	82
II.2 Algorithme de la tension de circuit ouvert.....	82
II.3 Combinaison entre deux méthodes.....	84
III. Convertisseurs.....	85
IV. Batterie.....	86
IV.1 Fonctionnement à courant constant.....	87
<i>IV.1.1 Fonctionnement en charge.....</i>	<i>87</i>
<i>IV.1.2 Fonctionnement en décharge.....</i>	<i>89</i>
<i>IV.1.3 Rendement en charge et en décharge.....</i>	<i>89</i>
IV.2 Fonctionnement à courant constant (avec différents niveaux de courant).....	91
V. Système de supervision.....	93
Conclusion.....	95

Chapitre III

Validation et Simulation

Introduction

Dans le chapitre précédent, les différents composants d'un système PV autonome ont été modélisés. Dans ce chapitre, nous nous proposons de les simuler à l'aide du logiciel Matlab/Simulink.

Un système PV autonome est composé dans son ensemble d'un :

1. Générateur photovoltaïque.
2. Convertisseur continu/continu permettent de poursuivre le point de puissance maximum et convertisseur continu/alternatif pour les charges alternatives.
3. Élément de stockage batterie à plomb-acide.
4. Système de supervision.
5. Profil de charge

I. Module PV

Plusieurs modèles d'un module PV ont été étudiés dans le chapitre précédent. Dans cette section, nous avons simulé et comparé, en termes de simplicité et de temps de calcul, trois modèles différents. Dans notre étude, nous testons trois types de modules PV (MSX60, PB585 et BPSX150) dont leurs paramètres sont donnés par l'annexe N^o1 [26, 28, 33].

I.1 Modèle à une diode

La figure III.1 présente les caractéristiques électriques (courant-tension et puissance-tension) pour les différents types des modules PV sous les conditions standards. Par contre, la

figure III.2 montre les caractéristiques électriques pour différent irradiation solaire (Fig.a et Fig.b). A la température, $T=35^{\circ}\text{C}$: Fig.a, quand l'irradiation solaire croit ($200\text{W}/\text{m}^2$ - $1000\text{W}/\text{m}^2$), l'intensité de courant de court-circuit augmente, les courbes I-V se décalent vers les valeurs croissantes permettant au module de produire une puissance électrique plus importante. Quand la température croit ($T=75^{\circ}\text{C}$: Fig.b), la tension du module en circuit ouvert diminué et la conversion photovoltaïque est moins importante.

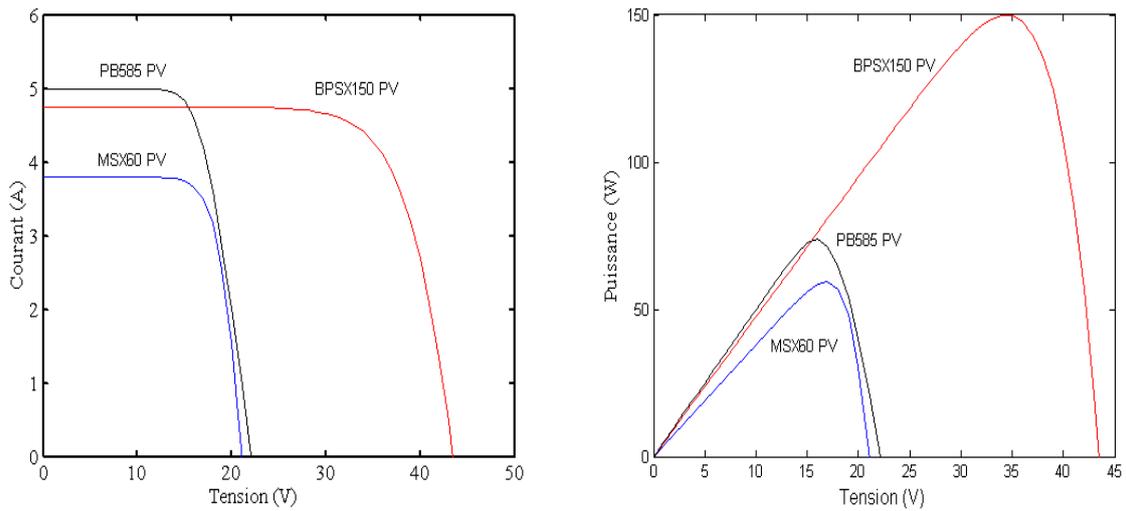


Figure III.1 Modèle à une diode: Caractéristiques I-V et P-V.

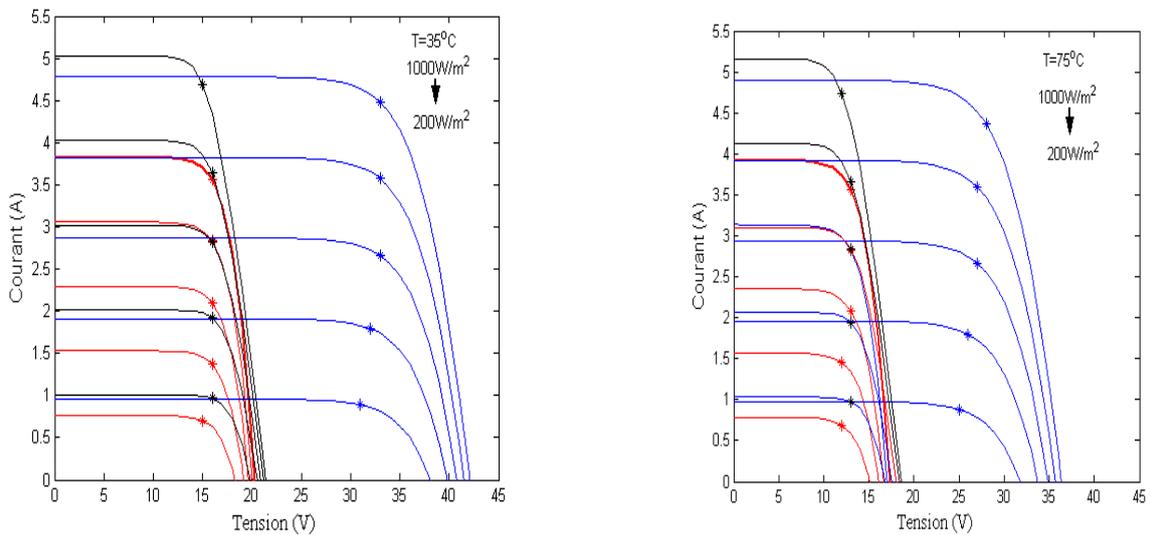


Fig. a

Fig. b

Figure III.2 Caractéristiques des différents types de module PV sous variation d'irradiation solaire : MSX60 (Rouge), PB585 (Noir), BPSX150 (Blue).

Les figures III.3 présentent les caractéristiques électriques I-V pour différents température et irradiation solaire et cela pour les trois types de modules. Par contre, Pour les modules PV type MSX60 et BPSX150, la figure III.4 illustrent les caractéristiques électriques P-V pour différents température et irradiation solaire. On constate que, la tension de circuit ouvert change lentement en fonction de l'irradiation solaire et inversement proportionnel à la température. Contrairement aux courants de court circuit qui augmente fortement avec l'irradiation solaire et lentement avec la température.

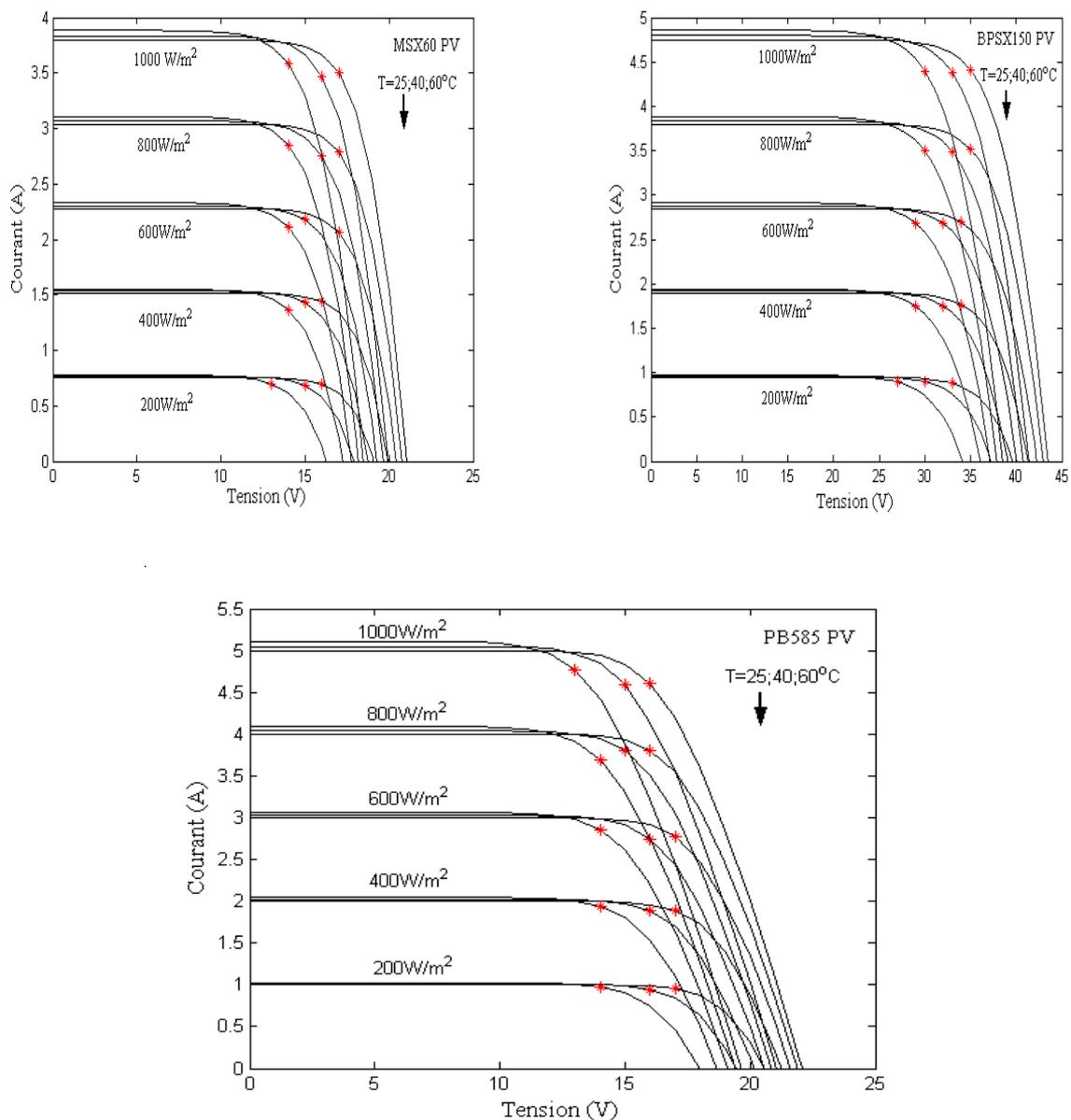


Figure III.3 I-V sous la variation de l'irradiation solaire et température.

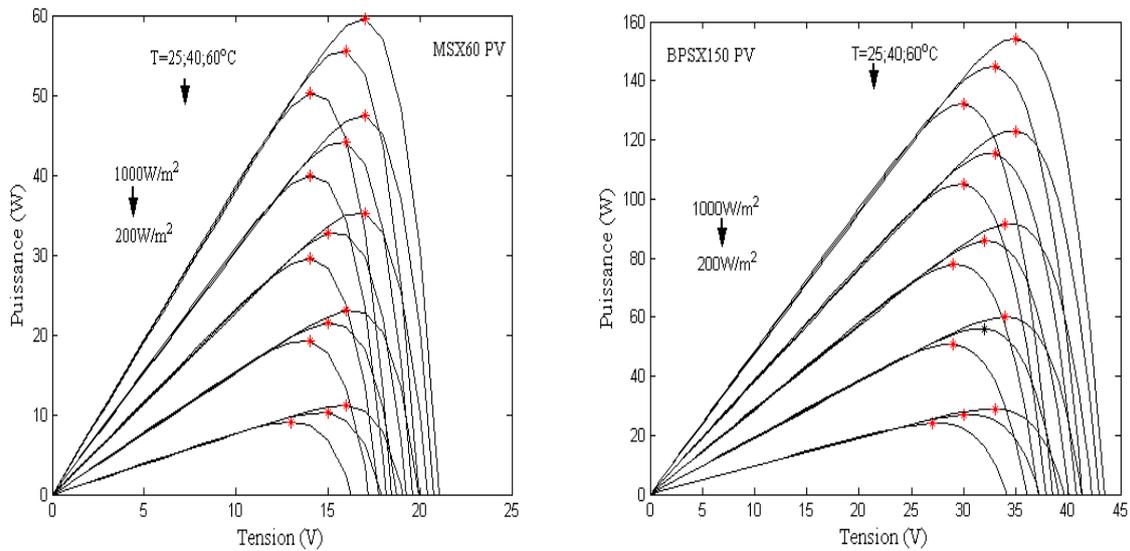


Figure III.4 P-V sous la variation de l'irradiation solaire et température.

Une estimation du facteur d'idéalité doit être faite. Elle est comprise entre 1 et 2, plus près de l'unité pour les courants élevés et approchant la valeur 2 pour des courants bas. L'influence de variation de facteur d'idéalités est observable sur la figure III.5 pour les différents types de modules. L'estimation de facteur d'idéalité pour différents types des modules est donnée par le tableau III.1.

Type de module PV	MSX60	BPSX150	PB585
Facteur d'idéalité	1.3	1.62	1

Tableau III.1 Estimation de facteur d'idéalité.

La résistance série du module possède un grand impact sur la pente de la caractéristique I-V à $V=V_{oc}$. En utilisant les valeurs données par le constructeur, on peut calculer la valeur de la résistance série pour chaque type de module. Les résultats obtenus sont inclus dans le tableau III.2.

Type de module PV	MSX60	BPSX150	PB585
Résistance série (Ω)	0.008	0.0051	0.0087

Tableau III.2 Résistances série calculées.

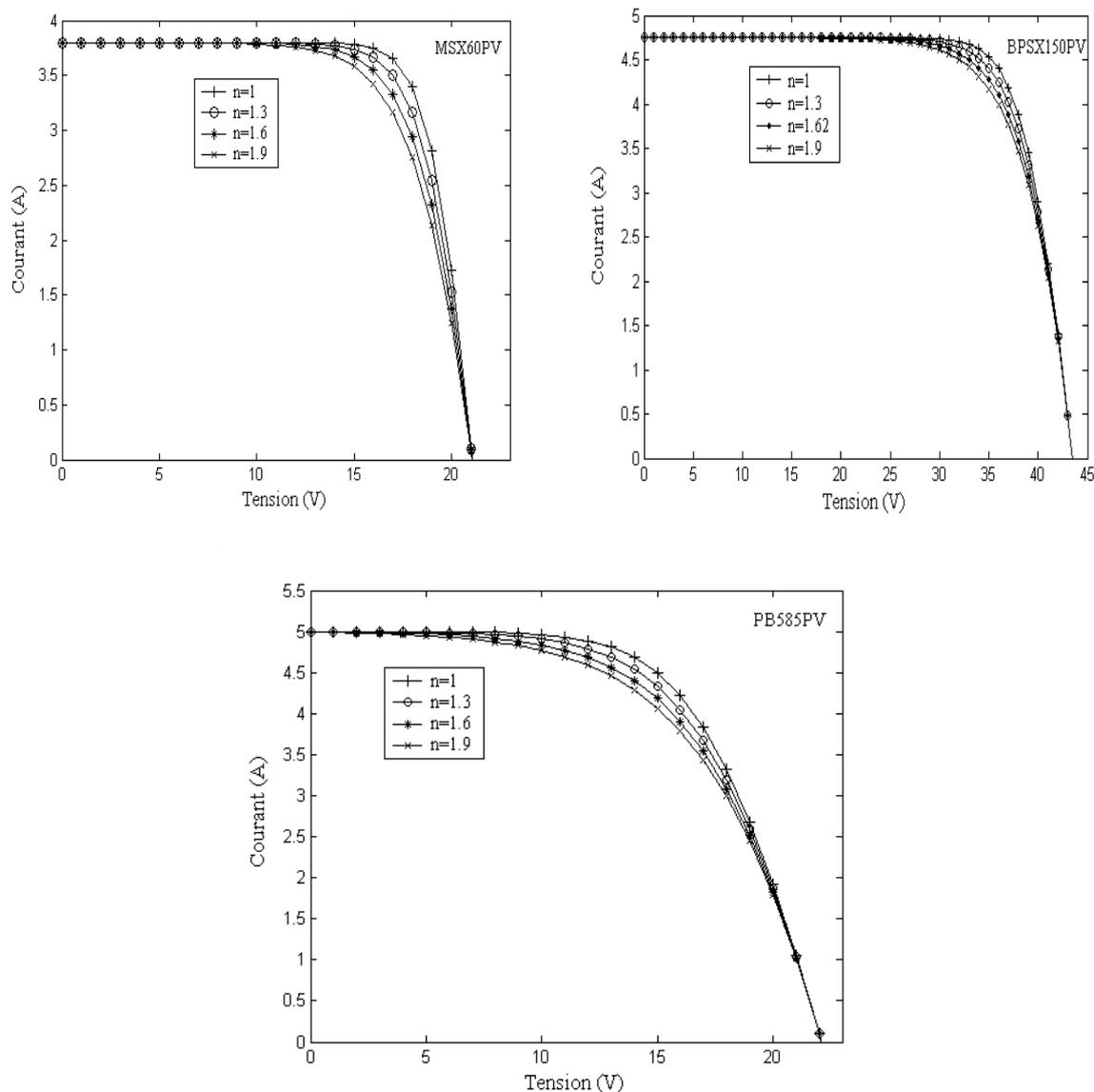


Figure III.5 Variation du facteur d'idéalité pour les différents types de modules.

I.2. Modèle à deux diodes

L'identification des paramètres de ce modèle est effectuée par un algorithme génétique binaire à partir des relevés expérimentaux réalisés. Pour cette raison, ce modèle est ignoré dans notre étude de comparaison.

I.3. Modèle Polynomial

L'intégration du module MPPT simplifié les équations présentes dans le modèle à une diode, qui permet de connaître la puissance maximale disponible à ses bornes dans les conditions atmosphériques variables. Les résultats de ces puissances maximales pour

différents irradiation solaire sont illustrés dans le tableau III.3. On constate que, sous conditions standard, les résultats des puissances maximales obtenus sont plus proches que celle trouver dans le cahier de charge de chaque type de module. Pour les trois types de modules PV, la figure III.6 présente en 3D, la puissance maximale sous variation de la température et irradiation solaire.

Irradiation solaire (W/m ²)	P _{MPP} (W) de MSX60PV	P _{MPP} (W) de BP150PV	P _{MPP} (W) de PB585PV
200	11.99	29.99	16.99
400	23.99	59.99	33.99
600	35.99	89.99	50.99
800	47.99	119.99	67.99
1000	59.98	149.98	84.98

Tableau III.3 Puissances maximales calculées: Noct= 45⁰C, Ta=25⁰C, $\mu_{pmax} = -0.0005^0C$.

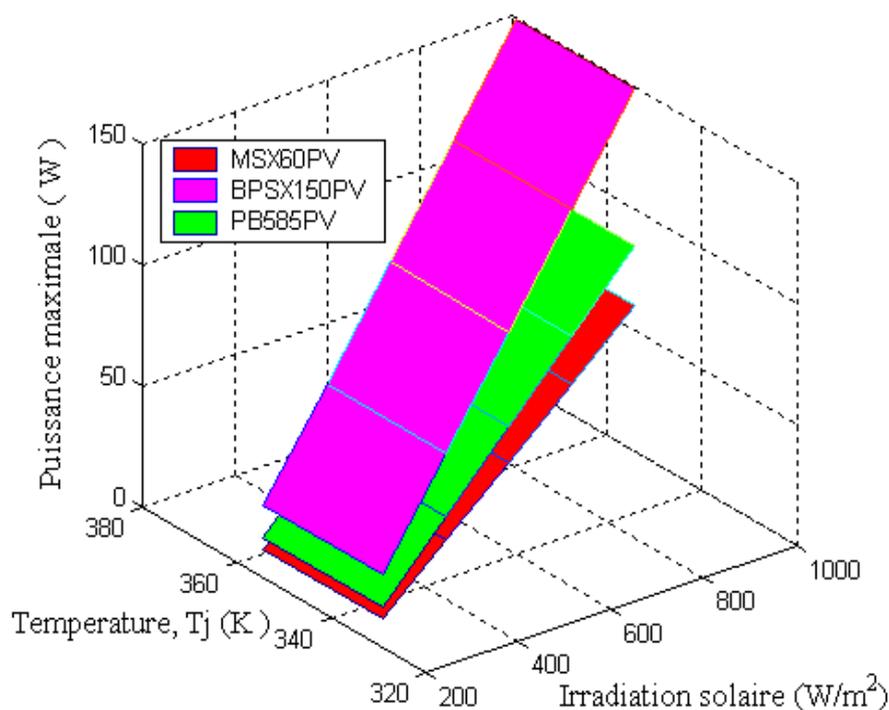


Figure III.6 Puissance maximale sous variation de température et irradiation solaire pour les différents types des modules.

Comme il est indiqué dans les modèles d'une diode et polynomial que la caractéristique I-V d'un module PV dépend de la température de jonction T_j , qui est calculer par l'équation II.2. Cette température dépend de la température de fonctionnement des cellules PV ($Noct$). $Noct$ est utilisée pour faire une description des propriétés thermiques d'un module à vide (sans charge). Sa valeur est donnée par le cahier de charge de constructeur.

La figure III.7.a, montre la variation de $Noct$ en fonction d'irradiation solaire. Une valeur de $Noct$ presque constante à partir d'irradiation solaire supérieur à 600W/m^2 . Par contre, la figure III.7.b, présente la différence de température calculée ($T_j - T_a$) évaluée à partir des données d'irradiation solaire. Son évaluation est sous forme linéaire.

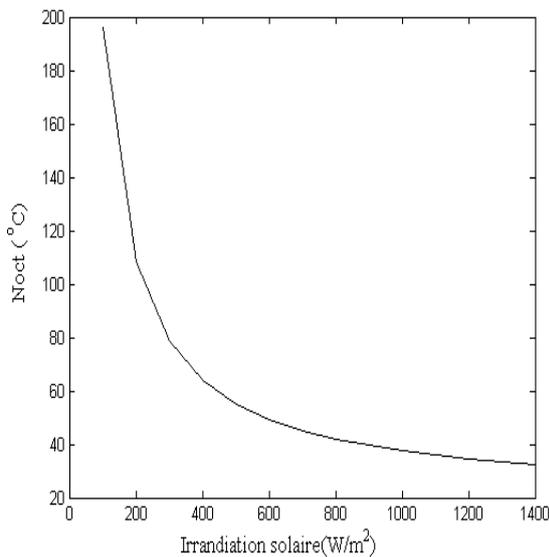


Fig. a)

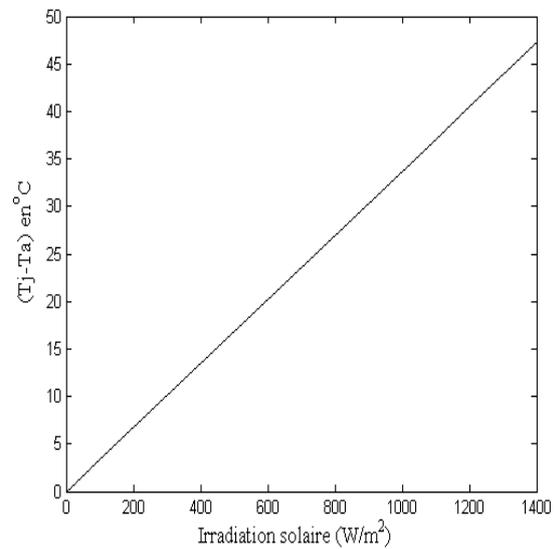


Fig. b)

Figure III.7 Evaluation pour différent d'irradiation solaire de :a) $Noct$ et b) $(T_j - T_a)$.

I.4. Modèle de Zhou

Les paramètres (α , β , δ et n_{MPP}) sont estimés par la procédure détaillée dans le 2^{ième} chapitre. Pour deux valeurs d'irradiation solaire différentes ($G_0=1000\text{W/m}^2$ et $G_1=400\text{W/m}^2$) et pour chaque valeur de l'irradiation solaire, on ajuste deux valeurs de températures ($T_0=25^{\circ}\text{C}$ et $T_1=55^{\circ}\text{C}$). Les résultats obtenus sont résumés dans le tableau III.4.

PV type	α	β	δ	n_{MPP}
MSX60	0.99	0.063	0.17	1.46
BPSX150	1	0.066	0.13	1.50
PB585	1	0.093	0.44	1.10

Tableau III.4 Estimations des paramètres pour différent module PV.

On peut résumer la comparaison entre les trois modèles d'un module PV comme suit :

- Modèle à une diode de Walker [28] prend beaucoup de temps de calcul afin d'obtenir sa caractéristique électrique I-V puis on calcul la puissance disponible.
- Le modèle polynomial dédiée automatiquement au calcul de puissance maximale. Ce modèle est très simple et facile à utilisé que les deux autres modèles. A partir des caractéristiques techniques données par le constructeur, on peut simuler tout type de module PV.
- Après la connaissance des paramètres caractérise le modèle de Zhou. Ce modèle sert à calculer la puissance maximale du module PV en utilisant la définition du facteur de forme.

II. MPPT

Dans les systèmes réels, le champ peut être raccordé à un appareil permettant de tirer parti du maximum de puissance solaire disponible au niveau du champ en ajustant le niveau de tension sur la courbe caractéristique du module [2]. Dans le cadre de cette thèse, l'intégration du module MPPT simplifié les équations présentes dans le modèle à une diode, un modèle polynomial permet de connaître la puissance maximale disponible dans les conditions d'irradiation solaire et de température différentes.

Une modeste évaluation des algorithmes MPPT étudiés dans le 2^{ième} chapitre à été considérés. En général, la tension des panneaux solaires est imposée par la charge. Pour pouvoir fonctionner avec une puissance maximale, une solution consiste à insérer entre les panneaux et la charge un convertisseur DC/DC ayant comme commande un algorithme MPPT. Dans ce cas, nous utiliserons deux types de convertisseurs : Cuk et hacheur élévateur, qui peuvent être utilisé comme adaptateur source-charge. Cette adaptation est réalisée par la variation du rapport cyclique D.

II.1 Algorithme de l'incrément de conductance

Pour des conditions atmosphériques variables, la température est supposée être égale à 25°C et l'irradiation solaire variée de ($200\text{W}/\text{m}^2 \dots 1000\text{W}/\text{m}^2$), en utilisant l'algorithme de l'incrément de conductance, l'adaptation de la charge optimale est réalisée par la variation du rapport cyclique de deux types du convertisseur Cuk et hacheur élévateur, comme il est illustré par la figure III.8.

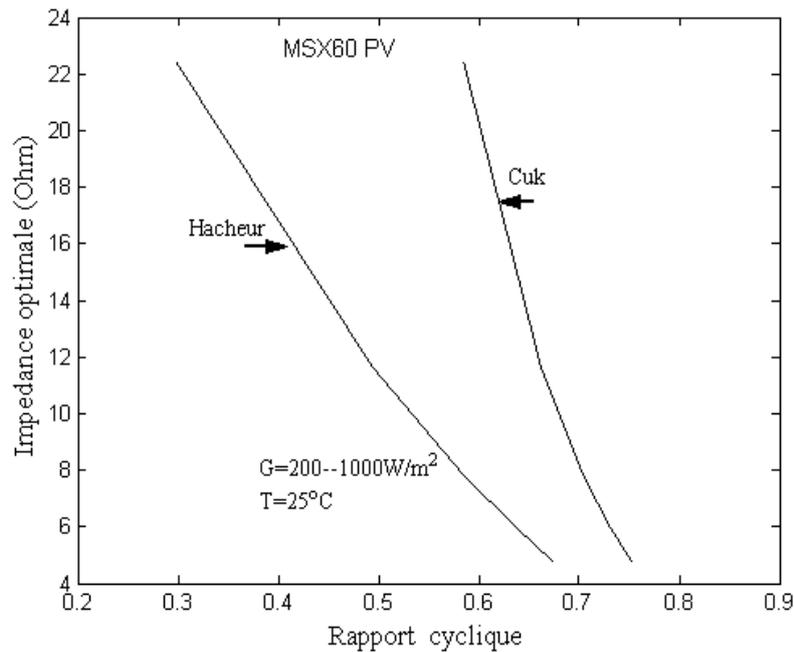


Figure III.8 Rapport cyclique des convertisseur Cuk et hacheur élévateur pour adapter une charge resistive fixe ($R_{\text{load}}=46.08\Omega$).

II.2 Algorithme de la tension de circuit ouvert

Cette méthode est simple à implémenté, la difficulté majeur de cette méthode est le choix de la valeur optimale de K_{cv} . Il est intéressant de mentionner que la rapport K_{cv} n'est pas constant mais en réalité dépend de la température et l'irradiation solaire. La figure III.9 pour un module type BPSX150PV montre les valeurs obtenu de K_{cv} pour différents variation de température ($0 \dots 50^{\circ}\text{C}$) et l'irradiation solaire ($200\text{W}/\text{m}^2 \dots 1000\text{W}/\text{m}^2$).

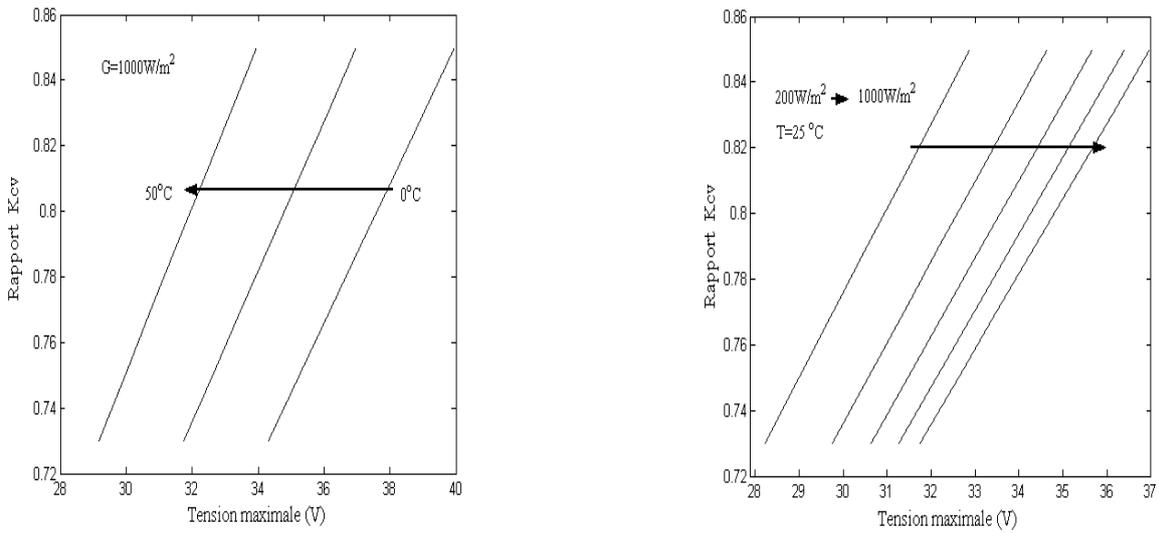


Figure III.9 Rapport K_{cv} en fonction de temperature et l'irradiation solaire.

Afin de procéder à une comparaison du fonctionnement de deux algorithmes de contrôles de MPPT, méthode de l'incrément de conductance et la méthode de la tension de circuit ouvert, on assume que le rapport K_{cv} est presque constant. Dans la suite de notre simulation, la valeur de 0.76 est adoptée [39]. Nous considérons que le profil de l'irradiation solaire change graduellement sous forme des deux types d'un échelon. Le 1^{ier} échelon est varié de 200W/m^2 à 1000W/m^2 et le 2^{ième} échelon varié de 800W/m^2 à 400W/m^2 . On constate que, les deux algorithmes de MPPT suivent les valeurs maximales des puissances. La puissance maximale générée, par exemple par le module MSX60PV, est illustrée à la figure III.10.

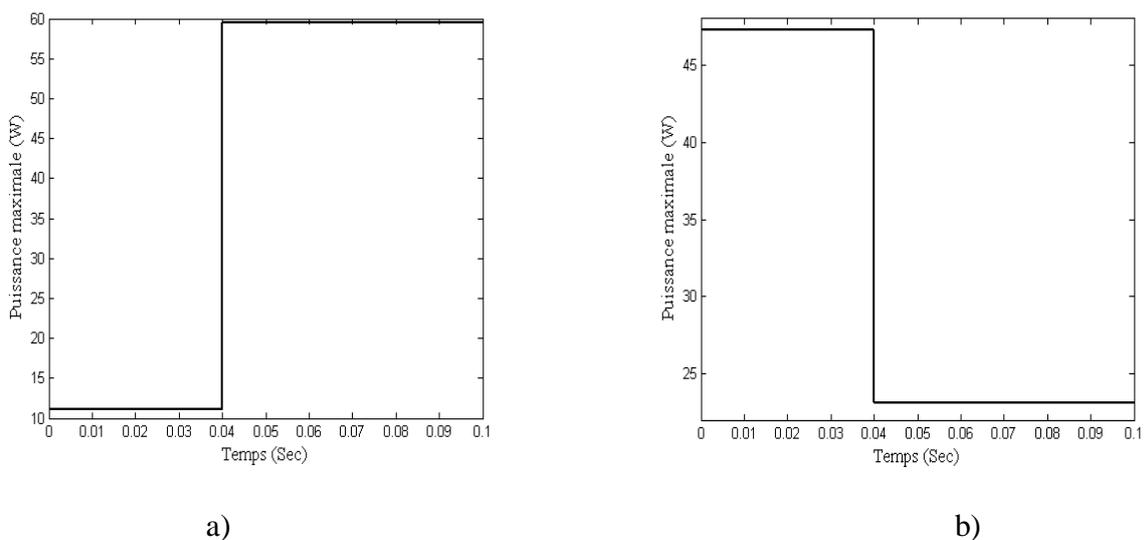


Figure III.10 Puissance maximale générée: a) 1^{ier} échelon et b) 2^{ième} échelon.

II.3 Combinaison entre deux méthodes

Les variations rapides de l'irradiation solaire et de la température sont appliquées tout en utilisant la fonction 'Random' du logiciel Matlab. Notre contribution [44] dans cet aspect est de combiner les deux algorithmes de contrôles de MPPT afin d'obtenir des résultats plus précis. Si l'irradiation solaire est inférieure de 30% de l'irradiation nominale, la méthode de la tension de circuit ouvert est utilisée. Autrement, la méthode de l'incrément de la conductance est adoptée. Le signal de control et la puissance maximale générée sont représentés par les figures III.11 et III.12.

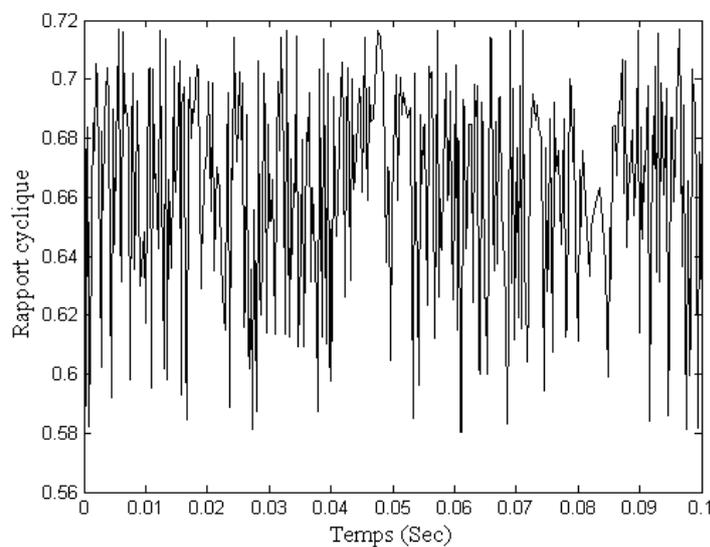


Figure III.11 Signal de control du convertisseur Cuk.

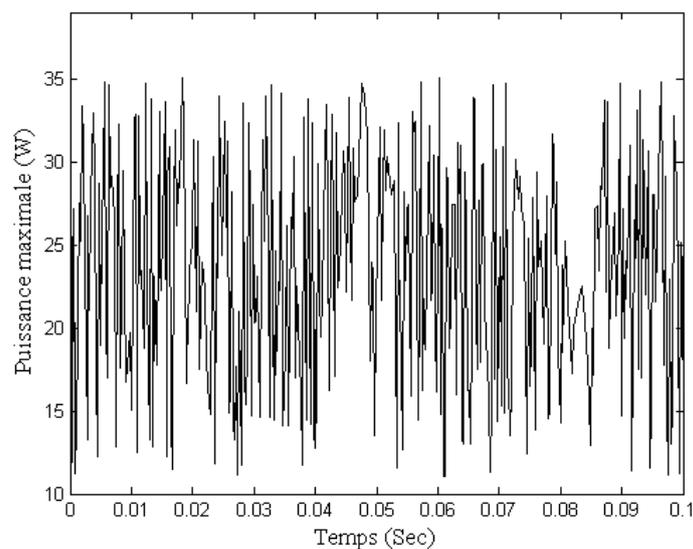


Figure III.12 Puissance maximale générée par le module MSX60PV.

En général, on peut tirer ces conclusions suivantes :

1. L'algorithme de la tension de circuit ouvert est facile à implémenter et, très souvent, le combiner avec d'autre technique de MPPT comme la méthode de l'incrément de conductance.
2. La méthode de l'incrément de conductance sert à calculer la direction qui permet d'atteindre le point maximum de puissance. Le temps de calcul de la méthode de l'incrément de conductance est plus grand que la méthode de la tension de circuit ouvert.
3. Le problème de la méthode de tension de circuit ouvert est la déconnection du module PV à la charge. Pour remédier ce problème, on utilise uniquement cette méthode pour des faibles irradiances solaires et pour des valeurs d'irradiation solaire supérieure à 30% la méthode de l'incrément de conductance est adoptée. Cette combinaison permet de gagner un temps de calcul si on utilise la méthode de l'incrément de conductance seule.

III. Convertisseurs

Dans notre étude, en utilisant le modèle de rendement de Macagnan, les valeurs de rendement à 10% et 100% de puissance nominale sont incluses dans le tableau III.5.

Convertisseur DC/DC	Convertisseur DC/AC
$\eta_{10}=93\%$	$\eta_{10}=86\%$
$\eta_{100}=98\%$	$\eta_{100}=97\%$

Tableau III.5 Paramètres de simulation pour le modèle de Macagnan [2].

La figure III.13 illustre la variation du rendement des convertisseurs DC/DC et DC/AC en fonction de sa puissance de sortie normalisée. On constate que, pour des faibles puissances, le rendement augmente graduellement et atteint environ de 0.97 à pleine charge. En plus, le rendement du convertisseur DC/DC est plus élevé que celui du l'onduleur mais leur utilisation est uniquement pour les charges type continu. Ce modèle représente fidèlement les pertes énergétiques des convertisseurs et présente l'avantage d'être simple à simuler.

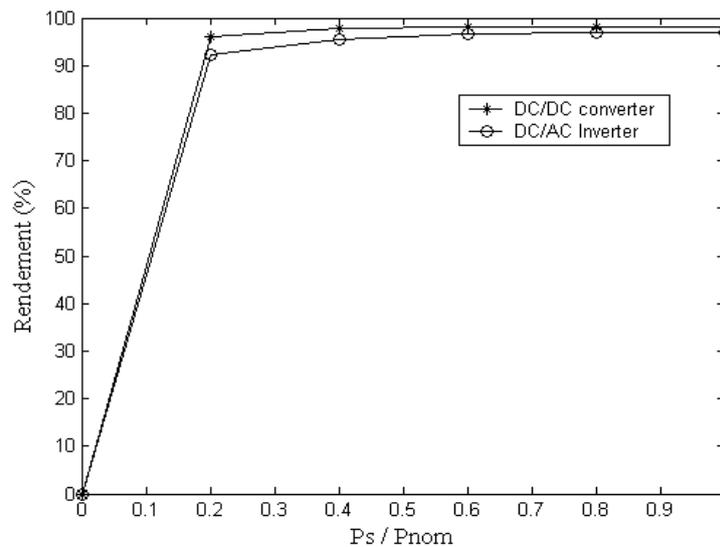


Figure III.13 Evaluation du rendement des convertisseurs DC/DC et DC/AC en utilisant le modèle de Macagnan.

IV. Batterie

Le modèle de la batterie utilisé dans le chapitre précédent est dédié pour la simulation. La figure III.14 présente le modèle du block de batterie dans son environnement Simulink.

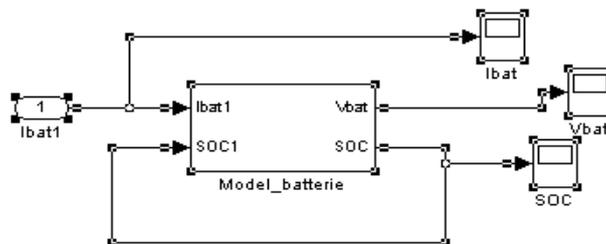


Figure III.14 Modèle de la batterie au plomb sous Simulink.

L'état de charge est un état interne de la batterie et par conséquent ne peut pas être mesuré directement. Heureusement, la tension de circuit ouvert de la batterie donne une information suffisamment précise sur l'état de charge. La tension de circuit ouvert est directement liée à l'état de charge. La relation entre la tension de circuit ouvert et l'état de

charge est quasi indépendante de la température [54]. La figure III.15, montre la relation entre la tension de circuit ouvert et l'état de charge de notre batterie.

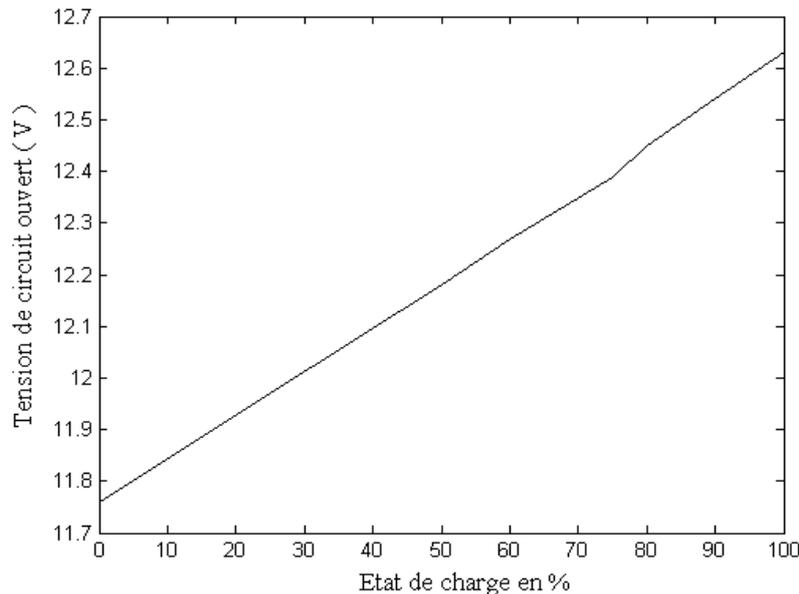


Figure III.15 Relation entre la tension de circuit ouvert et l'état de charge.

Afin d'augmenter la durée de vie de la batterie, son état de charge doit être varié de l'état de pleine charge (SOC_{max}) à l'état de décharge (SOC_{min}). Avec, $SOC_{min}=0.3$ et $SOC_{max}=0.9$. Notre simulation est effectuée en effectuant une charge puis une décharge de la batterie pour les deux cas considérés [68]:

- 1^{ier} cas : Courant constant
- 2^{ieme} cas Courant constant (avec différents niveaux de courant).

IV.1 Fonctionnement à courant constant

IV.1.1 Fonctionnement en charge

A courant constant, la tension de batterie croît d'une façon linéaire jusqu'à atteindre sa valeur maximale qui est égale à 12,83V. De même, l'état de charge croît sous forme linéaire et atteint sa valeur maximale 0,9. La tension de la batterie et son état de charge sont illustrées par les figures III.16 et III.17.

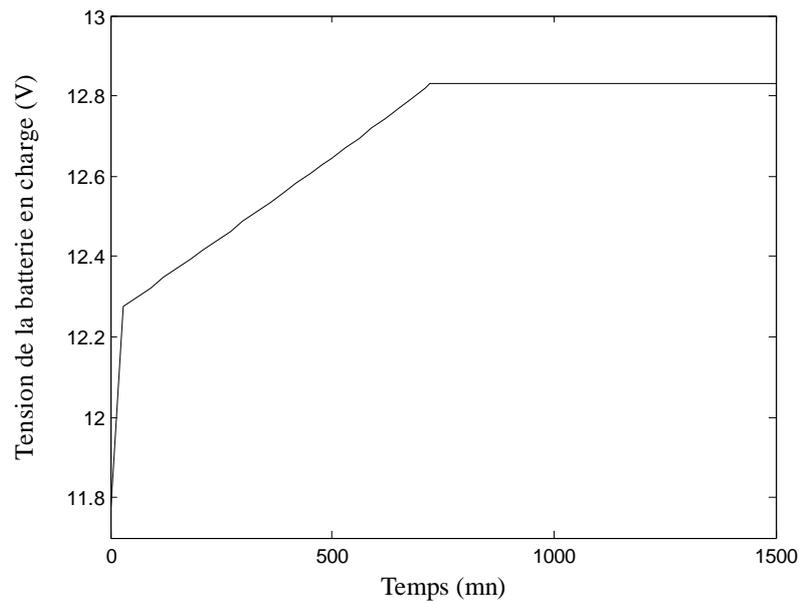


Figure III.16 : Réponse en tension (mode en charge).

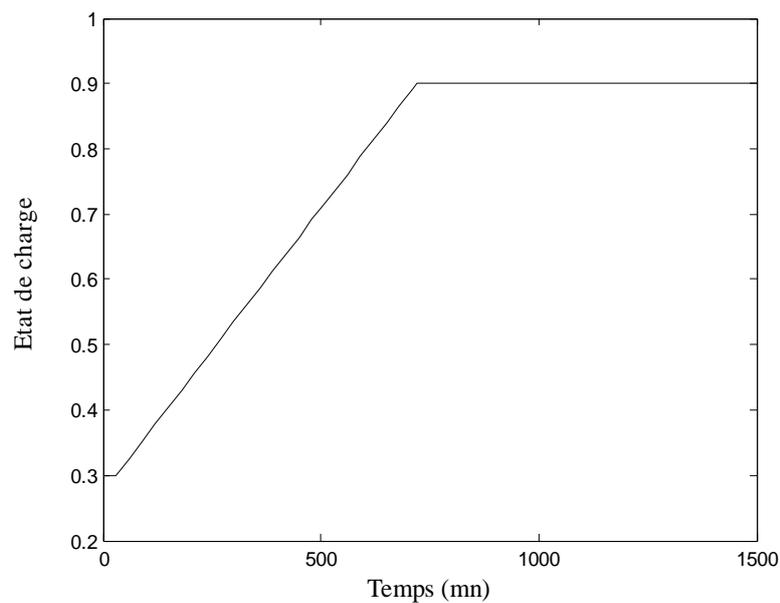


Figure III.17 Réponse de l'état de charge (mode en charge).

La résistance interne dépend de l'état de charge de la batterie, comme montre l'équation II.50. En charge, sa valeur devient d'autant plus importante lorsque nous approchons de la pleine de charge et le rendement en charge de la batterie sera donc plus faible dans cette zone [27]. La figure III.18 montre l'évolution de la résistance interne en charge de la batterie. On

constate que, la résistance interne n'est pas une valeur constante, elle varie selon l'état de charge.

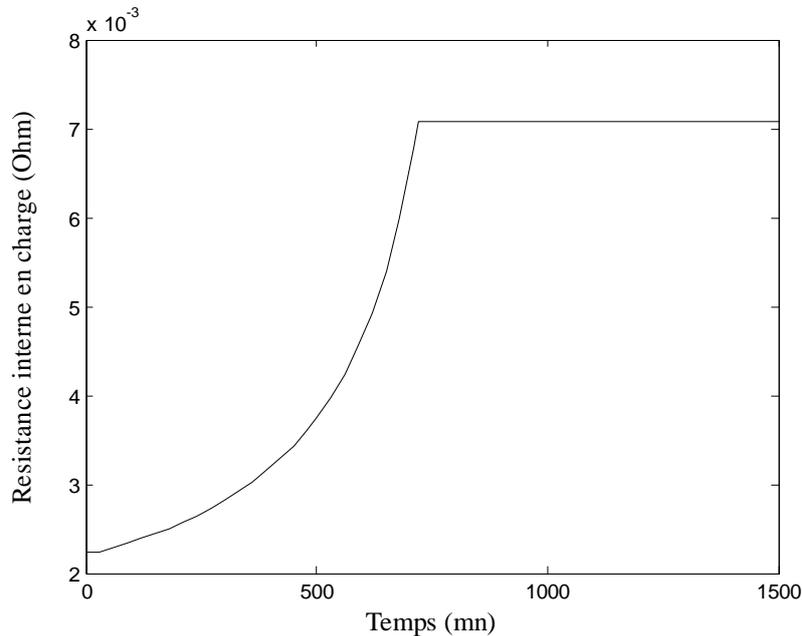


Figure III.18 Evolution de la résistance interne de la batterie en charge.

IV.1.2 Fonctionnement en décharge

Le mode de décharge de la batterie présenté par les figures III.19 et III.20. La tension décroît linéairement jusqu'à atteindre sa valeur minimale. De même, l'état de charge décroît linéairement.

En décharge, la résistance interne est, encore, liée à l'état de charge. La figure III.21 montre l'évolution de la résistance interne en cas de décharge de la batterie.

IV.1.3 Rendement en charge et en décharge

Dans cette section, un rendement constant de la batterie (qu'il soit en charge ou en décharge) est pris en compte.

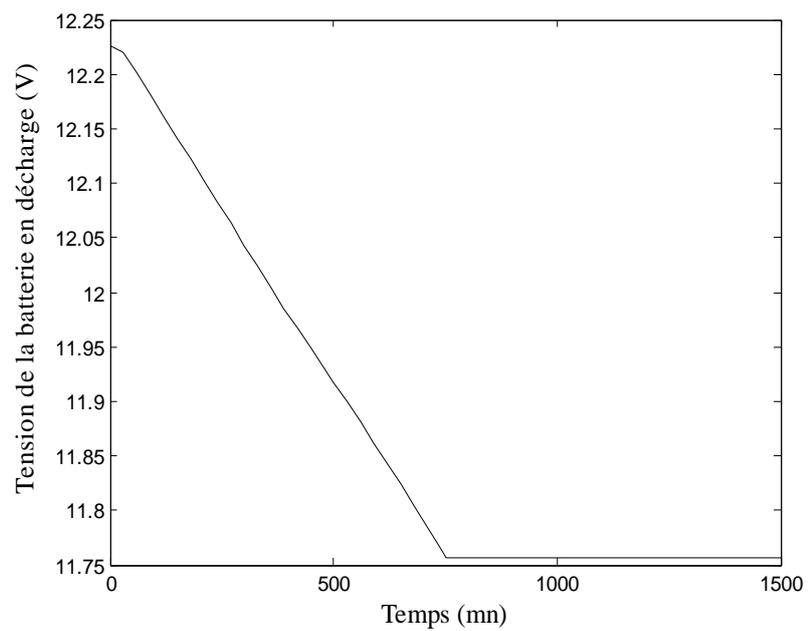


Figure III.19 Réponse en tension (mode en décharge)

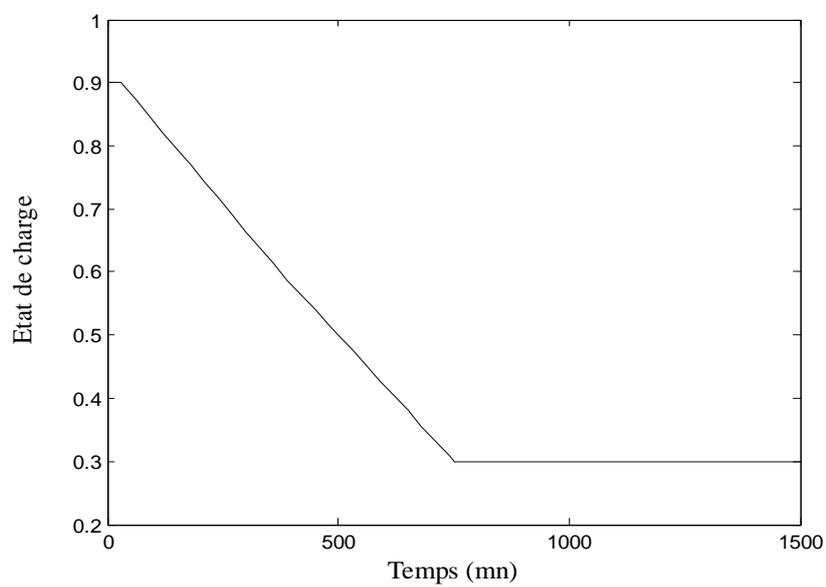


Figure III.20 Réponse de l'état de charge (mode en décharge).

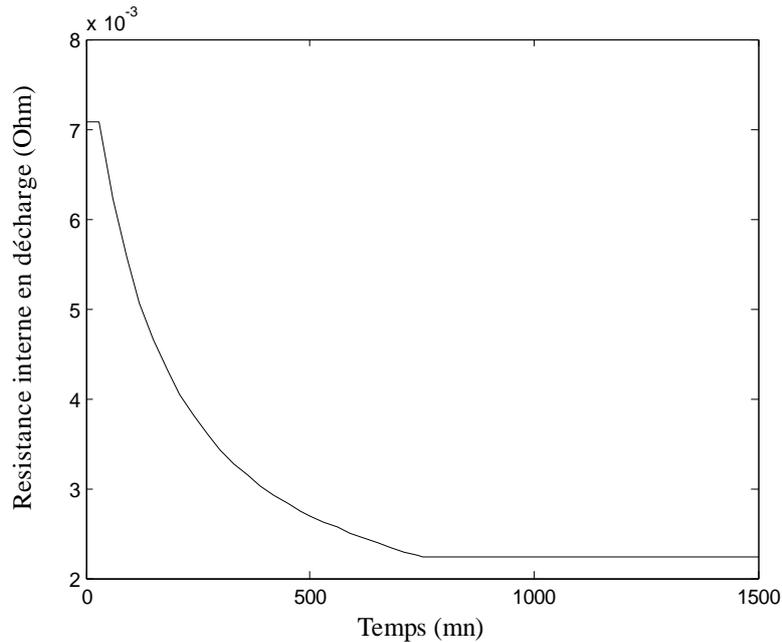


Figure III.21 Evolution de la résistance interne de la batterie en décharge.

IV.2 Fonctionnement à courant constant (avec différents niveaux de courant)

Comme, l'irradiation solaire et la température soient variables, par conséquent, le courant entrant à la batterie varié aussi, comme montre la figure III.22. Alors, l'état de charge et la tension de la batterie devraient être variés. Ceci sont validé sur les figures III.23 et III.24.

Pratiquement, pour la gestion d'énergie du système, il sera plus commode de définir des profils de puissance. L'idée d'imposer une consigne permettra de gagner en précision d'évaluation lors de la modélisation. La valeur de courant est obtenue à partir de la puissance et de la tension. La figure III.25 présente la puissance en entrée de la batterie en mode de charge et de décharge.

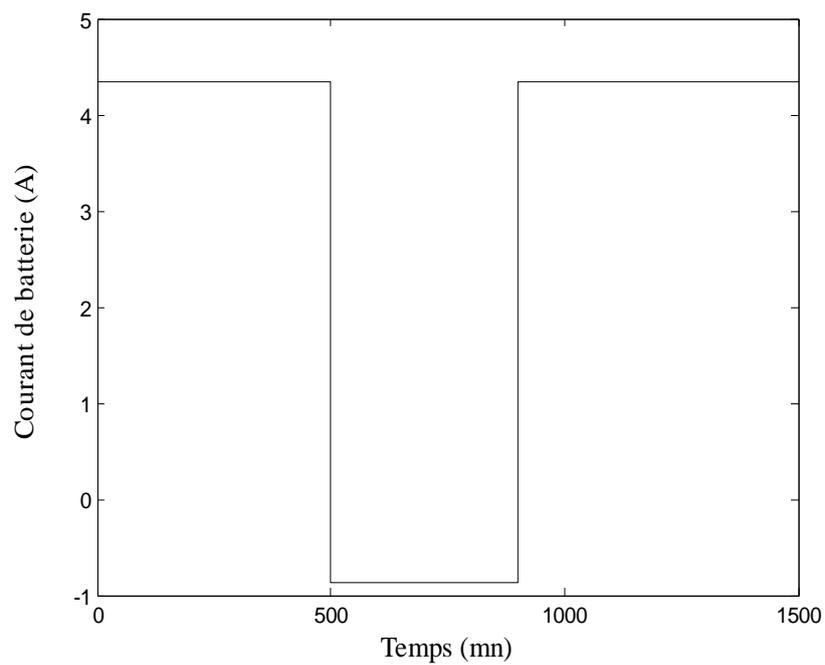


Figure III.22 Courant de batterie

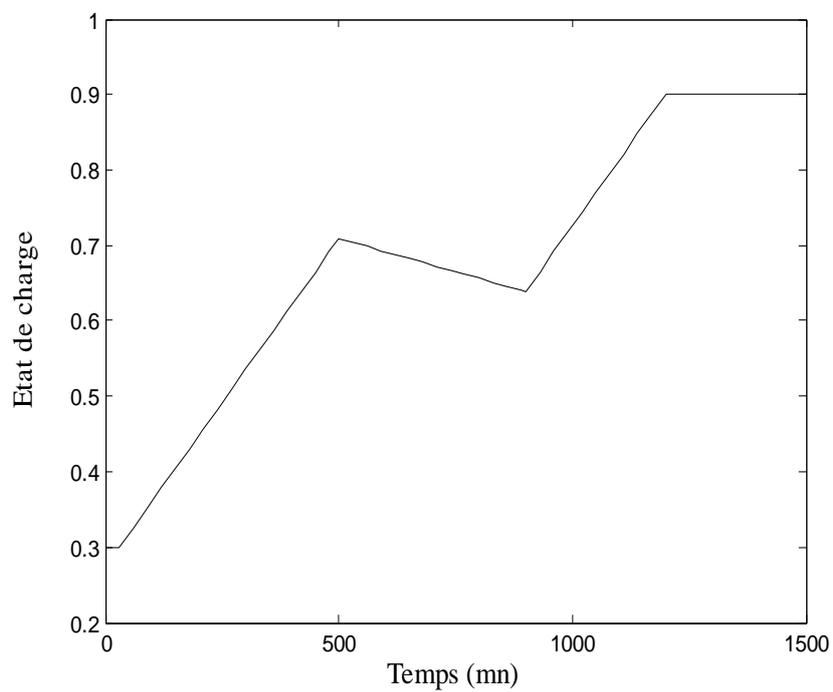


Figure III.23 Réponse de l'état de charge de la batterie.

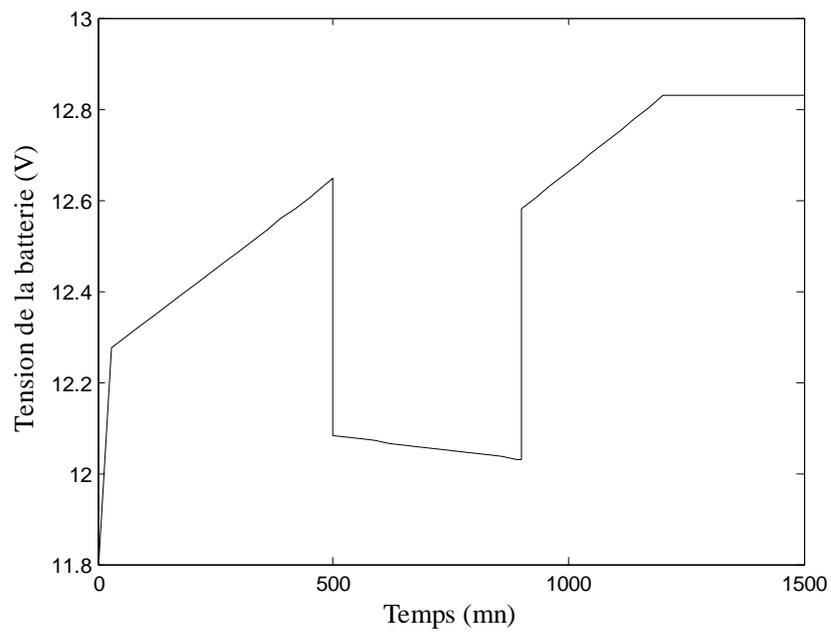


Figure III.24 Réponse en tension de la batterie.

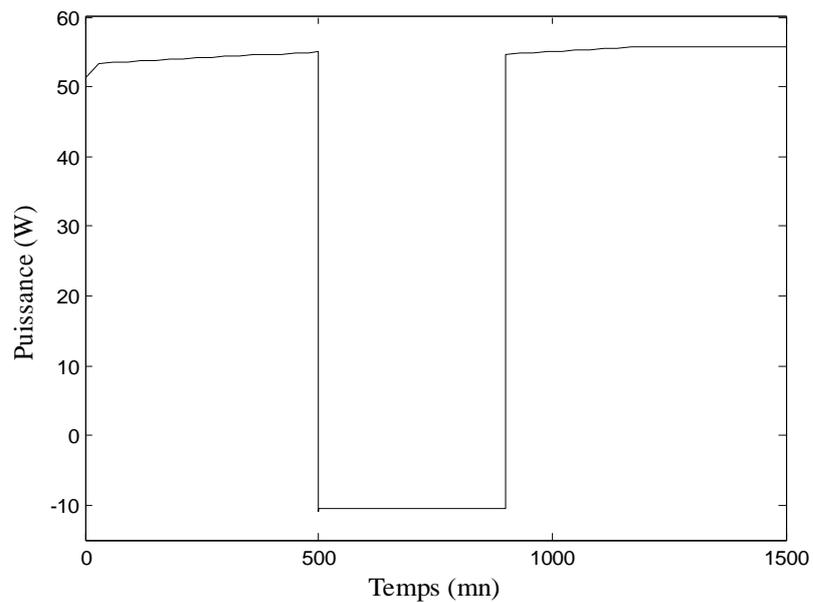


Figure III.25 Puissance en entrée de la batterie (en charge et en décharge).

V. Système de supervision

Les quatre seuils de tension du régulateur 'on-off' de gestion définis dans le chapitre précédent sont consignés dans le tableau III.6. Le système de supervision est représenté par la figure III.26

- HVD : Seuil haut de coupure. Ce seuil correspond à la tension de la batterie lorsqu'elle est complètement rechargée.
- HVR : Seuil haut de reconnexion. La recharge ne reprend que lorsque la tension de la batterie est inférieure à HVR
- LVD : Seuil bas de coupure. Lorsque la tension de la batterie atteint le seuil bas de coupure (la batterie est complètement déchargée).
- LVR : Seuil bas de reconnexion : Reprise de décharge.

HVD=12.95V	LVD=11.6V
HVR=12.25V	LVR=12.2V

Tableau III.6 Seuils de tension du régulateur 'on-off' [67].

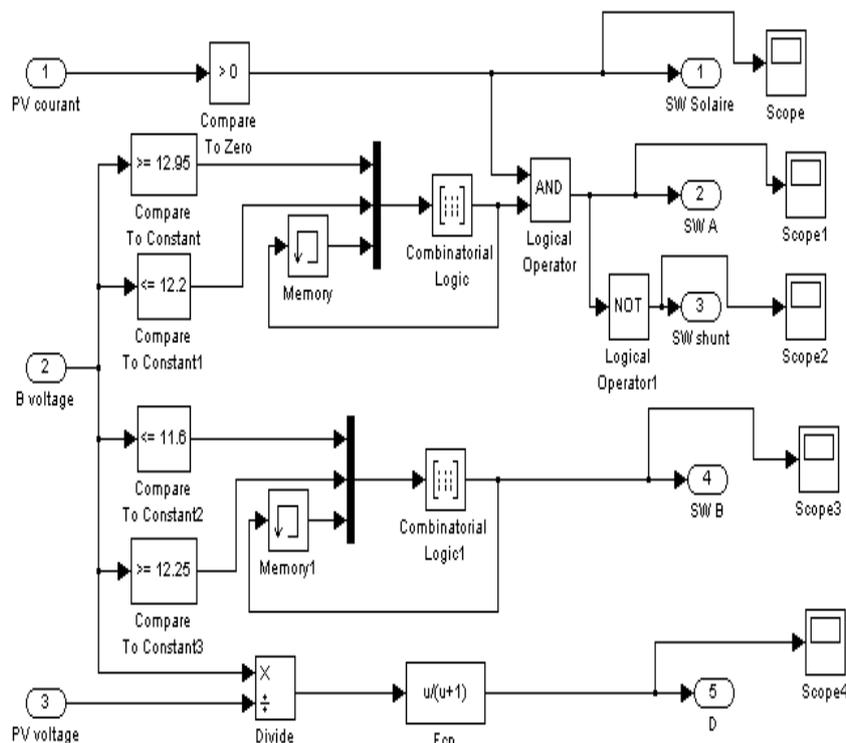


Figure III.26 Bloc de système de supervision

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons mis en œuvre un système photovoltaïque autonome. Les modèles des différents composants ont été choisis. Nous avons modélisé les panneaux PV pour différents modèles. Les résultats de simulation ont validé le choix du modèle, qui est simple et tient compte de la variation d'irradiation solaire ainsi que la température. Des simulations sur le modèle décrivant le comportement de batterie pour les deux cas de fonctionnement à courant constant et à différents niveaux de courant. Nous avons montré que la batterie est susceptible de subir des cycles de charge et décharge. La gestion du flux d'énergie du système est correctement assurée par le module de supervision.

Chapitre IV : Optimisation d'un système photovoltaïque autonome

Introduction.....	98
I. Architecture du système étudié.....	98
II. Rendement d'une chaîne de conversion PV.....	99
II.1 Rendement d'un module PV.....	100
II.2 Rendement d'une commande MPPT.....	100
II.3 Rendement d'un étage de conversion.....	101
II.4 Rendement d'une chaîne de conversion complète.....	101
III. Critères d'évaluation de performance d'un système PV autonome.....	102
III.1 Critères des coûts.....	102
III.1.1 Coût économique.....	102
<i>III.1.1.1 Générateur PV.....</i>	<i>102</i>
<i>III.1.1.2 Batterie.....</i>	<i>103</i>
<i>III.1.1.3 Convertisseurs.....</i>	<i>103</i>
<i>III.1.1.4 Câble électrique.....</i>	<i>104</i>
III.1.2 Coût énergétique.....	104
<i>III.1.2.1 Panneaux PV.....</i>	<i>104</i>
<i>III.1.2.2 Batterie.....</i>	<i>104</i>
<i>III.1.2.3 Convertisseurs.....</i>	<i>105</i>
III.2 Coût d'un système PV complet.....	105
III.3 Taux de délestage.....	105
III.3.1 Délestage de consommation.....	105
III.3.2 Délestage de productible.....	106
IV. Dimensionnement énergétique d'un système PV autonome.....	106
IV.1 Profils de charge.....	107
<i>V.1.1 Profil de charge constant.....</i>	<i>107</i>
<i>V.1.2 Profils de charge et de production idéalisés.....</i>	<i>107</i>
<i>V.1.3 Profil de charge typique.....</i>	<i>108</i>

IV.2 Profils d'irradiation solaire et température.....	109
IV.3 Dimensionnement du générateur PV.....	110
IV.4 Dimensionnement de la batterie.....	110
IV.5 Dimensionnement des convertisseurs.....	111
V. Optimisation du dimensionnement d'un système PV autonome.....	111
V.1 Critères d'optimisation.....	111
<i>V.1.1 Critère de coût de système PV.....</i>	<i>111</i>
<i>V.1.1.1 Critère de coût économique de cycle de vie du système.....</i>	<i>112</i>
<i>V.1.1.2 Critère de coût énergétique sur cycle de vie.....</i>	<i>112</i>
<i>V.1.2 Critère de service rendu au consommateur</i>	<i>113</i>
V.2 Méthodes d'optimisation.....	113
<i>V.2.1 Méthodes intuitives.....</i>	<i>114</i>
<i>V.2.2 Méthodes numériques</i>	<i>114</i>
<i>V.2.3 Méthodes analytiques</i>	<i>114</i>
V.3 Outils de simulation et d'optimisation.....	114
Conclusion.....	116

Chapitre IV : Optimisation d'un système photovoltaïque autonome

Introduction

L'intérêt de l'électrification en site rural n'est plus à démontrer de nos jours. Pour assurer une continuité dans la production de l'électricité, à cause du caractère aléatoire qui caractérise la photovoltaïque, ces systèmes sont pour la plupart de temps associés à des parcs de batteries. Le dimensionnement est une étape cruciale dans la conception des systèmes photovoltaïques. L'optimisation sera réalisée sur la base de données de consommation et de gisement de production. Le but est de déterminer l'ensemble des paramètres de dimensionnement du système afin de minimiser le coût total du système, tout en assurant l'alimentation du consommateur sans interruption. Pour résoudre ce problème, nous avons mis au point une méthode analytique d'optimisation, dans le chapitre suivant de cette thèse.

Dans ce chapitre, nous allons présenter les relations des rendements existant dans un tel système. Puis, nous expliquons les critères d'évaluation de performances du système en termes de coût économique et énergétique mais aussi en termes de taux de couverture de besoins de consommateur et nous établirons les différents profils de charge. Nous terminons ce chapitre par la présentation des méthodes et quelques outils d'optimisation. La méthode utilisée sera exposée dans le chapitre suivant.

I. Architecture du système étudié

Notre étude porte sur la problématique de gestion des échanges de puissances entre les différents éléments du système photovoltaïque autonome illustré par la figure IV.1. La connexion de ces éléments au générateur photovoltaïque est réalisée au niveau d'un bus de

tension continue. Ce bus continu présente l'avantage d'interconnecter plus aisément les différents éléments du notre système. Tous les composants du système excepté les batteries sont connectées à un bus continu via des convertisseurs (convertisseur CC/CC pour le générateur PV et charge continue et convertisseur CC/CA pour la charge alternative). La batterie qui est directement connecté au bus impose donc sa tension.

Le but est donc de trouver une stratégie de gestion des échanges de puissances entre les différents éléments du système photovoltaïque autonome.

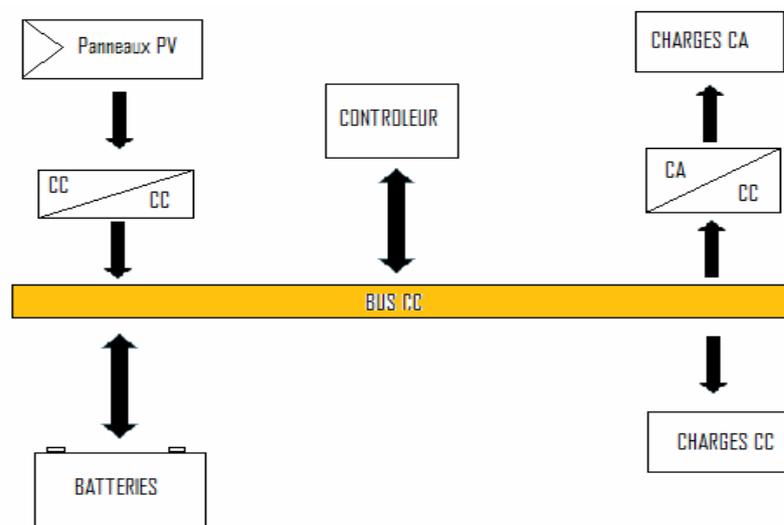


Figure IV.1 Architecture d'un système PV autonome.

II. Rendement d'une chaîne de conversion PV

Une chaîne de conversion est optimale (dans l'idéal) si la puissance maximale pouvant être générée à un instant donné par le générateur est entièrement transférée à la charge sans aucune perte [24]. Une normalisation des origines des pertes dans une chaîne de conversion photovoltaïque est indispensable pour pouvoir en connaître ses performances et envisager de les améliorer. Ceci se traduit par la définition de plusieurs rendements distincts [38]. Dans ce contexte, des différents rendements proposés par la littérature dans chacune des parties (générateur PV, commande MPPT, étage de conversion) existent séparément. En analysant les définitions exactes et en essayant de s'en servir comme critères, nous proposons une chaîne de rendement illustrée par la figure IV.2.

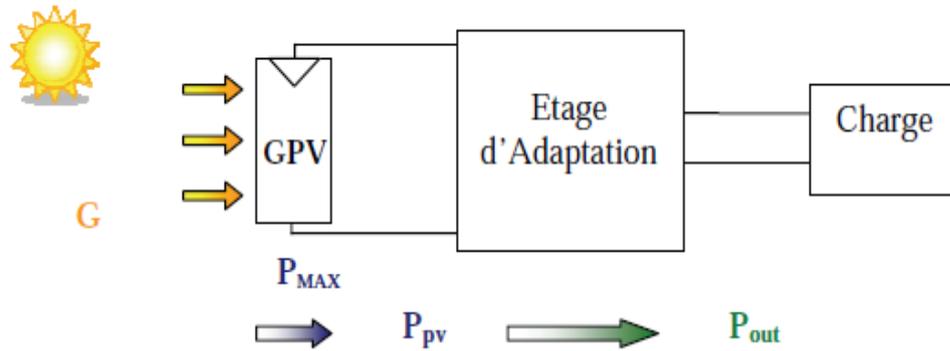


Figure IV.2 Chaîne de conversion photovoltaïque [38].

II.1 Rendement d'un module PV

L'irradiation solaire G (W/m^2) représente la puissance lumineuse reçue par le panneau par unité de surface A (m^2). La puissance reçue par un panneau de surface A est égale $G \cdot A_{\text{eff}}$. La surface A_{eff} représente la surface du panneau correspond à la partie active et susceptible de pouvoir effectuer la conversion photovoltaïque et non la surface totale occupée par le panneau solaire [38]. Le rendement maximal de la conversion de l'énergie des photons en quantité d'électrons extraits d'un panneau solaire, η_{pv} , est exprimé par [24] :

$$\eta_{\text{pv}} = \frac{P_{\text{max}}}{G \cdot A_{\text{eff}}} \quad \text{IV.1}$$

Où P_{max} est le maximum de puissance potentiellement disponible à la sortie d'un panneau PV dépend des ces paramètres physiques et des conditions météorologiques. Lorsqu'il s'agit de la puissance maximale dans les conditions standards ($1000\text{W}/\text{m}^2$, 25°C et spectre solaire AM 1.5), on parle alors de Watt-crête (W_c) ou de puissance crête ($P_{c\text{-pv}}$).

II.2 Rendement d'une commande MPPT

Ce rendement, η_{MPPT} , est obtenu en divisant la puissance disponible aux bornes d'un générateur PV par la puissance maximale potentiellement délivrable par ce même générateur. La puissance délivrée par le générateur PV notée P_{pv} est plus ou moins éloignée du potentiel productible noté P_{max} en fonction de l'étage d'adaptation utilisé pour réaliser la conversion et le transfert énergétique (Onduleur, convertisseur CC/CC, connexion directe) [38]. En résumé

cela donne le % de pertes de puissance d'un module PV par rapport à la fourniture de la puissance maximale qu'il pourrait produire [24]. Il est donné par:

$$\eta_{\text{MPPT}} = \frac{P_{\text{pv}}}{P_{\text{max}}} \quad \text{IV.2}$$

II.3 Rendement d'un étage de conversion

Pour transférer la puissance électrique produite, le mode de transfert utilisé peut présenter plus ou moins un taux de pertes lié à sa constitution. Nous définissons pour qualifier ces étages de conversion électrique-électrique et de transfert, le rendement de conversion d'un étage d'adaptation noté, η_{Conv} , et permettant d'évaluer les pertes liées à la conversion de puissance associée à l'étage d'adaptation. Alors, ce rendement est défini par [38] :

$$\eta_{\text{Conv}} = \frac{P_{\text{out}}}{P_{\text{pv}}} \quad \text{IV.3}$$

Avec, P_{pv} : représentant la puissance en entrée du convertisseur CC/CC et P_{out} est la puissance en sortie du convertisseur.

Le rendement de la chaîne de conversion correspond au produit des deux derniers rendements et est un critère que nous utilisons régulièrement pour évaluer les étages d'adaptation. Dans [1], l'auteur introduit le rendement total comme le produit du rendement énergétique du convertisseur par le rendement de la recherche du MPP. Alors :

$$\eta_{\text{Tot}} = \eta_{\text{Conv}} \cdot \eta_{\text{MPPT}} \quad \text{IV.4}$$

II.4 Rendement d'une chaîne de conversion photovoltaïque complète

Le rendement global de la chaîne de conversion PV, η_{global} , définies comme étant le produit de trois rendements précédemment définis sur le même intervalle de temps [24] :

$$\eta_{\text{global}} = \eta_{\text{pv}} \cdot \eta_{\text{Conv}} \cdot \eta_{\text{MPPT}} \quad \text{IV.5}$$

III. Critères d'évaluation de performance d'un système PV autonome

Dans cette partie, nous explicitons les critères d'évaluations des performances d'un système photovoltaïque autonome en termes de coût et de service rendu au consommateur ainsi que de la qualité d'utilisation des ressources renouvelables disponibles [1].

III.1 Critères des coûts

Il est subdivisé en deux types : Coût économique et coût énergétique.

III.1.1 Coût économique

Les coûts économiques des différents composants du système sont:

III.1.1.1 Générateur PV

Une étude bibliographique nous a permis de constater que le coût d'investissement varie d'un auteur à un autre. Les quelques valeurs récupérés dans la littérature sont regroupées dans le tableau IV.1. Le prix d'une installation PV doit prendre en compte les éléments réels. Il est décomposé entre l'ensemble des matériels de conversion, la main d'œuvre et la mise en service de l'installation.

En plus, il y a un coût d'opération et de maintenance. Il est évalué à 0.1 c€/kWh produit par Watt-crête installé. Si nous estimons qu'un Watt-crête de PV installé produit 1kWh par an, alors l'estimation de ce coût par an est : 0.1c€/W/an.

Composant PV	Coût d'investissement initial (€/kW)	Références
Module PV	6000	[27]
	3518	[70]
	6000	[2]
	2343	[71]
	4574	[72]
	4000	[1]
	3406	[73]
	2674	[74]

Tableau .IV.1 Coût d'investissement initial du module PV.

III.1.1.2 Batterie

Le coût d'investissement initial de la batterie varie d'un auteur à un autre. Tableau IV.2 résume quelques valeurs de coûts que nous avons trouvées dans la littérature. Le coût total en €, C_{T-bat} , comprend les batteries, les câbles nécessaires aux connexions, l'armoire ou le coffre de confinement, ainsi que la mise en service de l'ensemble.

En général les batteries installées dans une telle application sont dites 'sans entretien'. Ne trouvant pas d'information sur le coût d'entretien annuel [1].

A cause de l'usure et la fatigue de la batterie, le coût d'échange d'unité énergétique est :

$$C_{E-bat} = \frac{C_{T-bat}}{E_{T-bat}} \quad \text{IV.6}$$

Avec, E_{T-bat} est l'énergie totale qui pourra transiter dans la batterie en charge et en décharge (kWh).

Composant PV	Coût d'investissement initial (€/kWh)	Références
Batterie	210	[27]
	106	[70]
	150	[2]
	400	[1]

Tableau. IV.2 Coût d'investissement initial de la batterie.

III.1.1.3 Convertisseurs

En ce qui concerne les convertisseurs, un coût élémentaire identique à été choisi pour les onduleurs et les convertisseurs CC/CC à commande MPPT [1].

Le coût d'achat et d'installation de l'onduleur est :

$$C_{ond} = 0.5 \text{ €/VA} \quad \text{IV.7}$$

Le coût d'achat et d'installation de convertisseur CC/CC est :

$$C_{DC/DC} = 0.5 \text{ €/W} \quad \text{IV.8}$$

III.1.1.4 Câble électrique

Dans notre étude, nous avons négligé la valeur du coût d'investissement initial du câble électrique.

III.1.2 Coût énergétique

L'analyse sur cycle de vie d'un produit a pour but de quantifier les impacts de ce produit sur l'environnement. Dans le cas d'un système photovoltaïque, les impacts environnementaux les plus couramment utilisés sont le coût énergétique primaire du système, la qualité équivalente de gaz à effet de serre émis et le temps de retour sur investissement énergétique [1]. Dans notre travail, nous nous sommes intéressés au coût énergétique primaire exprimé en kWh. Ce coût représente l'énergie primaire totale requise pour la fabrication, la maintenance, le recyclage et le transport sur le lien d'utilisation du système.

III.1.2.1 Panneaux PV

Le coût énergétique primaire des panneaux PV est exprimé en kWh d'énergie primaire dépensée par Watt-crête (W_c) installé. Ce coût peut être estimé à 9 kWh/ W_c [75].

III.1.2.2 Batterie

Le coût énergétique primaire lié à la fabrication et au transport des batteries Plomb-acide est exprimé en kWh d'énergie primaire par kWh de capacité. Ce coût peut être estimé à 360kWh/kWh [75].

Les batteries utilisées dans tels systèmes ont une durée de vie nettement inférieure à la durée de vie des générateurs PV. Il faut donc prendre en compte leur remplacement en calculant le nombre de changement de ces batteries. Donc, le coût énergétique du stockage, CE_{bat-T} , est le produit du coût énergétique de fabrication des accumulateurs, CE_{bat} , par la capacité de l'accumulateur, E_{bat} , le tout multiplié par le nombre de remplacement de l'accumulateur, n_{bat} [1]:

$$CE_{bat-T} = CE_{bat} \cdot E_{bat} \cdot n_{bat} \quad IV.9$$

III.1.2.3 Convertisseurs

Par manque de données concernant les convertisseurs CC/CC, il ne sera pas fait de différence à puissance égale, entre les coûts énergétiques élémentaires de l'onduleur et du hacheur MPPT, même si nous savons bien que leurs composants sont différents. Le coût énergétique élémentaire de l'onduleur et de convertisseur CC/CC est respectivement: 0.3kWh/VA [75] et 0.3kWh/W [1].

III.2 Coût d'un système PV complet

Dans un système PV autonome, le coût du système complet étant égal à la somme des coûts économique ou énergétique de différents éléments du système ayant été précédemment définies [1]:

$$C_{\text{Total}} = C_{\text{PV}} \cdot P_{\text{c-pv}} + C_{\text{bat}} \cdot E_{\text{bat}} \cdot n_{\text{bat}} + C_{\text{ond}} \cdot S_{\text{ond}} \cdot n_{\text{ond}} + C_{\text{DC/DC}} \cdot P_{\text{DC/DC}} \cdot n_{\text{DC/DC}} \quad \text{IV.10}$$

Avec, C_x sont les coûts économiques ou énergétiques selon que l'on souhaite évaluer le coût global du système PV d'un point de vue économique ou énergétique.

Où, $n_{\text{DC/DC}}$ et n_{ond} est le nombre de remplacement du hacheur MPPT et l'onduleur respectivement. S_{ond} , $P_{\text{DC/DC}}$ et $P_{\text{c-pv}}$ est la puissance apparente de l'onduleur (VA), la puissance de l'hacheur (W) et la puissance crête du générateur PV(W) respectivement.

III.3 Taux de délestage

On distingue : le délestage de consommation et le délestage de productible [1,16, 80].

III.3.1 Délestage de consommation

Le consommateur demande au système PV une certaine puissance. Il peut arriver à certains moments que le système ne soit pas en mesure de lui fournir cette demande. Il s'agit de la conséquence d'un état de charge trop faible de l'accumulateur conjugué à un manque de production. Le délestage du consommateur (LOLP: Loss of Load Probability), LOLP, est le plus souvent calculé en termes d'énergie non fournie. Il correspond au rapport de l'énergie non fournie au consommateur alors qu'il l'a demandée sur l'énergie totale demandée [1] :

$$\text{LOLP} = \frac{\sum_0^{\text{tsim}} (P_{\text{demand}}(t) - P_{\text{load}}(t)) \cdot \Delta t}{\sum_0^{\text{tsim}} P_{\text{demand}} \cdot \Delta t} \quad \text{IV.11}$$

Où, P_{demand} et P_{load} représentent la puissance demandée et la puissance effectivement fournie au consommateur.

D'autre part, le délestage en temps correspond au rapport du temps cumulé où le consommateur n'est pas fourni en énergie, alors qu'il en a demandé, sur le temps total d'usage du système.

III.3.2 Délestage de productible

Le délestage de productible (LPSP: Loss of Power Supply Probability) est une technique probabiliste introduite dans le domaine des systèmes de génération photovoltaïques et éoliens et largement utilisées dans la conception et l'optimisation des systèmes éolienne-photovoltaïque autonome. Elle est basée sur le concept de LPSP qui est la probabilité que le système rencontre une pénurie à un moment donné pendant une période d'analyse, c'est à-dire un état dans lequel le système ne serait pas en mesure de fournir l'énergie nécessaire à la charge. . Donc la méthode LPSP est définie comme étant la fraction de l'énergie déficitaire sur celle demandée par la charge. Elle exprime le taux de non-satisfaction de la charge [16].

A partir de l'information sur la variabilité de la ressource solaire et sur la corrélation avec la charge, la LPSP peut être définie en termes d'état de charge des batteries. Quand l'énergie stockée dans le banc de batterie et celle produite conjointement par les deux (une) sources est insuffisante pour satisfaire la demande pour une heure, ce déficit est appelé perte d'énergie ou délestage de productible [76]. Cette perte productible peut être exprimée par le rapport de l'énergie produite sur l'énergie productible appelé facteur d'utilisation de la ressource solaire [1] :

$$F_U = \frac{\sum_0^t P_{\text{pv-prod}}(t) \cdot \Delta t}{\sum_0^t P_{\text{pv}}(t) \cdot \Delta t} \quad \text{IV.12}$$

Avec $P_{\text{pv-prod}}$: C'est la puissance photovoltaïque effectivement produite.

IV. Dimensionnement énergétique d'un système PV autonome

L'efficacité de toute installation électrique dépend fondamentalement de la rigueur de son dimensionnement et de son utilisation. La maîtrise du dimensionnement de ses différents composants est nécessaire. D'une manière générale, les principaux facteurs du dimensionnement sont :

- Les conditions environnementales du site (irradiation solaire, température)
- Le profil de charge
- Les demandes des clients
- Ressources financières
- La disponibilité de la technologie et le support technique

Dans le cadre de cette thèse, le dimensionnement devra suivre les étapes suivantes :

- Dimensionnement des panneaux PV
- Dimensionnement des batteries de stockage
- Dimensionnement des convertisseurs

IV.1 Profil de charge

Dans notre étude, nous considérons trois types de profil de charge:

IV.1.1 Profil de charge constant

Dans ce cas, le consommateur appelle une puissance constante en fonction du temps. Elle est égale à sa puissance moyenne ($P_{L-moy}=1kW$).

$$P_L(t) = P_{L-moy} \quad \text{IV.13}$$

IV.1.2 Profils de charge et de production idéalisés

Nous considérons des profils de consommation et de production idéalisés et simple. Afin de limiter le nombre de paramètres, ces profils seront sinusoïdaux. La figure IV.3 représente l'allure des profils de consommateur et de production idéalisés ainsi que les deux paramètres du profil de charge : le déphasage avec le profil de productivité solaire et son amplitude relative [1].

Le profil de charge journalier est exprimé par cette formule [75] :

$$P_L(t) = P_{L-moy} (1 + r \cdot \cos(\omega t - \theta)) \quad \text{IV.14}$$

La valeur moyenne des profils de consommation étant considérée constante, on définit l'amplitude relative du profil de consommation comme étant le rapport de la valeur maximale de ce profil sur sa valeur moyenne :

$$r = \frac{P_{L-\max}}{P_{L-\text{moy}}} \quad \text{IV.15}$$

Avec, r : Amplitude relative du profil de charge et θ est le déphasage journalier (rad)

L'expression de profil de production est :

$$P_{pv}(t) = P_{L-\text{moy}}(1 - \cos \omega t) \quad \text{IV.16}$$

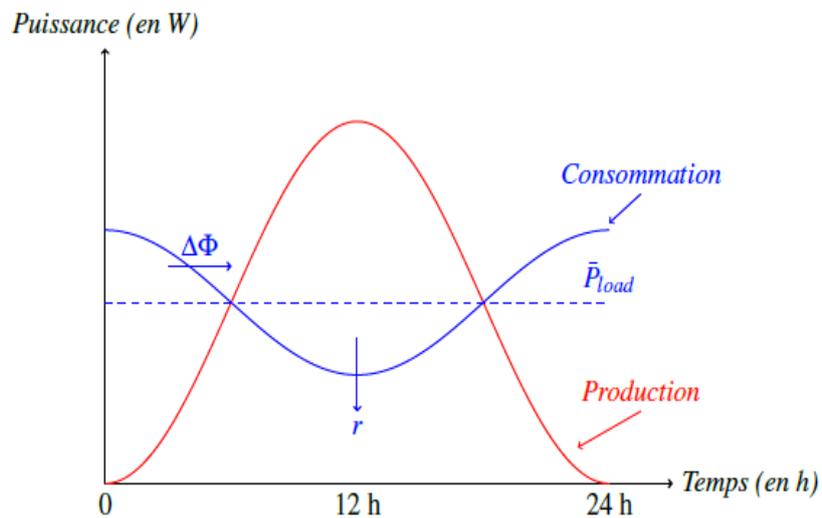


Figure IV.3 Profils de production et de consommation idéalisés sinusoïdaux [1].

IV.1.3 Profil de charge typique

Un exemple, d'un profil de consommation adopté est celui représenté à la figure IV.4. 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. Ce profil tient compte des périodes d'utilisation au cours de la journée des appareils électroménager, éclairage, Audio visuel et informatique.

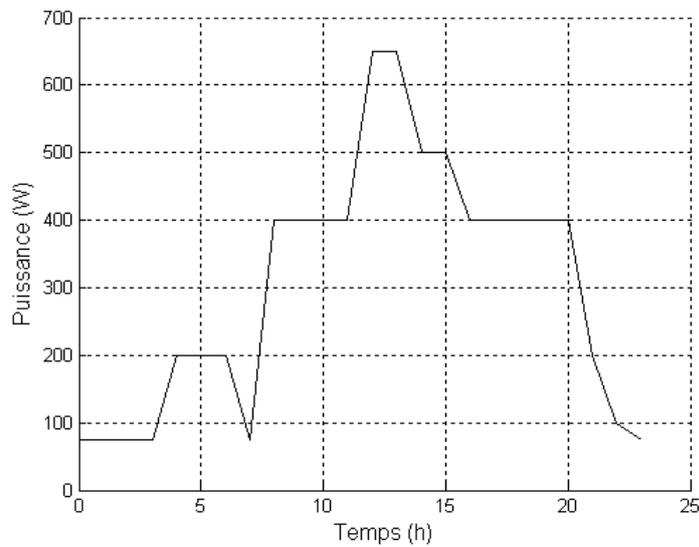


Figure IV.4 Profil de charge typique d'un habitat.

IV.2 Profils d'irradiation solaire et température

Il s'agit des données météorologiques pour une journée type de chaque saison. Les données collectées avec un pas horaire sont l'irradiation solaire (W/m^2) et la température ($^{\circ}C$). La figure IV.5 présente un exemple des profils journalier de température et irradiation solaire pour les quatre saisons [77].

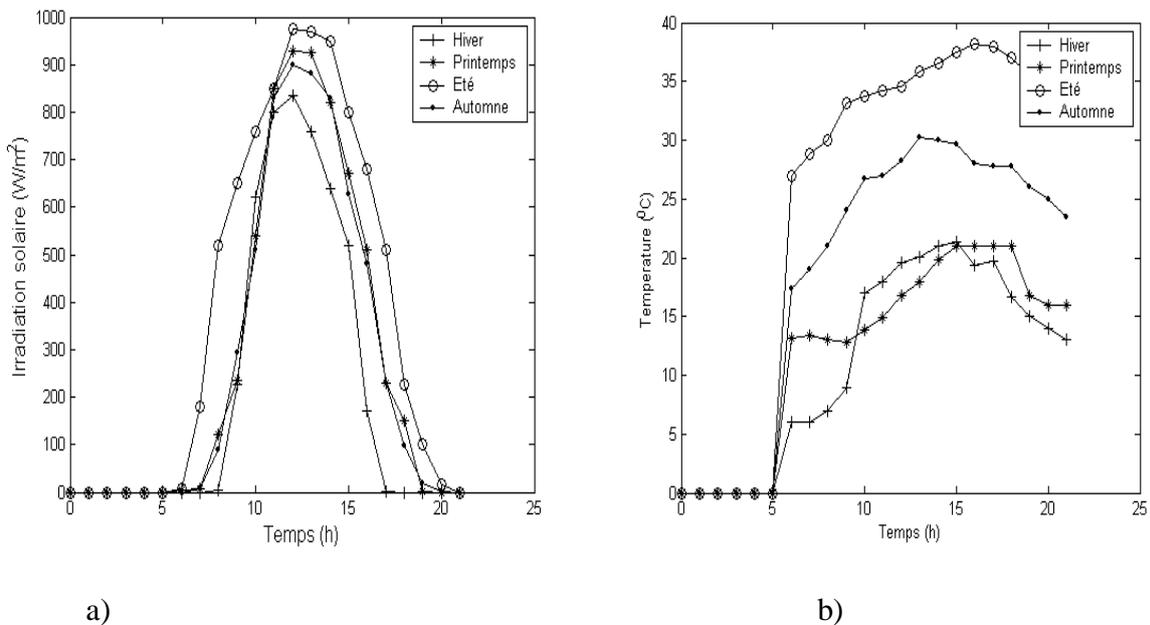


Figure IV.5 Profils journalier pour les 04 saisons

a) Irradiation solaire, b) Température.

V.3 Dimensionnement du générateur PV

La puissance produite par un panneau PV est calculé par [78] :

$$P_{pv} = \eta_{tot} \cdot A \cdot G \quad \text{IV.17}$$

Avec, G : Irradiation solaire (W/m^2)

A : surface du panneau PV (m^2)

η_{tot} : Rendement totale du panneau PV et convertisseur CC/CC.

IV.4 Dimensionnement de la batterie

Le dimensionnement des batteries requiert donc une attention particulière afin d'augmenter la durée de vie de ces dernières et par la même occasion diminuer le coût global du système. La capacité nominale des batteries, (Ah), est donnée par la relation suivante [69]:

$$C_b = \frac{Aut \cdot B_j}{V_{bat} \cdot DOD \cdot \eta_{bat}} \quad \text{IV.18}$$

Avec, B_j : Besoin énergétique journaliers (Wh)

Aut : Nombre de jour d'autonomie des batteries dont on souhaite bénéficier

V_{bat} : Tension nominale des batteries (V)

η_{bat} : Rendement énergétique des batteries

DOD : Profondeur de décharge des batteries

Le nombre des batteries à retenir est déterminé à partir de la capacité d'une unité de batterie C_{ubat} en Ah. Il est exprimé par [79]:

$$N_{bat} = \frac{C_b}{C_{ubat}} \quad \text{IV.19}$$

Ce dimensionnement peut ne pas être totalement fiable et provoque la dégradation prématurée de la batterie. Deux cas se présentent :

- La consommation estimée au départ est inférieure à la consommation réelle de l'utilisateur, on a régulièrement un état de charge.

- Les panneaux photovoltaïques sont sous-dimensionnés par rapport à la batterie. Dans ce cas la recharge d'une batterie complètement déchargée est très difficile.

V.5 Dimensionnement des convertisseurs

Les puissances nominales des convertisseurs correspondent aux puissances nominales des composants auxquels ils sont connectés [2].

IV. Optimisation du dimensionnement d'un système PV autonome

Le dimensionnement est donc est une étape primordiale dans la conception des systèmes photovoltaïques en site isolé. En effet, le dimensionnement optimal de tels systèmes s'obtient lorsque les différents composants tels que les panneaux, les batteries, régulateur et l'onduleur sont choisis de façon adéquate pour une ressource solaire donné et un profil de charge de consommation donné. Le choix des objectifs est une étape cruciale dans la formulation d'un problème d'optimisation. Dans la littérature, en matière de dimensionnement des systèmes PV autonomes, plusieurs critères ou objectifs de performances ont été utilisés. On peut citer entre autre : le critère de coûts financiers, qualité de service, l'impact du profil de consommation sur le dimensionnement. Dans le cas où plusieurs critères sont considérés simultanément, on parle d'optimisation multicritères ou multi-objectifs. Il y a généralement plusieurs critères contradictoires à satisfaire simultanément, c.à.d l'amélioration de l'un entraîne la dégradation de l'autre et vice-versa. Il faut trouver un compromis, contrairement à l'optimisation mono-objectif, la solution d'un problème multi-objectif n'est pas une solution unique, mais un groupe de solution qui caractérise l'ensemble des compromis entre les différents objectifs [80].

IV.1 Critères d'optimisation

Dans cette partie de la thèse, nous exposons les principes critères retenus d'un système PV en termes de coût et en termes de service rendu au consommateur [1, 80,81].

IV.1.1 Critère de coût du système PV

On distingue deux types :

IV.1.1.1 Critère de coût économique de cycle de vie

Au cours de l'étude préliminaire de la conception d'un système PV autonome, la préoccupation du coût économique doit être toujours présentée pour déterminer le type de systèmes le plus économique et qui est capable de satisfaire le mieux possible les conditions imposées. De plus, le calcul du coût sur la durée de vie (LCC : Life Cycle Cost) est une forme de calcul économique qui permet une comparaison directe des coûts induits par les diverses solutions envisagées. Dans ce type de calcul, les coûts initiaux ne sont pas les seuls à être pris en compte, tous les coûts futurs sur la durée de vie de l'installation sont également envisagés, ceux-ci comprennent le remplacement de certaines parties du système, la maintenance et la réparation du système, et l'indisponibilité du système [80]. Le coût, LCC, est souvent utilisé comme une évaluation économique [82,83]. La période d'analyse sera la durée de vie de sous système qui bénéficie de la plus longue durée de vie. Dans notre étude, c'est le module PV qu'ait une durée plus longue que les autres composants du système PV autonome.

IV.1.1.2 Critère de coût énergétique sur cycle de vie

L'analyse sur cycle de vie d'un produit à pour but de quantifier les impacts de ce produit (sur l'ensemble de sa vie) sur l'environnement. Dans le cas d'un système photovoltaïque, les impacts environnementaux les plus couramment utilisés sont le coût énergétique primaire du système ou énergie globale (GER), qui sert à établir le temps de retour énergétique (TRE) et la qualité équivalente de gaz à effet de serre émis, qui sert à évaluer le temps de retour climatique (TRC) [1,80].

Nous pouvons définir les gaz à effet de serre, GES, comme des gaz qui absorbent une partie des rayons solaires en les redistribuant sous la forme de radiation au sein de l'atmosphère terrestre, phénomène appelé 'effet de serre'. La plupart de ces gaz sont naturellement présents dans l'atmosphère. On dénombre plus de 40 de gaz à effet de serre parmi lesquels on cite : le dioxyde de carbone (CO_2), vapeur d'eau (H_2O), le méthane (CH_4), l'ozone (O_3), le protoxyde d'azote (N_2O), l'hydrofluorocarbure (HFC), le perfluorocarbure (PFC), etc. Le temps de retour énergétique (EPBT: Energy Pay Back Time) est la durée nécessaire au système pour produire autant d'énergie qu'il en a fallu pour le construire. Il est exprimé comme le rapport entre l'énergie totale consommée pour la construction du système et sa production annuelle. Par contre, le temps de retour climatique ou écologique, est le temps nécessaire pour qu'une installation PV, par la substitution de l'électricité produite à

l'électricité locale, permette d'éviter les émissions de GES qui ont été nécessaires à sa fabrication, à son installation, à sa maintenance et à sa fin de vie [80].

Dans le cadre de cette thèse, nous nous sommes intéressés au coût énergétique primaire. Ce coût, exprimé en kWh d'énergie primaire, représente l'énergie primaire totale requise pour la fabrication, la maintenance, le recyclage et le transport sur le lieu d'utilisation du système. Le dénominateur Gross Energy Requirement (GER) est couramment utilisé dans la littérature pour désigner ce coût énergétique global [1].

IV.1.2 Critère de service rendu au consommateur

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque est réalisé sur la base d'un service rendu au consommateur. Ce service peut être quantifié en termes de délestage de consommation. Dans la littérature [83-86], le délestage du consommateur, LOLP, est le plus souvent calculé en termes d'énergie non fournie. De même, selon le dimensionnement du système photovoltaïque, une part plus ou moins importante de l'énergie productible d'origine solaire pourra être exploitée. On parlera dans ce cas de facteur d'utilisation de la ressource énergétique solaire [1]. Cependant, il est intrinsèquement impossible de valider un modèle analytique pour des valeurs de taux de délestage : $10^{-2} \leq \text{LOLP} \leq 10^{-1}$ des valeurs acceptables pour des applications telles que l'éclairage, électrification de maisons, etc. Par contre, pour des applications de télécommunication, il est nécessaire de dimensionner les systèmes pour un taux de délestage de $\text{LOLP} \leq 10^{-4}$ [92,94].

IV.2 Méthodes d'optimisation

Un problème d'optimisation se définit comme la recherche du minimum ou maximum d'une fonction. En effet, l'optimisation cherchant à analyser et à résoudre analytiquement ou numériquement les problèmes qui consistent à déterminer le meilleur élément d'un ensemble, au sens d'un critère donné. On rencontre dans la littérature [81,87], trois différentes méthodes d'optimisations des systèmes photovoltaïques autonomes : méthodes intuitives, méthodes numériques et méthodes analytiques.

IV.2.1 Méthodes intuitives

Cette méthode basée sur le mois le plus défavorable en irradiation solaire, cela provoque sous/surdimensionnement du système PV. L'auteur [88], donne un exemple d'application d'optimisation d'un système photovoltaïque en Dhaka.

IV.2.2 Méthodes numériques

Ces méthodes tiennent compte de l'évolution dans le temps des besoins du consommateur, des données météorologiques et des différents composants du système photovoltaïque. Ces méthodes sont basées sur la simulation temporelle des systèmes sur une période d'observation bien définie avec un pas de temps précis [80,89, 90]. La principale caractéristique de ces méthodes est la précision de ces solutions. Lorsque le problème à optimiser est complexe, l'utilisation de ces méthodes garantissant la résolution optimale du problème est beaucoup trop longue en termes de temps de calcul. Dans ce cas, les méthodes approchées sont utilisées, comme les algorithmes évolutionnaire [75, 91,92]. Elles permettent d'obtenir des solutions de bonnes qualités, proche d'optimalité, en un temps raisonnable.

IV.2.3 Méthodes analytiques

Elle est basée sur des équations où le dimensionnement du système photovoltaïque est en fonction de sa fiabilité [89,93].

La méthode que nous proposons dans notre étude est une méthode analytique car nous n'avons pas des données météorologiques sur longue période du temps et de plus, notre problème n'est pas d'une grande complexité. Plus des détails sur cette méthode est dédiée au chapitre suivant.

IV.3 Outils de simulation et d'optimisation

Les logiciels de dimensionnement sont des outils indispensables pour l'analyse et la comparaison de différentes combinaisons possibles des sources utilisées dans les systèmes énergétiques isolés. Ces logiciels ont pour but d'optimiser ces systèmes, d'une façon générale hybride, mais les stratégies d'optimisation sont différentes. Une brève description de quelques est donnée ci-après [16,80, 81]:

1. **SOMES** : C'est un outil de simulation et d'optimisation des systèmes d'énergies renouvelables. SOMES est développé par l'Université Utrecht (Université Néerlandaise située à Utrecht, aux Pays-Bas). Les composants disponibles sont : PV, éolienne, générateur diesel, réseau électrique, batterie de stockage et plusieurs types des convertisseurs. La simulation est réalisée sur une base de temps horaire. Le système optimal est trouvé en comparant les coûts de plusieurs systèmes, dans des limites définies par l'utilisateur.
2. **SOLSIM** : Il est développé au "Fachhochschule Konstanz" en Allemagne. C'est un outil de simulation qui permet aux utilisateurs de concevoir, analyser et optimiser des systèmes connectés ou pas à un réseau. Les sources d'énergies disponibles sont : panneau PV, des éoliennes, des installations de biogaz ou de biomasse, des batteries et des générateurs diesels. SOLSIM est un progiciel qui comporte des outils différents : un programme de simulation générale appelé SOLSIM, une unité d'optimisation de l'angle d'inclinaison des panneaux PV, une unité de calcul des coûts du cycle de vie et l'unité simulant des générateurs éoliens.
3. **PVSOL** : est un logiciel pour la conception et la simulation d'installations PV autonomes ou raccordées au réseau public. Il permet d'optimiser les configurations de systèmes utilisés couramment pour la conception d'installation rentable. Le programme complet appelé PVSOL Set est la combinaison de deux logiciels : Le premier est **PVSOL standalone**, est un programme de conception et de simulation pour les installations PV en systèmes autonomes. Après l'entrée des données du récepteur alimenté, le logiciel détermine la puissance nécessaire du générateur PV ainsi que la taille de l'accumulateur d'après les critères de dimensionnement habituels. Le programme détermine ensuite, dans la simulation correspondante, la part de revêtement solaire ainsi que d'autres paramètres caractéristiques significatifs. Le second est **PVSOL gridcon**, est un programme de simulation pour les installations PV raccordées au réseau. Il permet d'optimiser les configurations de systèmes les plus courants pour aboutir à une conception plus efficace de l'installation. L'installation peut être composée à partir d'une multitude de modules PV. Après avoir déterminé la taille de l'installation, on obtient une aide à travers un revêtement automatique du toit. Après vérification

des paramètres significatifs, le logiciel propose l'onduleur adapté et le câblage du champ PV est affiché [80].

- 4. HOMER :** est un logiciel pour la simulation et l'optimisation de génération électrique distribuée développé par le Laboratoire national sur les énergies renouvelables (NREL:National Renewable Energy Laboratory) situé à Golden, Colorado aux États-Unis. Le modèle doit être renseigné des ressources disponibles, des options technologiques, des coûts et des charges à respecter par le système. Les composants qui peuvent être modélisés sont des modules PV, des éoliennes, des générateurs, des batteries, des convertisseurs CA/CC, des électrolyseurs, des réformateurs, des réservoirs d'hydrogène. Les charges peuvent être saisies en tant que profil de charge quotidien ou importées d'un fichier de données horaires. Les valeurs horaires des charges doivent être définies pour chacune des 8760 heures d'une année. En ce qui concerne les composants, des fonctions de coûts linéaires sont adoptées et les dimensions des composants à prendre en considération doivent être préalablement prévues afin de réaliser l'optimisation. Le nombre de type multiplié par le nombre de composants donne le nombre de configurations de systèmes simulés par le programme. **HOMER** est un modèle de séries chronologiques et effectue un bilan énergétique horaire le long d'une année pour chaque configuration de système rentrée par l'utilisateur. Il affiche ensuite la liste des configurations de systèmes triés par le coût actuel net (qui combine le coût en capital annualisé par l'amortissement du composant au cours de sa durée de vie en utilisant les taux d'actualisation réelle et celui de remplacement, fonctionnement et entretien)[16].

Conclusion

Dans ce chapitre, l'architecture d'un système photovoltaïque autonome est présentée. Nous avons établi les relations de rendement du système étudié. Nous avons visé la définition des critères d'évaluation des performances du système sur son cycle de vie. Nous avons présenté les méthodes d'optimisations. Ainsi, avec ces différentes méthodes et à l'aide des modèles économiques et énergétiques nous disposons quelques outils d'optimisation disponible basée sur la simulation. La méthode analytique d'optimisation utilisée et l'implémentation de ces modèles dans un environnement de simulation Matlab est l'objectif de chapitre suivant.

Chapitre V : Elaboration des méthodes d'optimisation

Introduction.....	118
I. Impact du profil de charge sur le coût énergétique	118
I.1 Système PV autonome sans pertes.....	120
I.2 Système PV autonome avec pertes.....	124
II. Méthode analytique d'optimisation pour un système photovoltaïque	127
II.1 Principe de la méthode analytique	128
II.2 Base de données.....	133
III. Résultats de simulation.....	134
III.1 Influence de LOLP sur le dimensionnement.....	135
III.2 Influence du coût sur le dimensionnement	152
III.3 Influence de la charge sur le dimensionnement.....	165
Conclusion.....	171

Chapitre V : Elaboration des méthodes d'optimisation

Introduction

Dans ce chapitre sont exposés les résultats de simulation obtenus au cours de cette étude. Mais avant de développer l'analyse de ces résultats, dans la 1^{ière} partie, on montrera tout d'abord l'impact de différents paramètres du profil de consommation sur le coût énergétique globale du système. Celle-ci sera basée sur des profils de consommation et de production idéalisés et sur les rendements des différents éléments composant le système et les coûts énergétiques de tous les composants du système étudié. La 2^{ième} partie, nous détaillons la méthode analytique d'optimisation utilisée. Nous exposons les principes critères retenus d'un système PV en termes de coût et en termes de service rendu au consommateur, comme des critères d'optimisation. L'optimum technico-économique du dimensionnement est atteinte, quand tous les coûts économiques sur cycle de vie du système sont minimisés, de façon que le système puisse en même temps respecter toutes les contraintes de fonctionnement et satisfaire toutes les exigences de l'utilisateur.

Afin de généraliser cette étude, nous avons testé cette méthode pour différents lieux situés en Algérie. Un dimensionnement optimal de chaque composant des systèmes (capacité des panneaux et capacité de batterie) ou en termes de surface de générateur PV et capacité utile de batterie a été obtenu pour chaque lieu testé. Nous avons associé d'autres objectifs tels que l'influence du coût et la variation de la charge sur le dimensionnement du système étudié.

I. Impact du profil de charge sur le coût énergétique

L'optimisation du dimensionnement d'un système PV autonome est un compromis entre un critère de coût (économique ou énergétique) et un critère de service rendu au

consommateur (LOLP). Dans cette partie, le critère de dimensionnement retenu est le coût énergétique global du système PV autonome. Nous souhaitons de traité l'influence des différents paramètres de charge (amplitude relative et le déphasage journalier) et de production idéalisés sur le dimensionnement d'un système PV autonome. L'expression du coût énergétique d'un système PV est donné par l'équation V.1, où les termes CE_x représentent les coûts énergétiques d'investissement des différents composants et n_x leurs nombre de remplacement sur la durée de vie complété du système PV:

$$CE_{\text{Total}} = CE_{\text{PV}} \cdot P_{\text{c-pv}} + CE_{\text{bat}} \cdot E_{\text{bat}} \cdot n_{\text{bat}} + CE_{\text{ond}} \cdot S_{\text{ond}} \cdot n_{\text{ond}} + CE_{\text{DC/DC}} \cdot P_{\text{DC/DC}} \cdot n_{\text{DC/DC}} \quad \text{V.1}$$

Les quatre variables de dimensionnement sont :

- Puissance crête du générateur photovoltaïque, $P_{\text{c-pv}}$.
- Puissance apparente de l'onduleur, S_{ond}
- Puissance du hacheur à commande MPPT, $P_{\text{DC/DC}}$
- Capacité de stockage de l'accumulateur, E_{bat}

Cette étude sera menée en faisant les hypothèses, que la valeur moyenne du profil de consommation sera maintenu constant afin de conserve la même énergie électrique consommé sur le cycle de vie considéré et que le taux de délestage de consommateur est nul (satisfaction totale du consommateur) [1]. L'application considérée correspond à une charge de type habitat avec une consommation journalière de 10 kWh. Cela correspond à une consommation moyenne de 1000W. Pour notre application, une durée d'exploitation de 30 ans est considérée. Le tableau V.1 présente les paramètres de chaque composant du système PV [95].

Composant PV	Coût énergétique	Durée de vie (ans)
Module PV	9 kWh/W _c	30
Batterie	359 kWh/kWh	05
Hacheur	0.3 kWh/W	10
Onduleur	0.3 kWh/VA	10

Tableau V.1 Paramètres du système PV.

Dans ce contexte, deux cas sont considérées [95] :

1. Système PV autonome sans pertes
2. Système PV autonome avec pertes

I.1 Système PV autonome sans pertes

Dans ce cas, les convertisseurs et l'accumulateur ont un rendement unitaire. Le coût énergétique global du système PV autonome peut être exprimé en fonction des paramètres du profil de charge comme suit [95]:

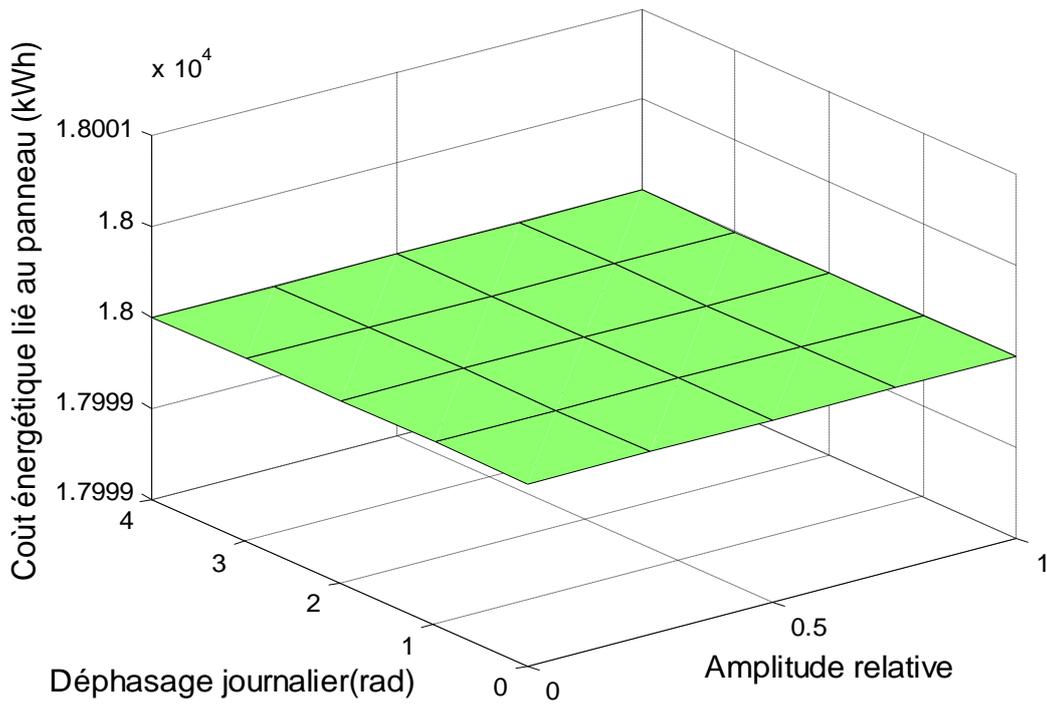
$$CE_{\text{Total}} = P_{L\text{-moy}} (2 \cdot CE_{\text{pv}} + 2 \cdot n_{\text{DC/DC}} \cdot CE_{\text{DC/DC}} + n_{\text{ond}} \cdot CE_{\text{ond}} (1 + r) + n_{\text{bat}} \cdot CE_{\text{bat}} \cdot E_{\text{bat}}) \quad \text{V.2}$$

Le coût énergétique minimal ($CE_{\text{Total_min}}$) pour notre installation correspond à un profil de charge exactement identique au profil de production ($r=1, \theta=\pi$). Dans ce cas, La présence des batteries est inutile. Donc, la valeur minimal du ce coût est exprimé par [95]:

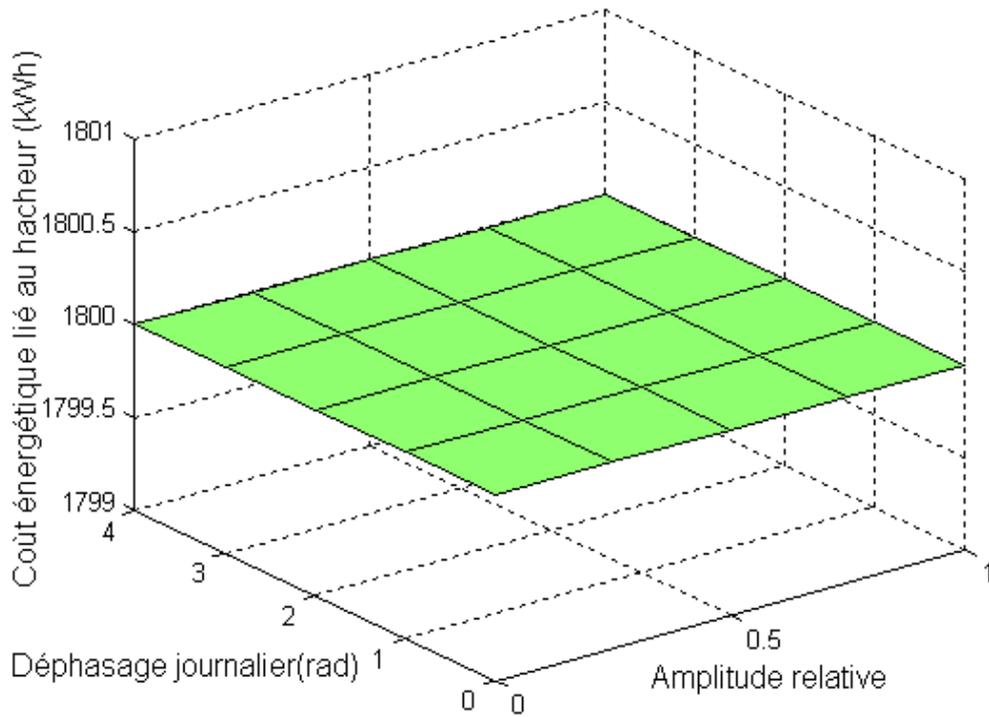
$$CE_{\text{Total_min}} = 2 \cdot P_{L\text{-moy}} (CE_{\text{pv}} + n_{\text{DC/DC}} \cdot CE_{\text{DC/DC}} + n_{\text{ond}} \cdot CE_{\text{ond}}) \quad \text{V.3}$$

La figure V.1 représente l'évolution du coût énergétique des différents constituants en fonction de paramètres de profil de charge. On constate que le coût énergétique du panneau et du hacheur MPPT ne dépendent pas des paramètres de profil de charge. Par contre, la dépendance de coût lié à l'onduleur et la batterie est observable. Le coût énergétique le plus important est dû au coût énergétique de la batterie. Celui-ci est nul lorsque les deux profils de charge et de production sont en phase. La figure V.2 confirme l'influence des paramètres de profil de charge (amplitude relative et déphasage journalier) sur le coût énergétique de la batterie. Donc, lorsque la présence de batterie est inutile, le sous dimensionnement de système PV autonome est atteint.

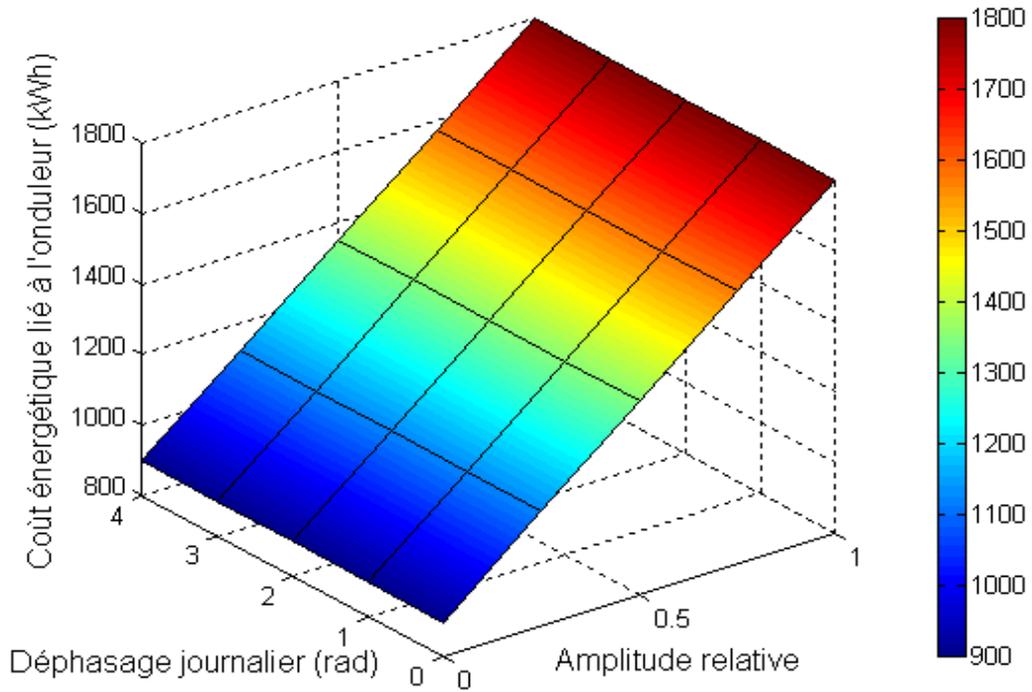
Pour une durée d'exploitation de 30 ans, en utilisant l'équation V.3, le coût énergétique total minimal est **21600kWh**. En considérant une consommation moyenne de 1kW, le rapport entre le coût énergétique optimal et la consommation d'énergie électrique sur 30 ans est plus de 19%, cela signifie que l'énergie primaire représentée par ce système PV minimal dans sa globalité représente sur cycle de vie 19% de l'énergie finale consommée.



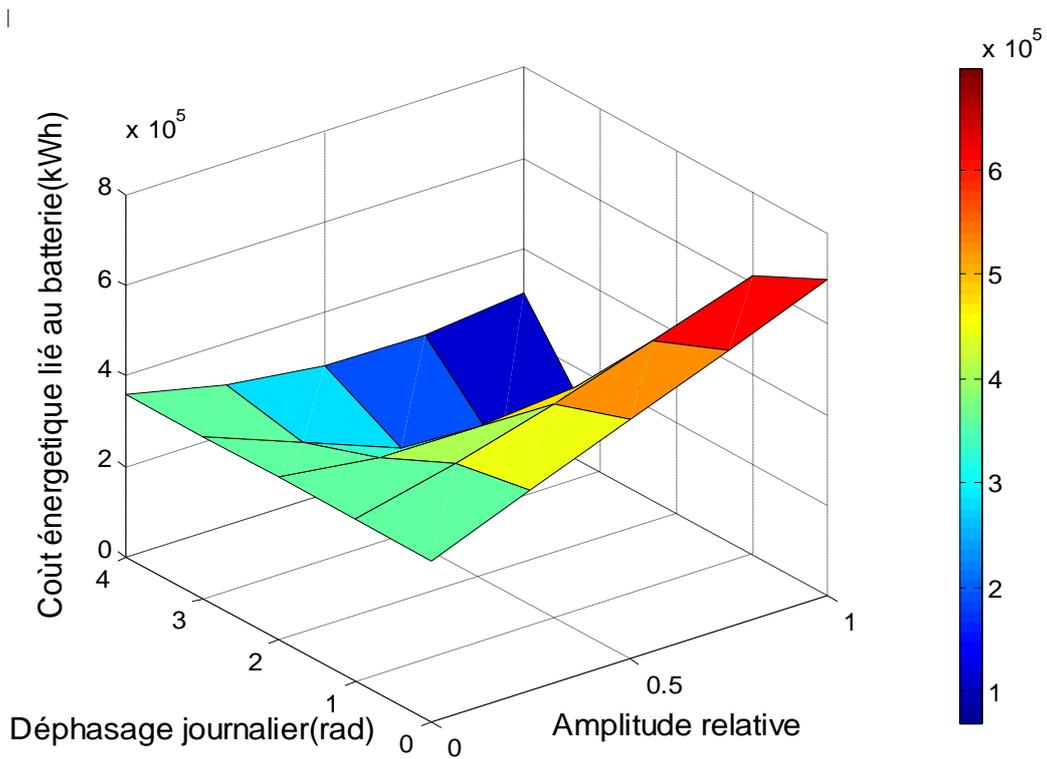
a)



b)



c)



d)

Figure V.1 Coûts énergétiques de différents constituants d'un système PV autonome en cas de rendement unitaire : a) Panneau; b) Hacheur ; c) Onduleur et d) Batterie

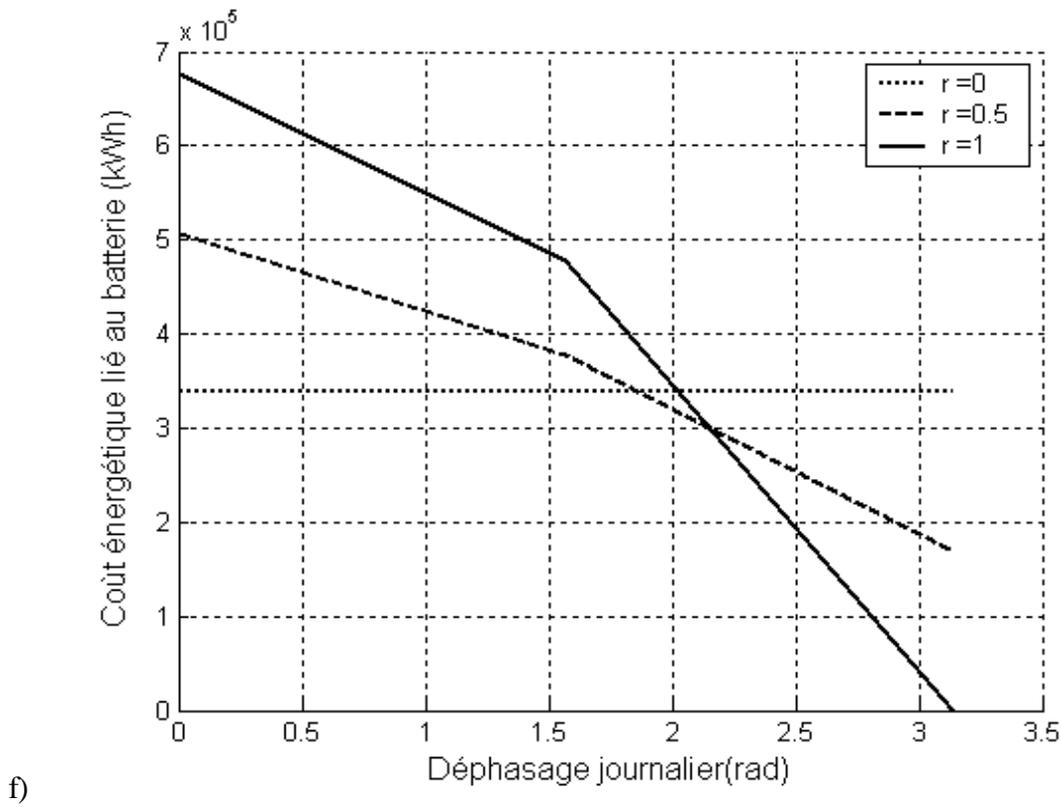
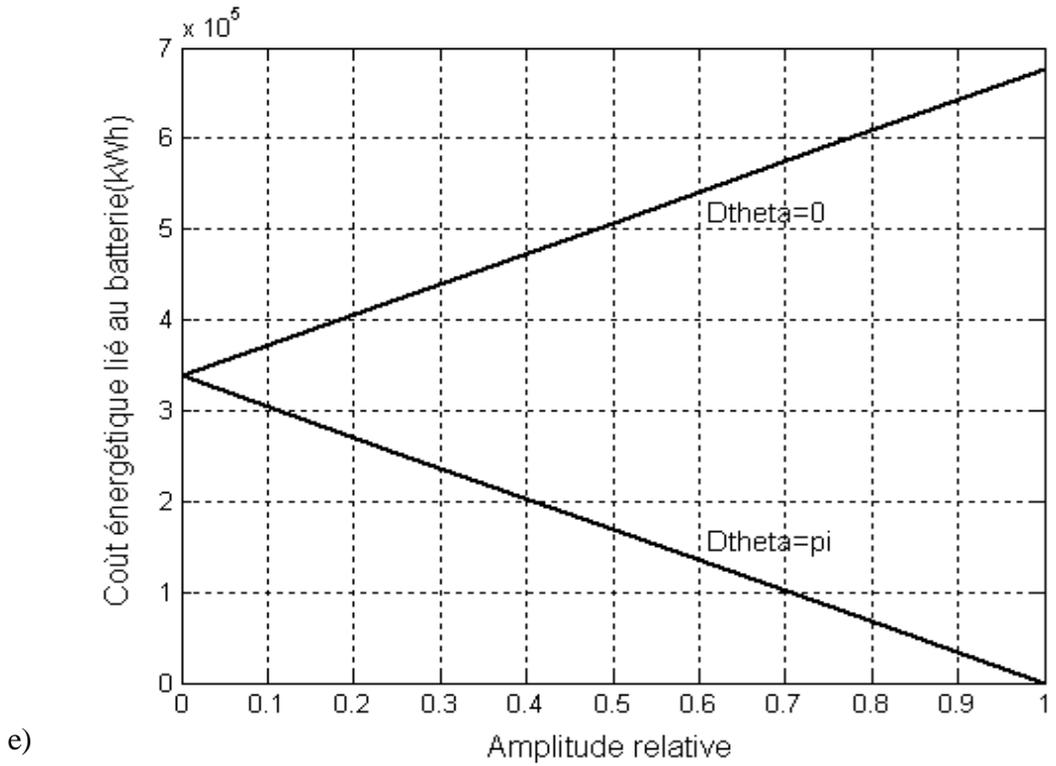


Figure V.2 Evolution de coût énergétique de batterie en fonction des paramètres de profil de charge : e) Amplitude relative et f) Déphasage journalier.

I.2 Système PV autonome avec pertes

La prise en compte des pertes dans les convertisseurs se traduit par un surdimensionnement de système PV et des convertisseurs par contre le dimensionnement de l'accumulateur reste le même que dans le cas de rendement unitaire.

Le convertisseur DC/DC doit être dimensionné sur la base de la puissance photovoltaïque maximale productible. Elle est donnée par [95]:

$$P_{DC/DC} = \frac{P_{c-pv}}{\eta_{DC/DC}} \quad V.4$$

Par contre, l'onduleur doit être dimensionné sur la base de la puissance maximale de la charge. Sa puissance apparente est exprimée par [95]:

$$S_{ond} = \frac{(1+r) \cdot P_{L-moy}}{\eta_{ond}} \quad V.5$$

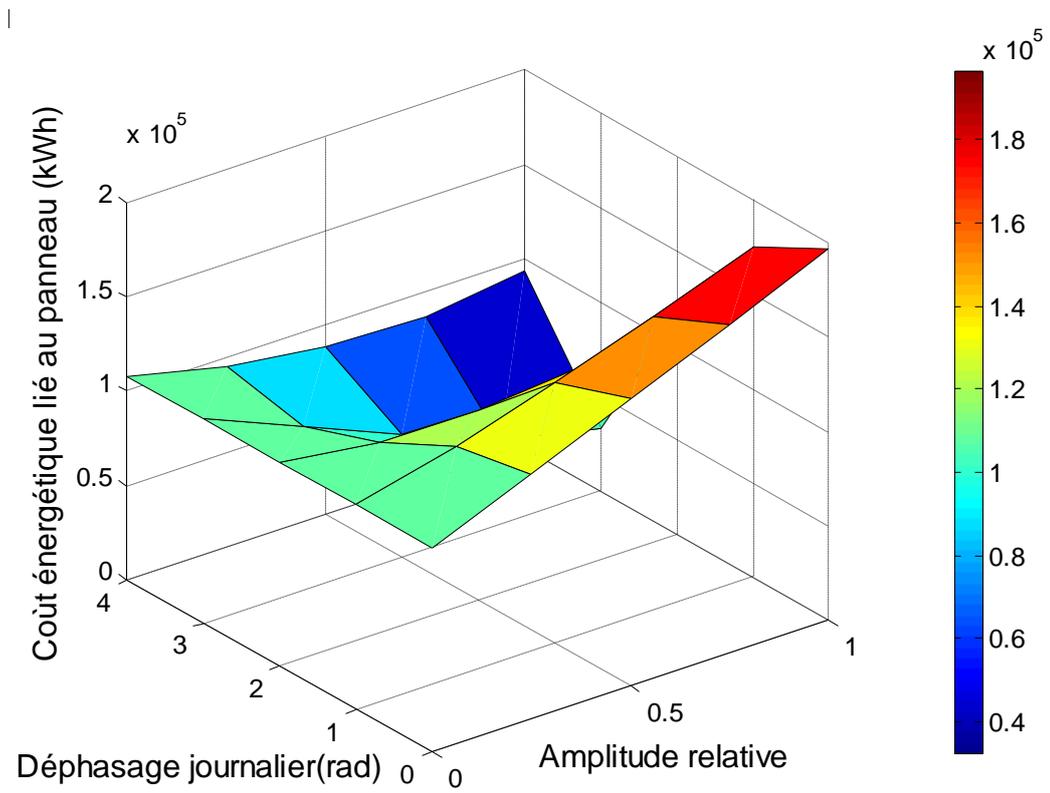
Finalement, la puissance crête photovoltaïque correspond au double de la valeur moyenne de la puissance produite. Elle est exprimée par [95]:

$$P_{c-pv} = 2 \frac{(P_{L-moy} \cdot T - E_{bat}) + E_{bat} / \eta_{ch} \cdot \eta_{disc} \cdot h}{\eta_{DC/DC} \cdot \eta_{ond} \cdot T} \quad V.6$$

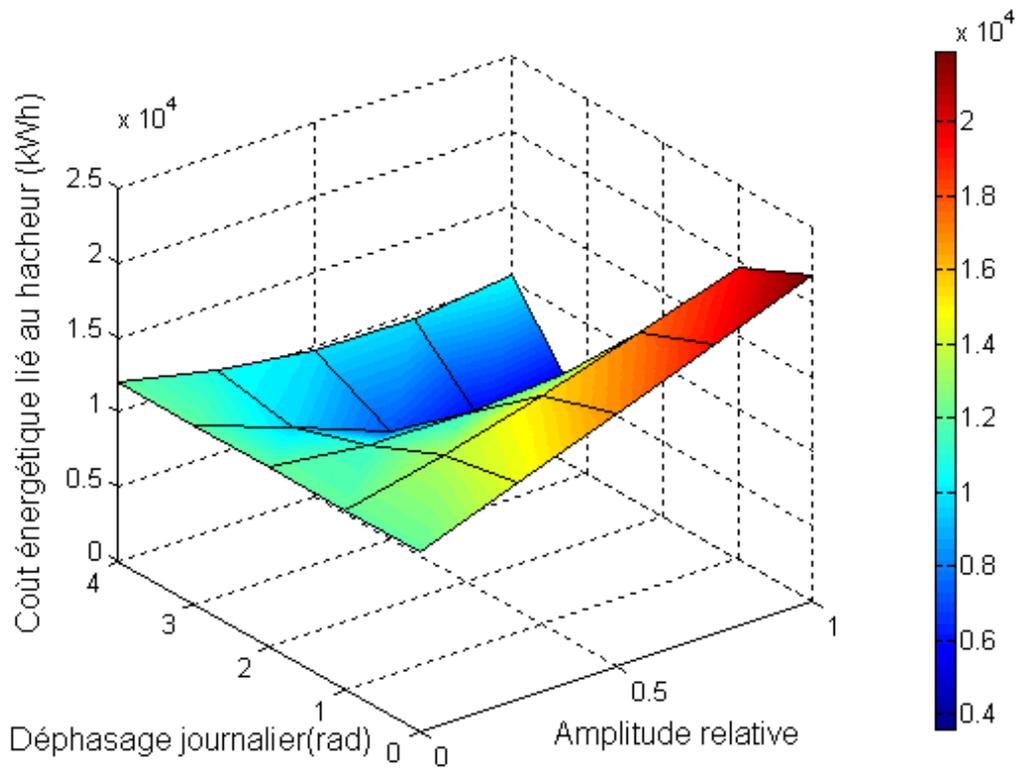
Avec, $\eta_{DC/DC}$ et η_{ond} : Rendements du hacheur MPPT et onduleur respectivement.

η_{ch} et η_{disch} : Rendements de charge et de décharge de batterie respectivement.

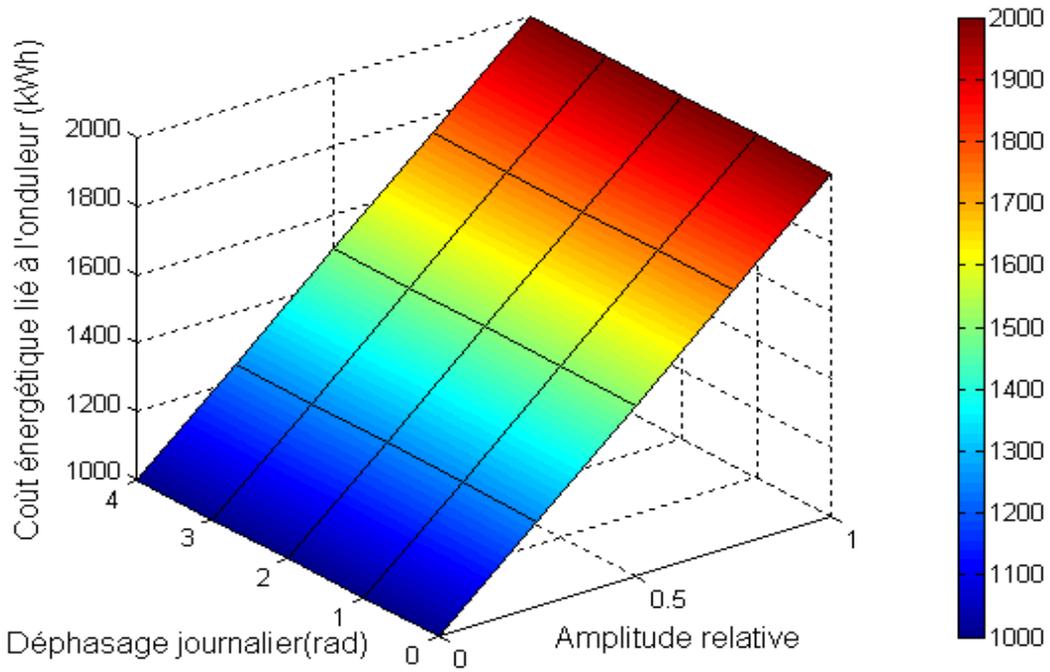
Pour les convertisseurs, les rendements ont été estimés selon le modèle de Macagnan $\eta_{DC/DC} = \eta_{ond} = 90\%$. L'accumulateur possède un rendement constant, soit en charge ou en décharge, de 80%. De la même manière que dans le 1^{ier} cas, l'évaluation des différents constituants du système sont illustrés à la figure V.3. Dans ce cas, il est très clair de remarquer l'influence des paramètres de charge (r , θ) sur le dimensionnement du générateur PV et donc sur le hacheur à commande MPPT. Donc, la puissance crête des générateurs PV n'est plus constante comme le 1^{ier} cas, mais elle dépend des paramètres du profil de charge. Alors, la prise en compte de rendement constant se traduit par un surcoût énergétique total du système PV autonome comme il est présenté par la figure V.4.



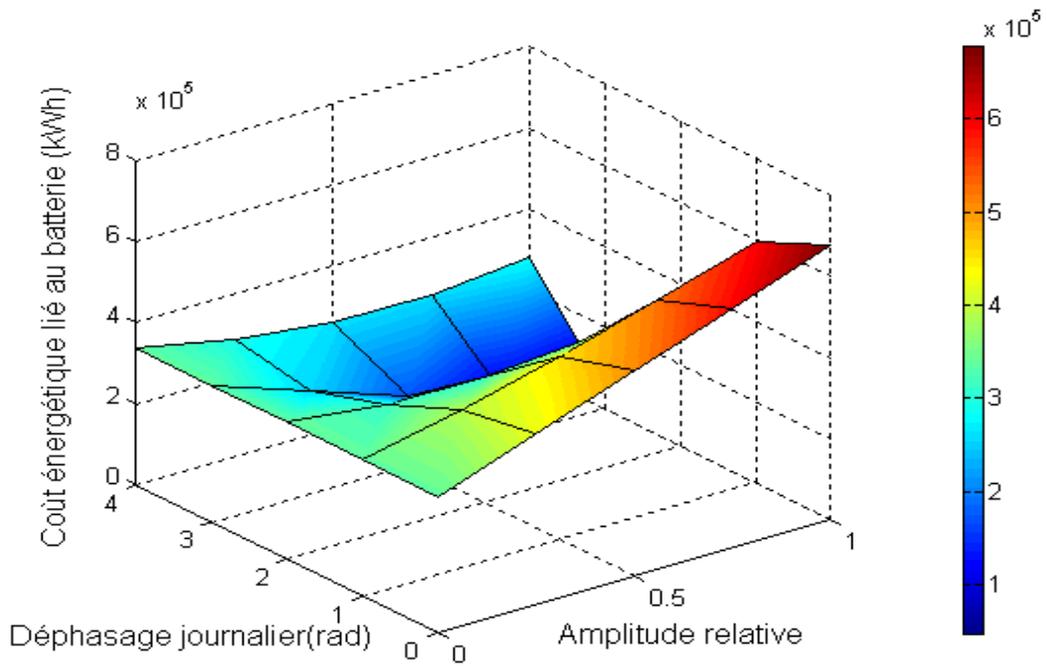
g)



h)



i)



j)

Figure V.3 Coûts énergétiques de différents constituants d'un système PV autonome en cas de rendement constant : g) Panneau ;h) Hacheur ; i) Onduleur ; j) Batterie.

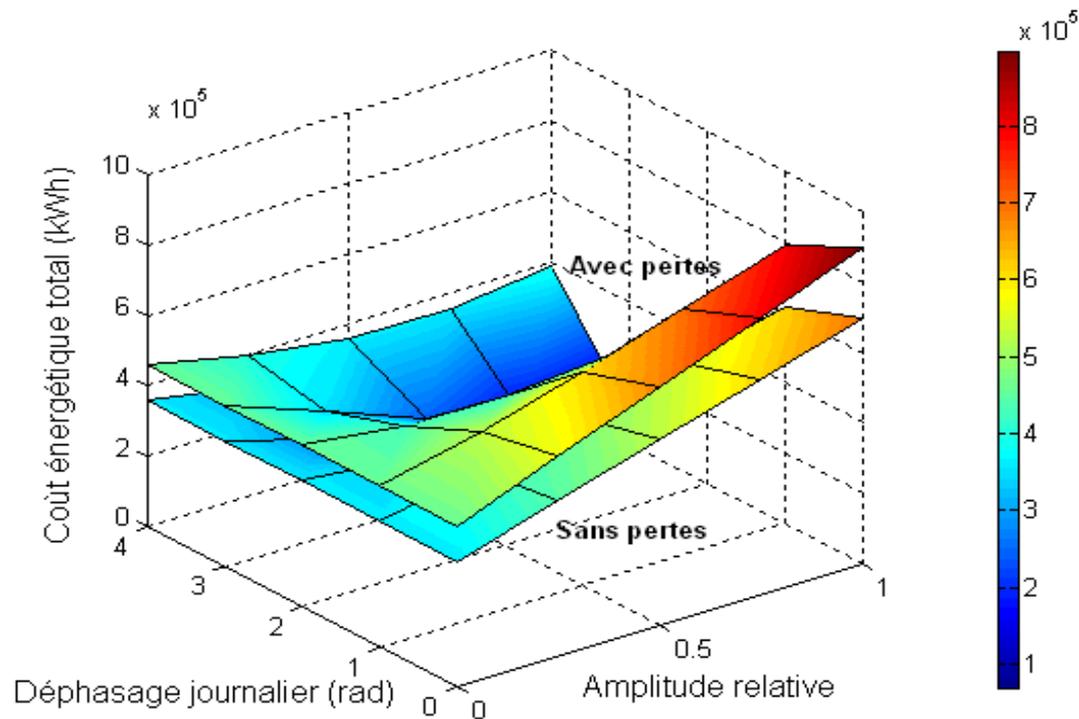


Figure V.4 Comparaison d'un coût énergétique total d'un système PV autonome en cas de rendement unitaire et constant.

Dans cette étude, nous constatons l'influence des profils de charge et de production idéalisés sur le dimensionnement d'un système PV autonome. Les résultats ont montré l'intérêt d'augmenter la corrélation entre charge et production, permettant de minimiser l'utilisation de l'élément de stockage ainsi que les pertes qui y sont associées, et de donner approximativement le coût énergétique total optimal d'un tel système et d'obtenir un facteur d'utilisation de 100% de l'énergie solaire.

II. Méthode analytique d'optimisation pour un système photovoltaïque

Le dimensionnement des systèmes PV est d'une importance capitale pour la conception d'un système PV optimal et économique. Dans la littérature, plusieurs travaux se sont intéressés à l'étude du dimensionnement des systèmes PV [2, 96, 97]. Toutes ces méthodes se basent sur le bilan énergétique des systèmes étudiés pour estimer leurs capacités et leurs rendements. Cependant, elles ne peuvent pas prévoir les performances des systèmes PV à long terme. D'autres méthodes plus récentes estiment les performances et le dimensionnement des systèmes PV en se basant sur la technique de la probabilité de perte de charge, LOLP. Des

méthodes analytiques et numériques présentent divers algorithmes pour le calcul de la LOLP. Parmi les méthodes analytiques, nous pouvons citer la méthode de Bara [98], la méthode de Bicciareli [99] et la méthode de Bartoli [93]. D'autre part, les méthodes numériques [86, 89, 100] qui permettent l'amélioration de la précision du calcul de LOLP et nécessitent en général des simulations de données météorologiques sur plusieurs années pour l'obtention des courbes iso-fiabilités. Toutes ces méthodes permettent le dimensionnement des systèmes PV et exigent la disponibilité des plusieurs paramètres. Le paramètre le plus important est l'irradiation solaire globale journalière sous une période. Cependant, ces données ne sont pas toujours disponibles à cause du faible nombre de stations météorologiques en Algérie, particulièrement dans les sites isolés [101]. A cet effet, nous avons choisi la méthode analytique pour le dimensionnement de différents sites situé en Algérie.

L'optimisation d'un problème multi-objectif (technico-économique) conduit à la recherche de la meilleure solution après l'évaluation de plusieurs objectifs simultanément. Certains de ces objectifs étant contradictions, il s'agit d'établir un compromis. La littérature courante montre qu'il est habituel d'utiliser une fonction de désirabilité, qui est un outil efficace permettant la recherche d'un compromis entre plusieurs objectifs. De plus, une normalisation des objectifs est souvent nécessaire pour réduire les effets indésirables provenant des unités de mesure des différents objectifs. Donc, l'utilisation d'une fonction de désirabilité assurera la transformation de toutes les fonctions objectives obtenues à partir de différents échelles de mesure en une échelle identique de désirabilité et sans dimension [80].

II.1 Principe de la méthode analytique

L'irradiation solaire globale journalière est considérée comme un paramètre important dans le dimensionnement des systèmes photovoltaïques. Cependant, ces données ne sont pas toujours disponibles et en particulier en sites isolés, elles peuvent être existée mais pour une période limitée. L'irradiation solaire est toujours choisie durant la période de l'année la moins ensoleillé. A cet effet, dans la littérature plusieurs études se sont intéressées à la modélisation et prédiction de ce paramètre [102,103]. Parmi ces modèles, en on cite l'approche des matrices de transition de Markov (MTM). Cette approche utilise comme entrée seulement l'indice de clarté mensuel (k_{tm})[101].

Dans le cadre de cette thèse, l'objectif visé est de développer un modèle permettant le dimensionnement des systèmes PV en sites isolés, en se basant sur les coordonnés

géographiques des sites. A cet effet, nous avons choisi une méthode analytique basée sur l'existence de l'irradiation solaire mesurée et d'autres données des paramètres de dimensionnement des systèmes PV.

D'une manière générale, le dimensionnement d'un système PV autonome consiste à déterminer la capacité du générateur PV, C_A , et la capacité du stockage, C_S , de batterie pour répondre à une demande énergétique fixée à l'avance. Ces deux paramètres sont exprimés par [94,104]:

$$C_A = \frac{\eta_G \cdot A \cdot G_m}{L_m} \quad \text{V.7}$$

$$C_S = \frac{C_U}{L_m} \quad \text{V.8}$$

Avec ;

$$C_U = C_{\text{bat}} \cdot \text{DOD}_{\text{max}} \quad \text{V.9}$$

$$\eta_G = \eta_{\text{pv}} \cdot \eta_{\text{bat}} \cdot \eta_{\text{ond}} \cdot \eta_{\text{MPPT}} \quad \text{V.10}$$

Où : C_A : Capacité du générateur PV

C_S : Capacité de batterie de stockage

C_U : Capacité utile de la batterie (Wh/j)

C_{bat} : Capacité nominale de la batterie (Wh)

L_m : Besoins énergétiques journalier par jour (Wh/j)

A : Surface du générateur photovoltaïque (m^2)

DOD_{max} : Profondeur maximale de la batterie

G_m : La valeur moyenne mensuelle de l'irradiation solaire par jour, $\text{Wh}/\text{m}^2 \cdot \text{j}$

η_{pv} , η_{MPPT} , η_{bat} et η_{ond} sont les rendements du générateurs PV, MPPT, batterie et l'onduleur respectivement.

Bara et al [98] considèrent que la fraction de la consommation énergétique couverte par le système photovoltaïque s'écrit par [86], où E_{aux} est l'énergie fournie par une source auxiliaire:

$$y = 1 - \frac{E_{\text{aux}}}{L_m} \quad \text{V.11}$$

D'autre part, ils définissent la moyenne mensuelle de la capacité C_A du générateur PV par la relation suivante:

$$(C_A - y_m) \cdot (1 - y_m) = \gamma \quad \text{V.12}$$

Où ; y_m représente la moyenne mensuelle de la fraction énergétique couverte par le système PV et γ est un paramètre indépendant.

L'équation V.12, représente une hyperbole dont les asymptotes sont [98, 101]:

$$y_m = C_A \quad \text{et} \quad y_m = 1 \quad \text{V.13}$$

Ceci représente des conditions aux limites qui s'interprètent comme suit :

- Pour des systèmes PV de faible puissance, toute l'énergie produite par le champ PV est transformée à la charge.
- Pour des systèmes PV de grande puissance, l'énergie fournit est toujours capable de satisfaire de la charge.

L'expression de γ proposée est générale et valable pour tous les sites. Elle est exprimée par [105]:

$$\gamma = a \cdot \tau^{-b} \quad \text{V.14}$$

Avec ;

$$\tau = C_S k_{tm} \Delta_m \eta_{bat} \quad \text{V.15}$$

Où, a, b : Paramètres constants

Δ_m : la valeur moyenne mensuelle de la longueur du jour normalisée à 24h.

k_{tm} : l'indice de clarté mensuel. L'indice de clarté est, défini comme étant, le rapport entre l'irradiation solaire horizontale et celui de l'irradiation extraterrestre [106].

Par la suite et à partir des équations V.12, V.14 et V.15, on obtient les courbes iso-fiabilités, qui lient C_A et C_S [105]:

$$C_A = y_m + \frac{a.(C_S k_{tm} \Delta_m \eta_{bat})^{-b}}{1-y_m} \quad V.16$$

D'autre part et à partir de l'équation V.7, on obtient les courbes iso-fiabilité qui lient A et C_U . Si on pose :

$$I_m = \frac{\eta \cdot G_m}{L_m} \quad \text{et} \quad J_m = \frac{k_{tm} \Delta_m \eta_{bat}}{L_m} \quad V.17$$

Alors,

$$A = \frac{y_m}{I_m} + \frac{a.(C_U \cdot J_m)^{-b}}{I_m (1-y_m)} \quad V.18$$

L'application de cette méthode permet de déterminer un ensemble de couple (C_S, C_A) qui satisfont la même LOLP. Le couple optimale (C_{Sopt}, C_{Aopt}) qui serait retenu est celui qui minimise le coût économique du système.

Dans notre étude, la fonction du coût total du système PV s'écrit par deux modèles :

- **1^{ier} modèle** : La fonction du coût total est donnée par [107]:

$$C_{sys} = \alpha_1 \cdot C_A + n_{bat} \cdot \beta_1 \cdot C_S + C_0 \quad V.19$$

- **2^{ième} modèle** : La fonction du coût total est exprimée par [108]:

$$C_{sys} = \alpha_2 \cdot A + n_{bat} \cdot \beta_2 \cdot C_U + C_0 \quad V.20$$

Avec, α_1 et β_1 représentent le coût du générateur PV (US\$/Wc) et le coût de la batterie (US\$/Wh), α_2 et β_2 représentent le coût du générateur PV (US\$/m²) et le coût de la batterie (US\$/Wh) et C_0 est le coût constant incluant les coûts de MPPT, onduleur et l'installation (US\$).

Nous avons appliqué cette méthode pour obtenir la surface de générateur PV (A) et la capacité utile de batterie de stockage (C_U) en utilisant deux modèles de fonction des coûts totaux du système.

Pour le 1^{ier} modèle et à partir des équations V.7 et V.8, l'équation V.19 devient [105] :

$$C_{\text{sys}} = \alpha_1 \cdot \frac{\eta G_m}{L_m} \cdot A + n_{\text{bat}} \cdot \beta_1 \cdot \frac{C_U}{L_m} + C_0 \quad \text{V.21}$$

Le coût total minimal est obtenu si la dérivée de l'équation V.21 égale à zéro. On obtient alors une relation entre A et C_U (une ligne droite), sa forme est exprimée par :

$$A = \frac{-\beta_1 \cdot n_{\text{bat}}}{\alpha_1 \eta G_m} C_U + k \quad \text{V.22}$$

Pour un LOLP désiré, le couple optimal ($C_{U\text{opt}1}$, $A_{\text{opt}1}$) est l'intersection de la droite présentée par l'équation V.22 et la courbe de l'équation V.18. Ce couple optimal est donné par:

$$C_{U\text{opt}1} = \left(\frac{a \cdot b \cdot J_m^{-b} \cdot \alpha_1 \cdot L_m}{n_{\text{bat}} \cdot \beta_1 \cdot (1 - y_m)} \right)^{\frac{1}{1+b}} \quad \text{V.23}$$

$$A_{\text{opt}1} = \frac{y_m}{I_m} + \frac{a \cdot J_m^{-b}}{I_m \cdot (1 - y_m)} C_{U\text{opt}1}^{-b} \quad \text{V.24}$$

Finalement, le coût total optimal sans le coût constant, $C_{\text{opt}1} = C_{\text{sys}} - C_0$, est donné par :

$$C_{\text{opt}1} = \alpha_1 \cdot \frac{\eta G_m}{L_m} \cdot A_{\text{opt}1} + n_{\text{bat}} \cdot \beta_1 \cdot \frac{C_{U\text{opt}1}}{L_m} \quad \text{V.25}$$

Pour le 2^{ième} modèle, le coût total minimal est obtenu si la dérivée de l'équation V.20 égale à zéro. Avec la même procédure décrite précédemment, nous obtenons le couple optimal ($C_{U\text{opt}2}$, $A_{\text{opt}2}$) comme suit :

$$C_{U\text{opt}2} = \left(\frac{a \cdot b \cdot \alpha_2 \cdot J_m^{-b}}{n_{\text{bat}} \cdot \beta_2 \cdot I_m \cdot (1 - y_m)} \right)^{\frac{1}{1+b}} \quad \text{V.26}$$

$$A_{\text{opt}2} = \frac{y_m}{I_m} + \frac{a \cdot J_m^{-b}}{I_m \cdot (1 - y_m)} C_{U\text{opt}2}^{-b} \quad \text{V.27}$$

Dans ce modèle, le coût total optimal sans le coût constant, $C_{\text{opt}2} = C_{\text{sys}} - C_0$, est obtenu par :

$$C_{\text{opt}2} = \alpha_2 \cdot A_{\text{opt}2} + n_{\text{bat}} \cdot \beta_2 \cdot C_{U\text{opt}2} \quad \text{V.28}$$

II.2 Base de données

Le tableau V.2, résume les coordonnées géographiques des différents sites situés en Algérie [109]. La répartition de quelques sites dans la carte géographique de l'Algérie est représentée dans la figure I.24 de 1^{ier} chapitre. On constate que ces sites ont des conditions climatiques différentes. Afin d'avoir l'efficacité de cette méthode, nous avons utilisé les données de bases d'irradiation solaire et l'indice de clarté disponibles en [109, 110] pour déterminer les paramètres de dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonomes.

La répartition de ces zones est basée sur la valeur moyenne de l'indice de clarté mensuelle, comme suit [110]:

Zone I : $k_{tm} \leq 0.548$

Zone II : $0.548 < k_{tm} \leq 0.609$

Zone III : $0.609 < k_{tm} \leq 0.671$

Zone IV : $k_{tm} > 0.671$

Donc, la répartition des sites sélectionnée est:

Zone I: Alger, Annaba, Bejaia, Constantine, Oran

Zone II: Batna, Chlef, Djelfa, Tlemcen, Tebessa

Zone III: Ain -sefra, Bechar, Ghardaia, Laghouat, Ourgla

Zone IV: Ain-salah, Adrar, Djanet, Tindouf, Tamanrasset

Sites	Latitude (⁰ N)	Longitude(⁰)	Altitude(m)
Alger	36.43	03.150E	0025
Annaba	36.54	07.440E	0005
Ain-salah	27.12	02.270E	0471
Adrar	27.52	06.000E	0264
Ain-sefra	32.45	00.340W	1072
Bejaia	36.45	05.030E	0009
Batna	35.35	06.100E	1040
Bechar	31.38	02.100E	0806
Constantine	36.22	06.360E	0667
Chlef	36.08	01.170E	0112
Djanet	24.32	09.280E	1054
Djelfa	34.39	03.120E	1144
Ghardaïa	32.30	03.400E	0450
Laghouat	33.38	02.520E	0767
Oran	35.38	00.700W	0099
Ouargla	31.57	05.200E	0141
Tebessa	35.24	08.060E	0812
Tamanrasset	22.47	05.310E	1378
Tlemcen	34.52	01.190W	0810
Tindouf	27.40	08.090W	0402

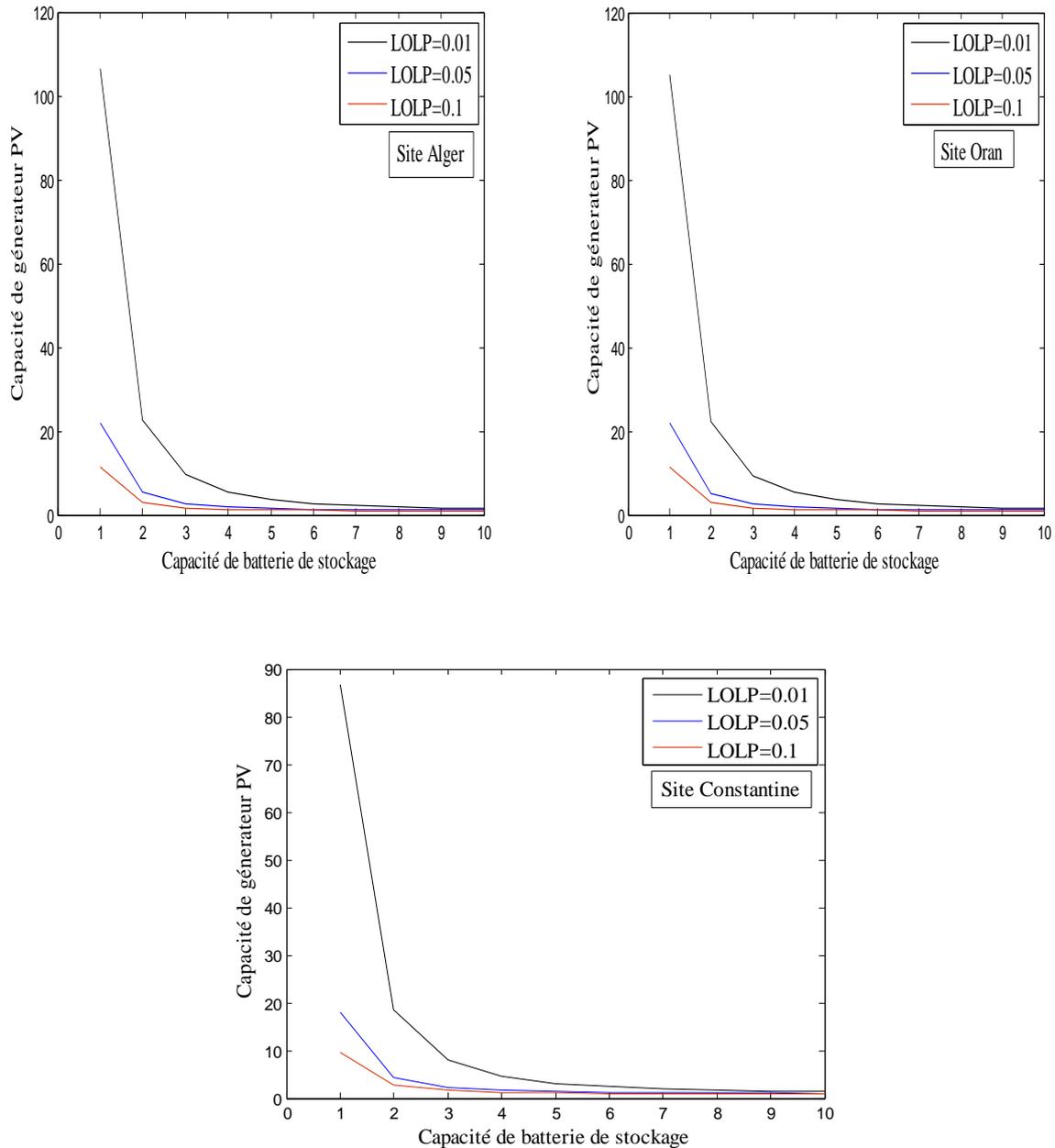
Tableau V.2 Coordonnées géographiques de 20 sites.

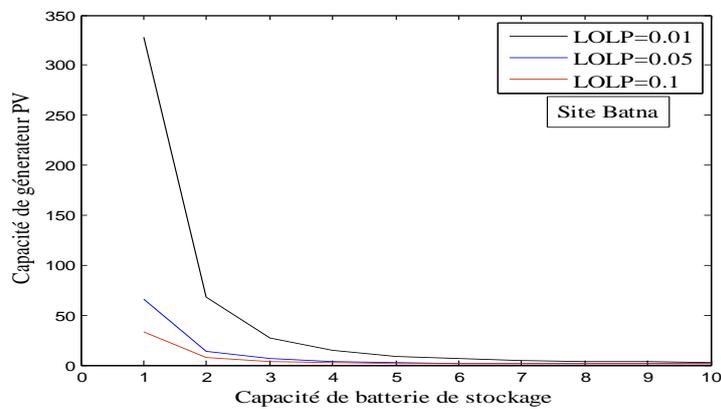
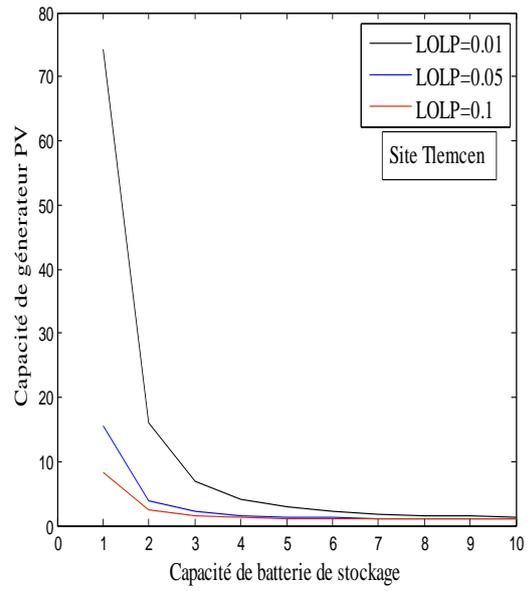
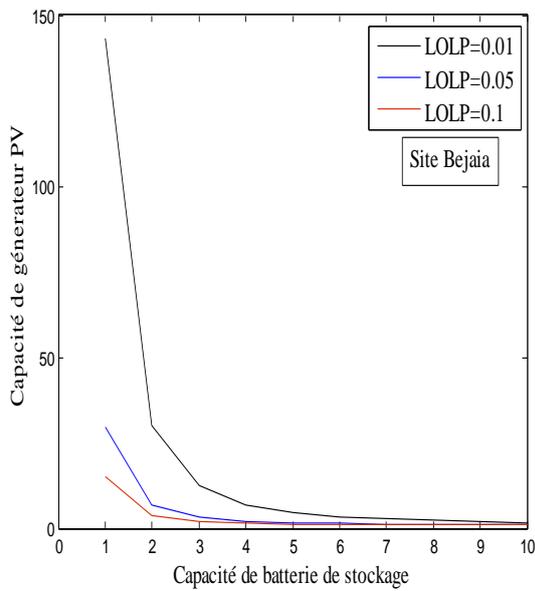
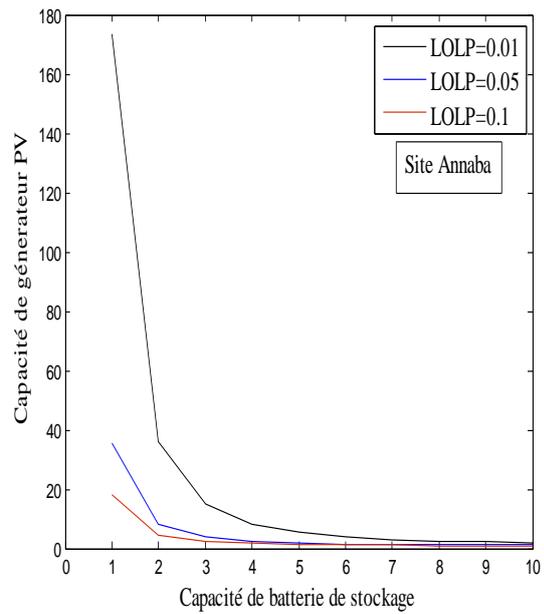
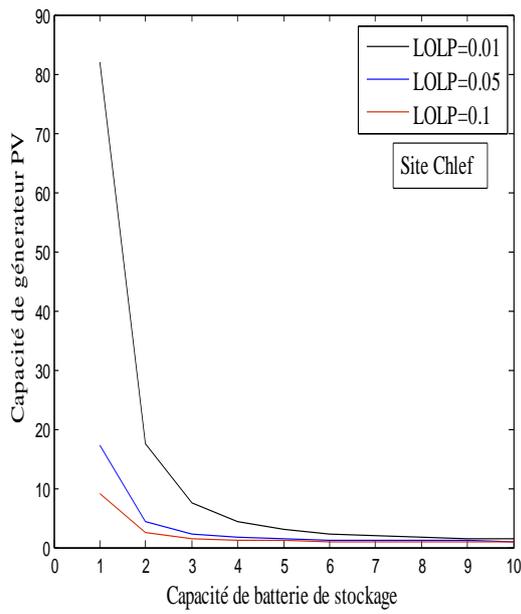
III. Résultats de simulation

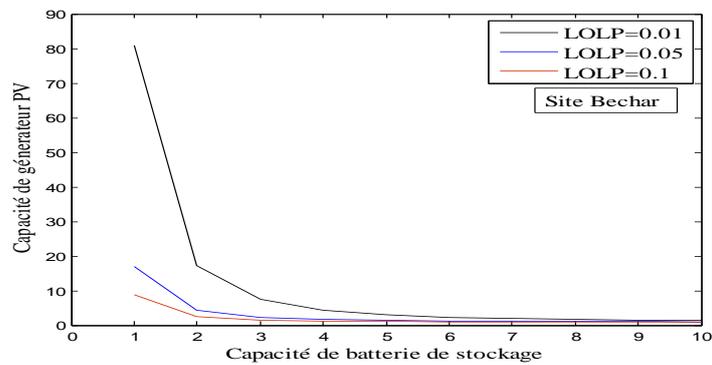
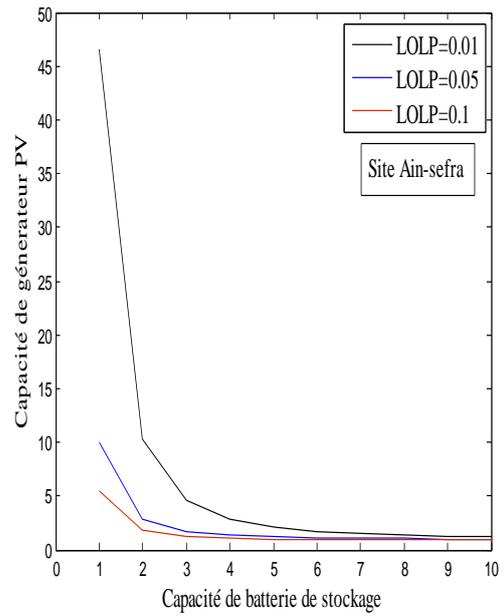
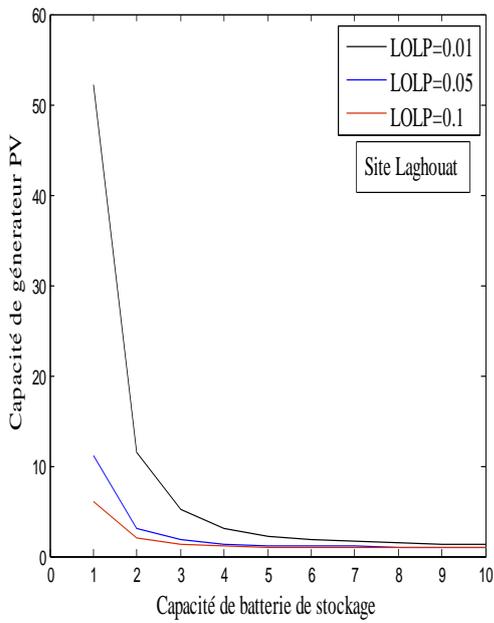
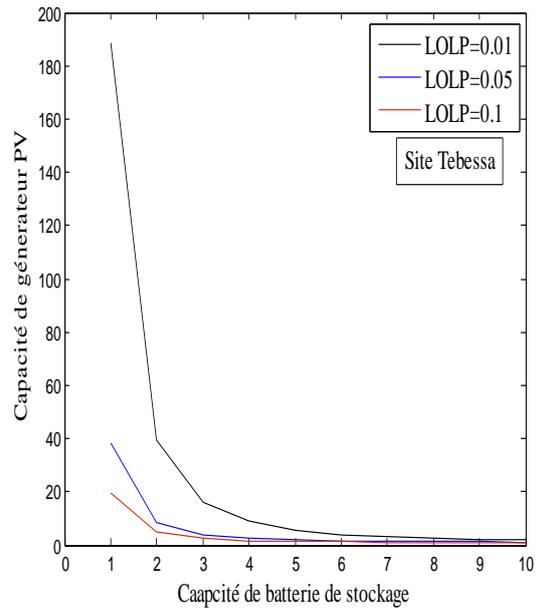
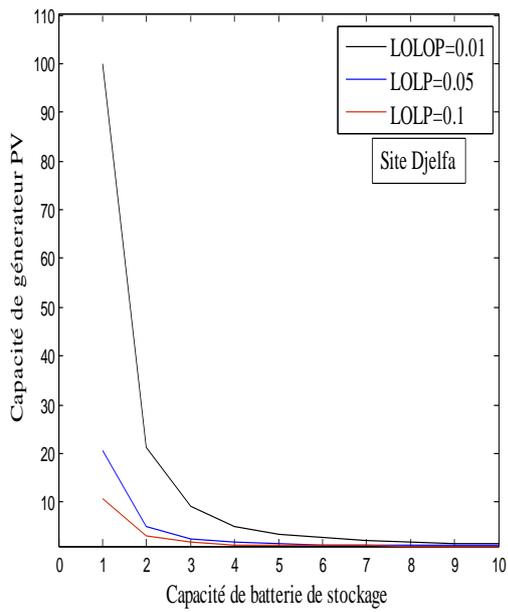
Dans cette partie et dans le but de facilité et la compréhension des résultats et de leur comparaison présentés dans les paragraphes suivants, nous avons appliqué cette méthode pour les **20** sites sélectionnés situés en Algérie.

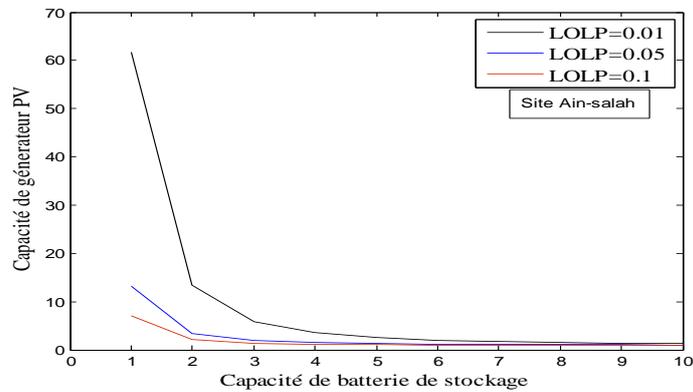
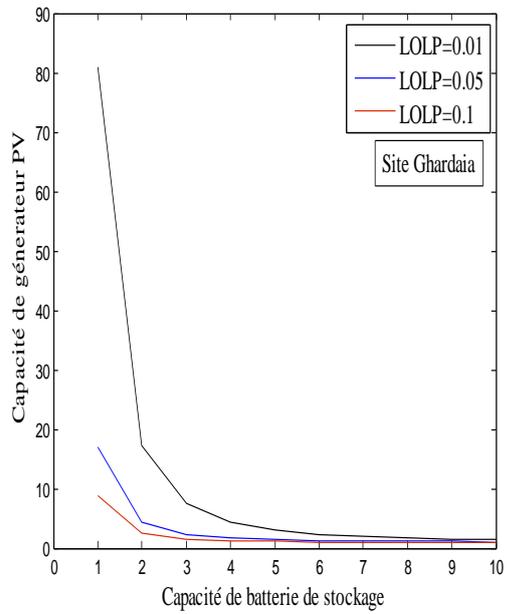
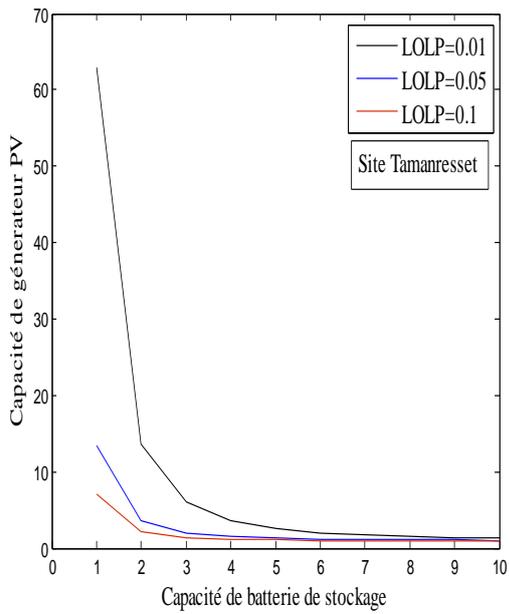
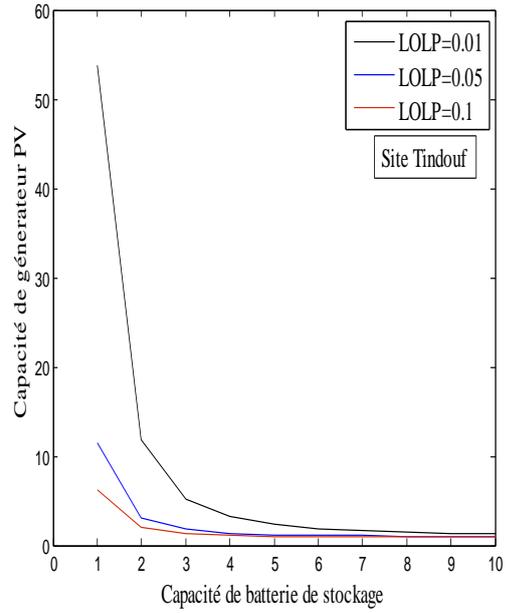
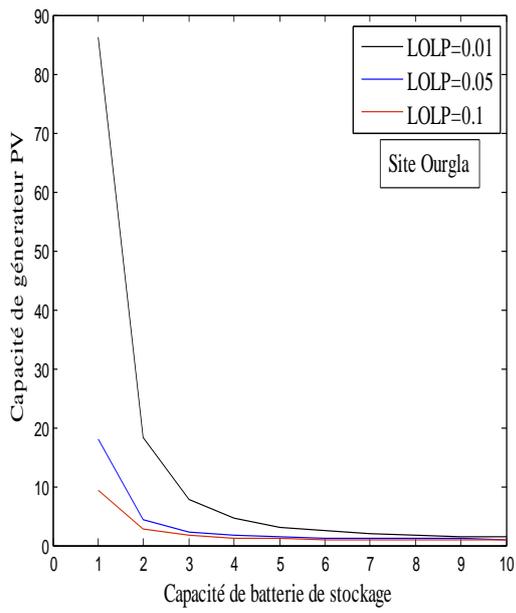
III.1 Influence de LOLP sur le dimensionnement

Pour une charge de 1kWh/j et différents valeurs de LOLP (0.01, 0.05 et 0.1), la figure V.5 illustre les courbes d'iso-fiabilité en termes de capacité du générateur PV et capacité de batterie de stockage pour les sites sélectionnés.









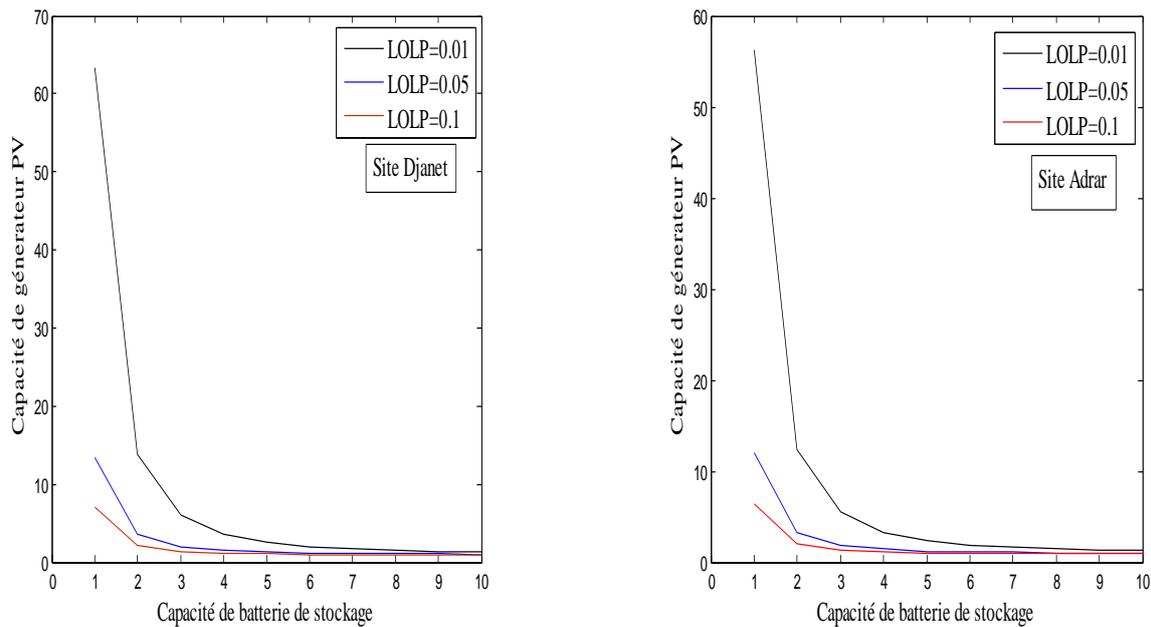
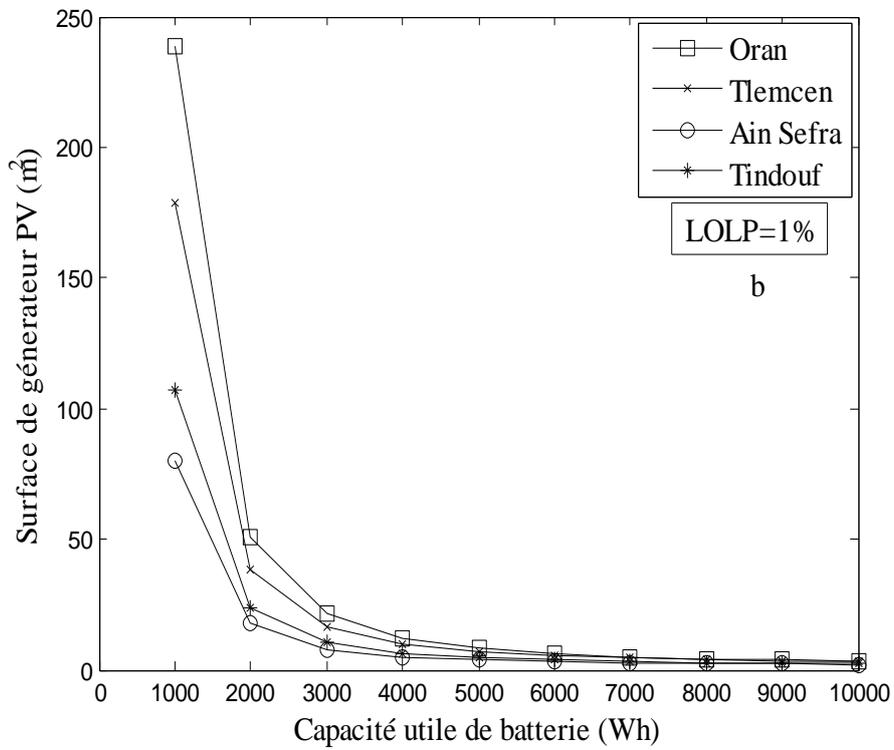
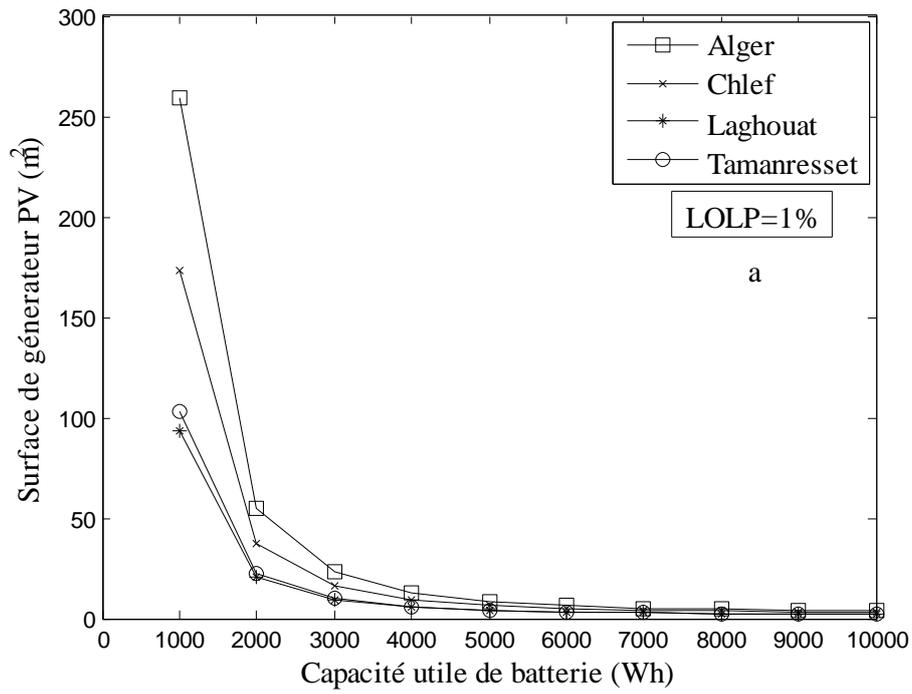
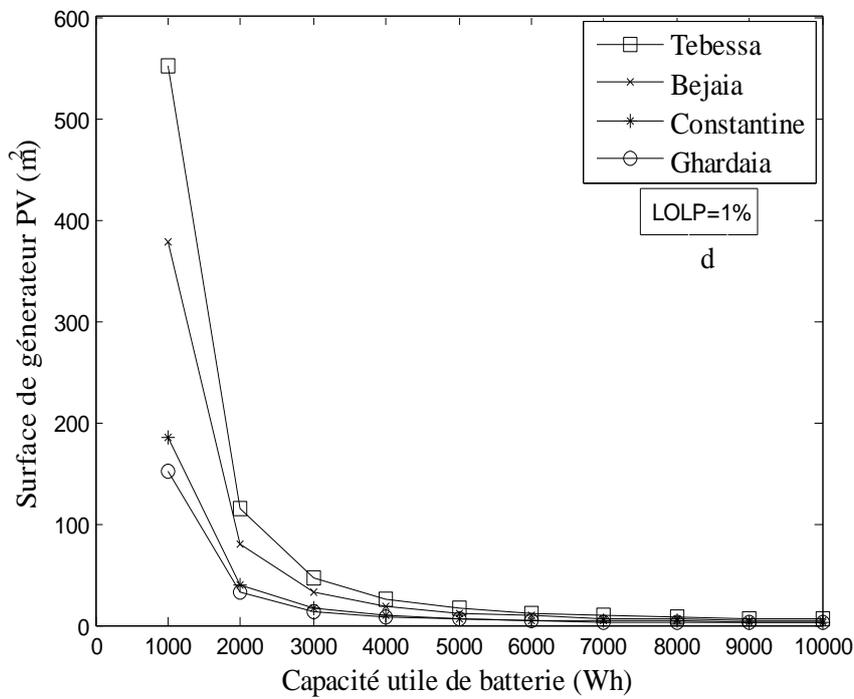
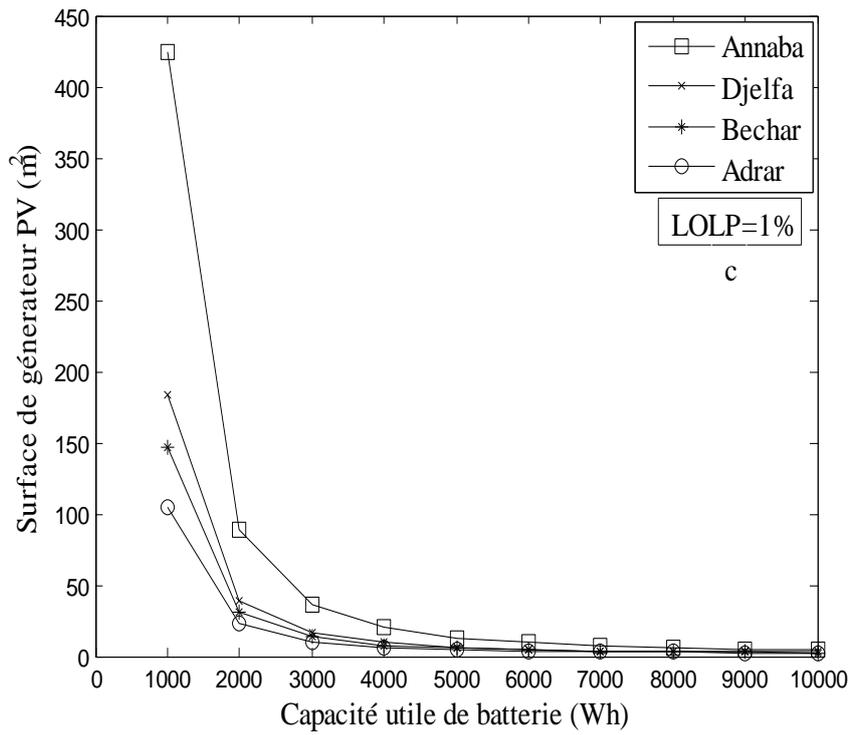


Figure V.5 Courbes d'iso-fiabilités pour les 20 sites.

Les figures V.6.a, b, c, d, e et V.7.f, g, h, i, j, présentent les courbes d'iso-fiabilités pour les sites sélectionnés en termes de surface de générateur PV et la capacité utile de batterie pour LOLP=1% et 10%. Dans les figures V.6.a, b, c, d, e, on constate qu'une différence de surface de générateur PV dépend d'un site à un autre comme montre la figure V.6.a, site Alger et Laghouat et site Oran et Ain sefra dans la figure V.6.b. Cette différence augmente largement dans les figures V.6.c, figure V.6.d et figure V.6.e, pour les sites Annaba et Adrar, sites Tebessa et Ghardaia et sites Batna et Ain-salah, respectivement. Cela confirme que ces sites appartiennent aux zones climatiques différentes. Donc, la surface de générateur PV est assez importante dans les sites Batna et Tebessa que les autres sites considérés. Par contre, la surface de générateur PV est petite aux sites d'Ain-sefra et Laghouat. Cela peut être expliqué par, que les sites Batna et Tebessa ou Laghouat et Ain-sefra appartient de la même zone climatique. Pour une valeur désirée de LOLP=10%, les figures V.7.f, g, h, i, j, montrent que la surface de générateur PV est assez petite par rapport au cas de LOLP=1%.





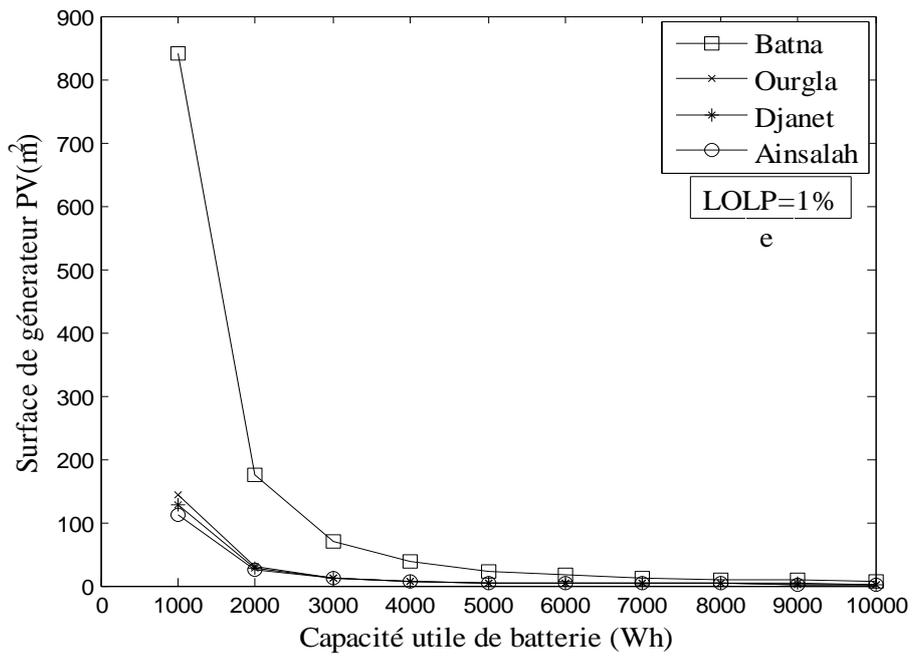
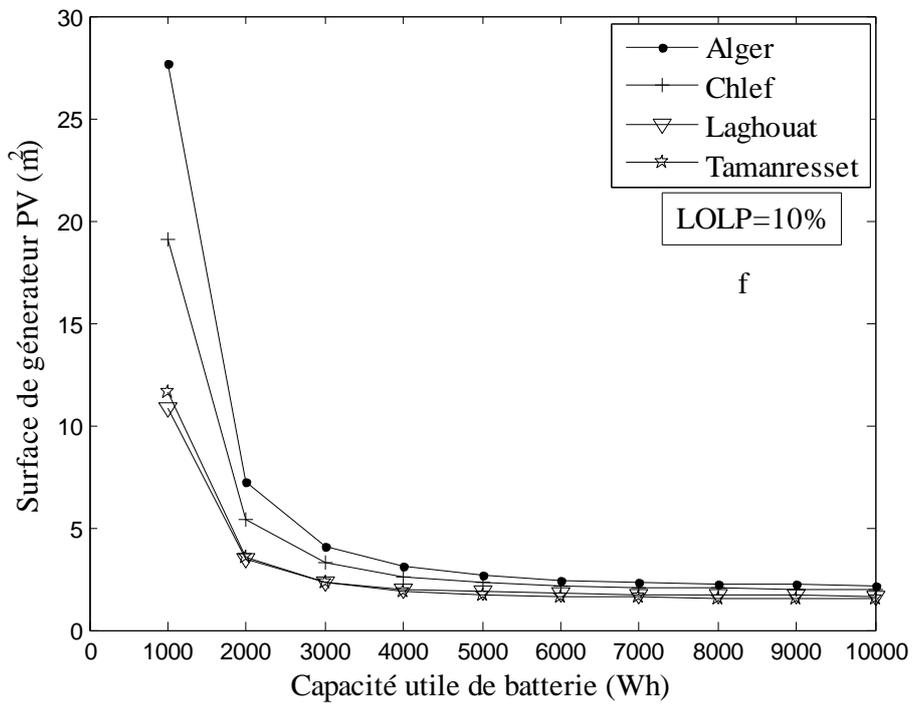
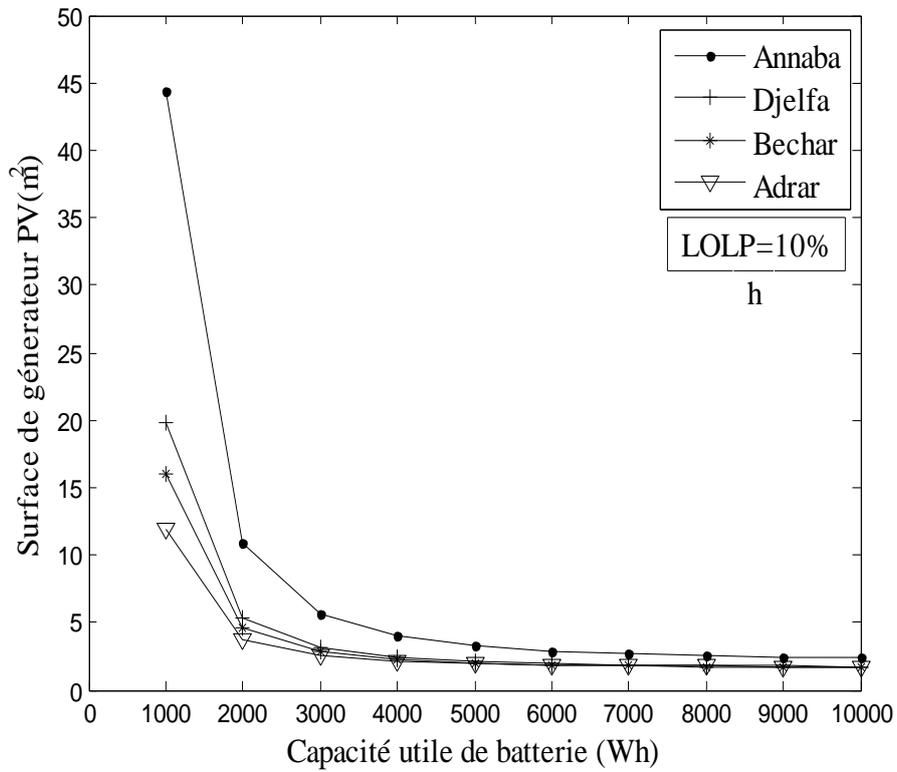
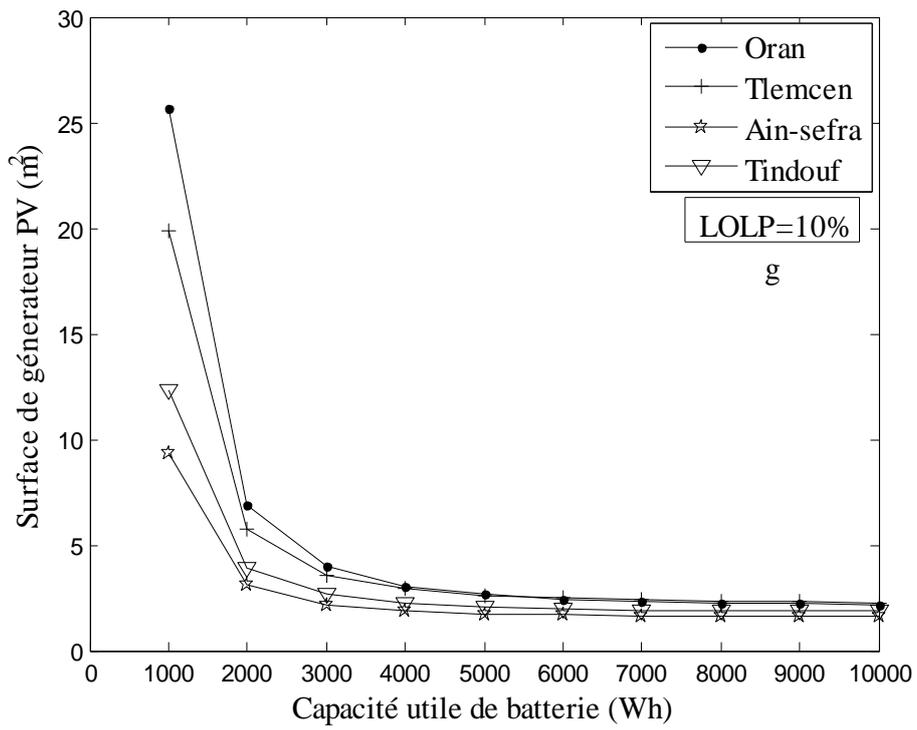


Figure V.6.a, b, c, d, e Courbes d'iso-fiabilités pour LOLP=1%.





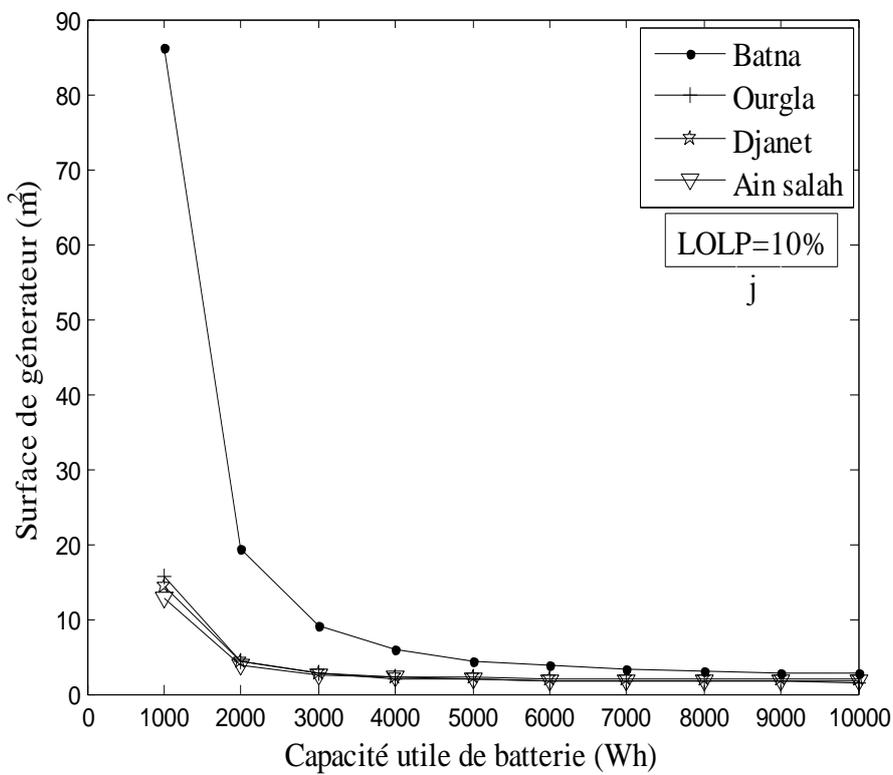
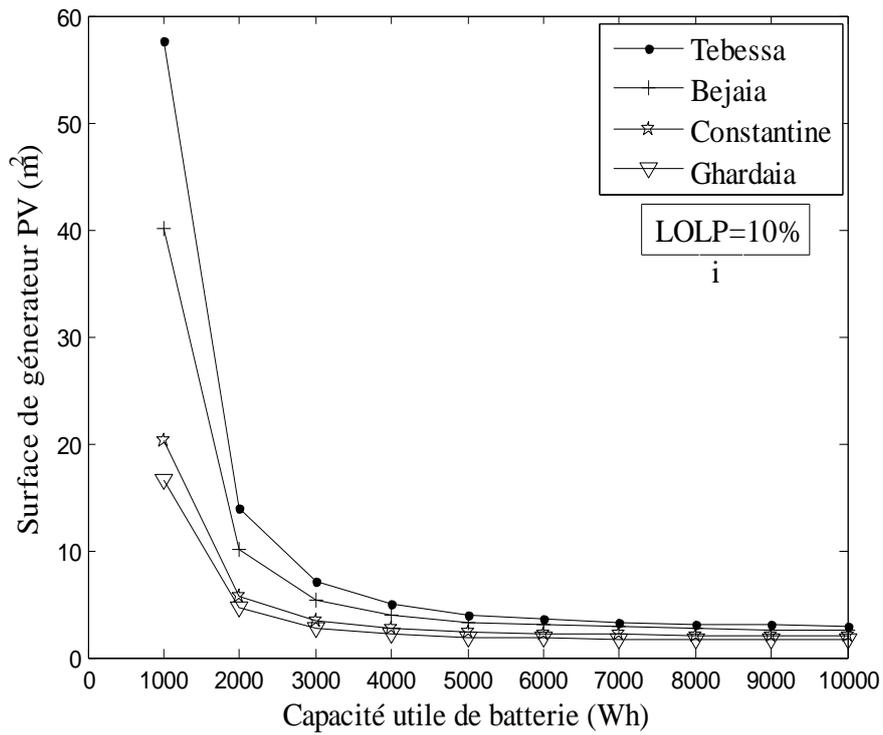


Figure V.7.f, g, h, i, j Courbes d'iso-fiabilités pour LOLP=10%.

Les résultats obtenus des couples optimaux calculés en termes de la surface de générateur PV, A_{opt} , et la capacité utile de batterie de stockage, C_{Uopt} , sont montrés dans les tableaux V.3 et V.4. Le calcul de ces couples est obtenu en se basant sur le coût économique décrit par le 1^{ier} modèle et 2^{ième} modèle. On constate que, les couples (C_{Uopt1}, A_{opt1}) et (C_{Uopt2}, A_{opt2}) augmentent lorsque les valeurs de LOLP diminues de 10% à 1% et cela pour tous les sites étudiés et en même temps pour les deux modèles considérés, ce qu'est justifiés par les équations V.23, V.24, V.26 et V.27. D'après les tableaux V.3 et V.4, **le site de Batna** possède le plus grand couple optimal (16425Wh, 3.9231 m²) pour LOLP=1% et (8157.2Wh, 2.9968 m²) pour LOLP=10%. Et à partir du tableau V.4, le couple optimal est (2868Wh, 77.6848m²) pour LOLP=1% et (1424.4Wh, 39.6304m²) pour LOLP=10%. Par contre, d'après les tableaux V.3 et V.4, le site d'**Ain-sefra** possède le plus petit couple optimal. De (9026Wh, 2.2088m²) pour LOLP=1% et de (4482.7Wh, 1.7985m²) pour LOLP=10% dans le cas du 1^{ième} modèle. Et du (1394.9Wh, 38.2479 m²) pour LOLP=1% et (692.7639Wh, 19.6973m²) pour LOLP=10% dans le cas du 2^{ième} modèle.

Sites	$L_m=1 \text{ kWh/j}$, $n_{bat}=1$, $\alpha_1=4\text{US\\$/Wh}$ et $\beta_1=0.3\text{US\\$/Wh}$[105]			
	LOLP=1%		LOLP=10%	
	C_{Uopt1}(Wh)	A_{opt1} (m²)	C_{Uopt1}(Wh)	A_{opt1} (m²)
Batna	16425.0	3.9231	8157.2	2.9968
Tebessa	13878.0	4.2258	6892.5	3.2932
Annaba	13524.0	3.5096	6716.6	2.7431
Bejaia	12759.0	3.7219	6336.7	2.9279
Alger	11931.0	3.1076	5925.6	2.4623
Oran	11604.0	3.1111	5763.0	2.4723
Djelfa	11424.0	2.5092	5673.6	1.9973
Ghardaia	11015.0	2.3058	5470.8	1.8422
Constantine	10938.0	2.8854	5432.0	2.3069
Ourgla	10913.0	2.2514	5420.0	1.8004
Chlef	10749.0	2.8392	5338.5	2.2740
Bechar	10711.0	2.4178	5319.4	1.9371
Tlemcen	10426.0	3.2098	5178.0	2.5785
Djanet	09928.0	2.6400	4930.7	2.1308
Tamanrasset	09907.7	2.1598	4920.6	1.7435
Ain-salah	09852.2	2.3944	4893.1	1.9340
Adrar	09568.5	2.4208	4752.2	1.9607

Tindouf	09439.7	2.5861	4688.2	2.0972
Laghouat	09349.2	2.3277	4643.3	1.8893
Ain-sefra	09026.0	2.2088	4482.7	1.7985

Tableau V.3 Couples optimaux de dimensionnement de 1^{ier} modèle.

$L_m=1 \text{ kWh/j}$, $n_{bat}=1$, $\alpha_2=1 \text{ US\\$/m}^2$ et $\beta_2=0.06 \text{ US\\$/Wh}$ [98]				
	LOLP=1%		LOLP=10%	
Sites	C_{Uopt2}(Wh)	A_{opt2}(m²)	C_{Uopt2}(Wh)	A_{opt2}(m²)
Batna	2868.0	77.6848	1424.4000	39.6304
Tebessa	2521.3	68.9566	1252.2000	35.4417
Annaba	2327.8	63.4157	1156.1000	32.4953
Bejaia	2247.7	61.5099	1116.3000	31.6282
Alger	2001.5	54.6704	0994.0646	28.0709
Oran	1951.9	53.3903	0969.4206	27.4434
Constantine	1807.1	49.4669	0897.5021	25.4415
Djelfa	1802.5	49.0468	0895.1835	25.1101
Tlemcen	1785.9	49.1799	0886.9840	25.4094
Chlef	1769.6	48.4607	0878.8906	24.9318
Ghardaia	1699.0	46.2050	0843.7996	23.6446
Bechar	1679.7	45.7957	0834.2369	23.4807
Ourgla	1672.3	45.4701	0830.5478	23.2649
Djanet	1608.6	44.1339	0798.9060	22.7387
Ain-salah	1550.5	42.4309	0770.0644	21.8180
Tindouf	1525.6	41.9423	0757.6773	21.6433
Adrar	1514.2	41.5112	0752.0072	21.3748
Tamanrasset	1510.5	41.2033	0750.1911	21.1344
Laghouat	1464.4	40.1460	0772.2838	20.6717
Ain-sefra	1394.9	38.2479	0692.7639	19.6973

Tableau V.4 Couples optimaux de dimensionnement de 2^{ieme} modèle.

Pour une durée d'exploitation considérée de 30 ans, les couples optimales (C_{Uopt} , A_{opt}) du 1^{ier} modèle et 2^{ieme} modèle sont calculés pour LOLP =1% et 10%. Les résultats obtenus sont résumés dans les tableaux V.5 et V.6. On remarque que, l'augmentation du nombre de remplacement de $n_{bat}=1$ au $n_{bat}=6$, provoque l'augmentation de la surface de générateur PV optimale et la diminution de la capacité utile optimale de batterie de stockage, cela pour tous

les sites sélectionnés. D'après le tableau V.5, le plus grand couple optimal est celui obtenu par **le site de Batna** de (9527.4Wh, 7.3490m²) pour LOLP=1% et de (4731.7Wh, 4.6983m²) pour LOLP=10%. Par contre, le plus petit couple optimal est celui présenté par **le site d'Ain-sefra** de (5235.7Wh, 3.4685m²) pour LOLP=1% et (2600.3Wh, 2.4242 m²) pour LOLP=10%. De la même manière, et à partir des résultats obtenus dans le tableau V.6, **le site de Batna** possède le plus grand couple optimal (1663.6Wh, 264.0703m²) pour LOLP=1% et du (826.2291Wh, 132.1984m²) pour LOLP=10%. **Le site d'Ain-sefra** possède le plus petit couple optimal (809.1266Wh, 128.8998m²) pour LOLP =1% et (401.8511Wh, 64.7194m²) pour LOLP=10%.

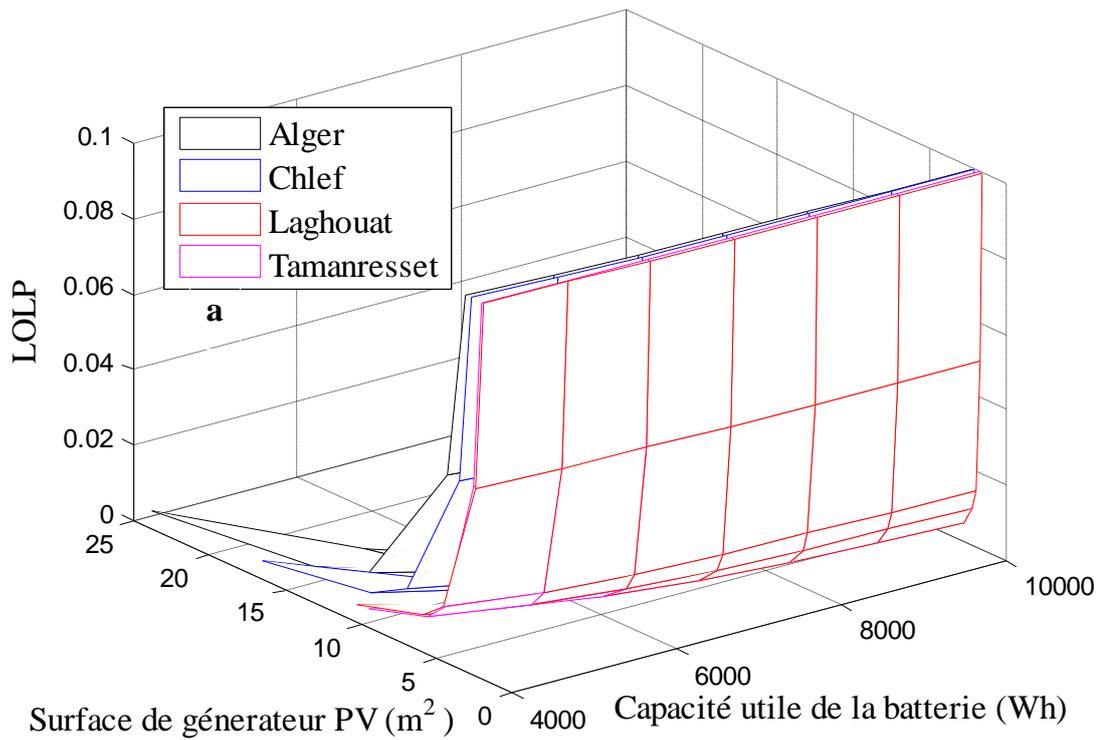
Sites	$L_m=1 \text{ kWh/j, } n_{bat}=6, \alpha_1=4\text{US\$/Wh et } \beta_1=0.3\text{US\$/Wh}$			
	LOLP=1%		LOLP=10%	
	$C_{Uoptl}(\text{Wh})$	$A_{optl} (\text{m}^2)$	$C_{Uoptl}(\text{Wh})$	$A_{optl} (\text{m}^2)$
Batna	9527.4	7.3490	4731.7	4.6983
Tebessa	8050.2	7.5239	3998.1	4.9312
Annaba	7844.8	6.2004	3896.1	4.0795
Bejaia	7401.1	6.4620	3675.7	4.2888
Alger	6920.9	5.2800	3437.2	3.5457
Oran	6731.0	5.2516	3343.0	3.5354
Djelfa	6626.6	4.2163	3291.1	2.8451
Ghardaia	6389.7	3.8333	3173.4	2.6008
Constantine	6344.9	4.7872	3151.2	3.2514
Ourgla	6330.4	3.7327	3144.0	2.5361
Chlef	6235.2	4.6866	3096.7	3.1914
Bechar	6212.8	3.9867	3085.6	2.7163
Tlemcen	6047.7	5.2516	3003.6	3.5926
Djanet	5758.9	4.2589	2860.2	2.9348
Tamanrasset	5747.2	3.4822	2854.3	2.4003
Ain-salah	5715.0	3.8543	2838.3	2.6590
Adrar	5550.4	3.8645	2756.6	2.6777
Tindouf	5475.7	4.1126	2719.5	2.8553
Laghouat	5423.2	3.6915	2693.4	2.5666
Ain-sefra	5235.7	3.4685	2600.3	2.4242

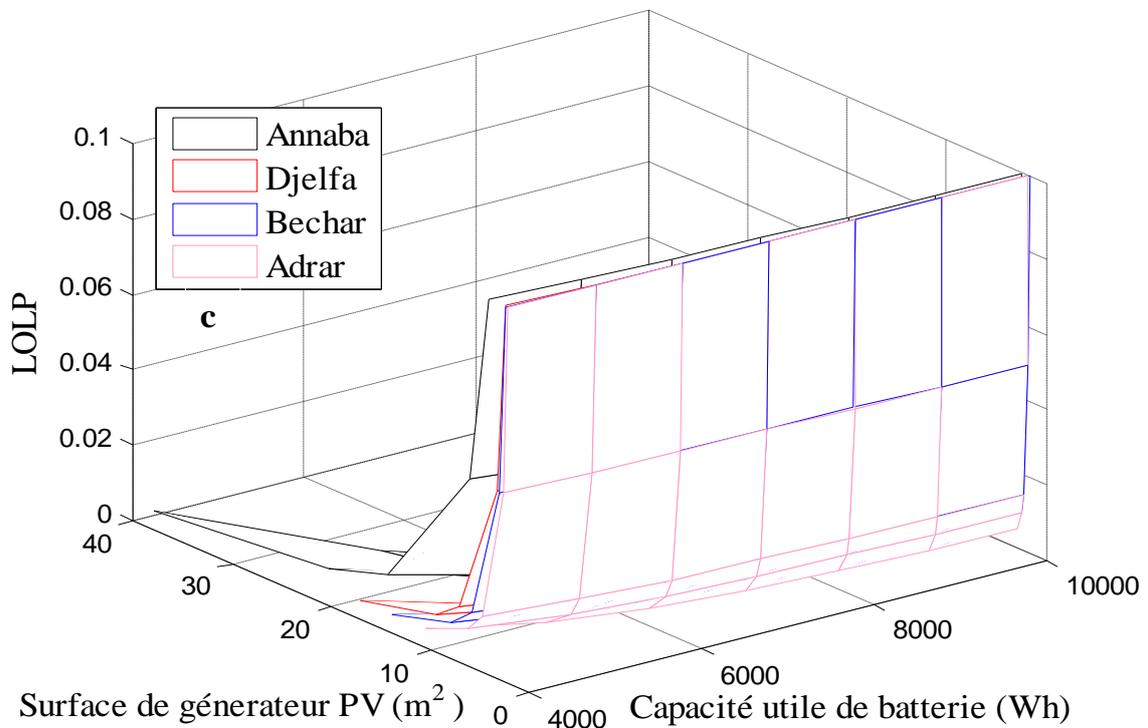
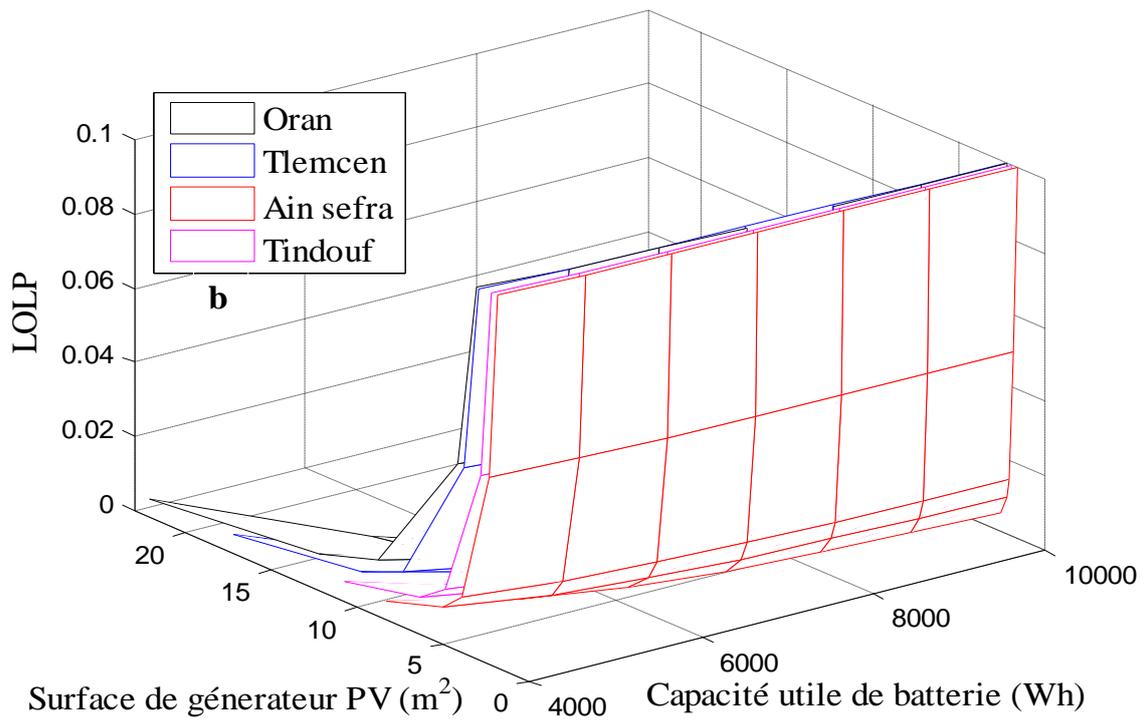
Tableau V.5 Couples optimaux de dimensionnement du 1^{ier} modèle pour une durée de 30 ans.

Sites	$L_m=1 \text{ kWh/j}$, $n_{bat}=6$, $\alpha_2=1 \text{ US\$/m}^2$ et $\beta_2=0.06 \text{ US\$/Wh}$			
	LOLP=1%		LOLP=10%	
	$C_{Uopt2} \text{ (Wh)}$	$A_{opt2} \text{ (m}^2\text{)}$	$C_{Uopt2} \text{ (Wh)}$	$A_{opt2} \text{ (m}^2\text{)}$
Batna	1663.6000	264.0703	826.2291	132.1984
Tebessa	1462.5000	232.8141	726.3645	116.8211
Annaba	1350.3000	214.6986	670.6223	107.6297
Bejaia	1303.8000	207.5883	647.5512	104.1777
Alger	1161.0000	184.7491	576.6264	092.6743
Oran	1132.3000	180.2442	562.3311	090.4451
Constantine	1048.3000	166.9099	520.6134	083.7693
Djelfa	1045.5000	166.1864	519.2685	083.2872
Tlemcen	1036.0000	165.2465	514.5122	083.0537
Chlef	1026.5000	163.4683	509.8174	082.0500
Ghardaia	0985.5315	156.6207	489.4622	078.4824
Bechar	0974.3627	154.9601	483.9152	077.6969
Ourgla	0970.0539	154.1517	481.7753	077.2414
Djanet	0933.0973	148.6751	463.4208	074.6588
Ain-salah	0899.4112	143.1980	446.6907	071.8638
Tindouf	0884.9434	141.0884	439.5053	070.8841
Adrar	0878.3209	139.9154	436.2163	070.2471
Tamanrasset	0876.1997	139.3698	435.1628	069.8886
Laghouat	0849.4448	135.3150	421.8750	67.9371
Ain-sefra	0809.1266	128.8998	401.8511	64.7194

Tableau V.6 Couples optimaux de dimensionnement du 2^{ième} modèle pour une durée de 30 ans.

Pour valider notre modèle, nous avons présenté dans les figures V.8.a, b, c, d, e, le dimensionnement des systèmes PV autonomes pour les différentes valeurs de LOLP. Les résultats obtenus montrent que le dimensionnement de couple (C_U, A) dépend de délestage du consommateur, LOLP, du système et les coordonnées géographiques correspond au chaque site.





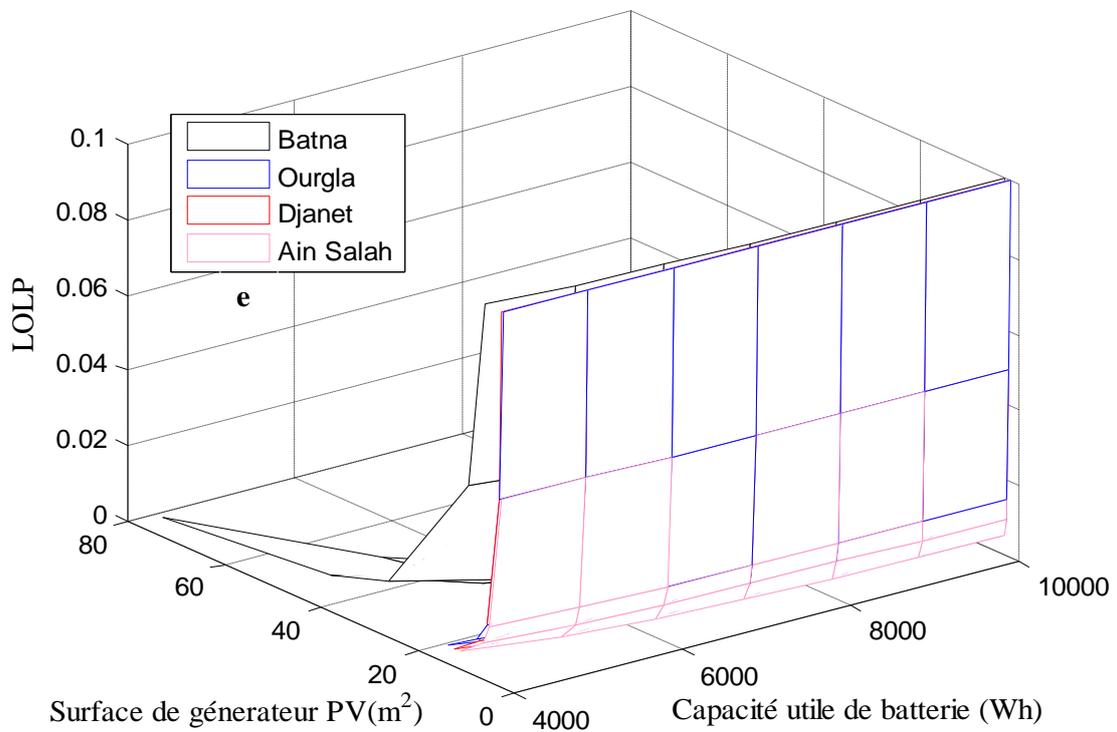
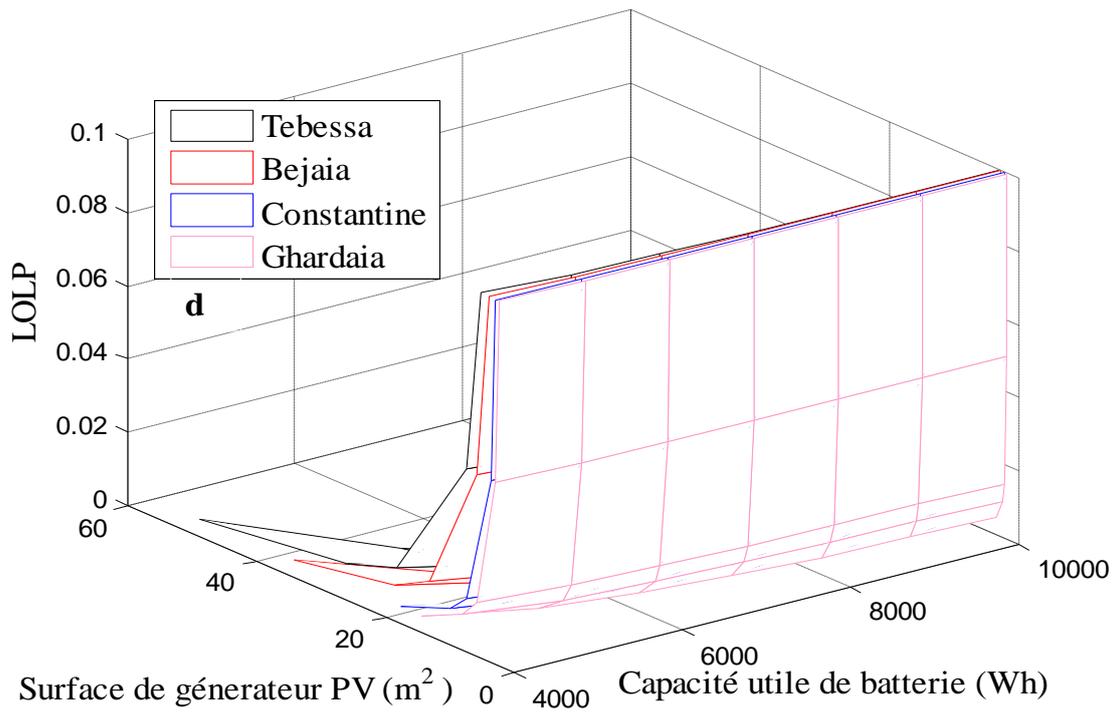


Figure V.8. a, b, c, d, e Différent dimensionnement du système PV pour différent LOLP.

III.2 Influence du coût sur le dimensionnement

Pour une valeur désirée de LOLP=1%, nous avons calculé les différents couples optimaux (C_{Uopt} , A_{opt}) et le coût optimal, C_{opt} , relatifs aux différents paramètres de coûts (α_1 , β_1) pour le 1^{ier} modèle et (α_2 , β_2) pour le 2^{ième} modèle. Les résultats obtenus sont résumés dans les tableaux V.7 et V.8. D'après ces résultats, on constate que :

- Si $\alpha_1(\alpha_2)$ constant et $\beta_1(\beta_2)$ variable: L'augmentation de $\beta_1(\beta_2)$ provoque la diminution de $C_{Uopt1}(C_{Uopt2})$ et l'augmentation de $A_{opt1}(A_{opt2})$. C'est le cas de : ($\alpha_1=8$ US\$/Wh, $\beta_1=0.2$ US\$/Wh et 0.6 US\$/Wh) et ($\alpha_2=3$ US\$/m², $\beta_2=0.2$ US\$/Wh et 0.06 US\$/Wh).
- Si $\alpha_1(\alpha_2)$ variable et $\beta_1(\beta_2)$ constant : La diminution de $\alpha_1(\alpha_2)$ provoque l'augmentation de $A_{opt1}(A_{opt2})$ et la diminution de $C_{Uopt1}(C_{Uopt2})$. C'est le cas de : ($\beta_1=0.2$ US\$/Wh, $\alpha_1=5$ US\$/Wh et 8 US\$/Wh) et ($\beta_2=0.06$ US\$/Wh, $\alpha_2=1$ US\$/m² et 3 US\$/m²).
- Une fois calculer le coût optimal $C_{opt}(\alpha, \beta)$ et si $\alpha'=x.\alpha$ et $\beta'=x.\beta$, alors, $C_{opt1}(\alpha', \beta')=x.C_{opt}(\alpha, \beta)$. C'est le cas : ($\alpha_1=4$ US\$/Wh, $\beta_1=0.3$ US\$/Wh et $\alpha_1=8$ US\$/Wh, $\beta_1=0.6$ US\$/Wh) et ($\alpha_2=1.5$ US\$/m², $\beta_2=0.1$ US\$/Wh et $\alpha_2=3$ US\$/m², $\beta_2=0.2$ US\$/m²).

Dans le cadre de cette thèse, Les couples optimales sont calculés afin d'obtenir un coût économique minimal. D'après les résultats obtenus, le **site d'Ain-sefra** possède le plus petit coût sa valeur égale **7.8502 US\$** (pour $\alpha_1=4$ et $\beta_1=0.3$) par rapport aux d'autres sites. Le rapport du coût minimal entre les deux modèles considérés est de l'ordre de 15. Donc, le coût minimal du 2^{ième} modèle est presque **15** fois le coût minimal du 1^{ier} modèle. D'où l'efficacité d'utiliser le 1^{ier} modèle du coût.

Sites	$L_m=1\text{kWh/j}$, $n_{bat}=1$, $LOLP=1\%$				
	$\alpha_1(\text{US\$/Wh})$	$\beta_1(\text{US\$/Wh})$	$C_{Uopt1}(\text{Wh})$	$A_{opt1}(\text{m}^2)$	$C_{opt1}(\text{US\$})$
Ain-sefra	4	0.3	09026	2.2088	07.8502
	5	0.2	10926	2.0288	08.0895
	8	0.6	09026	2.2088	15.7005
	8	0.2	12604	1.9373	11.5416
Laghouat	4	0.3	09349.2	2.3277	07.9895
	5	0.2	11318.0	2.1328	08.2020
	8	0.6	9349.2	2.3277	15.9791
	8	0.2	13056.0	2.0337	11.6713
	4	0.3	09439.7	2.5861	08.0286
	5	0.2	11427.0	2.3680	08.2334

Tindouf	8	0.6	09439.7	2.5861	16.0571
	8	0.2	13182.0	2.2571	11.7077
Adrar	4	0.3	09568.5	2.4208	08.0841
	5	0.2	11583.0	2.2145	08.2782
	8	0.6	09568.5	2.4208	16.1681
	8	0.2	13362.0	2.1097	11.7593
Ain-salah	4	0.3	09852.2	2.3944	08.2063
	5	0.2	11926.0	2.1858	08.3769
	8	0.6	09852.2	2.3944	16.4127
	8	0.2	13758.0	2.0798	11.8732
Tamanresset	4	0.3	09907.7	2.1598	08.2303
	5	0.2	11994.0	1.9708	08.3962
	8	0.6	09907.7	2.1598	16.4605
	8	0.2	13836.0	1.8748	11.8954
Djanet	4	0.3	09928.0	2.6400	08.2390
	5	0.2	12018.0	2.4087	08.4033
	8	0.6	09928.0	2.6400	16.4780
	8	0.2	13864.0	2.2911	11.9036
Tlemcen	4	0.3	10426	3.2098	08.4536
	5	0.2	12621	2.9181	08.5764
	8	0.6	10426	3.2098	16.9071
	8	0.2	14559	2.7698	12.1033
Bechar	4	0.3	10711.0	2.4178	08.5763
	5	0.2	12966.0	2.1936	08.6755
	8	0.6	10711.0	2.4178	17.1526
	8	0.2	14957.0	2.0796	12.2176
Chlef	4	0.3	10749	2.8392	08.5929
	5	0.2	13012	2.5753	08.6888
	8	0.6	10749	2.8392	17.1850
	8	0.2	15010	2.4411	12.2330
Ourgla	4	0.3	10913.0	2.2514	08.6636
	5	0.2	13211.0	2.0398	08.7459
	8	0.6	10913.0	2.2514	17.3272
	8	0.2	15239.0	1.9322	12.2989
	4	0.3	10938.0	2.8854	08.6744
	5	0.2	13241.0	2.6138	08.7547

Constantine	8	0.6	10938.0	2.8854	17.3488
	8	0.2	15274.0	2.4756	12.3089
Ghardaia	4	0.3	11015.0	2.3058	08.7077
	5	0.2	13335.0	2.0876	08.7815
	8	0.6	11015.0	2.3058	17.4153
	8	0.2	15382.0	1.9766	12.3399
Djelfa	4	0.3	11424.0	2.5092	08.8837
	5	0.2	13829.0	2.2654	08.9236
	8	0.6	11424.0	2.5092	17.7674
	8	0.2	15953.0	2.1414	12.5038
Oran	4	0.3	11604	3.1111	08.9613
	5	0.2	14047	2.8052	08.9862
	8	0.6	11604	3.1111	17.9226
	8	0.2	16204	2.6498	12.5760
Alger	4	0.3	11931	3.1076	09.1024
	5	0.2	14443	2.7959	09.1000
	8	0.6	11931	3.1076	18.2047
	8	0.2	16661	2.6375	12.7073
Bejaia	4	0.3	12759.0	3.7219	09.4520
	5	0.2	15445.0	3.3304	09.3880
	8	0.6	12759.0	3.7219	18.9183
	8	0.2	17817.0	3.1314	13.0395
Annaba	4	0.3	13524.0	3.5096	09.7888
	5	0.2	16371.0	3.1251	09.6540
	8	0.6	13524.0	3.5096	19.5777
	8	0.2	18885.0	2.9297	13.3464
Tebessa	4	0.3	13878.0	4.2258	09.9415
	5	0.2	16800.0	3.7546	09.7772
	8	0.6	13878.0	4.2258	19.8830
	8	0.2	19380.0	3.5151	13.4885
Batna	4	0.3	16425.0	3.9231	11.0390
	5	0.2	19883.0	3.4337	10.6630
	8	0.6	16425.0	3.9231	22.0781
	8	0.2	22936.0	3.1848	14.5103

Tableau V.7 Configuration Optimal du système pour les différentes valeurs de α_1 et β_1 .

$L_m=1\text{kWh/j}$, $n_{\text{bat}}=1$, $\text{LOLP}=1\%$					
Sites	$\alpha_2(\text{US}\$/\text{m}^2)$	$\beta_2(\text{US}\$/\text{Wh})$	$C_{\text{Uopt2}}(\text{Wh})$	$A_{\text{opt2}}(\text{m}^2)$	$C_{\text{opt2}}(\text{US}\$)$
Ain-sefra	1	0.06	1394.9	38.2479	121.9407
	1.5	0.1	1350.9	41.0289	196.6350
	3	0.2	1350.9	41.0289	393.2700
	3	0.06	1947.9	18.7128	173.0101
Laghouat	1	0.06	1464.4	40.1460	128.0091
	1.5	0.1	1418.2	43.0655	206.4214
	3	0.2	1418.2	43.0665	412.8428
	3	0.06	2044.9	19.6374	181.6075
Tamanresset	1	0.06	1510.5	41.2033	131.8338
	1.5	0.1	1462.9	44.2147	212.6123
	3	0.2	1462.9	44.2147	425.2246
	3	0.06	2109.3	20.0487	186.7061
Adrar	1	0.06	1514.2	41.5112	132.3612
	1.5	0.1	1466.4	44.5300	213.4393
	3	0.2	1466.4	44.5300	426.8786
	3	0.06	2114.4	20.3055	187.7827
Tindouf	1	0.06	1525.6	41.9423	133.4772
	1.5	0.1	1477.5	44.9838	215.2257
	3	0.2	1477.5	44.9838	430.4514
	3	0.06	2130.4	20.5766	189.5527
Ain-salah	1	0.06	1550.5	42.4309	135.4623
	1.5	0.1	1501.7	45.5221	218.4488
	3	0.2	1501.7	45.5221	436.8976
	3	0.06	2165.2	20.7160	192.0605
Djanet	1	0.06	1608.6	44.1339	140.6497
	1.5	0.1	1557.9	47.3409	226.8012
	3	0.2	1557.9	47.3409	453.6024
	3	0.06	2246.3	21.6057	199.5953
Ourgla	1	0.06	1672.3	45.4701	145.8085
	1.5	0.1	1619.6	48.8041	235.1663
	3	0.2	1619.6	48.8041	470.3325
	3	0.06	2335.3	22.0496	206.2651

Bechar	1	0.06	1679.7	45.7957	146.5798
	1.5	0.1	1626.8	49.1446	236.3963
	3	0.2	1626.8	49.1446	472.7927
	3	0.06	2345.6	22.2712	207.5524
Ghardaia	1	0.06	1699.0	46.2050	148.1443
	1.5	0.1	1645.4	49.5922	238.9325
	3	0.2	1645.4	49.5922	477.8651
	3	0.06	2372.5	22.4108	209.5843
Chlef	1	0.06	1769.6	48.4607	154.6394
	1.5	0.1	1713.9	51.9888	249.3703
	3	0.2	1713.9	51.9888	498.7407
	3	0.06	2471.2	23.6770	219.3030
Tlemcen	1	0.06	1785.9	49.1799	156.3363
	1.5	0.1	1729.7	52.7405	252.0760
	3	0.2	1729.7	52.7405	504.1521
	3	0.06	2494.0	24.1679	222.1411
Djelfa	1	0.06	1802.5	49.0468	157.1939
	1.5	0.1	1745.6	52.6403	253.5248
	3	0.2	1745.6	52.6403	507.0496
	3	0.06	2517.0	23.8037	222.4316
Constantine	1	0.06	1807.1	49.4669	157.8940
	1.5	0.1	1750.2	53.0697	254.6209
	3	0.2	1750.2	53.0697	509.2419
	3	0.06	2523.5	24.1583	223.8868
Oran	1	0.06	1951.9	53.3903	170.5059
	1.5	0.1	1890.4	57.2818	274.9635
	3	0.2	1890.4	57.2818	549.9270
	3	0.06	2725.7	26.2537	241.7059
Alger	1	0.06	2001.5	54.6704	174.7633
	1.5	0.1	1938.5	58.6609	281.8378
	3	0.2	1938.5	58.6609	563.6756
	3	0.06	2795.0	26.6389	247.6191
Bejaia	1	0.06	2247.7	61.5099	196.3740
	1.5	0.1	2176.9	65.9912	316.6763
	3	0.2	2176.9	65.9912	633.3526
	3	0.06	3138.8	30.0305	278.4212

Annaba	1	0.06	2327.8	63.4157	203.0849
	1.5	0.1	2254.5	68.0566	327.5304
	3	0.2	2254.5	68.0566	655.0607
	3	0.06	3250.7	30.8148	287.4838
Tebessa	1	0.06	2521.3	68.9566	220.2352
	1.5	0.1	2441.8	73.98332	355.1594
	3	0.2	2441.8	73.9833	710.3189
	3	0.06	3520.9	33.6459	312.1889
Batna	1	0.06	2868.0	77.6848	249.7620
	1.5	0.1	2777.6	83.4026	402.8602
	3	0.2	2777.6	83.4026	805.7204
	3	0.06	4004.9	37.5194	352.8532

Tableau V.8 Configuration Optimal du système pour les différentes valeurs de α_2 et β_2 .

Pour un seul remplacement et une durée d'exploitation de 30 ans, les coûts optimaux pour différents valeurs de α_1 ($\alpha_1 = 4$ US\$/Wh et 5 US\$/Wh) et β_1 ($\beta_1 = 0.3$ US\$/Wh et 0.2 US\$/Wh) liés à différentes valeurs de LOLP (1% et 10%), sont représentés dans les tableaux V.9 et V.10. On remarque que, lors de l'augmentation de LOLP de 1% à 10%, le coût optimal diminue pour les valeurs différentes de α_1 et β_1 . Pour un seul remplacement, le plus petit coût optimal est celui de **site d'Ain-sefra** de **5.5321 US\$** pour (LOLP=10%, $\alpha_1=4$ US\$/Wh et $\beta_1=0.3$ US\$/Wh). Ce coût augmentera à **10.3244 US\$** pour une durée d'exploitation de 30 ans. Pendant cette durée, ce coût atteint sa valeur minimale de **9.9268 US\$** pour (LOLP=10%, $\alpha_1=5$ US\$/Wh et $\beta_1=0.2$ US\$/Wh). D'après les résultats obtenus dans le tableau V.10, on constate que les coûts optimaux pendant une durée de 30 ans sont deux fois les coûts optimaux obtenus dans le tableau V.9 pour un seul remplacement. Par conséquent, l'augmentation du nombre de remplacement de batterie provoque l'augmentation du coût optimal et cela pour tous les sites sélectionnés.

Sites	α_1 (US\$/Wh)	β_1 (US\$/Wh)	LOLP=1%	LOLP=10%
			C_{opt1} (US\$)	C_{opt1} (US\$)
Ain-sefra	4	0.3	07.8502	05.5321
	5	0.2	08.0895	06.0592
Laghouat	4	0.3	07.9895	05.6013
	5	0.2	08.2020	06.1151
Tindouf	4	0.3	08.0286	05.6206
	5	0.2	08.2334	06.1307
Adrar	4	0.3	08.0841	05.6482
	5	0.2	08.2782	06.1530
Ain-salah	4	0.3	08.2063	05.7089
	5	0.2	08.3769	06.2020
Tamanrasset	4	0.3	08.2303	05.7208
	5	0.2	08.3962	06.2116
Djanet	4	0.3	08.2390	05.7252
	5	0.2	08.4033	06.2151
Tlemcen	4	0.3	08.4536	05.8317
	5	0.2	08.5764	06.3011
Bechar	4	0.3	08.5763	05.8927
	5	0.2	08.6755	06.3502
Chlef	4	0.3	08.5929	05.9009
	5	0.2	08.6888	06.3569
Ourgla	4	0.3	08.6636	05.9360
	5	0.2	08.7459	06.3852
Constantine	4	0.3	08.6744	05.9414
	5	0.2	08.7547	06.3896
Ghardaia	4	0.3	08.7077	05.9579
	5	0.2	08.7815	06.4029
Djelfa	4	0.3	08.8837	06.0454
	5	0.2	08.9236	06.4735
Oran	4	0.3	08.9613	06.0839
	5	0.2	08.9862	06.5046
Alger	4	0.3	09.1024	06.1539
	5	0.2	09.1000	06.5611

Bejaia	4	0.3	09.4520	06.3311
	5	0.2	09.3880	06.7041
Annaba	4	0.3	09.7888	06.4949
	5	0.2	09.6540	06.8362
Tebessa	4	0.3	09.9415	06.5707
	5	0.2	09.7772	06.8974
Batna	4	0.3	11.0390	07.1158
	5	0.2	10.6630	07.3373

Tableau V.9 Coûts optimal du système pour un seul remplacement (1^{ier} modèle).

Sites	α_1 (US\$/Wh)	β_1 (US\$/Wh)	LOLP=1%	LOLP=10%
			C_{opt1} (US\$)	C_{opt1} (US\$)
Ain-sefra	4	0.3	17.4996	10.3244
	5	0.2	15.8768	09.9268
Laghouat	4	0.3	17.9845	10.5652
	5	0.2	16.2681	10.1211
Tindouf	4	0.3	18.1203	10.6327
	5	0.2	16.3777	10.1755
Adrar	4	0.3	18.3134	10.7286
	5	0.2	16.5336	10.2530
Ain-salah	4	0.3	18.7390	10.9400
	5	0.2	16.8771	10.4236
Tamanrasset	4	0.3	18.8223	10.9813
	5	0.2	16.9443	10.4569
Djanet	4	0.3	18.8528	10.9965
	5	0.2	16.9688	10.4691
Tlemcen	4	0.3	19.5955	11.3673
	5	0.2	17.5715	10.7684
Bechar	4	0.3	20.0266	11.5794
	5	0.2	17.9162	10.9396
Chlef	4	0.3	20.0843	11.6081
	5	0.2	17.9627	10.9627
Ourgla	4	0.3	20.3305	11.7304
	5	0.2	18.1614	11.0614

Constantine	4	0.3	20.3681	11.7490
	5	0.2	18.1918	11.0765
Ghardaia	4	0.3	20.4839	11.8065
	5	0.2	18.2852	11.1229
Djelfa	4	0.3	21.0966	12.1108
	5	0.2	18.7797	11.3685
Oran	4	0.3	21.3666	12.2450
	5	0.2	18.9976	11.4767
Alger	4	0.3	21.8575	12.4888
	5	0.2	19.3938	11.6735
Bejaia	4	0.3	23.0993	13.1055
	5	0.2	20.3960	12.1712
Annaba	4	0.3	24.2468	13.6754
	5	0.2	21.3220	12.6311
Tebessa	4	0.3	24.7781	13.9392
	5	0.2	21.7507	12.8440
Batna	4	0.3	28.5980	15.8364
	5	0.2	24.8335	14.3751

Tableau V.10 Coûts optimal du système pour une durée de 30 ans (1^{ier} modèle).

Les tableaux V.11 et V.12 représentent les coûts optimaux correspond pour un seul remplacement et pour une durée d'exploitation de 30 ans respectivement, relatifs à différentes valeurs de α_2 ($\alpha_2=1$ US\$/m², 1.5 US\$/m²) et β_2 ($\beta_2=0.06$ US\$/Wh, 0.1 US\$/Wh) pour des valeurs désirées de LOLP=1% et 10%. L'augmentation de LOLP de 1% à 10% provoque la diminution du coût optimal pour les différentes valeurs de α_2 et β_2 . En plus, les coûts optimaux calculés dans le tableau V.12 sont trois fois ceux obtenus dans le tableau V.11 et cela pour tous les sites sélectionnés. Le **site d'Ain-sefra** possède le coût minimal égale à **61.2631US\$** (pour LOLP=10%, $\alpha_2=1$ US\$/m² et $\beta_2=0.06$ US\$/Wh) pour un seul remplacement tandis-que atteint la valeur de **209.3857 US\$** pour une durée de 30 ans d'exploitation. Si on désigne par R_{Copt1} , le rapport du coût optimal du 2^{ième} modèle et le coût optimal du 1^{ier} modèle pour un seul remplacement. Et R_{Copt2} , le rapport du coût optimal du 2^{ième} modèle et le coût optimal du 1^{ier} modèle pour une durée de 30 ans. Les résultats calculés sont représentés dans le tableau V.13.

Sites	$\alpha_2(\text{US}\$/\text{m}^2)$	$\beta_2(\text{US}\$/\text{Wh})$	LOLP=1%	LOLP=10%
			$C_{\text{opt}2}(\text{US}\$)$	$C_{\text{opt}21}(\text{US}\$)$
Ain-sefra	1	0.06	121.9407	061.2631
	1.5	0.1	196.6350	098.7106
Laghouat	1	0.06	128.0091	064.3087
	1.5	0.1	206.4214	103.6186
Tamanrasset	1	0.06	131.8338	066.1459
	1.5	0.1	212.6123	106.5998
Adrar	1	0.06	132.3612	066.4953
	1.5	0.1	213.4393	107.1418
Tindouf	1	0.06	133.4772	067.1040
	1.5	0.1	215.2257	108.1106
Ain-salah	1	0.06	135.4623	068.0219
	1.5	0.1	218.4488	109.6093
Djanet	1	0.06	140.6497	070.6730
	1.5	0.1	226.8012	113.8698
Ourgla	1	0.06	145.8085	073.0978
	1.5	0.1	235.1663	117.8182
Bechar	1	0.06	146.5798	073.5349
	1.5	0.1	236.3963	118.5102
Ghardaia	1	0.06	148.1443	074.2726
	1.5	0.1	238.9325	119.7109
Chlef	1	0.06	154.6394	077.6652
	1.5	0.1	249.3703	125.1450
Tlemcen	1	0.06	156.3363	078.6285
	1.5	0.1	252.0760	126.6696
Djelfa	1	0.06	157.1939	078.8211
	1.5	0.1	253.5248	127.0392
Constantine	1	0.06	157.8940	079.2916
	1.5	0.1	254.6209	127.7678
Oran	1	0.06	170.5059	085.6086
	1.5	0.1	274.9635	137.9509
Alger	1	0.06	174.7633	087.7148
	1.5	0.1	281.8378	141.3526

Bejaia	1	0.06	196.3742	098.6083
	1.5	0.1	316.6763	158.8958
Annaba	1	0.06	203.0849	101.8618
	1.5	0.1	327.5304	164.1674
Tebessa	1	0.06	220.2352	110.5738
	1.5	0.1	355.1594	178.1809
Batna	1	0.06	249.7620	125.0922
	1.5	0.1	402.8602	201.6523

Tableau V.11 Coûts optimaux du système relatif à différentes valeurs de α_2 et β_2 (2^{ième} modèle) pour un seul remplacement.

Sites	α_2 (US\$/m ²)	β_2 (US\$/Wh)	LOLP=1%	LOLP=10%
			C _{opt2} (US\$)	C _{opt21} (US\$)
Ain-sefra	1	0.06	0420.1854	0209.3857
	1.5	0.1	0678.0432	0337.8010
Laghouat	1	0.06	0441.1151	0219.8121
	1.5	0.1	0711.8178	0354.6227
Tamanrasset	1	0.06	0454.8017	0226.5472
	1.5	0.1	0733.9271	0365.5097
Adrar	1	0.06	0456.1110	0227.2849
	1.5	0.1	0736.0162	0366.6785
Tindouf	1	0.06	0459.6680	0229.1060
	1.5	0.1	0741.7428	0369.6042
Ain-salah	1	0.06	0466.9860	0232.6724
	1.5	0.1	0753.5738	0375.3781
Djanet	1	0.06	0484.5901	0241.4903
	1.5	0.1	0781.9685	0389.5925
Ourgla	1	0.06	0503.3711	0250.6805
	1.5	0.1	0812.3218	0404.4613
Bechar	1	0.06	0505.7307	0251.9064
	1.5	0.1	0816.1154	0406.4265
Ghardaia	1	0.06	0511.4120	0254.6887
	1.5	0.1	0825.2968	0410.9275

Chlef	1	0.06	0533.0143	0265.5843
	1.5	0.1	0860.1197	0428.4724
Tlemcen	1	0.06	0538.1956	0268.2781
	1.5	0.1	0868.4496	0432.7902
Djelfa	1	0.06	0542.5831	0270.2239
	1.5	0.1	0875.5962	0435.9897
Constantine	1	0.06	0544.2814	0271.1901
	1.5	0.1	0878.3036	0437.5185
Oran	1	0.06	0587.8553	0292.8843
	1.5	0.1	0948.6230	0472.5225
Alger	1	0.06	0602.7223	0300.2597
	1.5	0.1	0972.6227	0484.4295
Bejaia	1	0.06	0676.9720	0337.2962
	1.5	0.1	1092.4000	0544.1711
Annaba	1	0.06	0700.8056	0349.0537
	1.5	0.1	1130.9000	0563.1693
Tebessa	1	0.06	0759.3264	0378.3124
	1.5	0.1	1225.3000	0610.3479
Batna	1	0.06	0862.9704	0429.6409
	1.5	0.1	1392.7000	0693.2359

Tableau V.12 Coûts optimaux du système relatif à différentes valeurs de α_2 et β_2 pour une durée de 30 ans.

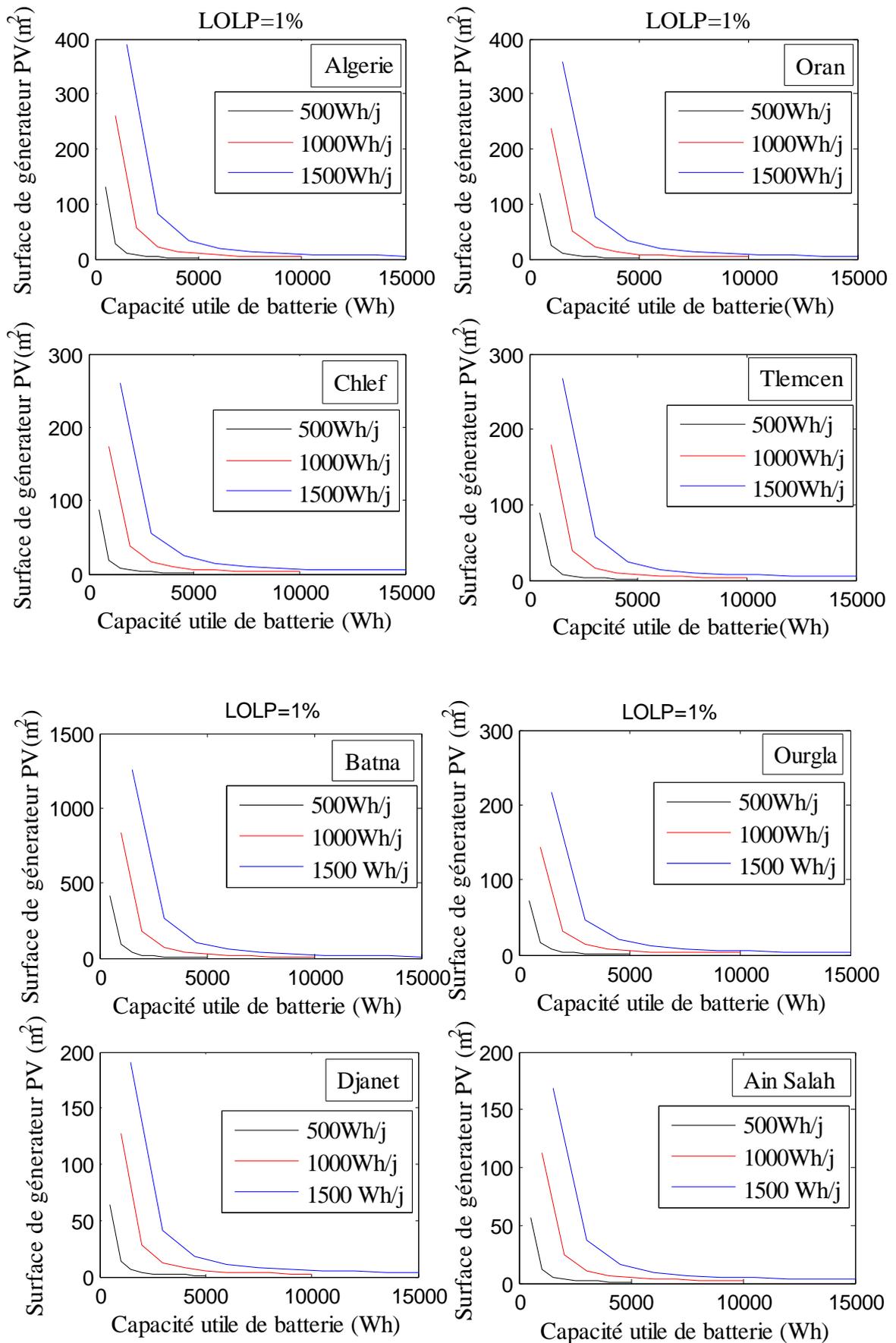
Sites	R_{Copt1}		R_{Copt2}	
	LOLP=1%	LOLP=10%	LOLP=1%	LOLP=10%
Ain-sefra	15.0739	10.1107	26.4653	21.0929
Laghouat	15.6070	10.5163	27.1153	21.7182
Tamanrasset	15.7016	10.6487	26.8409	21.6648
Adrar	15.9891	10.8069	27.5869	22.1676
Tindouf	16.2116	10.9455	28.0667	22.5154
Ain-salah	16.1709	10.9677	27.6698	22.3216
Djanet	16.7374	11.3711	28.5577	23.0669
Ourgla	16.6716	11.4480	27.7165	22.6626
Bechar	16.8958	11.5799	28.2275	23.0270
Ghardaia	16.8700	11.5998	27.9686	22.8976
Chlef	17.7975	12.2174	29.6733	24.2261
Tlemcen	18.2286	12.4785	30.6288	24.9134
Djelfa	17.6155	12.1759	28.8920	23.7695
Constantine	18.0353	12.4094	29.9190	24.4833
Oran	18.9741	13.1612	30.9436	25.5199
Alger	19.2047	13.3689	31.0780	25.7214
Bejaia	20.9175	14.7086	33.1914	27.7126
Annaba	21.0363	14.9003	32.8677	27.6344

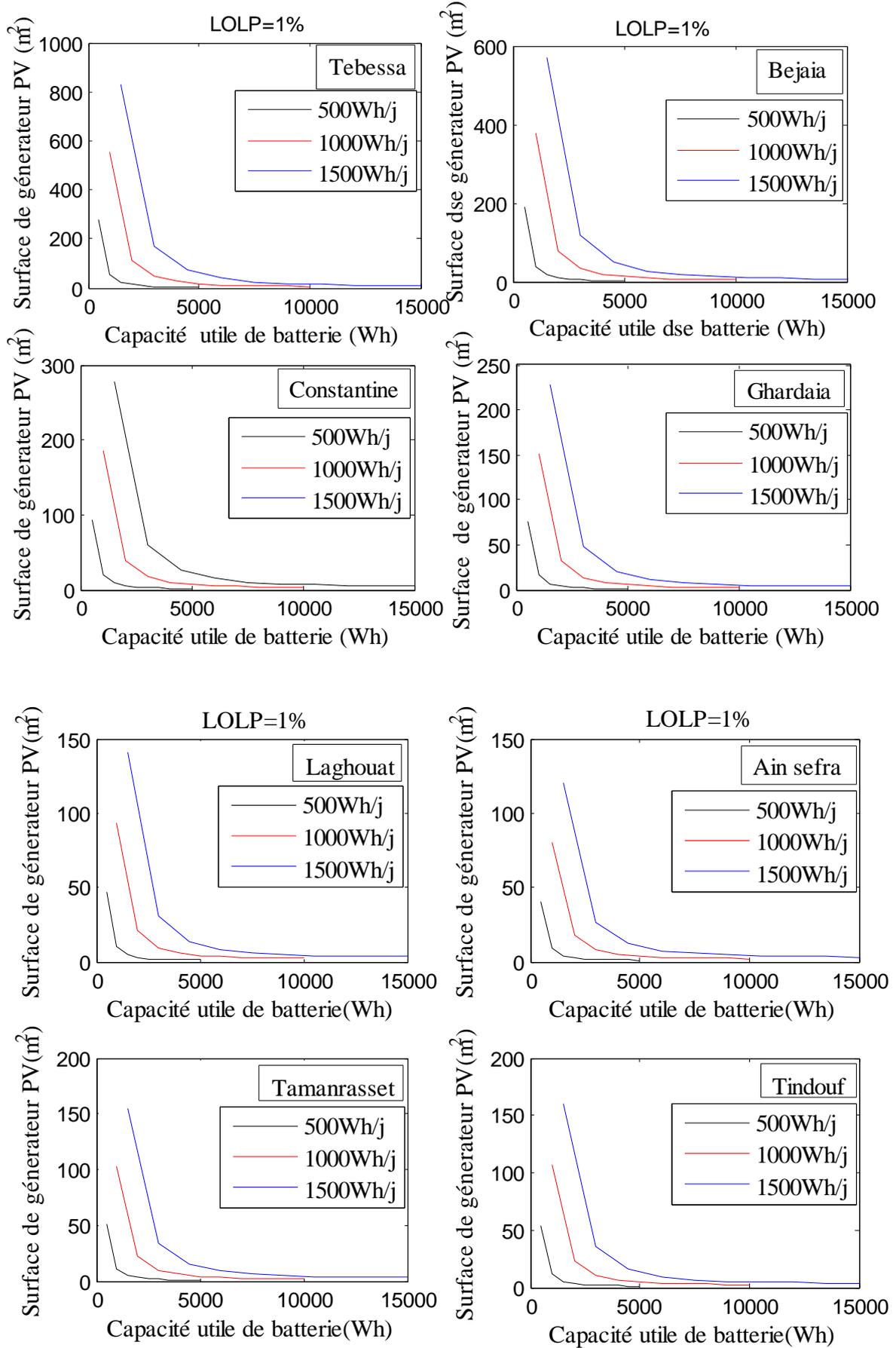
Tebessa	22.5253	16.0312	34.9104	29.4544
Batna	23.4232	17.0488	34.7502	29.8878

Tableau V.13 Comparaison des coûts optimaux entre le 1^{ier} modèle ($\alpha_1=5\text{US}\$/\text{Wh}$, $\beta_1=0.2\text{US}\$/\text{Wh}$) et 2^{ième} modèle ($\alpha_2=1\text{US}\$/\text{m}^2$, $\beta_2=0.06\text{US}\$/\text{Wh}$).

III.3 Influence de la charge sur le dimensionnement

Ces paramètres ont été calculés pour une charge constante (1kWh/j). Pour une LOLP désirée de LOLP=0.01 et afin d'obtenir les paramètres pour les différentes charges, la figure V.9, illustre l'impact de charge sur les courbes d'iso-fiabilités pour les sites sélectionnés. On remarque que, l'augmentation de la charge provoque l'augmentation de la surface de générateur PV et la capacité utile de batterie. Pour une variation de charge (0.5, 1 et 1.5 kWh/j) et pour une durée d'exploitation de 30 ans, nous avons calculé les couples optimales (C_{Uopt} , A_{opt}) pour ces sites pour les deux modèles étudiés. Les résultats obtenus sont résumés dans les tableaux V.14 et V.15. On remarque que, lors de l'augmentation de charge, le couple optimal (C_{Uopt} , A_{opt}) augmente pour les deux modèles considérés et pour les différents sites.





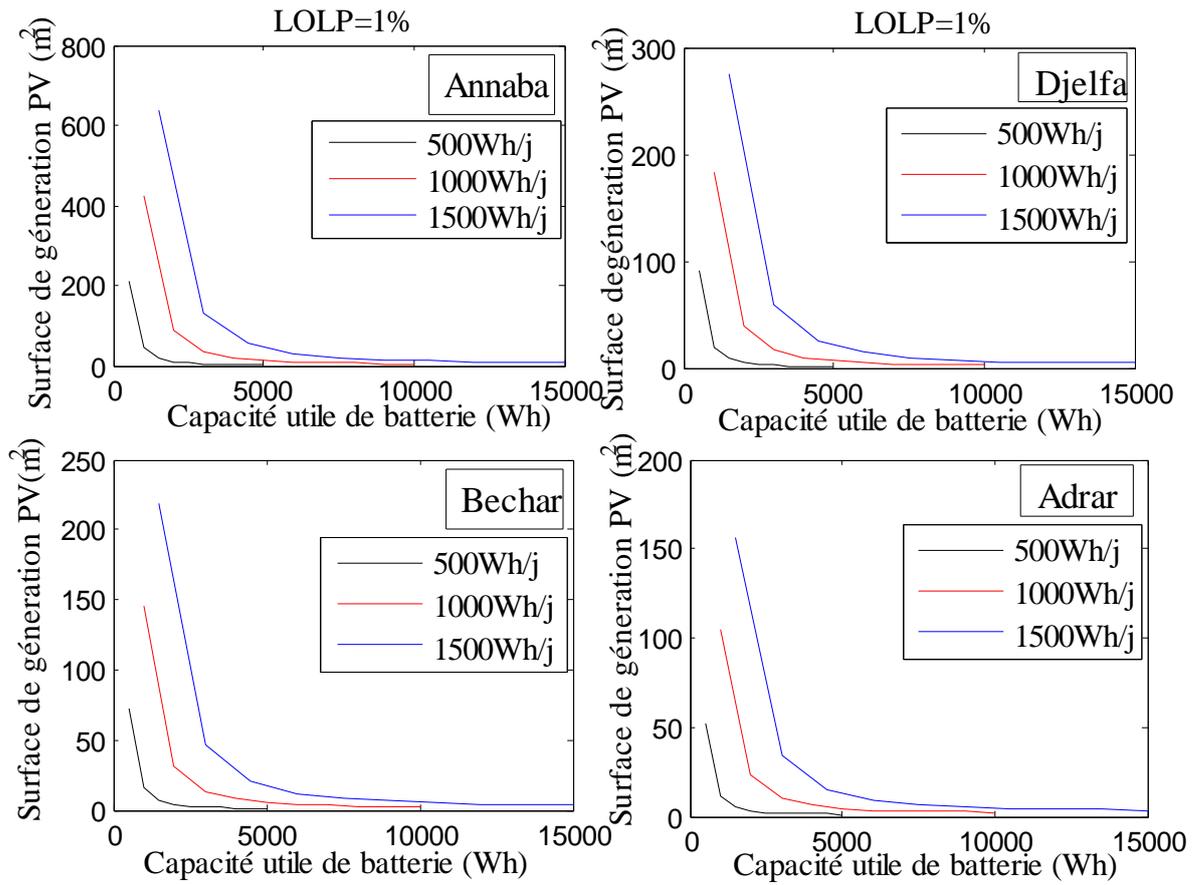


Figure V.9 Impact de charge sur le dimensionnement du système PV pour un seul remplacement.

Sites	Charge de 0.5 kWh/j		Charge de 1kWh/j		Charge de 1.5kWh/j	
	$C_{U_{opt1}}(Wh)$	$A_{opt1} (m^2)$	$C_{U_{opt1}}(Wh)$	$A_{opt1} (m^2)$	$C_{U_{opt1}}(Wh)$	$A_{opt1} (m^2)$
Alger	4189.0	2.1021	8378.0	4.2043	12567.0	6.3064
Annaba	4748.2	2.4312	9496.4	4.8624	14245.0	7.2936
Constantine	3840.4	1.9208	7680.8	3.8415	11521.0	5.7623
Oran	4074.1	2.0936	8148.2	4.1872	12222.0	6.2808
Bejaia	4479.6	2.5498	8959.3	5.0995	13439.0	7.6493
Chlef	3774.0	1.8840	7547.9	3.7680	11322.0	5.6520
Tlemcen	3660.5	2.1182	7321.0	4.2363	10981.0	6.3545
Batna	5766.6	2.8227	11533.0	5.6455	17300.0	8.4682
Djelfa	4010.9	1.6837	08021.8	3.3675	12033.0	5.0512
Tebessa	4872.5	2.9419	09745.1	5.8839	14618.0	8.8258
Laghouat	3282.5	1.5067	06565.0	3.0133	09847.5	4.5200
Ain-sefra	3169.0	1.4211	06338.0	2.8421	09507.0	4.2632
Bechar	3760.4	1.6033	07520.9	3.2066	11281.0	4.8098
Ourgla	3831.6	1.4981	07663.2	2.9961	11495.0	4.4942
Ghardaia	3867.5	1.5369	07734.9	3.0738	11602.0	4.6107
Tamanresset	3478.6	1.4123	06957.2	2.8246	01043.6	4.2370
Tindouf	3314.3	1.6768	06628.5	3.3535	09942.8	5.0303
Ain-salah	3459.1	1.5642	06918.2	3.1284	10377.0	4.6925
Adrar	3359.5	1.5733	06718.9	3.1466	10078.0	4.7199
Djanet	3485.7	1.7270	06971.4	3.4539	10457.0	5.1809

Tableau V.14 Dimensionnement du système PV pour différentes charges (1^{ier} modèle: $\alpha_1=5$ US\$/Wh et $\beta_1=0.2$ US\$/Wh).

Sites	Charge de 0.5 kWh/j		Charge de 1kWh/j		Charge de 1.5kWh/j	
	$C_{U_{opt1}}(Wh)$	$A_{opt1}(m^2)$	$C_{U_{opt1}}(Wh)$	$A_{opt1}(m^2)$	$C_{U_{opt1}}(Wh)$	$A_{opt1}(m^2)$
Alger	580.5182	092.3746	1161.0000	184.7491	1741.6	277.1237
Annaba	675.1486	107.3493	1350.3000	214.6986	2025.4	322.0478
Constantine	524.1272	083.4549	1048.3000	166.9099	1572.4	250.3648
Oran	566.1265	090.1221	1132.3000	180.2442	1698.4	270.3663
Bejaia	651.9218	103.7941	1303.8000	207.5883	1955.8	311.3824
Chlef	513.2584	081.7341	1026.5000	163.4683	1539.8	245.2024
Tlemcen	517.9848	082.6233	1036.0000	165.2465	1554.0	247.8698
Batna	831.8056	132.0352	1663.6000	264.0703	2495.4	396.1055
Djelfa	522.7732	083.0932	1045.5000	166.1864	1568.3	249.2796
Tebessa	731.2670	116.4071	1462.5000	232.8141	2193.8	349.2212
Laghouat	424.7224	067.6575	0849.4448	135.3150	1274.2	202.9725
Ain-sefra	404.5633	064.4499	0809.1266	128.8998	1213.7	193.3498
Bechar	487.1813	077.4801	0974.3627	154.9601	1461.5	232.4402
Ourgla	485.0270	77.0759	0970.0539	154.1517	1455.1	231.2276
Ghardaia	492.7658	078.3103	0985.5315	156.6207	1478.3	234.9310
Tamanresset	438.0999	069.6849	0876.1997	139.3698	1314.3	209.0547
Tindouf	442.4717	070.5442	0884.9434	141.0884	1327.4	211.6326
Ain-salah	449.7056	071.5990	0899.4112	134.1980	1349.1	214.7970
Adrar	439.1605	069.9577	0878.3209	139.9154	1317.5	209.8731
Djanet	466.5486	074.3375	0933.0973	148.6751	1399.6	223.0126

Tableau V.15 Dimensionnement du système pour différentes charges (2^{ieme} modèle : $\alpha_2=1US\$/m^2$ et $\beta_2=0.06 US\$/Wh$).

Conclusion

Dans ce chapitre, d'une part, nous avons utilisé une approche analytique basée sur des profils de consommation et de production idéalisée afin de montrer l'impact du profil de consommation sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome. Les résultats ont confirmé l'intérêt d'augmenter la corrélation entre consommation et production, permettant de minimiser le recours de la batterie de stockage ainsi que les pertes qui y sont associés. D'autre part, nous avons fait une étude technico-économique basée sur une méthode analytique appliquée sur 20 sites sélectionnés situés en Algérie. En plus, nous avons examiné les influences de LOLP, le coût d'investissement et la charge sur le dimensionnement optimal d'un système PV. Les résultats d'une façon générale, montrent que, l'optimum économique est un compromis entre le coût d'investissement et le coût d'exploitation. Dans tous les cas étudiés, **le site d'Ain-sefra** possède le coût minimal.

Conclusion Générale et Perspectives

Les travaux présentés dans cette thèse concernent l'optimisation des systèmes de production photovoltaïque autonome. C'est dans cet objectif de diminution du coût par un dimensionnement optimal du système que ces travaux s'inscrivent. Nos travaux étudiés au cours de cette thèse ont porté sur :

- L'établissement des modèles énergétiques et économiques des différents sous-systèmes.
- Le développement d'outils et des méthodes de dimensionnement optimal
- Les analyses technico-économique de différents sites situés en Algérie.

Après un bref rappel sur les ressources énergétiques non renouvelables et renouvelables dans le monde et en Algérie et sur les systèmes de production associés, nous nous sommes intéressés aux chaînes de production photovoltaïque autonome. Concernant le générateur photovoltaïque, qu'un modèle polynomial, prenant en compte la température, permet une estimation précise et rapide de la production d'énergie pour des conditions atmosphériques données. Un modèle simplifié relatif à la batterie plomb-acide a été étudié. Ce modèle permet de déterminer convenablement l'évolution du courant dans la batterie et son état de charge. Les convertisseurs statiques, son modélisation a été réduite à la caractéristique de rendement. Ces différents modèles ont été utilisés afin de modéliser le système complet.

Une étude sur l'impact du profil de consommateur sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome a été réalisée. Une approche analytique simplifiée a été menée en utilisant les profils de consommation et de production journaliers sinusoïdaux. Dans ce cas, le coût énergétique primaire global sur cycle de vie a été considéré. Ce critère repose sur les coûts énergétiques élémentaires liés à la fabrication des différents éléments issus d'analyse

sur cycle de vie. Le sous-dimensionnement est obtenu par une corrélation entre consommation et production permettant de minimiser le recours au stockage.

Enfin, en vue d'établir un dimensionnement optimal, nous avons développé une méthode analytique. Deux modèles économiques, dont les paramètres ont été déterminés à partir de données, ont été établis pour chaque élément du système. Le couple optimal de dimensionnement en termes de surface de générateur PV et la capacité utile de batterie a été calculé pour les 20 sites géographiques situés en Algérie. Les résultats obtenus ont permis de montrer que **le site d'Ain-sefra** possède le coût minimal pour tous les cas étudiés.

Ces travaux ont également dégagés des perspectives à long termes, parmi lesquelles on cite :

- Prise en compte de l'aspect aléatoire de la ressource et des besoins lors d'optimisation du système photovoltaïque autonome.
- Etude adaptée aux systèmes hybrides.



Références Bibliographiques

- [1] Yael Thiaux, 'Optimisation des profils de consommation pour minimiser les coûts économique et énergétique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques autonomes et hybrides Evaluation des potentiel de la technologie Li-ion', Thèse Doctorat, Ecole Normale Supérieure de Cachan, Juillet 2010.
- [2] Julien Labbé, 'L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés', Thèse de Doctorat, Ecole des Mines de Paris, CEP, Sophia Antipolis, Décembre 2006.
- [3] Michel Huart, 'Energie, Ressources, Réserves et consommation mondiale', Cours ENVI 449 'Energie et environnement', Faculté des Sciences de l'ULB, Version du 11/10/2013.
- [4] Bernard Multon, Gael Robin, Marie Ruellan, Hamid Ben Ahmed, 'Situation énergétique mondiale à l'aube du 3^{ème} millénaire Perspectives offertes par les ressources renouvelables', Revue 3EI n°36, Mars 2004.
- [5] Anne Durand, 'Key world energy statistics, International Energy Agency, .Paris, 2011.
- [6] Fatih Birol, 'Key world energy statistics', International Energy Agency, Paris, 2016.
- [7] Bob Dudley, 'BP Statistical review of world energy June 2016', 65th edition, 2016.
- [8] REN21, 'Rapport sur le statut mondial des énergies renouvelables', Renewable Energy Policy Network for the 21st century, 2016.
- [9] Bernard Multon, 'L'énergie sur la terre : analyse des ressources et de la consommation. la place de l'énergie électrique', Revue 3EI, Septembre 1998.
- [10] Ali El Ali, 'Hybridation des sources d'énergie pour l'habitat : Analyse d'une configuration et étude de cas', Thèse de Doctorat, Université d'Aix-Marseille, 2010.
- [11] Adam Mirecki, 'Etude comparative de chaines de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance', Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, Avril 2005.
- [12] United Nations, 'Kyoto protocol to the united nations framework convention on climate change', Kyoto, Japan, 1998.
- [13] Yann Riffonneau, 'Gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque avec stockage connecté au réseau', Thèse de Doctorat, Université Joseph Fourier, Grenoble, Octobre 2009.

- [14] Lalouni Sofia, 'Etude, commande et simulation d'une chaîne hybride (Photovoltaïque – Eolienne) de production d'énergie électrique', Thèse de Doctorat, Université de Bejaia, Octobre 2009.
- [15] Hussein Ibrahim, Adrian Ilinca, Jean Perron, 'Investigations des différents alternatives renouvelables et hybrides pour l'électrification des sites isolés', Rapport Interne, Laboratoire de Recherche en Energie Eolienne, Septembre 2008.
- [16] Bencherif Mohamed, 'Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension', Thèse de Doctorat, Université de Tlemcen. 2014.
- [17] Baghdadi Faiza, 'Modélisation et simulation des performances d'une installation hybride de conversion d'énergie renouvelable', Mémoire de Magister, Université de Tizi-ouzou, 2011.
- [18] Mémento de l'hydrogène, Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible, 'Situation mondiale de l'énergie', Fiche 2.1, Septembre 2014.
- [19] Muriel Watt, 'The global photovoltaics industry', IT Power Australia, Atraa, 5 Mai 2011.
- [20] Ministère de l'Energie, Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de L'Utilisation de l'Energie, ''Revue de Press Avril 2016'', 2016
- [21] Nicolas Broutin, 'Les énergies renouvelables en Algérie : Fiche de synthèse', Mission Economique d'Alger, 30 Avril 2009.
- [22] Said Noureddine, 'Potentiel EnR de l'Algérie', Centre de développement des énergies Renouvelables,
- [23] Ministère de l'énergie, ''Programme de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique en Algérie'', Janvier 2016.
- [24] Cabal Cédric, 'Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédiée à la conversion photovoltaïque', Thèse de doctorat de l'Université de Toulouse, 2008.
- [25] Stéphane Vighetti, 'Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau: choix et dimensionnement des étages de conversion', Thèse de l'Université de Grenoble, 2010.
- [26] Abou.El.Maaty Metwally Metwally Aly Abd El Aal, 'Modeling and simulation of a photovoltaic fuel cell hybrid system', Ph.D.dissertation, Faculty of Electrical Engineering University of Kassel, Germany, April 2005.
- [27] Olivier Gercaud, 'Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur', Thèse de l'Ecole Normale Supérieure de Cachan, Systèmes et Applications des

- Technologies de l'Information et de l'Energie, Antenne de Bretagne, Décembre 2002.
- [28] G.R. Walker, 'Evaluating MPPT Converter Topologies using a MATLAB PV Model', Journal of Electrical & Electronics Engineering, Australia, IEAust, Vol. 21, N°1, p.49-56, 2001.
- [29] Yushaizad Yusof, Siti Hamizah, M.A.L, Zamri Che Wanik, 'Modeling and simulation of maximum power point tracker for photovoltaic system', National Power & Energy Conference (PECon) Proceedings, Malaysia, 88-93, 2004.
- [30] A.Ould Mohamed Yahya, A. Ould Mohamoud, I.Youm, 'Etude et modélisation d'un générateur photovoltaïque', Revue des Energies Renouvelables Vol.11, N°3, p.473-483, 2008.
- [31] Wei Zhou, Hongxing Yang, Zhaohong Fang, 'A novel model for photovoltaic array performance prediction', Applied Energy, Vol.84, 1187-1198, 2007.
- [32] Anca D.Hansen, Poul Sorensen, Lars H.Hansen, Henrik Bindner, 'Models for a Stand Alone PV system', Riso National Laboratory, Roskilde, 2000.
- [33] Oi.Akihiro, 'Design and simulation of photovoltaic water pumping system', Master thesis, California Polytechnique State University, 2005.
- [34] Mohamed Azab, 'A New maximum power point tracking for photovoltaic systems', Proceeding of World Academy of Science, Engineering and Technology, Vol.34, p.571-574, 2008.
- [35] M.I.Arteaga Orozco, J.R.Vazquez, P.Salmeron, S.P.Litran, F.J.Alcantara, 'Maximum power point tracker of a photovoltaic system using sliding mode control', International Conférence on Renewable Energies and Power Quality, Valencia, Spain, p.15-17, 2009.
- [36] Husein.K.H,Muta.I, Hoshina.T, Osakada.M, 'Maximum photovoltaic power tracking: An Algorithm for Rapidly Changing Atmospheric Conditions', IEE.Proc.Gener.Transm.Distrib, Vol.142, 59-64, 1995.
- [37] Roberto Faranda, Sonia Leva, 'Energy comparison of MPPT techniques for PV systems', Wseas Transaction on Power Systems, Issue.6, Vol.3, 446-455, 2008.
- [38] Petibon Stéphane, 'Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques', Thèse de l'Université de Toulouse, 2009.
- [39] Kirnmay.R,K.Vijaya Kumer.Reddy, M.Vijiya Kimar, 'Modeling and a MPPT method for solar cells', Journal Engineering and Applied sciences, Vol. 3,128-133, 2008.
- [40] D.P.Hohm, M.E.Ropp, 'Comparative study of maximum power point tracking algorithms', Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Vol.11, 47-62, 2003.

- [41] C.Liu, B.Wu, R.Cheung, 'Advanced algorithm for MPPT control of photovoltaic systems', Canadian Solar Building Conference, Montreal, August 20-24, 2004.
- [42] Jancarle L.Santos, Fernando L.M.Antunes, 'Maximum power point tracker for PV systems', World Climate & Energy Event, Rio de Janeiro, Brazil, p.75-80, 1-5 December 2003.
- [43] K.Kassmi, M.Hamdaoui, F.Olivie, 'Conception et modélisation d'un système photovoltaïque adapté une commande MPPT analogique', Revue des Energies Renouvelables Vol.10, N^o 4, p. 451-462, 2007.
- [44] S.Kebaili, 'Two combined model MPPT algorithms for stand alone photovoltaic systems' Revue des Energies Renouvelables Vol.16, N^o3, p. 517-526, 2013.
- [45] Sachin Jain, Vivek Agarwal, 'New current control based MPPT technique for single stage grid connected PV systems', Energy Conversion and Management, Article in Press, 2006.
- [46] Serge Pitet, 'Modélisation physique d'un transistor de puissance IGBT trainée en tension à l'enclenchement', Thèse de doctorat de l'Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2005.
- [47] W.Aloisi, G.Palumbo, 'Efficiency model of boost dc-dc PWM converters', International Journal of Circuit Theory and Applications, Vol.33, 419-432, 2005.
- [48] S.Kebaili, A.Betka, 'Efficiency model of DC/DC PWM converter photovoltaic application', 2nd Conference International on Renewable Energy Approaches for Desert Regions and Exhibition, Amman, Jordan, p.1-5, March 31st – April 2nd, 2009.
- [49] Christophe Gombert, 'Simulation temps-réel des dispositifs d'électronique de puissance dédiés aux réseaux d'énergie électrique', Thèse de doctorat d'Institut National Polytechnique de Grenoble, Septembre 2005.
- [50] Martin Aime, 'Evaluation et optimisation de la bande passante des convertisseurs statiques application aux nouvelles structures multicellulaires', Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, Novembre 2003.
- [51] Andreas. Jossen, Juergen. Garcke, Dirk.Uwer.Sauer, 'Operation conditions of batteries in PV applications', Solar Energy, Vol.76, p.759-769, 2004.
- [52] A. Labouret, P. Cumunel, J-P.Braun, B.Faraggi, 'Cellules solaires les bases de l'énergie photovoltaïque', 4^{ième} Edition, Dunod, Paris, 2005.
- [53] B. Multon, H. Ben Ahmed, 'Le Stockage Stationnaire d'Energie Electrique: Pourquoi et Comment?', Revue 3EI, No.48, 18-29, 2007.
- [54] M. Mohamed Karim Abdennadher, 'Etude et élaboration d'un système de maintenance

- prédictive pour les condensateurs et les batteries utilisées dans les alimentations sans interruptions (ASI)', Thèse de Doctorat, Université Claude Bernard Lyon1, 2010.
- [55] Fathia Karoui, 'Optimisation de stratégie de gestion des batteries au plomb utilisées dans les systèmes photovoltaïques', Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2007.
- [56] Yamina Azzoug, 'Commande la charge d'une batterie dans une installation photovoltaïque', Mémoire comme exigence partielle de la maîtrise en Génie électrique, Université du Québec trois rivières, 2008.
- [57] N.Achaibou, A. Malek, N.Bacha, 'Modèle de vieillissement des batteries Plomb-Acide dans les systèmes PV', *Revue des Energies Renouvelables*, Chemss, 61-66, 2000.
- [58] Michael M.D.Ross, 'A Simple but comprehension lead acid battery model for hybrid system simulation', OP-J_411-Hybnd, 2002.
- [59] O.Gercaud, G.Robin, B.Multon and H.Ben Ahmed, 'Energy modeling of a lead acid battery within hybrid wind photovoltaic systems', EPE, Toulouse, 1-10, 2003.
- [60] N. Moubayed, A. Eli-Ali, R. Outbib, 'Control of an hybrid solar-wind system with acid battery for storage', *WSEAS Trans. On Power Systems*, Vol.4, pp.307-318, 2009.
- [61] D. Saheb-Koussa, M. Haddadi, M. Belhamel, 'Economic and technical study of a hybrid system (wind-photovoltaic-diesel) for rural electrification in Algeria', *Applied Energy*, Vol.86, p. 1024-1030, 2009.
- [62] Robyn A.Jackey, 'A simple, effective lead-acid battery modeling process for electrical system component selection', Copyright The MathWoks 2007.
- [63] N.Achaibou, M. Haddadi, A. Malek, 'Lead acid batteries simulation including experimental validation', *Journal of Power Sources*, Vol.185, 1484-1491, 2008.
- [64] A.Ould Mohamed Yahya, A. Ould Mohamoud, I.Youm, 'Modélisation d'un système de stockage intégré dans un système hybride (PV/Eolien/Diesel)', *Revue des Energies Renouvelables*, Vol.10, N^o2, 205-214, 2007.
- [65] S.Kebaili, A.Betka, 'Efficient lead acid battery model in a stand alone photovoltaic system', *Conference International on Renewable Energy Approaches for Desert Regions and Exhibition*, Amman, Jordan, p.1-5, April 26th – 28th, 2011.
- [66] S.Kebaili, A.Betka, 'Design and simulation of stand alone photovoltaic systems', *Wseas Transaction on Power Systems*, Issue.4, Vol.6, p.89-99, 2011.
- [67] Abderrazak Hammouch, Marc Thele, Drik Uwer Sauer, 'Analysis of gassing processes in a VRLA/spiral wound battery', *Journal of Power Sources*, Vol.158, p.987-990, 2006.

- [68] Angel Cid Pastor, 'Evaluation comparative de chargeurs batteries pour systèmes photovoltaïques', Rapport de Stage, Université Rovira Virgili, 2002.
- [69] Akassewa Tchapo Singo, 'Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétique autonome', Thèse de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I, Février 2010.
- [70] M.J.Khan, M.T.Iqbal, 'Pre-Feasibility study of stand alone hybrid energy systems for application in Newfoundland', *Renewable Energy*, 30, 835-854, 2005.
- [71] Hongxing Yang, Lin Lu, Wei Zhou, 'A Novel Optimization sizing model for hybrid solar-windpower generation system', *Solar Energy*, Vol.81, p.76-84, 2007.
- [72] Hongxing Yang, Wei Zhou, Lin Lu, Zhaohong Fang, 'Optimal sizing method for stand alone hybrid solar-wind system with LPSP technology by using genetic algorithm', *Solar Energy*, Vol.82, p.354-367, 2008.
- [73] Saeed Jalilzadeh, Hosein Kord, Ahmed Rohani, 'Optimization and techno-economic Analysis of autonomous photovoltaic/fuel cell energy system', *ECTI Transaction on Electrical Engineering, Electronics and Communications*, Vol.8, N^o1, p.118-125, 2010.
- [74] Husein A.Kazem, Tamer Khatib, K. Sopian, 'Sizing of a standalone photovoltaic /battery system at minimum cost for remote housing electrification in Sohar, Oman', *Energy and Buildings*, Vol.61, p.108-115, 2013.
- [75] Y.Thiaux, J.Seigneurieux, B.Multon, H.Ben.Ahmed, 'Load profile impact on the gross energy requirement of standalone photovoltaic systems', *Renewable Energy*, Vol.35, p.602-613, 2010.
- [76] A.Kaabeche, M.Belhamel, S.Moussa, M.R.Benhaddadi, 'Optimisation d'un système hybride(éolien-photovoltaïque) totalement autonome', *Revue des Energies Renouvelables*, Vol.9, N^o3, p.199-209, 2006.
- [77] Belhadj Mohamed, 'Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome', Mémoire de Magister, Centre Universitaire de Béchar, 2008.
- [78] Ionel Vechiu, 'Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome', Thèse de Doctorat, Université Havre, Décembre 2005.
- [79] H. Belmili, M.Ayad, E.M.Berkouk, M.Haddadi, 'Optimisation de dimensionnement des installations photovoltaïques autonomes-Exemples d'applications, éclairage et pompage au fil du soleil', *Revue des Energies Renouvelables CICME'08 Sousse*, p.27-39, 2008.
- [80] Clarence Semason, 'Aide à la décision pour le choix de sites et systèmes énergétiques

- adaptés aux besoins du Benin', Thèse de Doctorat, Université Bordeaux1, Décembre 2011.
- [81] S.Kebaili, H.Benalla, 'Optimal sizing of stand alone photovoltaic systems: A review', *Electrical Engineering Journal*, Edition 4, Vol.14, p.205-216, 2014.
- [82] José. L.Bernal. Agustin, Rodolfo Dufo Lpez, 'Simulation and optimization of stand alone hybrid renewable energy systems', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol.13, p.2111-2118, 2009.
- [83] D.Abbes, A.Martinez, G.Champenois, 'Eco-design optimization of an autonomous hybrid wind-photovoltaic system with battery storage', *IET Renewable Power Generation*, Vol.6, issue.5, p.358-371, 2012.
- [84] Omar Elsammani Elsheikh Ibrahim, 'Sizing stand alone photovoltaic systems for various locations in Sudan', *Applied Energy*, Vol.52, p.133-140, 1995.
- [85] C.Soras, V.Makios, 'A novel method for determining the optimum size of stand alone photovoltaic systems', *Solar Cells*, Vol.25, p.127-142, 1988.
- [86] M.Egido, E.Lorenzo, 'The sizing of stand alone PV systems: a review and a proposed new method', *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol.26, p.51-69, 1992.
- [87] Tamer Khatib, Azah Mohamed, K.Sopian, 'A review of photovoltaic systems size optimization techniques', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol.22, p.454-465, 2013.
- [88] M.M.H.Bhuiyan, M.Ali.Asgar, 'Sizing of a stand alone photovoltaic power system at Dhaka', *Renewable Energy*, Vol.28, p.929-938, 2003.
- [89] M.Sidrach-de-Cardona, Li.Mora Lopez, 'A simple model for sizing stand alone photovoltaic systems', *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol.55, p.199-214, 1998.
- [90] Groumpos.P, Papageorgiou.G, 'An optimal sizing method for stand alone photovoltaic power systems', *Solar Energy*, Vol.38, p.341-351, 1987.
- [91] A.Mellit, Benghanem.M, Arab. A, Guessoum.A, 'An adaptive artificial neural network model for sizing stand alone photovoltaic system: application for isolated sites in Algeria', *Renewable Energy*, Vol.30, p.1501-1524, 2005.
- [92] Hontoria.L, Aguilera.J, Zufiria.P, 'A new approach for sizing stand alone photovoltaic systems based in neural networks', *Solar Energy*, Vol.78, p.313-319, 2005.

- [93] Bartoli.B, Cuomo.V, Fantana.F, Serio.C, Silverstrini.V, 'The design of photovoltaic plants: an optimization procedure', Applied Energy, Vol.18, p.37-41, 1984.
- [94] R.Posadillo, R.Lopez Luque, 'Approaches for developing a sizing method for stand alone PV systems with variable demand', Renewable Energy, Vol.33, p.1037-1048, 2008.
- [95] S.Kebaili, H.Benalla, 'Energy cost analysis of stand alone photovoltaic systems', Electrical Engineering Journal, Edition1, Vol.14, p.20-27, 2014.
- [96] Reshmi Krishnan S, Sanukrishna SS, 'Modeling of stand-alone photovoltaic systems: a Review', International Journal of Advanced Research, Vol N⁰2, issue 8, p.471-476, 2014.
- [97] D.L.Evans, W.A.Ficinelli, L.P.Koehler, 'Simulation and simplified design studies of photovoltaic systems', MicroFiche Sandia Laboratories, California, 1980.
- [98] Barra.L, Catalanotti.S, Fontana.F, Lavonte. F, 'An analytical method to determine the optimal size of a photovoltaic plant', Solar Energy, Vol 33, p.509-514, 1984.
- [99] Bucciarelli.L, 'Estimating loss of power probabilities of standalone photovoltaic solar energy systems', Solar Energy, Vol.32, pp.205-209, 1984
- [100] N.D.Kaushika, Nalin.K.Gautam, Kshitiz Kaushik, 'Simulation model for sizing of stand alone solar PV system with interconnected array', Solar Energy Materials & Solar Cells, (2005), Vol.85, p.499-519.
- [101] Adel Mellit, ' Application des techniques de l'intelligence artificielle pour le dimensionnement et la simulation d'un système photovoltaïque', Thèse de Doctorat, Université des sciences et de technologie Houari Boumediene, Alger, 2006.
- [102] A.Mefti, M.Y.Bouroibi,A.Khellaf,'Analyse critique du modèle de l'Atlas solaire de l'Algerie', Revue des énergies renouvelables,Vol N⁰2, p.69-85, 1999.
- [103] Thomas Huld, 'Estimating solar radiation and photovoltaic system performance, the GIS approach', AFRETEP 1st Regional Workshop Kampla, Uganda, 2011.
- [104] R.Posadillo, R.Lopez Luque, 'A Sizing method for stand-alone PV installations with variable demand', Renewable Energy, Vol.33, p.1049-1055, 2008.
- [105] S.Kebaili .H.Benalla,'Optimal sizing of a stand-alone photovoltaic systems under various weather conditions in Algeria', Revue des énergies renouvelables, Vol.18, N⁰2, p.179-191, 2015.

- [106] K.Kerkouche I, F.Cherfa, A.Hadj Arab, S.Bouchakour, K.Abdeladim, K.Bergheul, 'Evaluation de l'irradiation solaire globale sur une surface inclinée selon différents modèles pour le site de Bouzaréah', *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 16, N°2, p.269 – 284, 2013.
- [107] W.X.Shen, ' Optimally sizing of solar array and battery in a stand alone photovoltaic system in Malaysia', *Renewable Energy*, Vol.34, p.348-352, 2009.
- [108] Gordon. J.M, 'Optimal sizing of standalone photovoltaic solar power systems', *Solar Cells*, Vol.20, issue4, p.295-313, 1987.
- [109] A.Mellit, S.A.Kalogirou, S.Shaari, A.Hadj Arab, 'Methodology for predicting sequences of mean monthly clearness index and daily solar radiation data in remote areas: Application for sizing a stand alone PV system', *Renewable Energy*, Vol.33, p.1570-1590, 2008.
- [110] A.Hadj Arab, Ait Driss, R.Amimeur, E.Lorenzo, 'Photovoltaic systems sizing for Algeria', *Solar Energy*, Vol.54, N°0.2, p.99-104, 1995.

Sites Internet

- [1*]Site Internet: <http://www.chamsconsulting.com/Qu-est-ce-qu-un-systeme-solaire-PV-connexion-reseau.html>
- [2*]Site Internet: <http://www.systemespv.com/Systemes+autonomes+230VAC>
- [3*] Site Internet: http://www.canalmonde.fr/r-annuaire-tourisme/monde/_cartes/algerie_2.jpg

Annexe

- Paramètres des différents modules PV son donnés par le tableau suivant :

BPSX150S[33]	MSX60 [28]	PB 585 [26]
Puissance maximale, P_{max} : 150W	P_{max} : 59.9W	P_{max} : 85 W
Courant de court-circuit, I_{sc} :4.75A	I_{sc} :3.74A	I_{sc} :5.0A
Tension à vide, V_{oc} :43.5V	V_{oc} :21.0V	V_{oc} :22.1V
Tension à P_{max} , V_{MPP} :34.5V	V_{MPP} :17.1V	V_{MPP} :18.0V
Courant à P_{max} , I_{MPP} :4.35A	I_{MPP} :3.5A	I_{MPP} :4.72A
Coef. Température de I_{sc} : (0.065±0.015)%/°C		(0.065±0.015)%/°C
Coef. Temperature de V_{oc} : -(160±20)mV/°C		-(80±10)mV/°C
Coef. Temperature de P_{max} : -(0.5±0.05)%/°C		-(0.5±0.05)%/°C
Noct : 47±2°C		: 47±2°C
Wanted minimum P_{max} : 140 W		: 80.8 W

Tableau Paramètres de différents modules PV