

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



Université El-Hadj Lakhdar - Batna 1

Faculté des Sciences de la Matière

Département de Physique



THÈSE

En vue de l'obtention du
diplôme de Doctorat

Présenté par

Rafika KHEZZAR

Thème

Optimisation de chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque en énergie électrique

Spécialité : Physique énergétique

Soutenu le : 23\02\2017

devant le jury :

Président	KHALDI Fouad	Prof. U. Hadj Lakhdar, Batna 1
Rapporteurs	ZEREG Moussa	Prof. U. Hadj Lakhdar, Batna 1
	KHEZZAR Abdelmalek	Prof. U. F. M., Constantine 1
Examineurs	AKSASS Mounir	Prof. U. Hadj Lakhdar, Batna 1
	AZOUI Boubekour	Prof. U. Hadj Lakhdar, Batna 2
	BENMOUSSA Hocine	Prof. U. Hadj Lakhdar, Batna 2

Remerciement

Avant tout, je remercie ALLAH le tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail.

Je tiens à remercier vivement et à exprimer ma profonde gratitude à mes directeurs de thèses, les Professeurs Moussa ZEREG et Abdelmalek KHEZZAR qui ont accepté de dériver cette thèse, en transformant ainsi les difficultés rencontrées en une expérience enrichissante. Je les remercie pour toute l'aide qu'ils m'ont apportée au cours de ces années, aide qui m'a permis d'avancer et d'arriver au bout de ce travail grâce à tout le temps qu'ils m'ont consacré.

Je remercie également le Professeur Fouad KHALDI; qui me fera l'honneur de présider le jury. Mes remerciements aussi au jury qui ont acceptés d'examiner ce travail, à savoir : Pr. Boubekour AZOUI, Pr. Hocine BENMOUSSA et Pr. Mounir AKSAS.

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

Je voudrais remercier tout particulièrement mes parents ainsi que tous les membres de ma famille de leur soutien et leurs encouragements tout au long de mon cursus.

Merci à mon mari de m'avoir accompagné et de m'avoir supporté dans ce travail. A mes enfants et à tous ceux qui me sont chers.

Table des matières

Avant propos	iii
Table des matières	v
Liste des tableaux	ix
Liste des figures	xi
1 Généralité sur l'énergie photovoltaïque	3
1.1 Introduction	3
1.2 Mouvement terre-soleil	4
1.2.1 Coordonnées terrestres	5
1.2.2 Position du soleil	6
1.2.3 Les temps solaires	7
1.2.4 Durée du jour :	9
1.3 Orientation d'un capteur	9
1.3.1 La hauteur du capteur γ	9
1.3.2 Azimut du capteur α	10
1.3.3 Angle d'inclinaison β	10
1.4 Les rayonnements solaires	11
1.4.1 Constante solaire	11
1.4.2 Modélisation du rayonnement solaire incident sur un plan horizontal par ciel clair	12
1.4.3 Modèles simplifiés pour la puissance du rayonnement solaire sur le plan horizontal pour un jour clair	14
1.4.4 Estimation de l'irradiation globale horaire sur une surface inclinée	15
1.4.5 Estimation de l'énergie journalière incidente	21
1.4.6 Estimation de l'énergie annuelle incidente	21
1.5 Générateur photovoltaïque	21
1.5.1 Les cellules photovoltaïques	21
1.5.2 Constitution d'un générateur photovoltaïque	23
1.5.3 Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque	23
1.5.4 Comportement d'un module photovoltaïque	26
1.5.5 Influence de la résistance parallèle	28
1.5.6 Association des cellules photovoltaïques en série	28
1.5.7 Association des cellules photovoltaïques en parallèle	29
1.6 Conclusion	29
2 Modèles et méthodes mathématiques pour les modules photovoltaïques	31
2.1 Introduction	31

2.2	Modèle à 4 paramètres 1E4P	31
2.2.1	Méthodes d'identification des paramètres du Modèle à quatre paramètres	32
2.2.2	Évaluation des différentes méthodes d'identifications par rapport au modèle I-V à 4 paramètres	41
2.3	Modèle à 5 paramètres 1E5P	43
2.4	Modèle à 3 paramètres 1E3P	47
2.5	Modèle I-V hybride de MIT	48
2.6	Modèle à 7 paramètres 2E7P	49
2.7	Modèles à 6 paramètres 2E6P et à 5 paramètres 2E5P	51
2.8	Évaluation des modèles I-V par rapport aux données expérimentales	51
2.9	Conclusion	56
3	Optimisation du modèle à quatre paramètres	57
3.1	Introduction	57
3.2	Le modèle à quatre paramètres en considérant la variation de l'éclairement et la température	57
3.3	Modèle à quatre paramètres modifié	60
3.4	Performances du modèle à quatre paramètres modifié	62
3.4.1	Le modèle à cinq paramètres modifié	62
3.4.2	Le modèle à deux diodes modifié	63
3.4.3	Résultats et discussion	64
3.5	Conclusion	75
4	Application. Pompage photovoltaïque	77
4.1	Introduction	77
4.2	Chaîne de pompage photovoltaïque	77
4.2.1	Type de Moteurs	79
4.3	Notions hydrauliques	79
4.4	Dimensionnement d'un système de pompage	80
4.4.1	Evaluation des besoins en eau	81
4.4.2	Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire	81
4.4.3	Détermination de l'énergie solaire disponible	81
4.4.4	Dimensionnement du champ photovoltaïque	82
4.4.5	Inclinaison du générateur photovoltaïque	84
4.4.6	Dimensionnement de la pompe	84
4.5	Simulation du système de pompage photovoltaïque	85
4.5.1	Caractéristiques des sites	85
4.5.2	Calcul de la puissance à la sortie du module	85
4.6	Etude comparative et interprétation des résultats	86
4.7	Conclusion	96
	Conclusion générale	101
	Bibliographie	103
	Annexes	111
A	Les données métrologiques du site de Batna sur le site wunderground	111
B	Les contributions visibles sur google scholar	113
C	Critiques bibliographiques du modèle optimisé dans le chapitre 3.	115

Résumé	119
Abstract	121
Résumé en arabe	122

Liste des tableaux

1.1	Valeurs des constantes A, B, C	15
1.2	Valeurs des constantes A et D	15
2.1	Les caractéristiques de la cellule photovoltaïque Shell SP75 dans les conditions de références.	41
3.1	Les paramètres du module Shell SP75 Cell pour $E = 800 \text{ W/m}^2$, $E = 400 \text{ W/m}^2$ et $T = 25^\circ\text{C}$	60
3.2	Détail des données nécessaires pour le calcul de $\beta_1, \beta_2, \gamma_1$ and γ_2	61
3.3	Les paramètres du module Shell SP75 pour $E = 800 \text{ W/m}^2$, $E = 400 \text{ W/m}^2$ et $T = 25^\circ\text{C}$, en considérant le modèle à quatre paramètres modifié.	61
3.4	Les spécification des différents modules utilisées, et les valeurs calculées par les trois modèles.	65
3.5	L'erreur relative sur le point de la puissance maximale du module SQ 150 pour les différents modèles et pour différents éclairagements ($T = 25^\circ\text{C}$).	73
3.6	L'erreur relative sur le point de la puissance maximale du module SQ 150 pour les différents modèles et pour différentes températures ($E = 1000 \text{ W/m}^2$).	73
3.7	L'erreur quadrature moyenne des différents modèles sur cinq points de la caractéristique tension courant $I-V$ ($T = 25^\circ\text{C}$), pour les modules SQ150, ST40 et SST230.	73
4.1	Données géographiques des différents sites.	86
4.2	L'indice de clarté en fonction de l'état du ciel.	89
4.3	Irradiation journalière sur un plan incliné (Batna-2015).	91
4.4	Volume annuel d'eau pompé pour les différents sites (pour l'année 2015).	91

Liste des figures

1.1	Trajectoire de la Terre autour du soleil.	4
1.2	Repérage d'un site sur la surface terrestre.	5
1.3	Trajectoire de la Terre autour du soleil.	7
1.4	L'orientation et l'inclinaison d'un capteur solaire.	10
1.5	Les composantes du rayonnement global sur une surface inclinée.	15
1.6	Principe de fonctionnement d'une cellule solaire [33].	22
1.7	Schéma équivalent d'une cellule solaire idéale.	24
1.8	Schéma équivalent d'une cellule solaire réelle.	24
1.9	Influence de la température T sur le rendement des cellules.	26
1.10	Influence de l'éclairement E sur le rendement des cellules, $T = 25\text{ }^\circ\text{C}$	27
1.11	Influence de la résistance série R_s sur le rendement des cellules ($E = 1000\text{ W/m}^2$, $T = 25\text{ }^\circ\text{C}$).	27
1.12	Influence de la résistance parallèle R_p sur le rendement des cellules ($E =$ 1000 W/m^2 , $T = 25\text{ }^\circ\text{C}$).	27
1.13	Influence du facteur d'idéalité A sur le rendement des cellules.	28
2.1	Circuit équivalent, modèle à quatre paramètres 1E4P.	32
2.2	Caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque par la méthode explicite simplifiée.	36
2.3	La pente au point $(V_{oc},0)$	37
2.4	Caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque par la méthode de la pente.	38
2.5	Caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque par la méthode itérative.	40
2.6	La caractéristique $I(V)$ pour le module Shell SP75 en exploitant les différentes méthodes mathématiques et pour différents éclairagements.	42
2.7	La caractéristique $I(V)$ pour le module Shell SP75 en exploitant les différentes méthodes mathématiques et pour différentes températures.	42
2.8	Circuit équivalent, modèle à cinq paramètres 1E5P.	45
2.9	Caractéristique courant-tension à cinq paramètres 1E5P d'un module pho- tovoltaïque.	46
2.10	Circuit équivalent, modèle à sept paramètres 2E7P.	49
2.11	Caractéristique courant-tension du modèle à sept paramètres pour un mo- dule photovoltaïque.	52
2.12	La caractéristique $I(V)$ du module mono-cristallin Shell SP75 avec différents modèles à une seule diode pour les conditions d'éclairement et température de références.	54
2.13	La caractéristique $I(V)$ du module mono-cristallin Shell SP75 avec différents modèles à deux diodes pour les conditions pour les conditions d'éclairement et température de références.	54

2.14	La caractéristique $I(V)$ du module mono-cristallin Shell SP75 avec différents modèles à une seule diode pour différents éclairagements.	55
2.15	La caractéristique $I(V)$ du module mono-cristallin Shell SP75 avec différents modèles à deux diodes pour différents éclairagements.	55
3.1	Caractéristique $I(V)$ du module Shell SP75, en utilisant le modèle à quatre paramètres et pour différents éclairagements.	59
3.2	Caractéristique $I(V)$ du module Shell SP75, en utilisant le modèle à quatre paramètres et pour différentes températures.	59
3.3	Caractéristique $I(V)$ du module Shell SP75, en utilisant le modèle à quatre paramètres modifié et pour différents éclairagements.	61
3.4	Caractéristique $I(V)$ du module Shell SP75, en utilisant le modèle à quatre paramètres modifié et pour différentes températures.	62
3.5	Le circuit équivalent du modèle à 7 paramètres du panneau photovoltaïque.	64
3.6	La caractéristique $I(V)$ du module mono-cristallin SP75 en utilisant différents modèles et pour différents éclairagements.	67
3.7	La caractéristique $I(V)$ du module mono-cristallin SP75 en utilisant différents modèles et pour différentes températures.	67
3.8	La caractéristique $I(V)$ du module mono-cristallin SQ150 en utilisant différents modèles et pour différents éclairagements.	68
3.9	La caractéristique $I(V)$ du module mono-cristallin SQ150 en utilisant différents modèles et pour différentes températures.	68
3.10	La caractéristique $I(V)$ du module poly-cristallin SST 230 en utilisant différents modèles et pour différents éclairagements.	69
3.11	La caractéristique $I(V)$ du module poly-cristallin SST 230 en utilisant différents modèles et pour différentes températures.	69
3.12	La caractéristique $I(V)$ du module poly-cristallin Shell S70 en utilisant différents modèles et pour différents éclairagements.	70
3.13	La caractéristique $I(V)$ du module poly-cristallin Shell S70 en utilisant différents modèles et pour différentes températures.	70
3.14	La caractéristique $I(V)$ du module poly-cristallin MSX 60 en utilisant différents modèles et pour différentes températures.	71
3.15	La caractéristique $I(V)$ du module Thin-film GxB-340 en utilisant différents modèles et pour différents éclairagements.	71
3.16	La caractéristique $I(V)$ du module Thin-film ST 40 en utilisant différents modèles et pour différents éclairagements.	72
3.17	La caractéristique $I(V)$ du module Thin-film ST 40 en utilisant différents modèles et pour différentes températures.	72
3.18	Influence du facteur d'idéalité sur les performances du modèle à cinq paramètres.	74
4.1	Chaîne de pompage photovoltaïque.	78
4.2	Schéma synoptique d'un système de pompage photovoltaïque au fil de soleil.	78
4.3	Hauteur manométrique totale.	80
4.4	Organigramme de calcul de la quantité d'eau pompée.	88
4.5	Profil du rayonnement solaire Quotidien du quatre sites.	90
4.6	L'irradiation globale journalière sur une surface inclinée (Batna- 2015).	92
4.7	Variation de la quantité journalière d'eau pompée pour une hauteur $H = 50$ m(Batna- 2015).	92
4.8	L'irradiation globale journalière sur une surface inclinée (Alger- 2015).	93

4.9	Variation de la quantité journalière d'eau pompée pour une hauteur $H = 50$ m(Alger- 2015).	93
4.10	L'irradiation globale journalière sur une surface inclinée (Béchar - 2015). . .	94
4.11	Variation de la quantité journalière d'eau pompée pour une hauteur $H = 50$ m(Béchar - 2015).	94
4.12	L'irradiation globale journalière sur une surface inclinée (Tamanrasset- 2015). . .	95
4.13	Variation de la quantité journalière d'eau pompée pour une hauteur $H = 50$ m(Tamanrasset- 2015).	95
4.14	Température relevée à Batna en 2015.	97
4.15	Température relevée à Alger en 2015.	97
4.16	Température relevée à Béchar en 2015.	98
4.17	Température relevée à Tamanrasset en 2015.	98
4.18	L'irradiation globale annuelle calculée sur les quatre sites durant les derniers 11 ans.	99
4.19	L'énergie PV annuelle calculée sur les quatre sites durant les derniers 11 ans.	99
4.20	Volume d'eau pompé annuel calculée sur les quatre sites durant les derniers 11 ans.	99
A.1	Les données métrologiques du site de Batna pour la journée du 20 septembre 2015.	111
A.2	Les données métrologiques du site de Batna pour la journée du 20 septembre 2015 (suite).	112
B.1	Les contributions de l'auteur visibles sur google scholar avec le nombre de citations.	113
B.2	Les citations de l'article [94]	114
C.1	L'intitulé de la référence [95].	115
C.2	Tableau tiré de la référence [95].	116
C.3	Tableau tiré de la référence [95].	116
C.4	Figure tirée de la référence [95].	116
C.5	Tableau tiré de la référence [95].	117
C.6	L'intitulé de la référence [37].	117
C.7	Tableau tiré de la référence [37].	118

Introduction générale

La grande partie de l'énergie consommée dans le monde provient de gisements de combustibles fossiles notamment le pétrole, le gaz naturel, le charbon... etc. Ces énergies fossiles, en plus des problèmes environnementaux qu'elles causent, elles sont en voie de disparition. Il est donc indispensable d'utiliser de nouvelles énergies dès aujourd'hui comme les énergies renouvelables, pour répondre aux besoins humains. On cite parmi ces énergies le solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, la géothermie, la biomasse.

La production d'énergie basée sur l'énergie solaire photovoltaïque possède un potentiel important parmi toutes les énergies renouvelables disponibles. Elle est propre, silencieuse, gratuite et disponible sur une grande partie du globe terrestre, en plus de l'absence de risque d'épuisement. Son exploitation sur l'échelle planétaire dépasse les centaines de gigawatt et pourra être dans le futur, la première source de l'énergie électrique.

Par sa souplesse et sa facilité d'installation et de maintenance, l'énergie photovoltaïque est incontestablement la solution technique et économique la plus adaptée pour les sites isolés, et mêmes accidentés. Parce que l'électricité fournie dans ces mêmes zones a permis d'améliorer les conditions de vie de ces populations, de renforcer leur sédentarisation et de valoriser leurs terres.

Aujourd'hui, les systèmes de conversion d'énergie renouvelable souffrent d'un manque d'estimation de potentiel solaire réel, de dimensionnement et d'optimisation de l'exploitation. C'est dans ce contexte que nous focalisons le travail de recherche du présent mémoire de thèse.

Pour atteindre ces objectifs, nous avons réparti nos travaux selon les axes suivants :

- La modélisation du rayonnement solaire et de la puissance photovoltaïque, tout en exploitant les différentes méthodologies existantes.
- L'affinement de la modélisation des modules solaires sous les conditions d'exploitation réelles (ciel quelconque, fraction diffuse et inclinaison).
- Ainsi que, maîtriser les différentes chaînes de conversion de l'énergie solaire, en considérant le pompage comme une application type ou un système de référence afin de mettre en relief l'utilité des modèles développés.

Le présent mémoire est structuré comme suit :

Dans le premier chapitre, nous présentons en premier temps, les différentes théories qui permettent de comprendre et de modéliser le rayonnement solaire global reçu sur une surface inclinée en un lieu quelconque et à un instant quelconque de la journée ou de l'année en Algérie. La modélisation va prendre en considération les éléments d'influence sur le bilan global de rayonnement solaire comme la distance terre-soleil, la déclinaison solaire, les systèmes de coordonnées horizontales et horaires et la position des astres. En deuxième temps, on se concentre sur la conversion photovoltaïque le centre d'intérêt du présent mémoire de thèse, et on présente les circuits équivalents électriques du générateur photovoltaïque, dont les composants permettent de modéliser la conversion électrique du rayonnement solaire en électricité.

Dans le deuxième chapitre, on se focalise sur la comparaison entre les modèles les plus utilisés dans la littérature et également, les méthodes mathématiques exploitées par ces différents modèles. L'objectif souligné est de voir de près le comportement des différents modèles lors de l'introduction de la variation de l'éclairement et la température l'image des différentes conditions météorologiques. Les résultats de simulation sont confrontés à ceux des différents constructeurs afin de valoriser les différentes conclusions tirées.

Dans le troisième chapitre, une modification sur le modèle à quatre paramètres est proposée. Les résultats obtenus quant au l'exactitude du modèle lors de la variation de la température et l'éclairement ont été d'une grande importance, vu qu'il va corriger les lacunes dans les modèles existants, et va nous permettre d'exploiter et d'optimiser la gestion de la conversion de l'énergie photovoltaïque dans la suite de ce mémoire.

Dans le quatrième chapitre, l'application du pompage photovoltaïque est considérée comme une application type afin de mener une étude comparative par rapport au potentiel réel de différentes régions types de l'Algérie. Le modèle que nous avons développé dans le troisième chapitre, va nous permettre de considérer l'influence des conditions météorologiques tirées des bases de données, où les résultats obtenus peuvent être une base pour des choix stratégiques quant au l'avenir du développement du photovoltaïque dans notre pays.

Enfin une conclusion générale pour mettre en relief l'intérêt des résultats obtenus dans le présent mémoire de thèse.

Chapitre 1

Généralité sur l'énergie photovoltaïque

1.1 Introduction

Avec les avancées technologiques, le besoin en énergie ne cesse d'augmenter et l'épuisement des ressources d'énergies classiques, s'avère inévitable. Ceci a conduit que l'industrie de l'énergie se tourne de plus en plus vers le développement des ressources d'énergies renouvelables, tout en essayant de défier les difficultés technologiques pour assurer la sécurité énergétique. Dans ce contexte, le développement de l'exploitation de l'énergie solaire occupe une place centrale parmi l'ensemble des énergies renouvelables disponibles.

En dehors de l'énergie géothermique, toutes les formes d'énergies disponibles dans le système terre-atmosphère résultent de la transformation du rayonnement solaire. Le soleil émettant ce type de rayonnement, cette ressource a donc l'avantage d'être inépuisable et utilisable en tout point d'un territoire.

Le rayonnement émis par le soleil est constitué d'ondes électromagnétiques dont une partie parvient constamment à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre. Ce rayonnement incident est fortement influencé par l'atmosphère terrestre, à travers des interactions de type absorption et réflexion, de telle sorte que le rayonnement reçu au sol comporte une partie directe et une partie diffus.

Dans ce chapitre, nous présentons en premier temps, les différentes théories qui permettent de comprendre et de modéliser le rayonnement solaire global reçu sur une surface inclinée en un lieu quelconque et à un instant quelconque de la journée ou de l'année en Algérie. La modélisation va prendre en considération les éléments d'influence sur le bilan global de rayonnement solaire comme la distance terre-soleil, la déclinaison solaire, les systèmes de coordonnées horizontales et horaires et la position des astres.

En deuxième temps, on se concentre sur la conversion photovoltaïque le centre d'intérêt du présent mémoire de thèse, et on présente les circuits équivalents électriques du générateur photovoltaïque, dont les composants permettent de modéliser la conversion électrique du rayonnement solaire en électricité.

1.2 Mouvement terre-soleil

On peut décomposer le mouvement de chacun d'eux en un mouvement de rotation et un mouvement de translation. La Terre tourne autour de son axe de rotation (pôle nord, pôle sud) dans le sens trigonométrique et effectue un tour complet sur elle-même en 24 heures. Cette rotation s'effectue de la droite vers la gauche, c'est-à-dire dans le sens inverse des aiguilles d'une montre (c'est la raison pour laquelle le soleil se lève à l'Est) [1].

La terre est en rotation sur elle-même puis elle tourne au tour du soleil en un an, qui permet de comprendre le phénomène des saisons. Elle décrit une orbite elliptique dont le soleil occupe l'un des foyers. Cette orbite est située dans un plan appelé plan de l'écliptique où le soleil est presque au centre. Elle est légèrement aplatie, elle correspond à un cercle de rayon moyen de 150 millions de Kilomètres.

Pendant cette révolution annuelle, l'axe de rotation de la Terre reste parallèle à lui-même, mais est incliné de 23.5° par rapport à la normale au plan de l'écliptique. La Terre tourne autour du Soleil selon une trajectoire elliptique, comme ils est montré sur la figure 1.1.

Le rayonnement solaire parvient à la limite de l'atmosphère terrestre après un trajet dans l'espace d'environ $150 \cdot 10^6 km$, effectué en 8 minutes à 20 seconde.

Cette distance est utilisée en astronomie comme unité astronomique UA. Elle est utilisée pour donner la distance d'objets proches de nous. Cependant, la distance de la terre au soleil n'est pas constante tout au long de l'année, elle atteint son maximum au solstice d'été (Aphélie; $1,017 UA$ soit $152 \cdot 10^6 km$) et son minimum au solstice d'hiver (Périhélie;

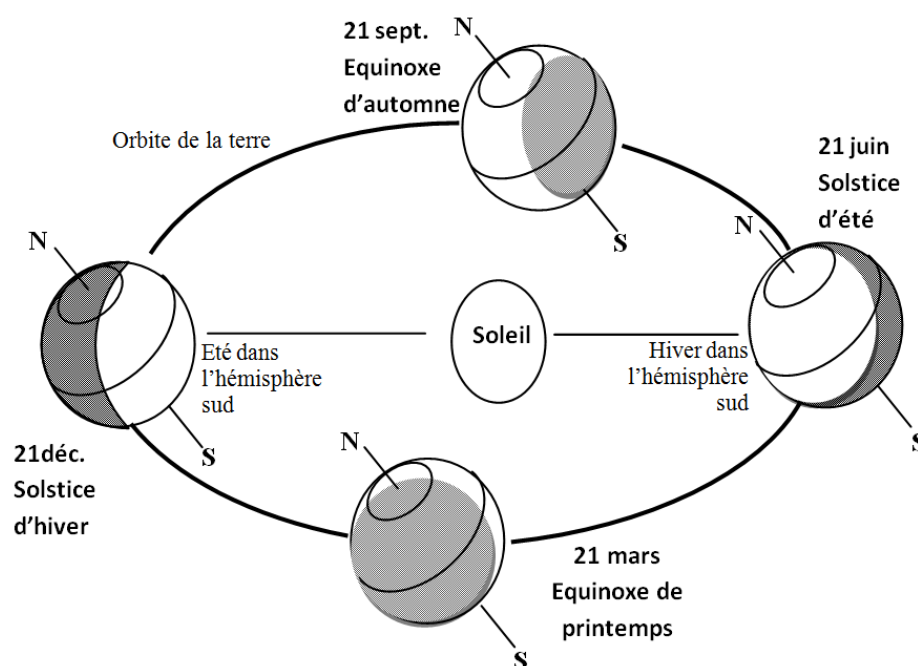


Figure 1.1. Trajectoire de la Terre autour du soleil.

0,983 UA soit $147 \cdot 10^6 km$) [2].

La distance terre- soleil varie quotidiennement selon la relation suivant en UA :

$$d(N) = 1 - 0.017 \cdot \cos \left[\frac{360}{365} (N - 2) \right] \quad (1.1)$$

N : le numéro du jour de l'année compté à partir du 1er janvier, c-à-d il varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année civile (N = 365 jours) ou l'année bissextile (N = 366 jours).

1.2.1 Coordonnées terrestres

Tout point de la surface terrestre est repéré par ses coordonnées géographiques : La longitude, la latitude, ainsi que par son altitude (figure 1.2).

La longitude est une valeur angulaire, exprimant le positionnement Est-Ouest d'un point sur terre (ou sur une autre planète). Elle est comptée positivement vers l'est et négativement vers l'ouest, à partir du méridien Greenwich.

La latitude φ donne la localisation d'un point par rapport à l'équateur, elle varie de 0° à 90° dans l'hémisphère nord et de 0° à -90° dans l'hémisphère sud.

L'altitude est une grandeur qui exprime un écart entre un point donné et un niveau de référence ; par convention, sur terre ce niveau est le plus souvent le niveau de la mer, elle est exprimée en mètre.

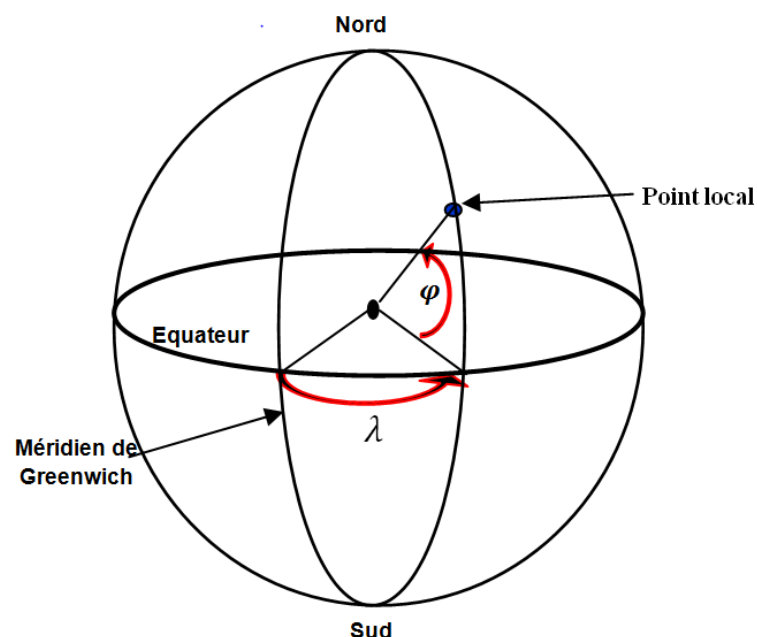


Figure 1.2. Repérage d'un site sur la surface terrestre.

1.2.2 Position du soleil

La position du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux systèmes de coordonnées différents (les systèmes de coordonnées équatoriales et horizontales). Ces systèmes permettent de déterminer la position du soleil tel qu'on le voit depuis la terre.

1.2.2.1 Systèmes de coordonnées équatorial

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles (δ , H).

La déclinaison solaire δ est l'angle entre la direction du soleil et le plan équatorial de la terre. La déclinaison du soleil varie quotidiennement selon la relation :

$$\delta = 23.5 \sin \left[\frac{360}{365} (N - 80) \right] \quad (1.2)$$

ou avec plus de précision :

$$\delta = \arcsin \left[0.389 \sin \left(\frac{360}{365} (N - 82) + 2 \sin \left(\frac{360}{365} (N - 2) \right) \right) \right] \quad (1.3)$$

N : le numéro du jour de l'année compté à partir du premier janvier, c.-à-d. il varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année civile ou l'année bissextile. La déclinaison varie entre -23.45° (le 21 décembre) et $+23.45^\circ$ (le 21 juin). Par convention, la déclinaison est positive pour l'hémisphère nord et négative pour l'hémisphère sud.

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

$$H = 15 \cdot (TSV - 12) \quad (1.4)$$

La valeur de l'angle horaire est nulle à midi solaire, négative le matin, positive en après-midi et augmente de 15° par heure (un tour de 360° en 24 heures)

TSV : temps solaire vrai.

1.2.2.2 Système de coordonnées horizontales

Concernant le système de coordonnées horizontales, la position du soleil est exprimée par deux angles l'azimut a et la hauteur h (figure 1.3).

L'azimut du soleil a est l'angle que fait la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal avec la direction sud. Il est compté de 0 à 360° positivement vers l'ouest.

La hauteur du soleil h est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal. Cette angle s'annule au lever et au coucher du soleil et prend sa valeur maximale au midi solaire.

L'angle h varie à chaque instant de la journée et de l'année selon la relation suivante [1-3] :

$$\sin(h) = \cos(\delta)\cos(\varphi)\cos(H) + \sin(\varphi)\sin(\delta) \quad (1.5)$$

La hauteur du soleil varie entre +90° et -90° mesurée comme positive si face au Zénith, et négative si dirigée vers le nadir.

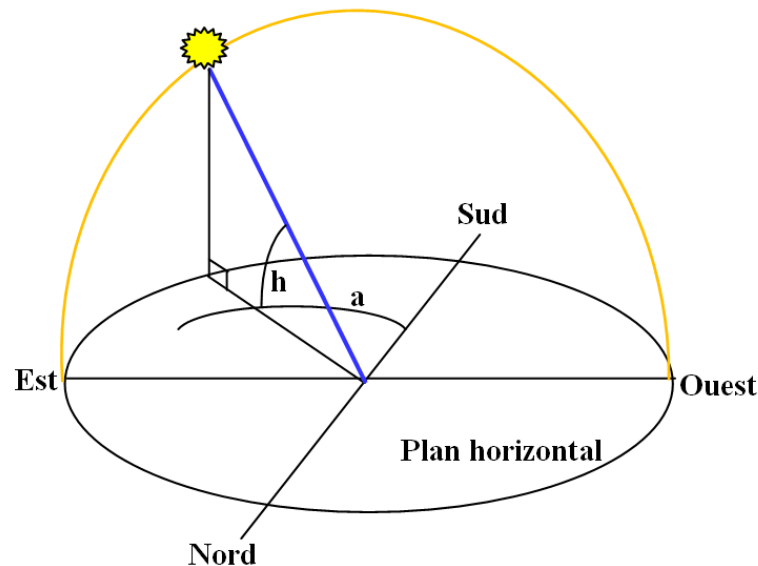


Figure 1.3. Trajectoire de la Terre autour du soleil.

1.2.3 Les temps solaires

Le temps solaire vrai (TSV), en un instant et un lieu donné, est l'angle horaire du soleil en ce lieu, à cet instant. Il est donné sous la forme suivante [1, 4] :

$$TSV = 12 + \frac{H}{15} \quad (1.6)$$

On prend $TSV = 12h$ pour la valeur nulle de l'angle horaire H (c'est-à-dire midi).

La rotation de la terre autour de l'axe des pôles introduit la notation de temps solaire moyen (TSM). La journée solaire moyenne est le temps qui sépare, en moyenne, deux passages successifs du soleil au méridien d'un lieu. Par définition, la journée solaire moyenne a une durée de 1 jour= 24 heures, quel que soit le jour de l'année.

La vitesse de la Terre sur son orbite n'est pas constante au cours de l'année, ces variations de la vitesse de déplacement de la terre sont responsables de faibles écarts entre le temps solaire vrai et le temps solaire moyen. L'équation du temps est une correction que l'on utilise pour obtenir le temps solaire moyen à partir du temps solaire vrai, par définition [5] :

$$ET = TSV - TSM \quad (1.7)$$

où l'équation du temps est donnée avec une bonne précision par la formule suivante :

$$ET(N) = 9.87 \sin(2N') - 7.53 \cos(N') - 1.50 \sin(N') \quad (1.8)$$

avec :

$$N' = \frac{360}{365}(N - 81) \quad (1.9)$$

L'équation du temps peut atteindre 16 minutes (fin octobre, début novembre).

A ces inégalités du TSV correspondent des variations de la durée du jour solaire vrai (intervalle séparant deux midis consécutifs), qui compris entre 23 h 59 m 39 s et 24 h 00 m 30 s.

Le temps universel TU (GMT, Greenwich Mean Time) est l'heure solaire moyenne au méridien fondamental (méridien de Greenwich). Le temps universel TU pour un lieu du longitude est donné par [1] :

$$TSM = TU + \frac{\lambda}{15} \quad (1.10)$$

λ en degrés (+E,-W)

Le temps local TL lu sur les horloges ou une montre habituellement, il est décalé d'un nombre entier d'heures par rapport au fuseau origine, le méridien de Greenwich.

$$TL = TU + DE \quad (1.11)$$

DE est le décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich. (égale à 1 pour l'Algérie).

1.2.4 Durée du jour :

La durée du jour est déterminée par l'intervalle de temps qui sépare le lever et le coucher du soleil. Deux instants particuliers de la journée qui donne une hauteur h du soleil nulle sont appelés : le lever et le coucher du soleil [5].

L'angle horaire au lever du soleil s'obtient en écrivant $\sin(h) = 0$ dans la formule 1.5, ce qui conduit à :

$$\cos(H) = -\tan(\delta)\tan(\varphi) \quad (1.12)$$

L'angle horaire H_c au coucher du Soleil est l'opposé de l'angle horaire à son lever H_L , le coucher correspond à la valeur positive et le lever à la valeur négative [1].

$$H_c = \arccos(-\tan(\delta)\tan(\varphi)) \quad (1.13)$$

$$H_L = -H_c \quad (1.14)$$

La durée du jour est :

$$D = \frac{H_c - H_L}{15} = 2 \frac{H_c}{15} \quad (1.15)$$

1.3 Orientation d'un capteur

L'orientation des panneaux solaire est importante pour obtenir le meilleur rayonnement solaire possible et produire un maximum d'énergie, parce que les panneaux doivent suivre la position du soleil. Idéalement, un capteur solaire devrait être positionné perpendiculairement au rayonnement solaire pour obtenir le meilleur rendement, mais le soleil n'est pas fixe sur l'horizon, il se déplace visuellement tout au long de la journée. Dans la pratique, le capteur doit idéalement être dirigé plein sud pour les sites situés dans l'hémisphère nord et plein nord pour les sites situés dans l'hémisphère sud [6].

L'orientation d'un capteur est défini par la hauteur γ et l'Azimut α du capteur, en plus de son angle d'inclinaison β .

1.3.1 La hauteur du capteur γ

La hauteur du capteur est l'angle que fait la normale du capteur et sa projection sur le plan horizontal [7, 8] (figure 1.4).

γ varie entre -90° et $+90^\circ$:

- $\gamma > 0$ pour un plan tourné vers le haut,

- $\gamma < 0$ pour un plan tourné vers le bas,
- $\gamma = 90$ pour un plan horizontal tourné vers le haut,
- $\gamma = -90$ pour un plan horizontal tourné vers le bas,
- $\gamma = 0$ pour un plan vertical,

1.3.2 Azimut du capteur α

C'est l'angle que fait la projection de la normale sur le plan horizontal et la direction du sud α varie entre -90° et $+90^\circ$ [1, 9] :

- $\alpha > 0$ vers l'ouest,
- $\alpha < 0$ vers l'est,
- $\alpha = 0$ plan sud,
- $\alpha = -90$ plan Est orienté vers le nord,
- $\alpha = 180$ plan Nord orienté vers le nord,
- $\alpha = +90$ plan Ouest orienté vers l'ouest.

1.3.3 Angle d'inclinaison β

L'inclinaison c'est l'angle que fait le capteur avec le plan horizontal établi sur un axe nord/sud (figure 1.4). L'angle d'inclinaison d'un capteur par rapport au plan horizontal est donné par [9] :

- $\beta > 90$ pour un plan tourné vers le bas,
- $\beta < 90$ pour un plan tourné vers le haut,
- $\beta = 0$ pour un plan horizontal tourné vers le bas,
- $\beta = +90$ pour un plan verticale.

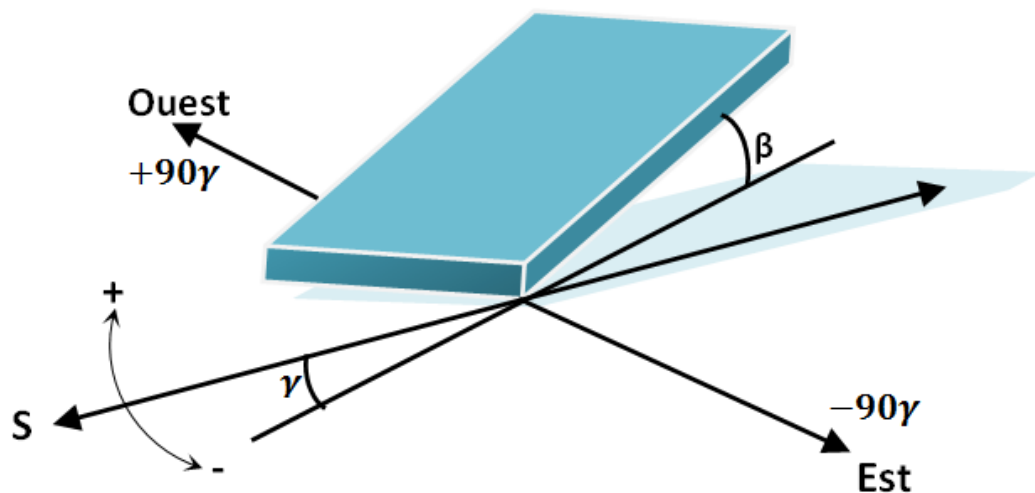


Figure 1.4. L'orientation et l'inclinaison d'un capteur solaire.

1.4 Les rayonnements solaires

1.4.1 Constante solaire

Le rayonnement solaire est la seule source d'énergie externe de notre planète. C'est également uniquement de manière radiative que celle-ci peut dégager de l'énergie vers l'espace. L'énergie solaire reçue par unité de temps à la limite supérieure de l'atmosphère, sur une surface unité perpendiculaire aux rayons solaires et pour une distance Terre-Soleil égale à sa valeur moyenne, est appelée la constante solaire. La constante solaire a été estimée à 1367 W/m^2 .

Lorsque le rayonnement solaire se propage dans l'atmosphère, il interagit avec les constituants gazeux de celle-ci et avec toutes les particules présentes en suspension (aérosols, gouttelettes d'eau et cristaux de glace). Les particules dont on parle ici ont des dimensions variant du centième de μm à quelques centaines de μm .

Le rayonnement solaire peut être réfléchi, diffusé ou absorbé par les composants gazeux de l'atmosphère, de telle sorte que le rayonnement reçu au sol comporte une part directe I et une part diffuse D. Le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol peut atteindre 1000 W/m^2 par ciel clair.

La valeur 1367 W/m^2 est adoptée avec une incertitude de 3 %, selon que la Terre s'éloigne ou se rapproche du Soleil dans sa rotation autour de celui-ci [7].

Puisque la quantité de rayonnement solaire reçue par la terre dépend de la distance terre-soleil, l'éclairement extraterrestre E sur une surface normale au rayonnement solaire pour un jour donné N est calculé à partir de la constante solaire E_0 en utilisant la correction de distance $C(N)$.

La correction terre soleil est donnée par [1] :

$$C(N) = 1 + 0.034 \cdot \cos\left(\frac{360}{365}(N - 2)\right) \quad (1.16)$$

La constante solaire corrigée est :

$$E = E_0 \cdot C(N) \quad (1.17)$$

avec :

N : le numéro du jour de l'année ($N=1$ pour le premier janvier, ... etc.),

E_0 : la constante solaire, 1367 W/m^2 .

L'éclairement extraterrestre à la limite supérieure hors atmosphère est calculé par [1] :

$$E = E_0 \cdot C(N) (\cos \delta \cos \varphi \cos H + \sin \varphi \sin \delta) \quad (1.18)$$

1.4.2 Modélisation du rayonnement solaire incident sur un plan horizontal par ciel clair

Pour calculer le rayonnement solaire, dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, Capderou [1] a donné un modèle mathématique pour le rayonnement direct et diffus incident sur un plan horizontal. Selon ce modèle, le rayonnement global incident sur un plan horizontal par ciel clair, est divisé en deux parties : le rayonnement direct et le rayonnement diffus, chacun étant calculé séparément. Le modèle de Capderou [1] utilise le facteur de trouble atmosphérique et la masse de l'aire qu'on donne leurs descriptions dans ce qui suit.

Facteur de trouble atmosphérique : La connaissance du facteur de trouble atmosphérique est nécessaire pour la détermination du rayonnement solaire. Capderou [1] a proposé un modèle pour le calcul du facteur de trouble atmosphérique de linke T_L en Algérie par ciel clair :

$$T_L = T_0 + T_1 + T_2 \quad (1.19)$$

où T_0 est le trouble dû à l'absorption par la vapeur d'eau

$$T_0 = 2.4 - 0.9 \sin(\varphi) + 0.1(2 + \sin(\varphi))A_{he} - 0.2z - (1.22 + 0.14 A_{he})(1 - \sin(h)) \quad (1.20)$$

Z est l'altitude de lieu.

A_{he} l'alternance hiver-été donnée par l'expression suivante :

$$A_{he} = \sin \left(\frac{360}{365}(N - 2) \right) \quad (1.21)$$

T_1 est le trouble dû à la diffusion moléculaire de Rayleigh

$$T_1 = 0.89^z \quad (1.22)$$

et T_2 est le trouble relatif à la diffusion par les aérosols

$$T_2 = (0.9 + 0.4A_{he}) \cdot 0.63^z \quad (1.23)$$

Masse d'air : On appelle masse d'air m_A la masse d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol (par ciel clair), par rapport à une traversée verticale au niveau de la mer [5]. Plus le soleil est bas sur l'horizon, plus il va traverser une épaisseur importante d'atmosphère et plus il va subir des transformations. Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie [1], Capderou a utilisé la relation suivante pour le calcul de la masse atmosphérique (masse d'air optique) en fonction de la hauteur du soleil h :

$$m_A = \frac{1}{\sin(h) + 9.4010(-4)[\sin(h) + 0.0678](-1.253)} \approx \frac{0.89^z}{\sin(h)} \quad (1.24)$$

Capderou [1] utilis la formule de Kasten pour calculer l'épaisseur optique de l'atmosphère (épaisseur de Rayleigh) pour une atmosphère pure et sèche :

$$(\delta_R)^{-1} = 9.4 + 09 \cdot m_A \quad (1.25)$$

1.4.2.1 Composantes du rayonnement :

Rayonnement direct horizontal : Le rayonnement direct est le rayonnement reçu directement du Soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Pour calculer le rayonnement direct horizontal $E_{(dir,h)}$, Capderou donna l'équation générale (1) en fonction de la masse d'air m_A , de l'épaisseur de l'atmosphère δ_R , de la hauteur du soleil h et du facteur de trouble de Linke T_L :

$$E_{(dir,h)} = E_0 C(N) \sin(h) \exp(-T_L m_A \delta_R) \quad (1.26)$$

Pour le rayonnement direct, Capderou [1] utilis la formule (9) pour la masse d'air m_A et la formule (12) pour l'épaisseur totale de l'atmosphère δ_R et donna l'équation (21) qui permet de calculer le rayonnement direct incident sur un plan horizontal, $E_{dir,h}(h, TL)$:

$$E_{(dir,h)} = E_0 C(N) \sin(h) \exp\left(\frac{-T_L}{0.9 + \frac{9.4}{0.89^z} \sin(h)}\right) \quad (1.27)$$

Rayonnement diffus : Le rayonnement diffus résulte de la diffraction de la lumière par les nuages et les molécules diverses en suspension dans l'atmosphère, et de sa réfraction par le sol. Lorsque le ciel est clair, c'est la diffusion de Rayleigh qui prédomine et ce sont donc surtout les courtes longueurs d'onde qui sont diffusées.

Pour l'expression du rayonnement diffus, Capderou utilis le facteur de trouble diffusif T' et donna l'expression suivante en fonction de la hauteur du soleil h :

$$E_{(dif,h)} = E_0 C(N) \exp\left(-1 + 1.06 \log\left(\sin(h) + a - \sqrt{a^2 + b^2}\right)\right) \quad (1.28)$$

avec :

$$a = 1.1 \quad \text{et} \quad b = \log(T') - 2.8 + 1.02 (1 - \sin(h))^2$$

T' est le facteur de trouble diffusif

$$T' = T_L - T_0 \quad (1.29)$$

Rayonnement global : Selon le modèle de M. Capderou [1], la puissance du rayonnement global sur une surface est la somme du rayonnement direct ($E_{(dir,h)}$) et du rayonnement diffus ($E_{(dif,h)}$), soit :

$$G,h = E_{dir,h} + E_{dif,h} \quad (1.30)$$

1.4.3 Modèles simplifiés pour la puissance du rayonnement solaire sur le plan horizontal pour un jour clair

Dans le cas d'un jour clair, et si on désire une évaluation rapide de la puissance reçue au sol sur un plan horizontal on peut utiliser les formules simplifiées. Cette procédure permettant aux utilisateurs de l'énergie solaire d'estimer rapidement la puissance reçue par le plan horizontal en un site donné.

1.4.3.1 Modèle de PERRIN DE BRICHAMBEAU

Pour un ciel clair, les puissances du rayonnement reçues sur une surface horizontale sont données par les formules simplifiées suivantes [1] :

$$E_{G,h} = E_{dir,h} + E_{dif,h} \quad (1.31)$$

$$E_{(dir,h)} = A \sin(h) \exp\left(\frac{1}{C \sin(h+1)}\right) \quad (1.32)$$

$$E_{(dif,h)} = B \sin(h)^{0.4} \quad (1.33)$$

Les quantités $E_{(dir,h)}$, $E_{(dif,h)}$ et E_G sont appelées rayonnement direct, diffus et global. avec A, B et C sont données par le tableau 1.1 :

Le global est obtenu directement sous la forme :

$$E_{G,h} = A (\sin(h))^D \quad (1.34)$$

Tableau 1.1
Valeurs des constantes A, B, C

Etat du ciel	A	B	C
Ciel très pur	1300	87	6
Ciel moyen	1230	125	4
Ciel pollué	1200	187	2.5

Tableau 1.2
Valeurs des constantes A et D

Etat du ciel	A	D
Ciel très pur	1115	1.15
Ciel moyen	1080	1.22
Ciel pollué	990	1.25

où A et D sont données par le tableau 1.2. Si on connaît le facteur de trouble total de Linke (T_L pour jour clair), on peut prendre :

$$A = 1270 - 56 T_L \quad (1.35)$$

$$D = \frac{(T_L + 36)}{33} \quad (1.36)$$

1.4.4 Estimation de l'irradiation globale horaire sur une surface inclinée

Nous avons vu dans les paragraphes précédent concerne les intensités du rayonnement solaire globale et diffuse sur des surfaces horizontales. Les systèmes de conversion solaire, tels que les panneaux solaires ne sont pas posés sur le sol mais sont inclinés par rapport à ce dernier afin de maximiser la quantité de l'irradiation solaire incidente sur la surface du module photovoltaïque. Le rayonnement solaire global horaire incident sur une surface

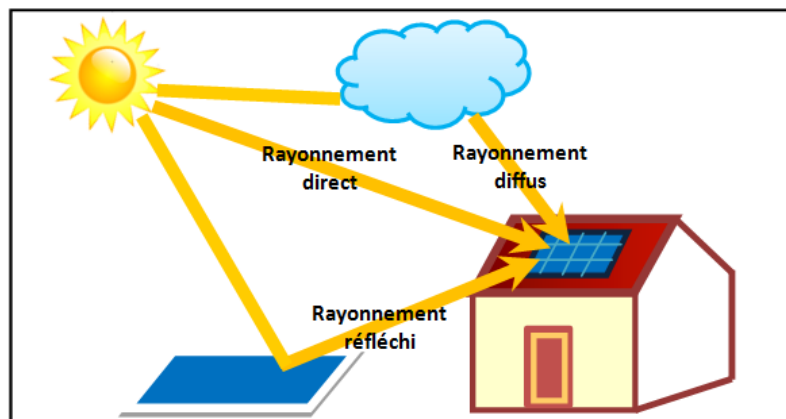


Figure 1.5. Les composantes du rayonnement global sur une surface inclinée.

inclinée se compose de trois composantes qui sont le rayonnement direct (E_{dir}), le rayonnement diffus (E_{dif}) et le rayonnement réfléchi (E_{ref}) par le sol (figure 1.5). On peut alors écrire :

$$E_G = E_{dir} + E_{dif} + E_{ref} \quad (1.37)$$

$$E_G = E_{dir,h}R_b + E_{dif,h}R_d + E_{ref} \quad (1.38)$$

R_b est le facteur de conversion géométrique peut être obtenue en utilisant l'angle d'incidence des rayons solaires sur la surface inclinée θ et l'angle zénithal θ_z comme suit [8] :

$$R_b = \frac{\cos i}{\cos \theta_z} \quad (1.39)$$

Pour l'hémisphère Nord :

$$R_b = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cos \delta \cos H + \sin(\varphi - \beta) \sin \delta}{\cos \varphi \cos \delta \cos H + \sin \varphi \sin \delta} \quad (1.40)$$

Pour l'hémisphère Sud :

$$R_b = \frac{\cos(\varphi + \beta) \cos \delta \cos H + \sin(\varphi + \beta) \sin \delta}{\cos \varphi \cos \delta \cos H + \sin \varphi \sin \delta} \quad (1.41)$$

Le rayonnement réfléchi par le sol (E_{ref}) s'écrit en fonction de l'albédo (rapport de l'énergie solaire réfléchi par une surface à l'énergie solaire incident), et de la puissance du rayonnement global mesurée sur un plan horizontal [10] :

$$E_{ref} = a E_{G,h} \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (1.42)$$

Le rayonnement diffus reçu sur un plan incliné est donné en fonction de l'éclairement diffus mesuré sur un plan horizontal et d'un facteur R_d .

Plusieurs modèles ont été proposés par divers chercheurs pour calculer le rayonnement diffus reçu sur un plan incliné [11–14]. Ces modèles utilisent le même procédé de calcul de l'irradiation directe et réfléchi, la seule différence entre les modèles apparaît dans l'évaluation de la composante de ciel diffus. On peut citer le modèle isotopique de Liu et Jordan [12]. Ce modèle suppose que l'intensité du rayonnement diffus est uniforme sur toute la voûte céleste, ou encore les modèles anisotropiques tels les modèles de Hay, de Klütcher, de Perez, de Baltasou bien encore le modèle d'Iqbal .

1.4.4.1 Modèles pour le rayonnement diffus

Le rayonnement diffus sur le plan incliné pour chaque modèle est donné par les relations suivantes :

Modèle isotropique de Liu and Jordan : Ce modèle est donné par l'expression suivante [12] :

$$E_{dif} = E_{dif,h} \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (1.43)$$

Modèle de Badescu : Badescu a proposé le modèle isotrope suivant [15, 16] :

$$E_{dif} = E_{dif,h} \frac{3 + \cos(2\beta)}{2} \quad (1.44)$$

Modèle de Temps et Coulson : Ce modèle est considéré non uniforme (anisotrope) l'intensité de l'irradiation diffuse provenant de la voûte céleste. Le rayonnement diffus sur le plan incliné est exprimé par la relation suivante [17–19] :

$$E_{dif} = E_{dif,h} \frac{1 + \cos \beta}{2} \left(1 + \sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right) \right) \left(1 + \cos^2(\theta) \sin^3(\theta_z) \right) \quad (1.45)$$

Modèle de Klucher : Le modèle de Klucher est anisotrope, il a modifié le modèle de Temps et Coulson en introduisant les conditions des ciels couverts. Le rayonnement diffus sur le plan incliné est illustré comme suit [13] :

$$E_{dif} = E_{dif,h} \frac{1 + \cos \beta}{2} \left(1 + F \sin^3\left(a\frac{\beta}{2}\right) \right) \left(1 + F \cos^2(\theta) \sin^3(a) \right) \quad (1.46)$$

avec :

$$F = 1 - \left(\frac{E_{dif,h}}{E_{G,h}} \right)^2 \quad (1.47)$$

Modèle de Hay et McKay : Le modèle proposé par Hay [11], s'écrit comme suit :

$$E_{dif} = \frac{E_{dir,h}}{E} R_b + \left(1 - \frac{E_{dir,h}}{E} \right) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (1.48)$$

Modèle de Ma-Iqbal : Le modèle de Ma-Iqbal [20], s'écrit comme suit :

$$E_{dif} = E_{dif,h} k_t R_b + \left(1 - k_t \cos^2\left(\frac{\beta}{2}\right) \right) \quad (1.49)$$

Ces modèles peuvent être mis en œuvre dans tout le pays où les données du sol me-

surées sont rarement disponibles. Aussi le rayonnement solaire horaire peut être estimé à partir de ces données quotidiennes estimées et peut être utilisé dans les applications solaires photovoltaïques. D'après les résultats de calcul du rayonnement global reçu sur un plan inclinés [21], il existe une très bonne concordance entre les valeurs mesurées et celles estimées par les modèles. Par conséquent, le modèle offrant le plus de garantie est celui de Klucher, qui est plus apte pour la zone méditerranéenne [22].

Alors, le rayonnement global horaire sur un plan incliné est donné par l'expression suivante [16, 19] :

$$E_G = E_{dir,h}R_b + E_{dif,h} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + a E_{G,h} \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (1.50)$$

Le rayonnement solaire global horaire sur une surface horizontale $E_{G,h}$ est donné par :

$$E_{G,h} = E_{dir,h} + E_{dif,h} \quad (1.51)$$

L'éclairement direct est déduit de la différence entre le global horizontal et le diffus horizontal, est donné par la relation suivante :

$$E_{dir,h} = E_{G,h} - E_{dif,h} \quad (1.52)$$

En introduisant l'expression 1.52, dans l'équation 1.50, on obtient :

$$E_G = (E_{G,h} - E_{dif,h}) R_b + E_{dif,h} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + a E_{G,h} \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (1.53)$$

En la divisant par $E_{G,h}$:

$$\frac{E_G}{E_{G,h}} = \left(1 - \frac{E_{dif,h}}{E_{G,h}} \right) R_b + \frac{E_{dif,h}}{E_{G,h}} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + a \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (1.54)$$

La fraction diffuse horaire, K_d est définie par la relation suivante :

$$K_d = \frac{E_{dif}}{E_{G,h}} \quad (1.55)$$

L'indice de clarté K_t , est défini comme étant le rapport entre le rayonnement global

horizontal $E_{G,h}$, et le rayonnement extra terrestre global sur une surface horizontale E [23].

$$K_t = \frac{E_{G,h}}{E} \quad (1.56)$$

Il existe plusieurs modèles permettant d'estimer la fraction diffuse k_d en fonction de l'indice de clarté k_t horaire, Orgill et al. [24] ont présenté une équation de corrélation pour le rayonnement solaire diffus horaire, basée sur des données météorologiques de Toronto sur une période de 4 ans. Ils distinguent trois intervalles sur le diagramme de dispersion présentant la fraction de diffus en fonction de l'indice de clarté.

La première zone de $0 \leq k_t \leq 0.35$ correspond à un ciel totalement nuageux avec plus de 90 % du rayonnement solaire global incident étant diffus. La deuxième zone de $0.35 \leq k_t \leq 0.75$ correspond à un ciel partiellement nuageux. La troisième zone correspond à un ciel clair est représenté par $K_t \geq 0.75$. Dans ce cas, le Soleil est totalement visible et des nuages très clairs sont présents dans le ciel [25].

Afin d'évaluer la fraction diffuse, il existe dans la littérature deux principales méthodes [11, 26, 27]. La première tient compte de l'effet K_t uniquement et la deuxième fait intervenir non seulement K_t , mais aussi $\sin(h)$.

Des modèles proposés dans la littérature pour déterminer de la composante diffuse de l'irradiation globale horizontale horaire. Nous présentons quelques-uns dans la section suivante.

1.4.4.2 Modèles pour la composante diffuse de l'irradiation globale horizontale horaire

Modèle d'Orgill et Hollands : La fraction de diffus $K_d = E_{dif,h}/E_{G,h}$ peut être calculée en fonction de l'indice de clarté horaire K_t [24] :

$$\begin{cases} K_d = 1 - 0.249 K_t & \text{si } 0 \leq K_t < 0.35 \\ K_d = 1.557 - 1.84 K_t & \text{si } 0.35 \leq K_t < 0.75 \\ K_d = 0.177 & \text{si } K_t > 0.75 \end{cases} \quad (1.57)$$

Modèle de De Miguel : La corrélation proposée par Miguel et al. est exprimée par [28] :

$$\begin{cases} K_d = 0.995 - 0.081 K_t & \text{si } 0 \leq K_t < 0.21 \\ K_d = 0.724 + 2.738 K_t - 8.32 K_t^2 + 4.967 K_t^3 & \text{si } 0.21 \leq K_t < 0.76 \\ K_d = 0.18 & \text{si } K_t > 0.76 \end{cases} \quad (1.58)$$

Modèle de Reindl, Beckman et Duffie : La fraction diffuse horaire est corrélée en fonction de l'indice de clarté horaire de l'atmosphère, K_t et la hauteur du soleil h . L'expression

analytique de la corrélation est donnée par [26] :

$$\begin{cases} K_d = 1.02 - 0.254 K_t + 0.0123 \sin h & \text{si } 0 \leq K_t < 0.3 \\ K_d = 1.4 - 1.749 K_t + 0.177 \sin h & \text{si } 0.3 \leq K_t < 0.78 \\ K_d = 0.486 K_t - 0.182 \sin h & \text{si } K_t > 0.78 \end{cases} \quad (1.59)$$

Modèle de Hawlader : Le modèle proposé par Hawlader [29], s'écrit comme suit :

$$\begin{cases} K_d = 0.915 & \text{si } 0 \leq K_t < 0.225 \\ K_d = 1.135 - 0.9422 K_t - 0.3878 K_t^2 & \text{si } 0.225 \leq K_t < 0.775 \\ K_d = 0.215 & \text{si } K_t > 0.775 \end{cases} \quad (1.60)$$

Modèle de Ghardaïa : L'évaluation de K_d va se faire à l'aide d'une corrélation propre à Ghardaïa en tenant compte des deux variables que sont K_t et $\sin h$. L'expression mathématique de la corrélation est donnée ci-dessous [30] :

$$\begin{cases} K_d = 1.0273 - 1.6002K_t + 0.38331 \sin h & \text{si } 0 \leq K_t < 0.34 \\ K_d = 1.072 - 0.93745K_t + 0.14357 \sin h & \text{si } 0.34 \leq K_t < 0.86 \\ & \text{contrainte } 0.1 \leq K_d \leq 0.97 \\ K_d = 0.47728K_t - 0.57992 \sin h & \text{si } K_t > 0.86 \\ & \text{contrainte } K_d \geq 0.1 \end{cases} \quad (1.61)$$

Modèle K_{tcorr} de Ghardaïa : Une deuxième corrélation, identifiée comme K_{tcorr} de Ghardaïa, basée uniquement sur l'indice de clarté horaire, K_t , est définie par la relation suivante [30] :

$$\begin{cases} Kd = 1.0838 - 1.2361K_t & \text{si } 0 \leq K_t < 0.34 \\ & \text{contrainte } K_d \leq 1 \\ Kd = 1.003 - 0.97121K_t & \text{si } 0.34 \leq K_t < 0.86 \\ Kd = 0.30424 & \text{si } K_t > 0.86 \end{cases} \quad (1.62)$$

Les résultats obtenus dans la référence [31] pour le calcul de l'irradiation globale journalière incidente sur une superficie inclinée, montre que le modèle qui décrit le mieux l'irradiation sur le site de Bouzaréah est les modèles de Liu et Jordan et Klücher, lorsque la fraction diffuse horaire est estimée en fonction de l'indice de clarté horaire K_t uniquement. Par contre, lorsqu'on tient compte de K_t et la hauteur solaire h , l'utilisation du modèle Ma-Iqbal donne de bons résultats.

Pour l'estimation de la composante diffuse de l'irradiation globale horizontale horaire, le modèle de Hawlader a donné des résultats satisfaisants. Le modèle Ghardaïa avec $\sin \alpha$ et le modèle K_{tcorr} de Ghardaïa sont les plus performants, ils sont recommandés surtout

pour le site de Ghardaïa également [30].

Dans notre étude, nous supposons que la distribution de l'éclairement due au rayonnement diffus est anisotrope, en utilisant dans ce cas le modèle le plus répandu dans la littérature de Liu et Jordan. Pour l'estimation de la composante diffuse de l'irradiation globale horizontale horaire, nous avons choisi le modèle d'Orgill et Hollands.

1.4.5 Estimation de l'énergie journalière incidente

L'énergie horaire Wh/m^2 est l'intégrale sous la courbe reliant toutes les points de puissance instantanée.

$$G_{h,i} = \int_t^{t+1h} E_{G,i} dt \quad (1.63)$$

$$G_{h,i} = E_{G,i} \times 1h \quad (1.64)$$

où $G_{h,i}$ le rayonnement global horaire (W/m^2), pour l'heure i .

La somme journalière de ces énergies horaires donne donc G_j , l'énergie globale journalière sur une surface inclinée est calculée par l'expression suivante :

$$G_j = \sum_{i=1}^{24} G_{h,i} \quad (1.65)$$

1.4.6 Estimation de l'énergie annuelle incidente

L'énergie annuelle reçue par un capteur d'orientation quelconque est égale la somme des énergies journalières [32] :

$$G_A = \sum_{j=1}^N G_j \quad (1.66)$$

1.5 Générateur photovoltaïque

1.5.1 Les cellules photovoltaïques

Une cellule solaire photovoltaïque est composée d'une jonction p-n, la couche supérieure étant un matériau de type n et la couche inférieure de type p, c'est-à-dire d'un contact entre deux semi-conducteurs de type différent : l'un de type positif, l'autre de type négatif (figure 1.6). Dans la pratique, pour le cas du silicium, on obtiendra un semi-conducteur de type P (positif) en dopant le silicium avec du bore et on obtiendra celui de type N (négatif) en le dopant avec du phosphore.

Quand ces semi-conducteurs sont exposés à la lumière (composée de photons), un photon possède une énergie supérieure à celle correspondant à la bande interdite (dite énergie de Gap E_g), ce photon pourra "arracher" un électron à la bande de valence et l'amener à la bande de conduction. Cependant tout arrachement d'électron occasionne la création d'un trou. En définitive, à chaque fois qu'un photon arrive avec une énergie supérieure à l'énergie de Gap, il y a création d'une paire électron-trou. Normalement, l'électron trouve rapidement un trou pour se replacer, et l'énergie apportée par le photon disparaît. Le principe d'une cellule photovoltaïque est de forcer les électrons et les trous à se diriger chacun vers une face opposée du matériau photovoltaïque au lieu de se replacer simplement dans la même position qu'avant : ainsi apparaîtra une différence de potentiel, c'est à dire une tension entre les deux faces, comme dans une pile. Il s'agit en somme de faire déplacer tous ces électrons et ces trous dans une seule et même direction pour créer un courant continu.

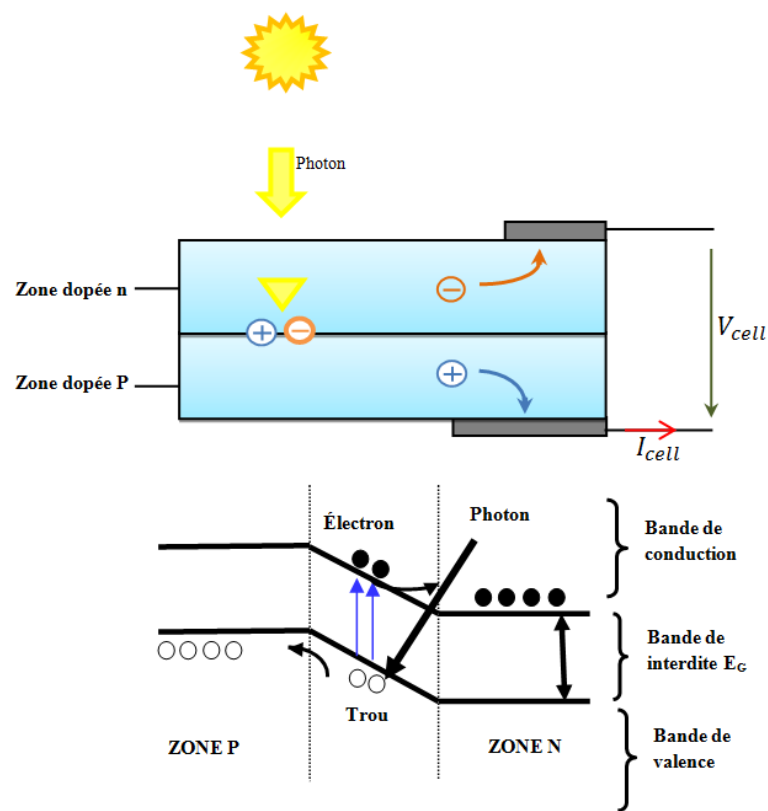


Figure 1.6. Principe de fonctionnement d'une cellule solaire [33].

1.5.1.1 Les principaux types de cellules photovoltaïque

Les panneaux solaires en silicium composent, de nos jours, la majorité des systèmes convertisseurs de lumière solaire en électricité. Cependant, en raison d'un rendement qui peut être amélioré et d'un coût qui reste relativement élevé, les chercheurs cherchent continuellement des alternatives. Des cellules solaires en pérovskite pourraient être une nouvelle solution. Actuellement sur le marché, les principales technologies industrialisées en quantité à ce jour sont : le silicium mono ou poly-cristallin (plus de 80% de la production mondiale) et le silicium en couche mince à base de silicium amorphe ou CIS (Cuivre

Indium Sélénium) [34].

Les cellules monocristallines : Les cellules au silicium monocristallin offrent le meilleur rendement parmi les panneaux solaires disponibles dans le commerce; Leur rendement est de l'ordre de 14 à 16% équivalent d'environ $7m^2$ pour obtenir 1 kilowatt crête (kWc).

(Le watt crête étant l'unité utilisée pour mesurer la puissance d'un panneau photovoltaïque dans des conditions standards : ensoleillement de $1.000W/m^2$, température des cellules de 25 degrés).

Les cellules poly-cristallines : Les modules utilisant des cellules au silicium poly cristallin ont en général un rendement compris entre 12 et 14% et il faut environ $8m^2$ de cellules pour obtenir 1kWc. Ces cellules sont plus simples à fabriquer et moins chères que les cellules au silicium monocristallin.

Les cellules au silicium amorphe : Les cellules au silicium amorphe sont des cellules à couche mince, une couche fine de silicium est vaporisée sur du verre. L'épaisseur de silicium utilisée est beaucoup plus faible que pour les cellules mono ou poly-cristallines qui sont réalisées à partir de tranches de silicium. Cependant ces cellules ont des rendements limités (de l'ordre de 5 à 7%, soit environ $15m^2$ pour obtenir 1kWc) et sont donc réservées à des applications nécessitant peu de puissance. Les cellules au silicium amorphes sont beaucoup utilisées pour l'alimentation de petits appareils solaires (montre, calculatrice...).

1.5.2 Constitution d'un générateur photovoltaïque

Une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés délivre, au maximum, quelques watts sous une tension inférieure au volt (tension de jonction PN). Pour produire plus de puissance, plusieurs cellules doivent être assemblées afin de créer un module ou un panneau photovoltaïque.

La connexion en série des cellules permet d'augmenter facilement la tension de l'ensemble, tandis que la mise en parallèle permet d'accroître le courant. Le câblage série/parallèle est donc utilisé pour obtenir globalement un générateur photovoltaïque aux caractéristiques souhaitées.

1.5.3 Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque

La cellule solaire dans l'obscurité n'est pas un composant actif. Elle se comporte comme une jonction PN c'est-à-dire une diode. Dans le cas idéal, le courant circulant dans une cellule est donc donné par la relation de Shockley [35] :

$$I_D = I_s \left[\exp \left(\frac{q V}{A k T} \right) \right] \quad (1.67)$$

où I_s est le courant de saturation, q la charge de l'électron, k la constante de Boltzmann, T la température et A le facteur d'idéalité de la diode.

Lorsque la photopile est éclairée il y a création d'un photo-courant dû au rayonnement solaire. La photopile pourra donc être assimilée à une source de courant en parallèle avec une diode (Fig. II.2), le courant circulant dans celle-ci devient :

$$\begin{aligned} I(V) &= I_L - I_D \\ &= I_L - I_s \left[\exp\left(\frac{qV}{AkT}\right) - 1 \right] \end{aligned} \quad (1.68)$$

Pour tenir compte de l'ensemble des pertes dans la cellule, on introduit une résistance série et résistance parallèle et la caractéristique courant-tension de la cellule devient :

$$\begin{aligned} I(V) &= I_L - I_D - I_{R_{sh}} \\ &= I_L - I_s \left[\exp\left(\frac{qV}{AkT}\right) - 1 \right] - \frac{V + I R_s}{R_p} \end{aligned} \quad (1.69)$$

La résistance série R_s est une résistance interne de la cellule PV qui dépend principalement de la résistivité au niveau des grilles collectrices. La résistance shunt R_p est une résistance due au courant de fuite au niveau de la jonction $P-N$ d'une cellule PV.

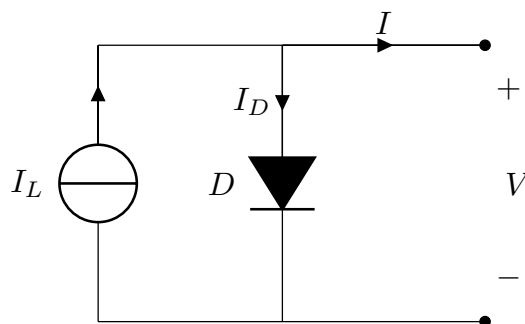


Figure 1.7. Schéma équivalent d'une cellule solaire idéale.

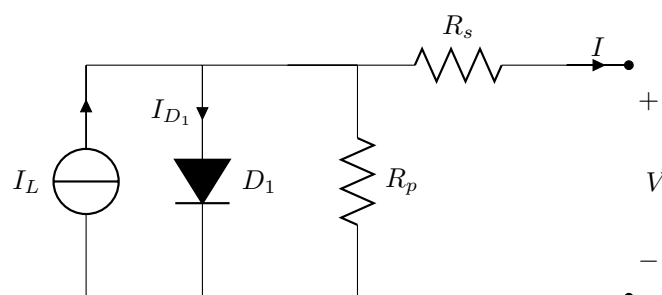


Figure 1.8. Schéma équivalent d'une cellule solaire réelle.

1.5.3.1 Paramètres de la cellule photovoltaïque :

La cellule solaire est caractérisée par le rendement de conversion, une tension à circuit ouvert V_{oc} , un courant de court-circuit I_{sc} et un facteur de forme FF . Ces paramètres sont déterminés à partir de la caractéristique courant-tension.

Courant de court-circuit I_{sc} : Le courant de court-circuit I_{sc} est le courant obtenu quand les bornes de cellules sont peu circuitées ($V = 0$). Il croît linéairement avec l'intensité d'illumination de la cellule et dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement solaire et de la température.

Tension à circuit ouvert V_{oc} : La tension à circuit ouvert V_{oc} est obtenue quand le courant qui traverse la cellule est nul. Elle dépend essentiellement du type de cellule solaire, de la résistance shunt et de la barrière d'énergie. Sa valeur diminue avec la température et varie peu avec l'intensité lumineuse.

La puissance caractéristique d'une cellule photovoltaïque : Dans des conditions ambiantes de fonctionnement fixes (éclairage, température, vitesse de circulation de l'air ambiant, etc.), la puissance électrique P disponible aux bornes d'une cellule PV est égale au produit du courant continu fourni I par la tension continue de la cellule V .

$$P = V I \quad (1.70)$$

Rendement de la cellule, η : Le rendement η des cellules PV, désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme le rapport de la puissance maximale fournie par la cellule à la puissance lumineuse d'incident.

$$\eta = \frac{V_m I_m}{E A} \quad (1.71)$$

A est la surface génératrice en m^2 et E l'ensoleillement en W/m^2 .

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert.

Factor de forme, FF : Un paramètre important est souvent utilisé à partir de la caractéristique $I(V)$ pour qualifier la qualité d'une cellule ou d'un générateur PV, c'est le facteur de remplissage ou facteur de forme, encore souvent appelé par sa dénomination anglaise « Fill Factor » correspond à la puissance maximum délivrée par la cellule, divisée par la puissance formée par le produit $V_{oc} I_{sc}$, correspondant à la puissance maximale idéale. 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.

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} I_{sc}} \quad (1.72)$$

1.5.4 Comportement d'un module photovoltaïque

1.5.4.1 Influence de la température sur le rendement des cellules

La figure 1.9 présente la courbe $I(V)$ pour différentes températures de fonctionnement du module photovoltaïque à une irradiation constante. L'influence de la température se traduit principalement par une diminution de la tension de circuit ouvert (et une très légère augmentation du courant de court-circuit). Par conséquent la puissance maximale du générateur subit une diminution. De plus une forte température peut également endommager les cellules.

1.5.4.2 Influence du rayonnement sur les cellules

La figure 1.10 représente la caractéristique $I=f(V)$ d'un module photovoltaïque pour une température constante et un éclairement variable. On constate que le courant de court-circuit est directement proportionnel à l'éclairement, mais par contre la tension varie légèrement. Plus l'irradiation est importante, plus le rendement de la cellule est élevé.

1.5.4.3 Influence de la résistance série

Une résistance série R_s représentant les diverses résistances de contact et de connexion. Sur la figures 1.11 est représentée la caractéristique $I = f(V)$ d'un module photovoltaïque pour différentes valeurs de R_s . Nous constatons que la résistance série agit sur la pente de la caractéristique dans la zone où la cellule fonctionne comme source de tension.

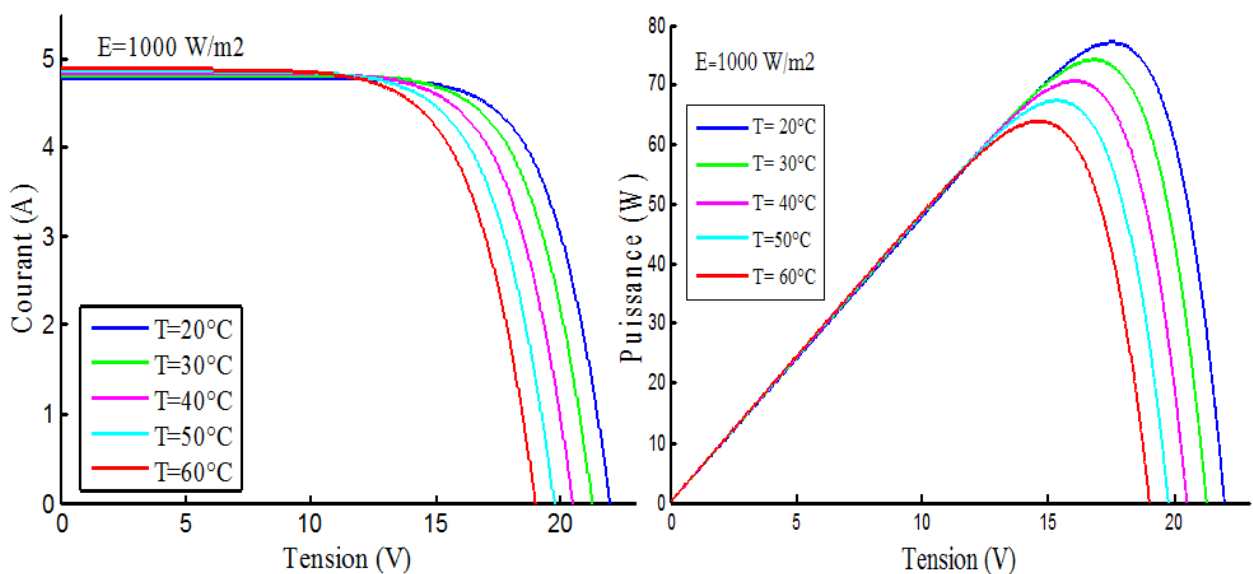


Figure 1.9. Influence de la température T sur le rendement des cellules.

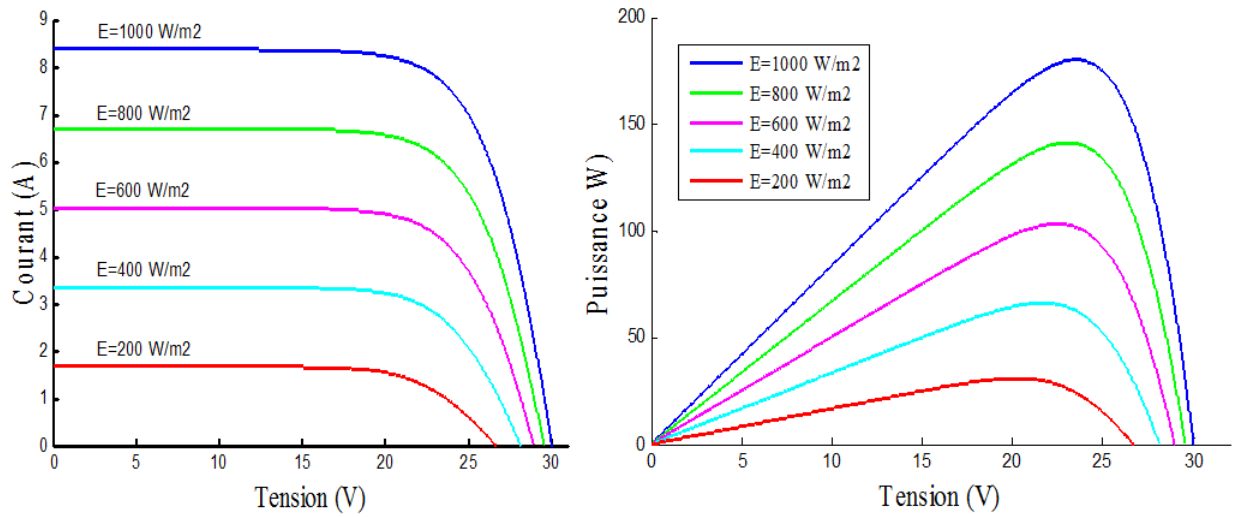


Figure 1.10. Influence de l'éclairement E sur le rendement des cellules, $T = 25^\circ\text{C}$.

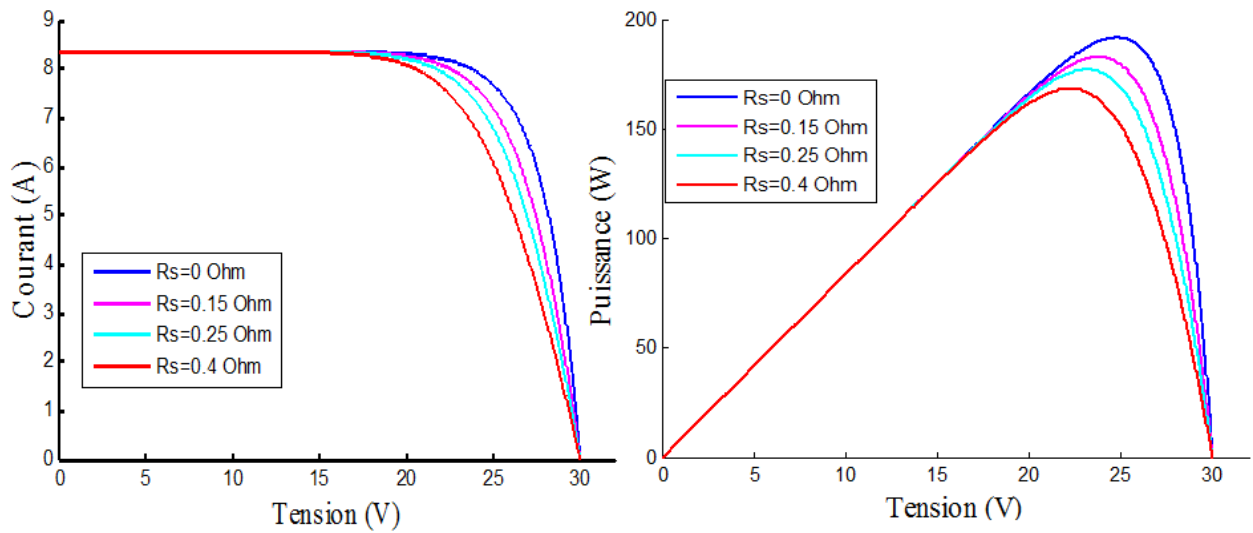


Figure 1.11. Influence de la résistance série R_s sur le rendement des cellules ($E = 1000 \text{ W/m}^2$, $T = 25^\circ\text{C}$).

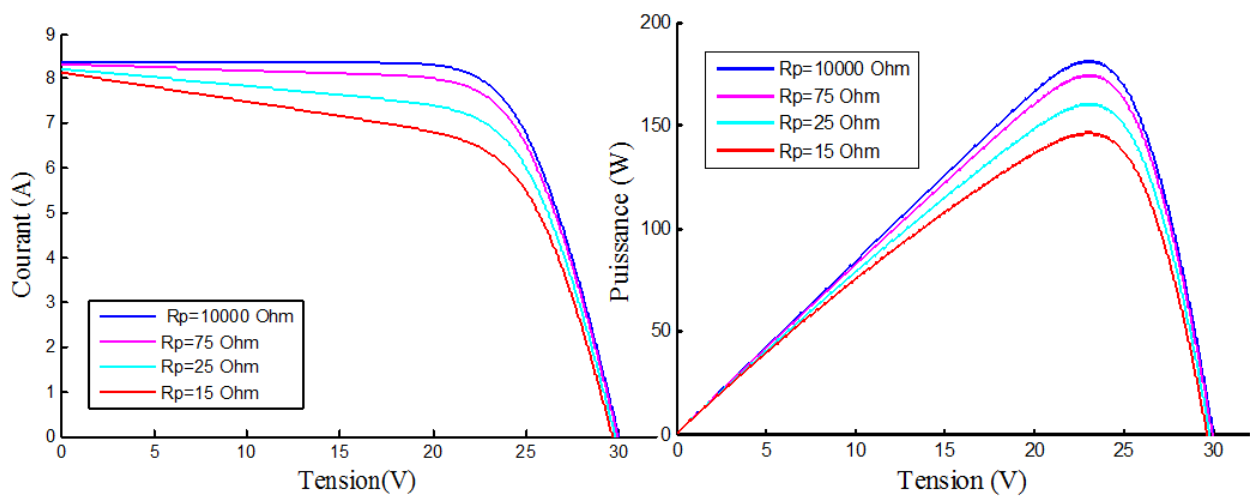


Figure 1.12. Influence de la résistance parallèle R_p sur le rendement des cellules ($E = 1000 \text{ W/m}^2$, $T = 25^\circ\text{C}$).

1.5.5 Influence de la résistance parallèle

On représente les courants de fuites sur les bords de la cellule et l'ensemble des défauts au voisinage de la zone de charge d'espace par les pertes dans la résistance parallèle. D'après la figure 1.12 nous constatons que l'augmentation de la valeur R_p correspond à une augmentation de la surface de la puissance sur la caractéristique courant - tension. Elle vient spécialement pour modéliser la pente à la proximité du courant de court circuit de la caractéristique courant-tension.

1.5.5.1 Influence du facteur d'idéalité de la diode

L'augmentation du facteur d'idéalité de la diode influe inversement sur le point de puissance maximale et cela se traduit par une baisse de puissance au niveau de la zone de fonctionnement (figure 1.13).

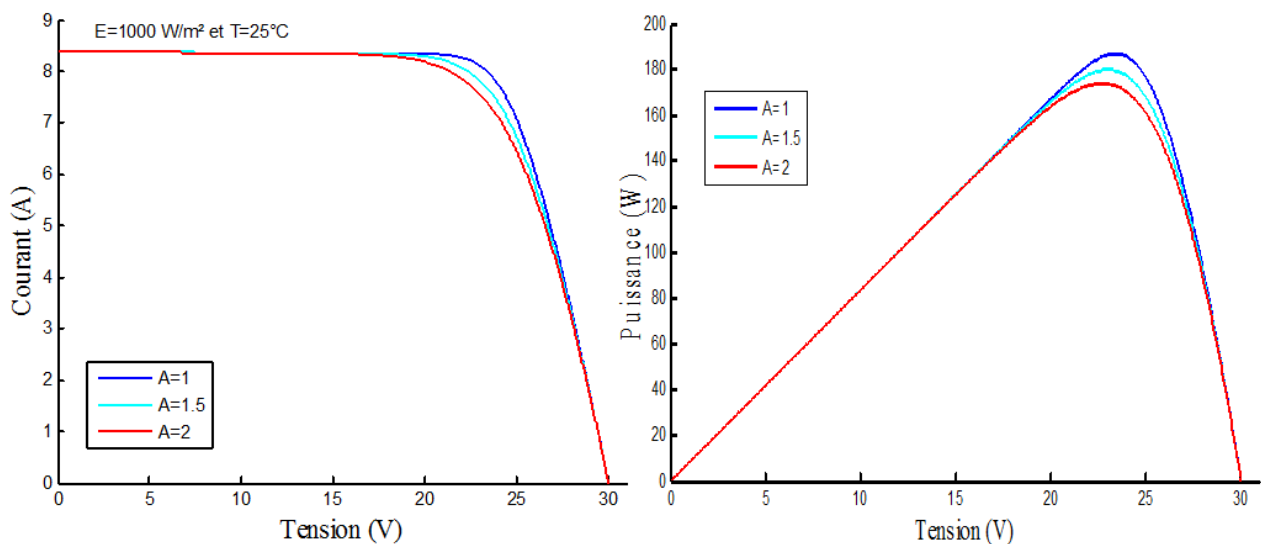


Figure 1.13. Influence du facteur d'idéalité A sur le rendement des cellules.

1.5.6 Association des cellules photovoltaïques en série

La tension générée par une cellule solaire est limitée (de l'ordre de 0.5 V). Pour produire plus de puissance, des cellules solaires identiques sont assemblées pour former un module solaire (ou panneau photovoltaïque). La plupart des modules solaires photovoltaïques destinés à un usage général sont composés de 36 ou 72 cellules connectées en série. Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par l'addition des tensions élémentaires de chaque cellule. Le courant de court-circuit et la tension du circuit ouvert d'une association série de N_s cellules sont donnés par [36] :

- le courant de court-circuit d'un module reste le même $I_{scc} = I_{sc}$,
- la tension de circuit ouvert d'un module devient $V_{soc} = N_s V_{oc}$.

1.5.7 Association des cellules photovoltaïques en parallèle

Par association de N_p cellules en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et le courant résultant correspond à la somme des courants générés par chacune des cellules. Le courant de court-circuit et la tension du circuit ouvert d'une association parallèle de N_p cellules sont donnés par :

- le courant de court-circuit d'un module devient $I_{SSC} = N_p I_{SC}$,
- la tension de circuit ouvert d'un module reste la même $V_{SOC} = V_{OC}$.

Un générateur PV est constitué d'un réseau série-parallèle de nombreux modules interconnectés pour former une unité produisant une puissance continue élevée aux caractéristiques souhaitées.

1.6 Conclusion

Dans ce premier chapitre, nous avons en premier temps présenté brièvement, le mouvement apparent du soleil et les modèles de rayonnement régissant les paramètres influant sur la canalisation de l'énergie par les capteurs solaires.

En deuxième temps, nous avons présenté le principe de fonctionnement des panneaux photovoltaïques PV, ainsi que les paramètres influant leurs caractéristiques principales (courant-tension I-V).

Chapitre 2

Modèles et méthodes mathématiques pour les modules photovoltaïques

2.1 Introduction

Le module photovoltaïque est représenté généralement par un circuit équivalent dont les paramètres sont calculés expérimentalement en utilisant la caractéristique courant-tension, I-V. La détermination précise de ces paramètres reste un challenge pour les chercheurs, ce qui a conduit à une grande diversification dans les modèles et les méthodes numériques dédiées à leurs caractérisations [37]. Dans le présent chapitre une étude sur les modèles et les méthodes mathématiques les plus employés dans la littérature sera conduite, afin de tester leurs fidélités à reproduire les caractéristiques I-V pour différentes technologies des cellules solaires et sous différentes conditions d'éclairement et de température. Les différents modèles à comparer sont les modèles à une exponentielle (le modèle à 4 paramètres 1E4P, le modèle 5 paramètres 1E5P, le modèle à 3 paramètres 1E3P et le modèle hybride MIT), et les modèles à deux exponentielles (le modèle à 7 paramètres 2E7P, le modèle à 6 paramètres 2E6P et le modèle 5 paramètres 2E5P). Les méthodes mathématiques les plus utilisées à considérer, sont la méthode de la pente, la méthode explicite simplifiée et la méthode itérative.

2.2 Modèle à 4 paramètres 1E4P

On rencontre dans la littérature plusieurs modèles que leurs précisions restent tributaire à la modélisation mathématiques des différents phénomènes physiques intrinsèques intervenant dans le processus de production d'électricité. Dans la plupart des travaux de la littérature, on trouve principalement le modèle équivalent à quatre paramètres basé sur la modélisation mathématique de la courbe tension-courant [38–40]. Dans ce modèle (figure 2.1), l'effet de la résistance shunt est négligé du fait que sa valeur est importante et plus particulièrement pour les modules au Si-cristallin [41, 42], et en conséquence le modèle à

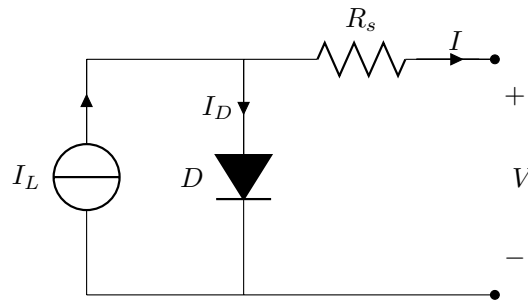


Figure 2.1. Circuit équivalent, modèle à quatre paramètres 1E4P.

quatre paramètres est l'un des modèles les plus utilisés.

Le modèle à quatre paramètres comme indique son nom fait intervenir quatre paramètres qui ne sont pas généralement des quantités mesurables ou incluses dans les données des constructeurs des panneaux photovoltaïques. En conséquence, ils doivent être déterminés à partir des systèmes des équations I-V [43] :

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V + I R_s}{N_s A k T} \right) - 1 \right] \quad (2.1)$$

Les quatre paramètres inconnus sont, le photocourant I_L , le courant de saturation I_0 , le facteur d'idéalité A et la résistance série R_s . Ces paramètres sont à déterminer à partir de la mesure de la caractéristique I-V pour un couple d'éclairement et température de référence (E_{ref}, T_{ref}) donné aux condition de références, STC ("Standard Test Conditions", 1000 W/m^2 , 25°C , spectre AM1.5) par le constructeur, ou issues de la mesure directe sur le module photovoltaïque. Ces mesures sont effectués afin de spécifier les données de base nécessaire pour la détermination des différents paramètres du modèle (V_{oc} tension de circuit ouvert, I_{sc} courant de court-circuit du panneau, I_m, V_m tension et courant au point de la puissance maximale).

2.2.1 Méthodes d'identification des paramètres du Modèle à quatre paramètres

Afin de calculer les quatre paramètres du modèle, l'équation 2.1 pour les points connus de la caractéristique tension courant I-V, $(0, I_{sc})$, $(V_{oc}, 0)$ et (V_m, I_m) , donne les équations suivantes :

$$I_{sc} = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{I_{sc} R_s}{N_s A k T} \right) - 1 \right] \quad (2.2)$$

$$0 = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V_{oc}}{N_s A k T} \right) - 1 \right] \quad (2.3)$$

$$I_m = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V_m + I_m R_s}{N_s A k T} \right) - 1 \right] \quad (2.4)$$

En observant ces équations, il est évident que nous sommes devant un problème de quatre inconnus et trois équations, cela a créé une diversification dans le choix de l'équation additionnelle à ajouter. Ce qui amène que nous nous trouvons devant une dizaine de méthodes de résolution citées dans la littérature [44–48], avec une précision variable d'une méthode à une autre. Notre choix était sur trois méthodes, les plus utilisées dans la littérature.

- 👉 La première est la méthode explicite simplifiée qui est basée sur une résolution purement mathématique en s'appuyant sur certaines simplifications.
- 👉 La deuxième est la méthode de la pente et qui basée en partie de son algorithme sur un calcul géométrique.
- 👉 La troisième est la méthode itérative et qui basée en partie de son algorithme sur un ensemble d'itérations numériques.

2.2.1.1 Méthode explicite simplifiée

La première étape consiste à ajouter une quatrième équation aux équations 2.2, 2.3 et 2.4, en exploitant le fait que la dérivée de la puissance par rapport à V est égale à zéro au point (V_m, I_m) :

$$\left. \frac{dP}{dV} \right|_{(V_m, I_m)} = 0 = V \frac{\partial I}{\partial V} + I \frac{\partial V}{\partial V} \quad (2.5)$$

A partir de l'équation 2.1, le premier terme de l'équation 2.5 est :

$$\frac{\partial I}{\partial V} = -I_0 \exp \left(q \frac{V + I R_s}{N_s A k T} \right) q \frac{1 + \frac{\partial I}{\partial V} R_s}{N_s A k T} \quad (2.6)$$

Ce qui donne :

$$\frac{\partial I}{\partial V} = \frac{-I_0 \frac{q}{N_s A k T} \exp \left(q \frac{V + I R_s}{N_s A k T} \right)}{1 + R_s I_0 \frac{q}{N_s A k T} \exp \left(q \frac{V + I R_s}{N_s A k T} \right)} \quad (2.7)$$

En remplaçant l'équation 2.7 dans 2.5 au point (V_m, I_m) , on obtient :

$$0 = I_L + I_0 - I_0 \exp \left(q \frac{V_m + I_m R_s}{N_s A k T} \right) \left[1 + \frac{\frac{q V_m}{N_s A k T}}{1 + R_s I_0 \frac{q}{N_s A k T} \exp \left(q \frac{V_m + I_m R_s}{N_s A k T} \right)} \right] \quad (2.8)$$

Les équations 2.2, 2.3, 2.4 et 2.8 forment un système de quatre équations, quatre inconnues, la résolution de ce système par la méthode de Newton-Raphson reste possible, quoiqu'elle exige une bonne approximation des valeurs initiales comme un point de départ afin d'assurer la convergence vers la solution du système. Ce qui n'est pas tout le temps évident.

Il est possible d'introduire quelques approximations sans que cela influence la solution finale. Dans les équations 2.3 et 2.4, le terme $\exp \gg 1$, de même pour l'équation 2.2, le courant de court circuit I_{sc} est égale au photocourant I_L , autant que la chute de tension dans la résistance R_s induit un faible courant dans la diode (figure 2.1)[43–45, 49], ce qui donne :

$$I_{sc} = I_L \quad (2.9)$$

$$0 = I_L - I_0 \exp\left(q \frac{V_{oc}}{N_s A k T}\right) \quad (2.10)$$

$$I_m = I_L - I_0 \exp\left(q \frac{V_m + I_m R_s}{N_s A k T}\right) \quad (2.11)$$

A partir des équations 2.9 et 2.10, on peut déduire le courant de saturation :

$$I_0 = I_{sc} \left[\exp\left(-\frac{q}{N_s A k T} V_{oc}\right) \right] \quad (2.12)$$

En remplaçant cette dernière équation 2.12 dans l'équation 2.1 au point (V_m, I_m) , on obtient :

$$I_m = I_{sc} \left[1 - \exp\left(q \frac{V_m - V_{oc} + I_m R_s}{N_s A k T}\right) \right] \quad (2.13)$$

Ce qui nous permis de tirer explicitement la résistance série :

$$R_s = \frac{\frac{N_s A k T}{q} \ln\left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}}\right) + V_{oc} - V_m}{I_m} \quad (2.14)$$

En remplaçant les équations 2.9, 2.11 et 2.14 dans l'équation 2.8, nous donne la relation du facteur d'idéalité :

$$A = \frac{q(2V_m - V_{oc})}{N_s k T \left[\frac{I_m}{I_{sc} - I_m} + \ln\left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}}\right) \right]} \quad (2.15)$$

Les différentes grandeurs du panneau V_{oc} , I_{sc} , V_m , I_m sont calculées aux conditions de références (STC); il est possible d'estimer ces variables à une autre valeur d'éclairement et de température par les équations suivantes [43, 50] :

$$V_{oc} = V_{oc}^{ref} + \frac{N_s A k T}{q} \ln \left(\frac{E}{E_{ref}} \right) + \mu_{V_{oc}} (T - T_{ref}) \quad (2.16)$$

$$I_{sc} = \frac{E}{E_{ref}} \left(I_{sc}^{ref} + \mu_{I_{sc}} (T - T_{ref}) \right) \quad (2.17)$$

$$V_m = V_m^{ref} + \frac{N_s A k T}{q} \ln \left(\frac{E}{E_{ref}} \right) + \mu_{V_{oc}} (T - T_{ref}) \quad (2.18)$$

$$I_m = \frac{E}{E_{ref}} \left(I_m^{ref} + \mu_{I_{sc}} (T - T_{ref}) \right) \quad (2.19)$$

La substitution des différents paramètres par leurs formules respectives, dans l'équation 2.1, résulte en une équation non-linéaire, reliant le courant I et la tension V du panneau photovoltaïque. La méthode de Newton Raphson est utilisée pour la résolution de cette équation, où le courant pour une tension donnée est calculé itérativement par :

$$I_{n+1} = I_n - \frac{f(V, I_n)}{\frac{df(V, I_n)}{dI}} \quad (2.20)$$

avec I_n et I_{n+1} sont les courants à l'itération n et $n + 1$ respectivement, et la fonction $f(V, I) = 0$ est donnée par :

$$f(I) = I_L - I - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V + I R_s}{N_s A k T} \right) - 1 \right] = 0 \quad (2.21)$$

La substitution de l'équation (2.21) dans l'équation (2.20) donne :

$$I_{n+1} = I_n - \frac{I_L - I_n - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V + I_n R_s}{N_s A k T} \right) - 1 \right]}{-1 - I_0 \frac{q R_s}{N_s A k T} \exp \left(q \frac{V + I_n R_s}{N_s A k T} \right)} \quad (2.22)$$

La valeur du courant I_n considérée pour une valeur de la tension V , devra vérifier la condition de convergence [36] :

$$|I_{n+1} - I_n| < \varepsilon \quad (2.23)$$

L'organigramme reporté sur la figure 2.2, résume la méthode explicite simplifiée pour la caractéristique courant-tension I-V du panneau photovoltaïque.

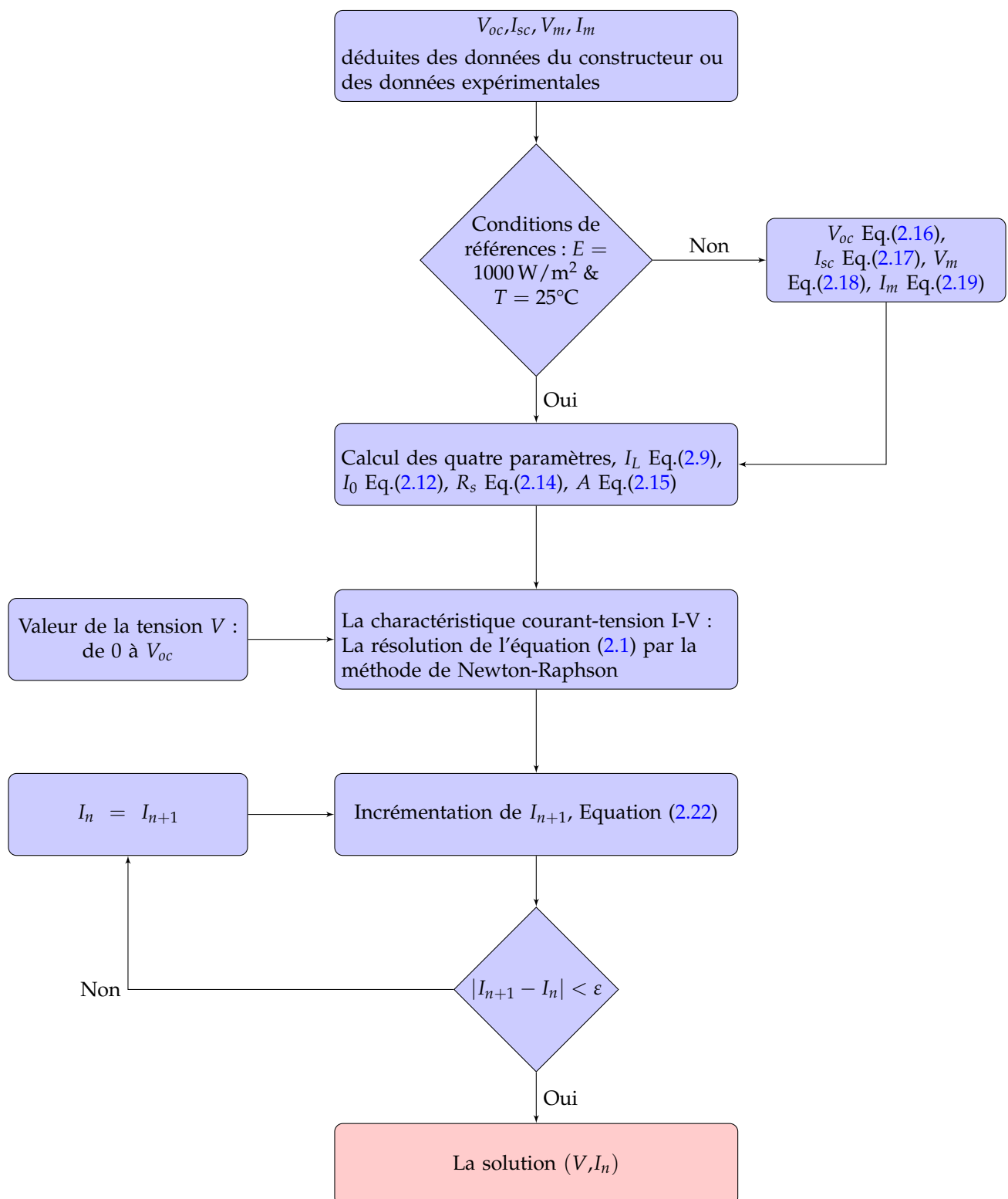


Figure 2.2. Caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque par la méthode explicite simplifiée.

2.2.1.2 Méthode de la pente au point ($V_{oc},0$)

La différence apportée par cette méthode par rapport la méthode précédente est principalement dans la manière de calculer la résistance série [51–54]. Elle est basée sur le fait que la résistance série influe remarquablement sur la pente de la courbe caractéristique au voisinage du point ($V_{oc},0$). Donc afin de calculer R_s , on dérive l'équation (2.1) par rapport à V , on obtient :

$$\frac{dI}{dV} = -I_0 \frac{q}{N_s A k T} \exp\left(q \frac{V + IR_s}{N_s A k T}\right) \left(1 + R_s \frac{dI}{dV}\right) \quad (2.24)$$

Ce qui donne au point ($V_{oc},0$) :

$$R_s = -\left.\frac{dV}{dI}\right|_{V_{oc}} - \frac{1}{\frac{I_0 q}{N_s A k T} \exp\left(\frac{q V_{oc}}{N_s A k T}\right)} \quad (2.25)$$

La pente $M = \left.\frac{dV}{dI}\right|_{V_{oc}}$ est déduite à partir des résultats expérimentaux (figure 2.3).

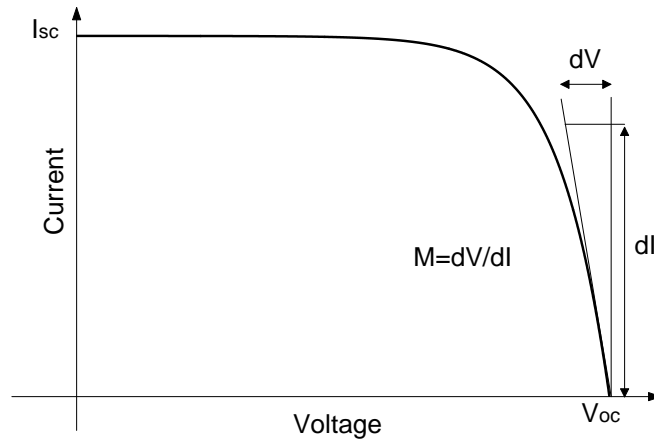


Figure 2.3. La pente au point ($V_{oc},0$).

Pour la valeur de facteur d'idéalité A dans la littérature [41, 52, 55–57], il est signalé de choisir une valeur constante comprise entre 1 et 2. Quoique d'autres auteurs [58], discutent longuement l'erreur introduite, en partant du fait de choisir A constant.

Nous considérons pour la valeur du A , une solution analytique tirée de l'équation 2.25 et l'équation 2.1 de la caractéristique courant-tension I-V du panneau solaire au point (I_m, V_m) :

$$A = \frac{q \left[V_m - V_{oc} + I_m \left(-\left.\frac{dV}{dI}\right|_{V_{oc}} \right) \right]}{N_s k T \left[\frac{I_m}{I_{sc}} + \ln \left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right) \right]} \quad (2.26)$$

L'organigramme reporté sur la figure 2.4 résume les étapes à suivre pour déterminer la caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque par la méthode de la pente au point $(V_{oc}, 0)$.

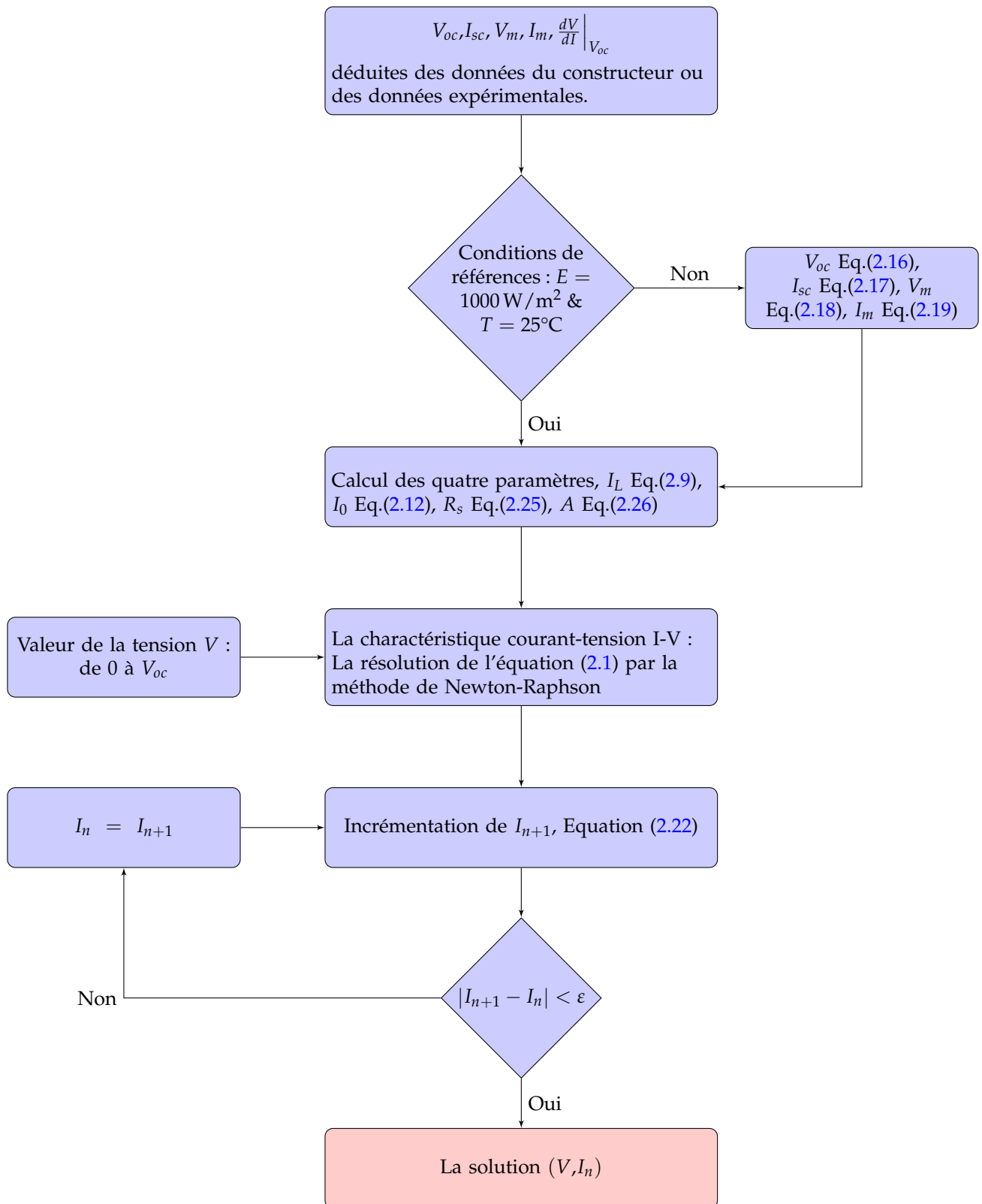


Figure 2.4. Caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque par la méthode de la pente.

2.2.1.3 Méthode itérative

Cette méthode aussi se différencie par rapport aux deux méthodes précédentes par le calcul de la résistance série, où le coefficient de température de la tension de circuit ouvert $\mu_{V_{oc}}$ donné par le fabricant est employé pour fournir une équation additionnelle donnant la résistance série.

Le coefficient de température, n'est que la dérivée de la tension de circuit ouvert par rapport à la température :

$$\mu_{V_{oc}} = \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} = \frac{N_s AK}{q} \left[\ln \left(\frac{I_{sc}}{I_0} \right) + \frac{T \mu_{I_{sc}}}{I_{sc}} - \left(3 + \frac{q E_{Gap}}{AKT} \right) \right] \quad (2.27)$$

En donnant une valeur à R_s , les trois autres paramètres sont calculés de la même manière que la section 2.2.1.1. En utilisant une méthode itérative autant que la bisection pour trouver la valeur de R_s sur l'intervalle $[0, R_{s \max}]$, où $R_{s \max}$ est la valeur maximale possible de R_s [43, 59, 60].

La condition de convergence qui donne fin aux itérations est :

$$\left| \mu_{V_{oc,cal}} - \mu_{V_{oc,exp}} \right| < \epsilon \quad (2.28)$$

La valeur du facteur d'idéalité est proche à 1 pour $R_{s \max}$, donc pour déterminer la valeur maximale de $R_{s \max}$, on remplace A par 1 dans l'équation (2.14) :

$$R_{s \max} = \frac{1}{I_m} \left[\frac{N_s KT}{q} \ln \left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right) + V_{oc} - V_m \right] \quad (2.29)$$

L'organigramme reporté sur la figure 2.5 résume la méthode itérative pour déterminer la caractéristique courant-tension I-V du panneau photovoltaïque.

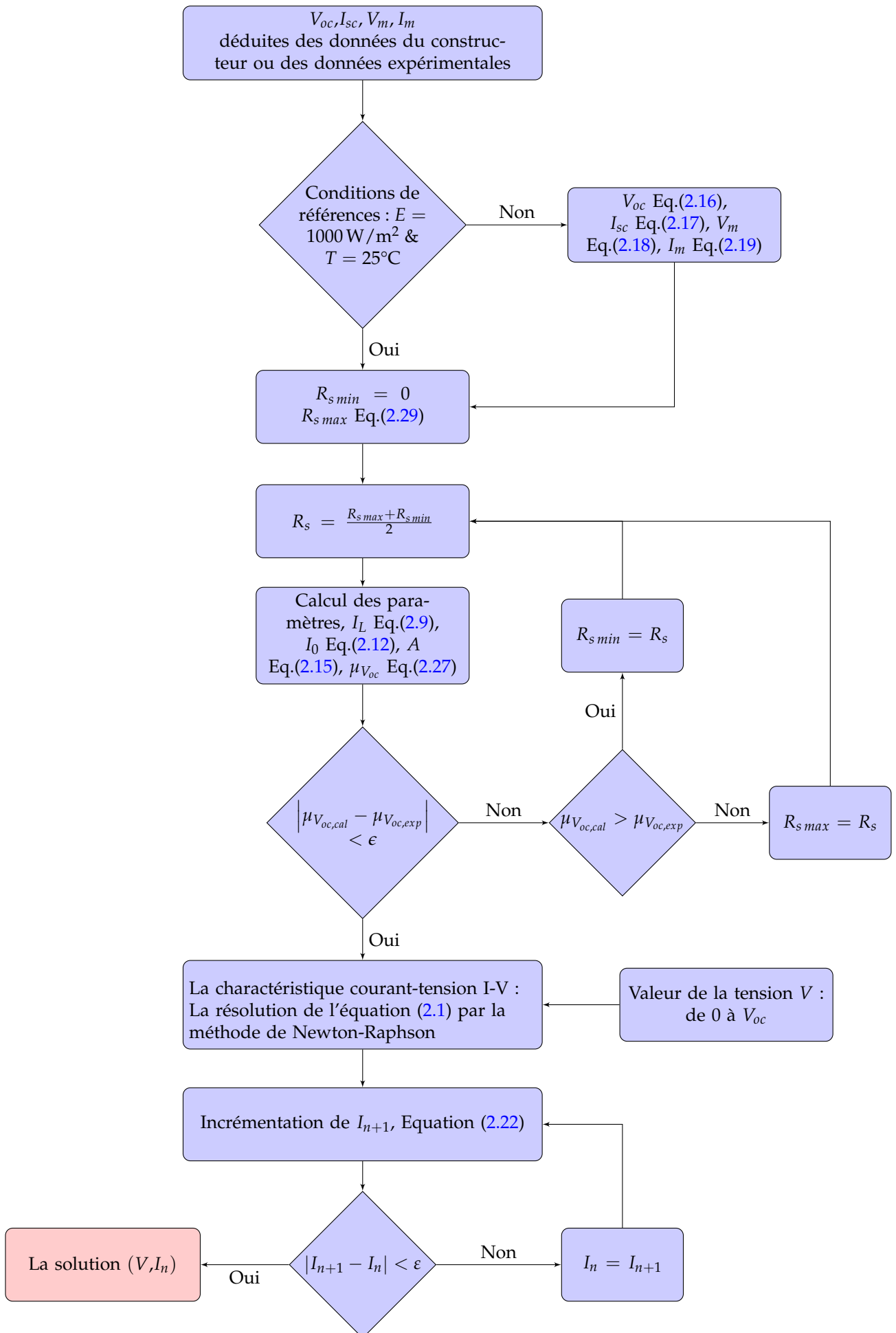


Figure 2.5. Caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque par la méthode itérative.

2.2.2 Évaluation des différentes méthodes d'identifications par rapport au modèle I-V à 4 paramètres

Les différentes méthodes pour le modèle à quatre paramètres ont été utilisés pour simuler la caractéristique courant-tension I-V du module solaire SP75 dont les caractéristiques sont reportées dans le tableau 2.1. Les résultats obtenus sont confrontés avec ceux du constructeur.

Les figures 2.6 et 2.7 reportent les résultats des trois méthodes, où on peut constater qu'aux conditions de référence (1000 W / m^2 , 25°C) et en mettant l'ensemble des méthodes dans les mêmes conditions, les résultats obtenus sont parfaitement identiques. Ceci, paraît logique du fait que l'ensemble des méthodes considèrent les points (court-circuit, circuit ouvert et le point de puissance maximale) comme des solutions particulières. L'éloignement des conditions de références, fait ressortir des différences par rapport aux données du constructeur, et celui-ci est dû principalement aux imprécisions dans les calculs des points (court-circuit, circuit ouvert et le point de puissance maximale). La figure 2.7 montre que les formules sont moins perturbées par rapport à la variation de la température que la variation de l'éclairement (figure 2.6).

Tableau 2.1

Les caractéristiques de la cellule photovoltaïque Shell SP75 dans les conditions de références.

Éclairement de référence	E_{ref}	1000 W / m^2
Température de référence	T_{ref}	25°C
Puissance maximale	$p_{m_{ref}}$	75 watt
La tension au point de la puissance maximale	$V_{m_{ref}}$	17V
Le courant au point de la puissance maximale	$I_{m_{ref}}$	4.4A
La tension du circuit ouvert	$V_{oc_{ref}}$	21.7V
Le courant de court circuit	$I_{sc_{ref}}$	4.8A
Coefficient de la température du courant I_{sc}	$\mu_{I_{sc}}$	$2 \text{ mA} / ^\circ\text{C}$
Coefficient de la température de la tension V_{oc}	$\mu_{V_{oc}}$	$-76 \text{ mV} / ^\circ\text{C}$
Nombre des cellules par module	N_s	36

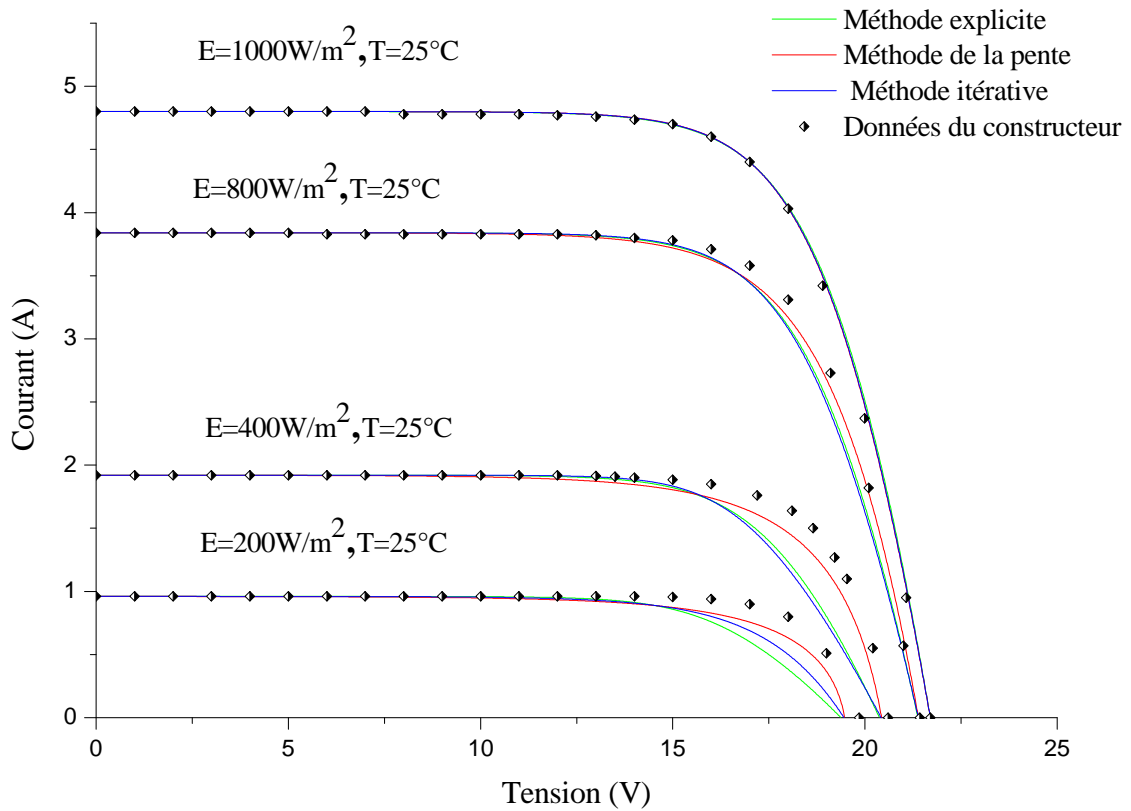


Figure 2.6. La caractéristique $I(V)$ pour le module Shell SP75 en exploitant les différentes méthodes mathématiques et pour différents éclairagements.

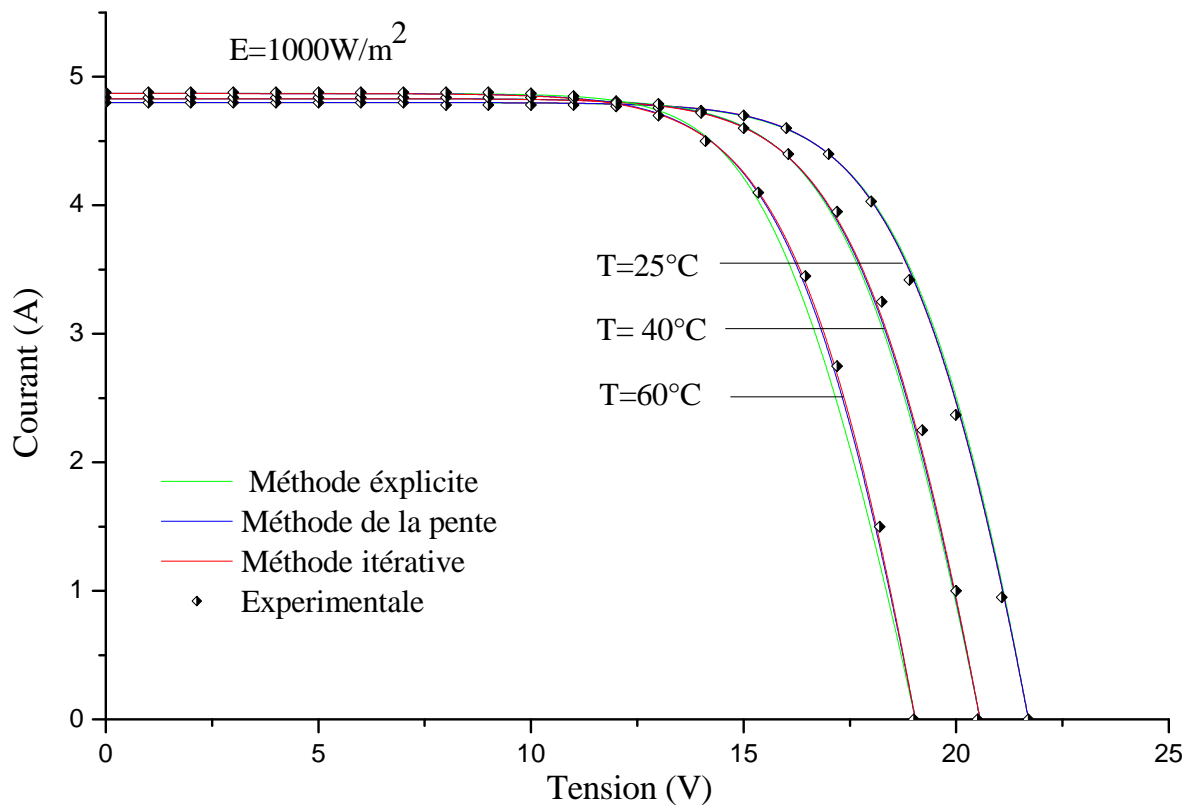


Figure 2.7. La caractéristique $I(V)$ pour le module Shell SP75 en exploitant les différentes méthodes mathématiques et pour différentes températures.

2.3 Modèle à 5 paramètres 1E5P

Le modèle à cinq paramètres vient principalement pour compléter le modèle à quatre paramètres et spécialement pour les module photovoltaïque où la pente au point $(0, I_{SC})$ n'est plus nulle :

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{V=0} \neq 0 \quad (2.30)$$

L'ajout d'une résistance parallèle s'impose afin d'assurer le suivi de la caractéristique I-V dans la région proche du point de court-circuit et le modèle aura cette résistance comme un inconnue supplémentaire, ce qui justifié son nom, modèle à cinq paramètres. L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff (figure 2.8) :

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + I R_s)}{A k T} \right) - 1 \right] - \frac{V + I R_s}{R_p} \quad (2.31)$$

Comme le modèle à quatre paramètres, l'extraction de l'ensemble des paramètres, le courant de saturation I_0 , le facteur d'idéalité A , la résistance série R_s et la résistance parallèle R_p , conduit à aligner un système à cinq équations, tout dépend des données du constructeur ou les résultats tirées de l'expérimentation et le choix de la méthode.

Si on considère les simplifications apportées par la méthode explicite au point de court-circuit $(0, I_{sc})$, le point de circuit ouvert $(v_{oc}, 0)$ et le point maximal (I_m, V_m) , on aura les équations suivantes :

$$I_{sc} = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{I_{sc} R_s}{N_s A k T} \right) - 1 \right] - \frac{I_{sc} R_s}{R_p} \quad (2.32)$$

$$0 = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V_{oc}}{N_s A k T} \right) - 1 \right] - \frac{V_{oc} R_s}{R_p} \quad (2.33)$$

$$I_m = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V_m + I_m R_s}{N_s A k T} \right) - 1 \right] - \frac{V_m + I_m R_s}{R_p} \quad (2.34)$$

Ce qui donne :

$$I_L = I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_p} \right) \quad (2.35)$$

$$I_0 = \left(I_L - \frac{V_{oc} R_s}{R_p} \right) / \exp \left(q \frac{V_{oc}}{N_s A k T} \right) \quad (2.36)$$

$$I_0 = \frac{I_L - \frac{V_{oc} R_s}{R_p}}{\exp\left(q \frac{V_{oc}}{N_s A k T}\right)} \quad (2.37)$$

$$A = q \frac{V_m - V_{oc} + I_m R_s}{N_s k T \ln\left(\frac{I_L - I_m - \frac{V_m + I_m R_s}{R_p}}{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_p}}\right)} \quad (2.38)$$

Comme la méthode de la pente, la dérivée au point de circuit ouvert est utilisé afin de trouver la valeur de la résistance série R_s :

$$R_s = -\left.\frac{dV}{dI}\right|_{V_{oc}} - \frac{1}{X_v + \frac{1}{R_p}} \quad (2.39)$$

$$X_v = \frac{I_0 q}{N_s A k T} \exp\left(\frac{q V_{oc}}{N_s A k T}\right) \quad (2.40)$$

De même pour la résistance R_p qui influence la pente au point de court circuit $(0, I_{sc})$, la dérivée de l'équation 2.31 en ce point donnera :

$$\left.\frac{dI}{dV}\right|_{V=0} = -I_0 q \frac{1 + R_s \left.\frac{dI}{dV}\right|_{V=0}}{A k T} \exp\left(\frac{q(I_{sc} R_s)}{A k T}\right) - \frac{1 + R_s \left.\frac{dI}{dV}\right|_{V=0}}{R_p} \quad (2.41)$$

Ce qui donne :

$$R_p = -\frac{1 + R_s \left.\frac{dI}{dV}\right|_{V=0}}{I_0 q \frac{1 + R_s \left.\frac{dI}{dV}\right|_{V=0}}{A k T} \exp\left(\frac{q(I_{sc} R_s)}{A k T}\right) + \left.\frac{dI}{dV}\right|_{V=0}} \quad (2.42)$$

Il est évident de la nécessité d'une méthode itérative entre les équations 2.35 au 2.42 afin de trouver les cinq paramètres, la complexité de la solution à laisser certains auteurs introduire d'autres simplifications justifie.

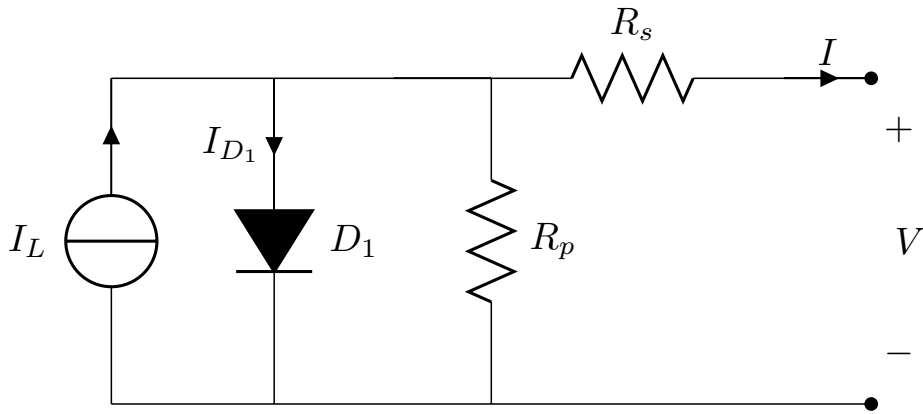


Figure 2.8. Circuit équivalent, modèle à cinq paramètres 1E5P.

Beckman [50] a justifié la simplification suivante pour R_p :

$$R_p \approx - \frac{1}{\left. \frac{dI}{dV} \right|_{V=0}} \quad (2.43)$$

Une méthode itérative simple, autant que la bisection suffira pour déterminer R_s , en trouvant la solution qui annule la fonction tirée de l'équation 2.39, sur l'intervalle $[0, R_{smax}]$:

$$f_1(R_s) = -R_s - \frac{dV}{dI} \Big|_{V_{oc}} - \frac{1}{X_v + \frac{1}{R_p}} \quad (2.44)$$

La valeur de R_{smax} est définie à partir de l'équation 2.38 où le facteur d'idéalité A égale à 1. On utilisera également la méthode de bisection pour déterminer la valeur de la résistance maximale R_{smax} :

$$f_2(R_{smax}) = 1 - q \frac{V_m - V_{oc} + I_m R_{smax}}{N_s kT \ln \left(\frac{I_L - I_m - \frac{V_m + I_m R_{smax}}{R_p}}{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_p}} \right)} \quad (2.45)$$

De la même manière que pour le modèle à quatre paramètres, la substitution des différents paramètres par leurs formules respectives dans l'équation 2.31, résulte en une équation non-linéaire reliant le courant I et la tension V du panneau photovoltaïque. La mé-

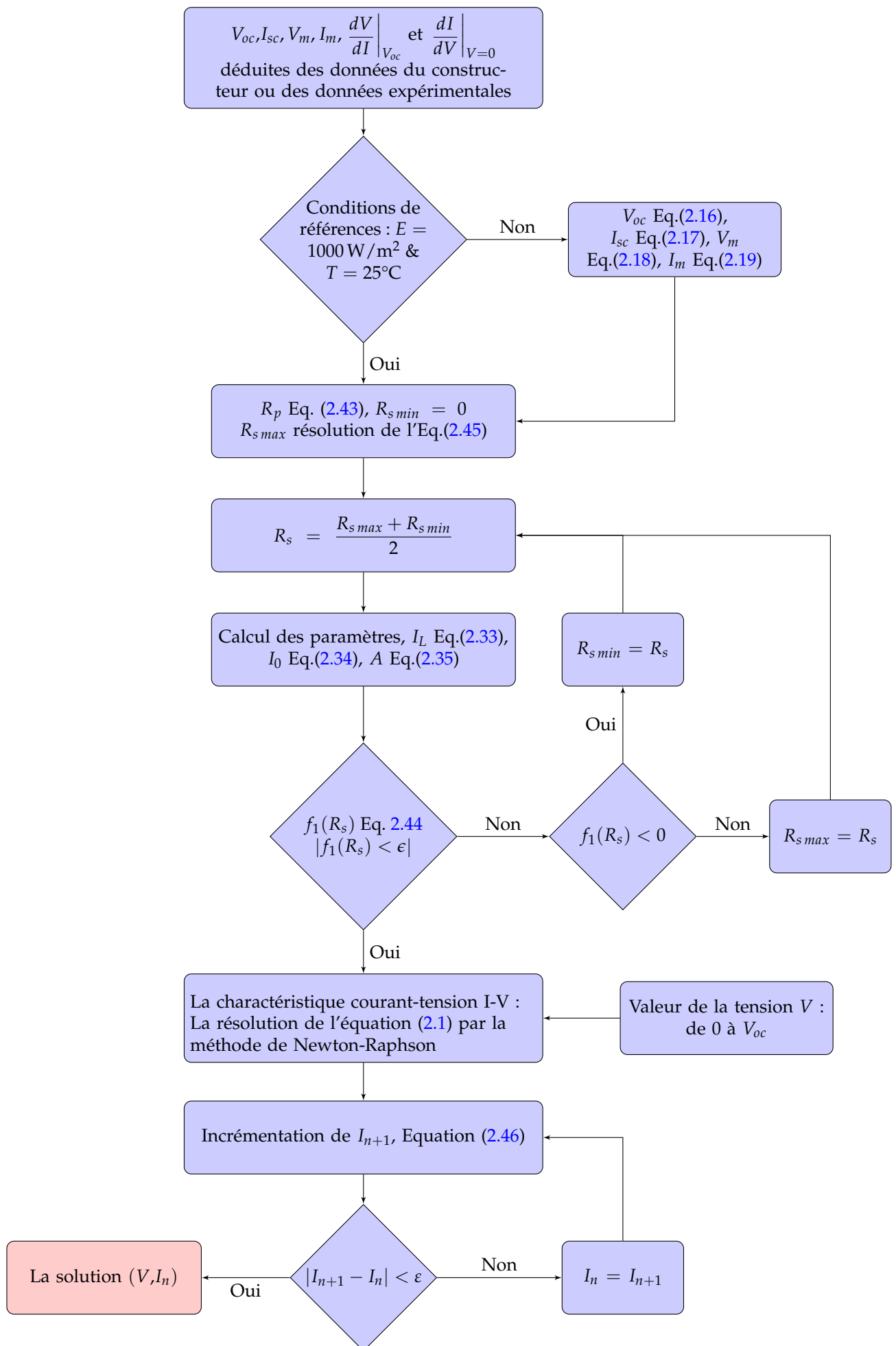


Figure 2.9. Caractéristique courant-tension à cinq paramètres 1E5P d'un module photovoltaïque.

thode de Newton Raphson est utilisée et l'équation de récurrence est donnée par :

$$I_{n+1} = I_n - \frac{I_L - I_n - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V + I_n R_s}{N_s A k T} \right) - 1 \right] - \frac{V + I_n R_s}{R_p}}{-1 - I_0 \frac{q R_s}{N_s A k T} \exp \left(q \frac{V + I_n R_s}{N_s A k T} \right) - \frac{R_s}{R_p}} \quad (2.46)$$

L'organigramme reporté sur la figure 2.9, résume le modèle à cinq paramètre utilisé pour la caractéristique courant-tension I-V du panneau photovoltaïque.

2.4 Modèle à 3 paramètres 1E3P

Le modèle à trois paramètres considère que la résistance série est nulle, et l'équation caractéristique courant-tension I-V (équation 2.1) devient :

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V}{N_s A k T} \right) - 1 \right] \quad (2.47)$$

La détermination des différents paramètres inconnus se fait de la même manière que le modèle à quatre paramètres, où on utilisera les points connus de la caractéristique tension courant I-V, $(0, I_{sc})$, $(V_{oc}, 0)$ et (V_m, I_m) , ce qui donne :

$$I_{sc} = I_L \quad (2.48)$$

$$0 = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V_{oc}}{N_s A k T} \right) - 1 \right] \quad (2.49)$$

$$I_m = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V_m}{N_s A k T} \right) - 1 \right] \quad (2.50)$$

A partir des équations 2.48 et 2.49, on obtient :

$$I_0 = \frac{I_{sc}}{\exp \left(\frac{q V_{oc}}{N_s A k T} - 1 \right)} \quad (2.51)$$

Et à partir des équations 2.48, 2.50 et 2.51, on obtient :

$$A = q \frac{V_m}{N_s k T \ln \left(\frac{I_L - I_m + I_0}{I_0} \right)} \quad (2.52)$$

La substitution des différents paramètres par leurs formules respectives, dans l'équa-

tion 2.46, résulte en une équation simple reliant le courant I et la tension V du panneau photovoltaïque :

$$I = I_{sc} - \frac{I_{sc}}{\exp\left(\frac{q V_{oc}}{N_s A k T} - 1\right)} \times \left[\exp\left(\frac{V}{V_m} \ln\left(\frac{I_{sc} - I_m}{I_{sc}} \exp\left(\frac{q V_{oc}}{N_s A k T} - 1\right) + 1\right)\right) - 1 \right] \quad (2.53)$$

2.5 Modèle I-V hybride de MIT

Le circuit équivalent du modèle de MIT est un hybride entre les circuits de 1E3P et de 1E4P. Ce modèle est regardé comme hybride parce que la résistance série est négligée en premier temps dans les conditions de référence standard, ce qui donne la possibilité de déterminer les trois paramètres restantes comme pour le modèle 1E3P. A partir delà la résistance série est considérée et on mute vers le modèle 1E4P. On ce deuxième temps, la seule référence par rapport au modèle 1E4P est le fait de considéré la résistance série comme connu et non un inconnu [43, 61].

L'expression 2.53 donne la caractéristique I-V pour un éclairement de 1000 W/m^2 et une température de 25°C .

Pour autres valeurs d'éclairement et de température, le courant et la tension du générateur PV sont déduite en actualisant les valeurs de V_{oc} et de I_{sc} dans l'équation 2.53 comme suit :

$$I_{new} = I_{ref} + \Delta I \quad (2.54)$$

$$V_{new} = V_{ref} + \Delta V \quad (2.55)$$


$$\Delta T = T - T_{ref} \quad (2.56)$$

avec :

$$\Delta I = I_{sc\ ref} \left(\frac{E}{E_{ref}} - 1 \right) + \mu_{I_{sc}} \frac{E}{E_{ref}} \Delta T \quad (2.57)$$

$$\Delta V = \mu_{V_{co}} \Delta T - R_s \Delta I \quad (2.58)$$

La nouvelle valeur de I_{sc} est calculée à partir des équations 2.54, 2.56 et 2.57. Pour la valeur de V_{oc} , on suit la procédure suivante [62] :

 Le courant est nul pour la nouvelle valeur de V_{oc} , à partir de l'équation 2.54 $I_{ref} =$

– ΔI , où ΔI est calculé à partir de l'équation 2.57,

✎ en remplaçant la valeur trouvée de I_{ref} dans l'équation 2.53, on trouve la valeur de V_{ref}

✎ la valeur de ΔV est tirée de l'équation 2.58,

✎ enfin, la nouvelle valeur de V_{oc} est calculée par l'équation 2.55.

2.6 Modèle à 7 paramètres 2E7P

Le modèle à sept paramètres se compose d'une résistance parallèle R_p , une résistance série R_s et deux diodes pour la polarisation de la cellule et le phénomène de la recombinaison des porteurs minoritaires (figure 2.10) [41, 43].

La relation liant le courant à la tension dans ce cas est :

$$I = I_L - I_{D1} - I_{D2} - \frac{V + I R_s}{R_p} \quad (2.59)$$

où les courants I_{D1} et I_{D2} sont donnés par :

$$I_{D1} = I_{01} \left[\exp \left(\frac{q}{N_s A_1 k T} (V + I R_s) \right) - 1 \right] \quad (2.60)$$

$$I_{D2} = I_{02} \left[\exp \left(\frac{q}{N_s A_2 k T} (V + I R_s) \right) - 1 \right] \quad (2.61)$$

Le courant résultant I comporte deux exponentielles, d'où son nom. Il est connu aussi par le nom 2E7P, où ce nom spécifie en particulier le nombre 7 des paramètres à déterminer, à savoir I_L , I_{01} , I_{02} , A_1 , A_2 , R_s et R_p . Les facteurs d'idéalités sont approximés par les valeurs 1 et 2 respectivement [63–65]. Pour le reste des paramètres sont à déduire à partir de l'ensemble des équations suivantes [51] :

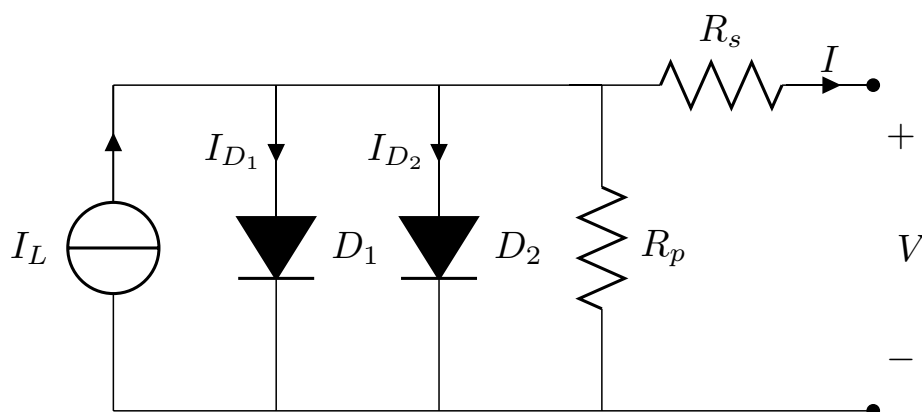


Figure 2.10. Circuit équivalent, modèle à sept paramètres 2E7P.

$$I_L = I_{sc} \quad (2.62)$$

$$I_{01} = \frac{1}{2} \frac{I_L}{\exp\left(\frac{q V_{oc}}{N_s A_1 k T} - 1\right)} \quad (2.63)$$

$$I_{02} = \frac{1}{2} \frac{I_L}{\exp\left(\frac{q V_{oc}}{N_s A_2 k T} - 1\right)} \quad (2.64)$$

$$R_s = - \left. \frac{dV}{dI} \right|_{V_{oc}} - \frac{1}{X_{1v} + X_{2v} + \frac{1}{R_p}} \quad (2.65)$$

$$R_p = - \frac{1 + R_s \left. \frac{dI}{dV} \right|_{V=0}}{X_{1i} + X_{2i} + \left. \frac{dI}{dV} \right|_{V=0}} \quad (2.66)$$

où :

$$X_{1v} = \frac{I_{01} q}{N_s A_1 k T} \exp\left(\frac{q V_{oc}}{N_s A_1 k T}\right) \quad (2.67)$$

$$X_{2v} = \frac{I_{01} q}{N_s A_2 k T} \exp\left(\frac{q V_{oc}}{N_s A_2 k T}\right) \quad (2.68)$$

$$X_{1i} = I_{01} q \frac{1 + R_s \left. \frac{dI}{dV} \right|_{V=0}}{A_1 k T} \exp\left(\frac{q(I_{sc} R_s)}{A_1 k T}\right) \quad (2.69)$$

$$X_{2i} = I_{02} q \frac{1 + R_s \left. \frac{dI}{dV} \right|_{V=0}}{A_2 k T} \exp\left(\frac{q(I_{sc} R_s)}{A_2 k T}\right) \quad (2.70)$$

Afin d'avoir une solution explicite, on introduit pour la résistance parallèle R_p la même

simplification que le modèle à une exponentielle et cinq paramètres 1E5P (l'équation 2.43) :

$$R_p \approx - \frac{1}{\left. \frac{dI}{dV} \right|_{V=0}} \quad (2.71)$$

De la même manière que pour les modèles précédents, la substitution des différents paramètres par leurs formules respectives, dans l'équation 2.59, donne l'équation de récurrence suivante :

$$I_{n+1} = I_n - \frac{I_L - I_n - X_{01} - X_{02} - \frac{V + I_n R_s}{R_p}}{-1 - X_{11} - X_{22} - \frac{R_s}{R_p}} \quad (2.72)$$

où :

$$X_{01} = I_{01} \left[\exp \left(q \frac{V + I_n R_s}{N_s A_1 k T} \right) - 1 \right] \quad (2.73)$$

$$X_{02} = I_{02} \left[\exp \left(q \frac{V + I_n R_s}{N_s A_2 k T} \right) - 1 \right] \quad (2.74)$$

$$X_{11} = I_{01} \frac{q R_s}{N_s A_1 k T} \exp \left(q \frac{V + I_n R_s}{N_s A_1 k T} \right) \quad (2.75)$$

$$X_{22} = I_{02} \frac{q R_s}{N_s A_2 k T} \exp \left(q \frac{V + I_n R_s}{N_s A_2 k T} \right) \quad (2.76)$$

2.7 Modèles à 6 paramètres 2E6P et à 5 paramètres 2E5P

Si la résistance shunt est considérée infinie le nombre de paramètres à déterminer devient 6 et le nom du modèle dans ce cas est 2E6P. Comme on trouve aussi le modèle à 5 paramètres 2E5P où la résistance série est aussi non considérée. La détermination des paramètres des modèles 2E6P et 2E5P se fait en simplifiant les équations précédentes, par la considération de $R_p = \infty$ pour le premier, $R_p = \infty$ et $R_s = 0$ pour le second.

2.8 Évaluation des modèles I-V par rapport aux données expérimentales

Les figures 2.12 et 2.13 et pour les conditions de référence à savoir $E = 1000 \text{ W/m}^2$ et $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$. A part les modèles 1E3P et 2E5P qui négligent la résistance série R_s où on voit un éloignement près du point de circuit ouvert ($V_{oc,0}$). Les résultats de ces deux modèles

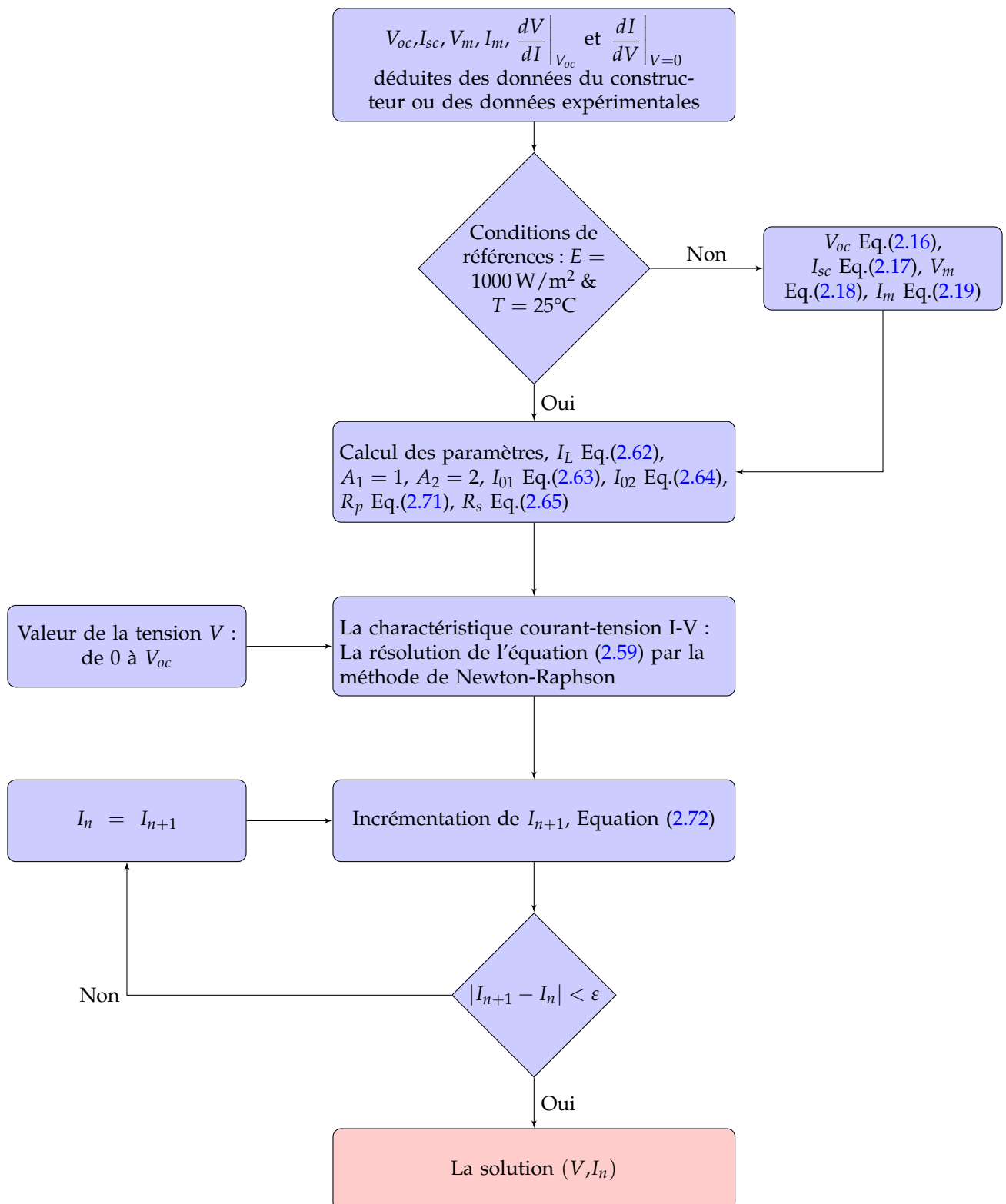


Figure 2.11. Caractéristique courant-tension du modèle à sept paramètres pour un module photovoltaïque.

ne sont pas surprenants, et surtout que nous avons signalé que la résistance série influe la pente ($V_{oc},0$). D'autre part, on constate le peu d'influence de la résistance parallèle dans les modèles 1E5P et 2E7P, du fait que la résistance parallèle est assez importante pour les panneaux mono-cristallin, et l'équivalence entre les modèles d'une exponentielle (1E5P, 1E4P et MIT), de même pour les modèles à deux exponentielles (2E7P et 2E6P).

On souligne et on met en relief le fait que les modèles à une exponentielle (1E5P, 1E4P, MIT) et les modèles à deux exponentielles et quand ils exploitent les mêmes données, donnent sans de différences contestables, les mêmes performances.

En s'éloignant des conditions de références, le calcul des points de départ se fait avec des approches différentes. Les figures 2.14 et 2.15 montrent que les performances de différents modèles varient de bon à moins bon. De trancher en faveur d'une méthode par rapport aux autres demeure assez difficile, et surtout si on considère de plus les études bibliographiques avec les conclusions contradictoires.

On renforce, le fait que les modèles 2E7P, 2E6P, 1E5P, 1E4P et MIT donnent les mêmes résultats, si on travaille plus les points de la caractéristiques $I(V)$ utilisés pour calculer les différents paramètres de ces modèles.

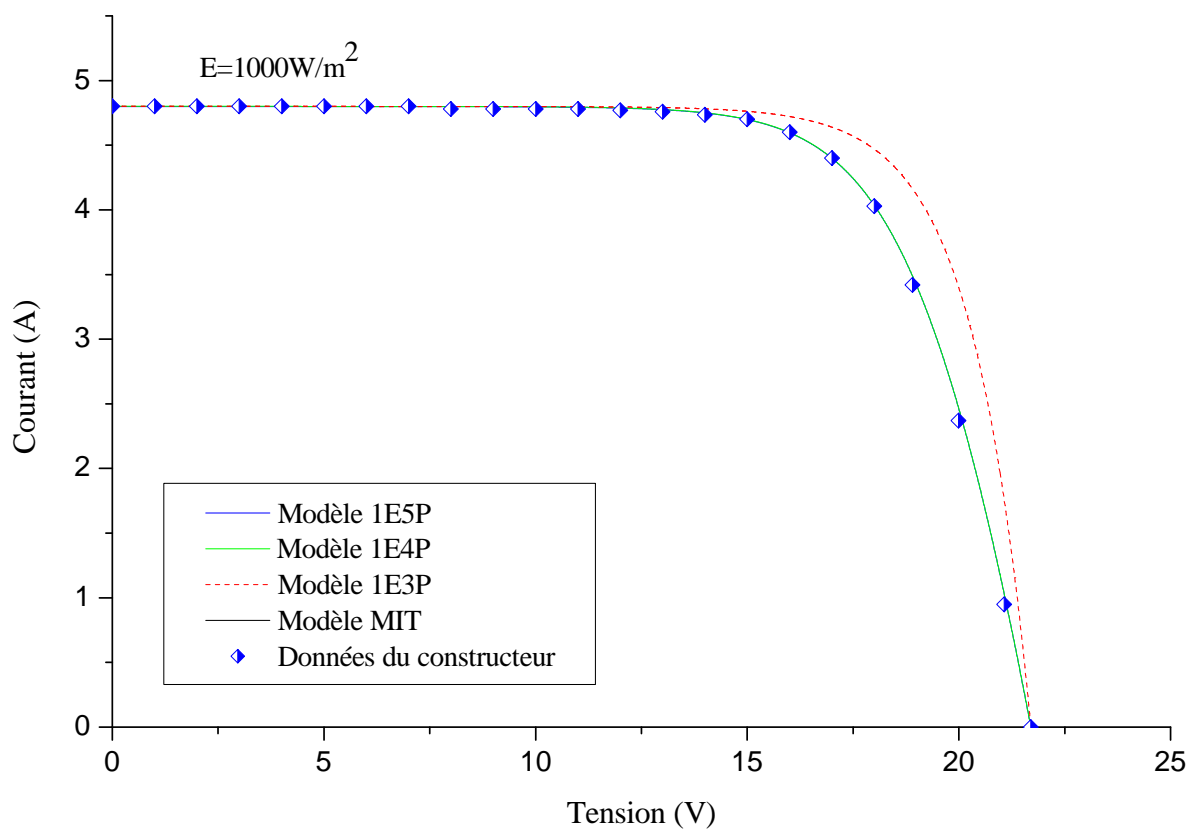


Figure 2.12. La caractéristique $I(V)$ du module mono-cristallin Shell SP75 avec différents modèles à une seule diode pour les conditions d'éclairement et température de références.

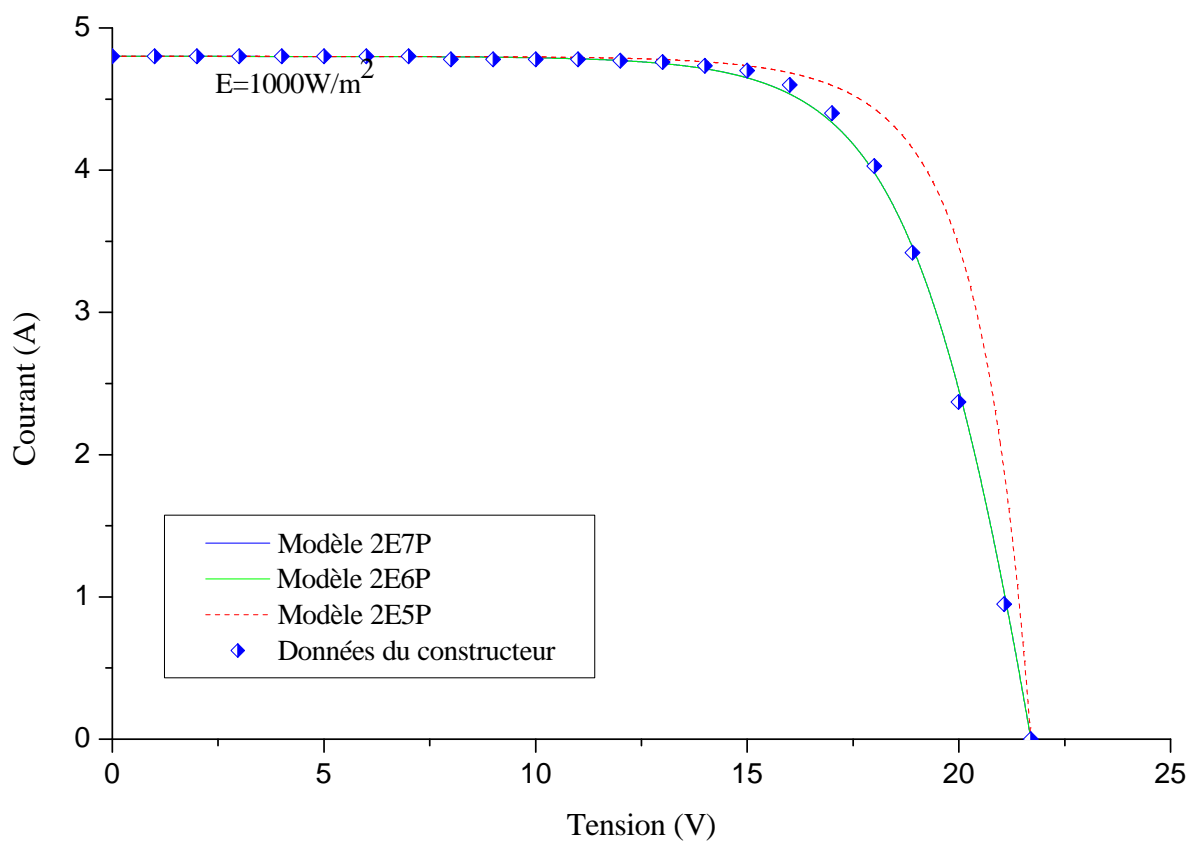


Figure 2.13. La caractéristique $I(V)$ du module mono-cristallin Shell SP75 avec différents modèles à deux diodes pour les conditions d'éclairement et température de références.

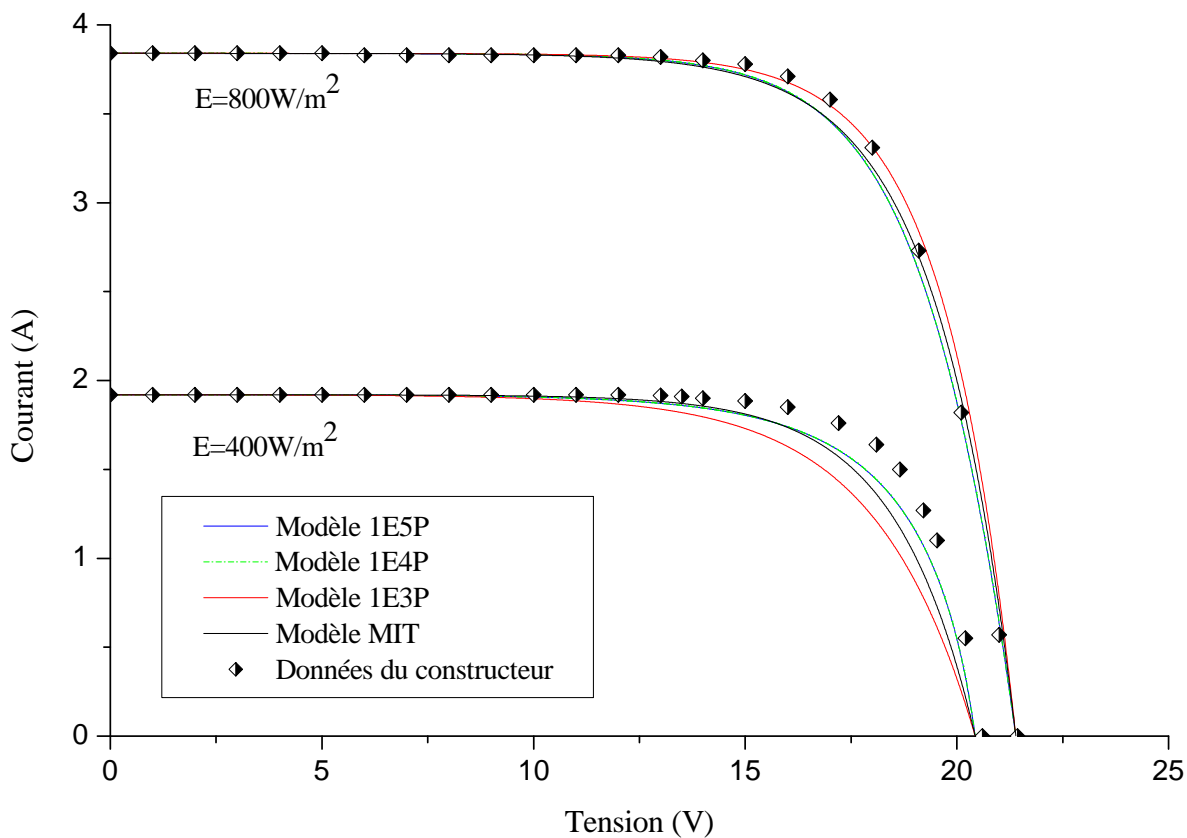


Figure 2.14. La caractéristique $I(V)$ du module mono-cristallin Shell SP75 avec différents modèles à une seule diode pour différent éclairements.

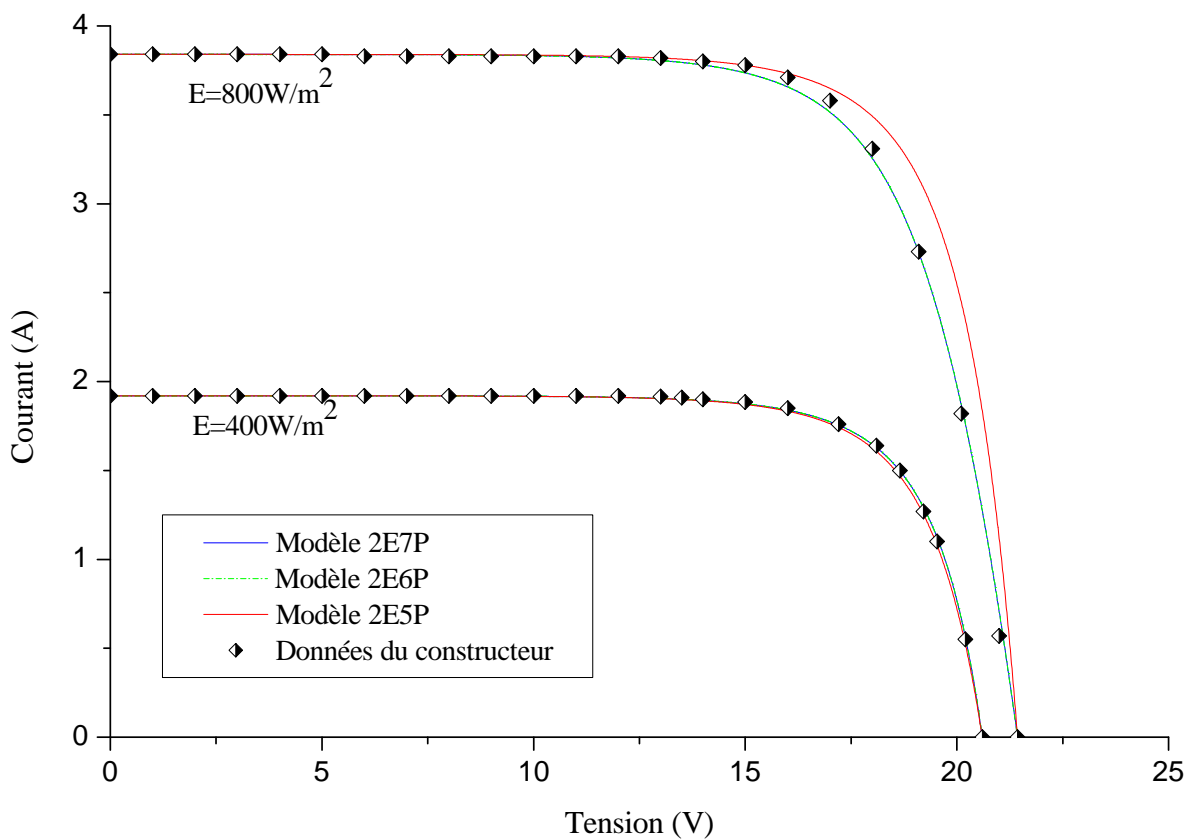


Figure 2.15. La caractéristique $I(V)$ du module mono-cristallin Shell SP75 avec différents modèles à deux diodes pour différent éclairements.

2.9 Conclusion

Dans le présent chapitre, nous avons exposé les modèles et les méthodes mathématiques utilisés pour l'étude et la simulation du comportement des panneaux solaires. Sans que cela soit exhaustif, il nous a permis de souligner la diversification des approches et de l'inexistence d'un modèle qui répondra à l'ensemble des exigences des utilisateurs. À partir de là, dans le prochain chapitre, notre travail va se concentrer sur l'élaboration d'un modèle qui considère en particulier la précision quand en la variation des conditions météorologiques.

Chapitre 3

Optimisation du modèle à quatre paramètres

3.1 Introduction

L'objectif du présent chapitre est d'apporter des modifications sur le modèle à quatre paramètres afin de prendre en considération la variation de l'éclairement et la température sur les caractéristiques de tension de courant I-V, et ceci est réalisé en modifiant l'équation qui décrit la tension en circuit ouvert. La précision des résultats de simulation du modèle obtenu est validée par comparaison avec les données fournies par les fabricants de sept différents modules photovoltaïques de différents types (mono-cristallins, multi-cristalline et couches minces). De même pour les résultats de comparaisons avec les modèles à 5 paramètres ou à 7 paramètres, ont accentué le fait que le modèle obtenu combine la simplicité, la précision et le peu de données exigées communément fournies par les fabricants.

La précision du nouveau modèle sont d'une importance réelle pour créer un simulateur des panneaux solaires fonctionnant sous des condition météorologique réelles, en plus de la simplicité qui permet d'assurer la convergence de l'ensemble du système solaire à étudier dans un temps de calcul raisonnable.

3.2 Le modèle à quatre paramètres en considérant la variation de l'éclairement et la température

Le modèle à quatre paramètres est comme il était présenté dans le deuxième chapitre l'un des modèles les plus utilisés dans la littérature [39, 42, 59, 66]. Il se compose principalement d'une seule diode et une résistance en série, où la caractéristique tension courant $I(V)$ donnée par l'équation suivante :

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V + IR_s}{N_s AkT} \right) - 1 \right] \quad (3.1)$$

L'estimation par la méthode explicite des paramètres inconnus I_L (le photocourant), I_0 (le courant de saturation), A (le facteur d'idéalité) et R_s (la résistance série) est résumée par les équations suivantes :

$$I_L = I_{sc} \quad (3.2)$$

$$I_0 = I_{sc} \left[\exp \left(-\frac{q}{N_s A k T} V_{oc} \right) \right] \quad (3.3)$$

$$R_s = \frac{\frac{N_s A k T}{q} \ln \left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right) + V_{oc} - V_m}{I_m} \quad (3.4)$$

$$A = \frac{q(2V_m - V_{oc})}{N_s k T \left[\frac{I_m}{I_{sc} - I_m} + \ln \left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right) \right]} \quad (3.5)$$

La variation des différents paramètres par rapport à la variation de l'éclairement et la température sont généralement exprimés par [39, 42, 66] :

$$I_{sc} = \frac{E}{E_{ref}} \left(I_{sc}^{ref} + \mu_{I_{sc}} (T - T_{ref}) \right) \quad (3.6)$$

$$V_{oc} = V_{oc}^{ref} + \frac{N_s A k T}{q} \ln \left(\frac{E}{E_{ref}} \right) + \mu_{V_{oc}} (T - T_{ref}) \quad (3.7)$$

$$I_m = \frac{E}{E_{ref}} \left(I_m^{ref} + \mu_{I_{sc}} (T - T_{ref}) \right) \quad (3.8)$$

$$V_m = V_m^{ref} + \frac{N_s A k T}{q} \ln \left(\frac{E}{E_{ref}} \right) + \mu_{V_{oc}} (T - T_{ref}) \quad (3.9)$$

Les équations du modèle ci-dessus sont utilisées pour simuler le module Shell SP75 afin de tester ses performances dans le suivi de sa caractéristique tension courant $I - V$ dans les conditions de références ($E = 1000 \text{ W/m}^2$, $T = 25 \text{ °C}$), et en considérant la variation de l'éclairement et de la température tout en les comparant avec celles de constructeur (Table 2.1 page 41).

Les figures 3.1 et 3.2 montrent le bon suivi du modèle de la caractéristique tension courant $I - V$ par rapport aux conditions d'éclairement et de température de référence, ceci s'explique par le fait que le modèle est forcé de passer par les trois points de données fournies par le constructeur, à savoir (le point de court circuit $(0, I_{sc})$, le point à circuit ouvert $(V_{oc}, 0)$ et le point de la puissance maximale (V_m, I_m)). Cependant, les différences deviennent apparentes lorsque les conditions sont plus éloignées des conditions de référé-

rence. A partir du tableau 3.1 nous pouvons souligner l'imprécision dans la détermination des paramètres V_m et V_{oc} et afin de surpasser cet inconvénient, nos efforts dans la section suivante, seront focalisés sur sa correction.

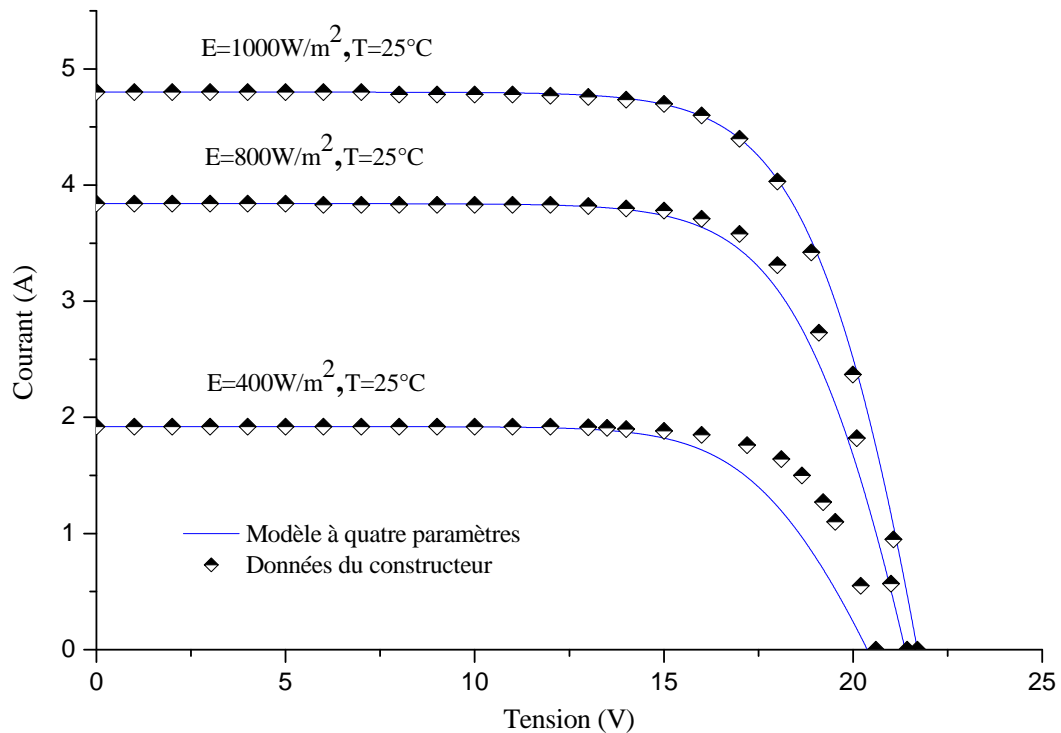


Figure 3.1. Caractéristique $I(V)$ du module Shell SP75, en utilisant le modèle à quatre paramètres et pour différents éclairements.

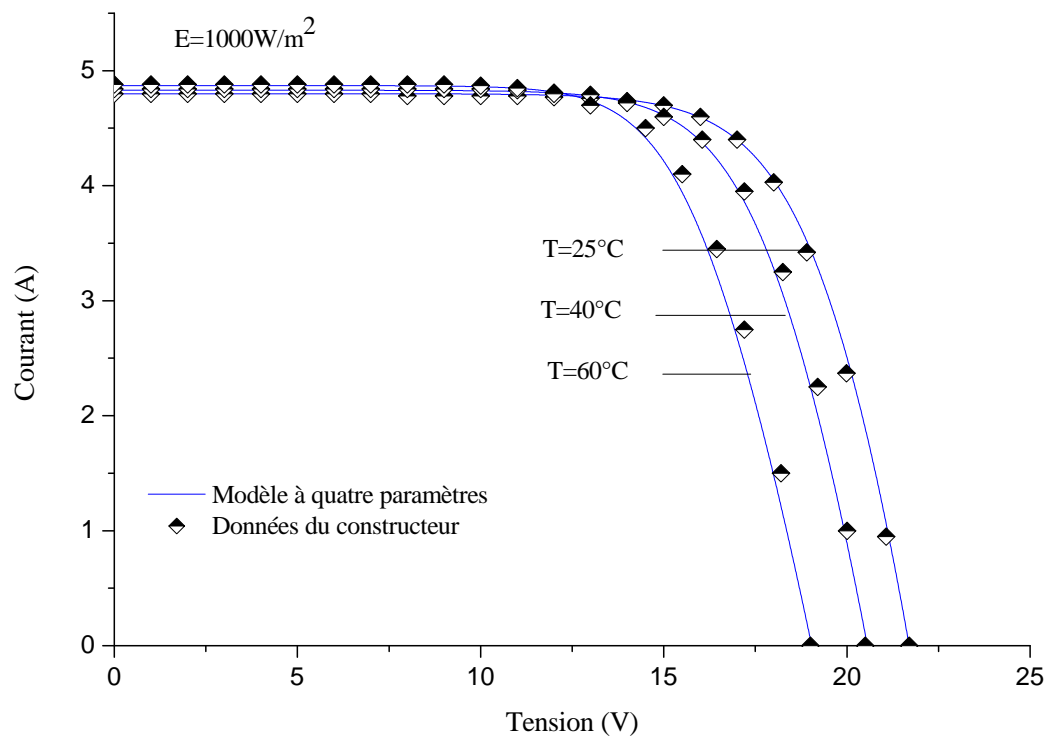


Figure 3.2. Caractéristique $I(V)$ du module Shell SP75, en utilisant le modèle à quatre paramètres et pour différentes températures.

Tableau 3.1

Les paramètres du module Shell SP75 Cell pour $E = 800 \text{ W/m}^2$, $E = 400 \text{ W/m}^2$ et $T = 25^\circ\text{C}$.

	$E = 800 \text{ W/m}^2 \text{ \& } T = 25^\circ\text{C}$			
	$I_{sc}(A)$	$I_m(A)$	$V_{oc}(V)$	$V_m(V)$
Données du constructeur	3.84	3.52	21.43	17
Les valeurs calculées	3.84	3.52	21.3777	16.6777
	$E = 400 \text{ W/m}^2 \text{ \& } T = 25^\circ\text{C}$			
	$I_{sc}(A)$	$I_m(A)$	$V_{oc}(V)$	$V_m(V)$
Données du constructeur	1.92	1.76	20.6	17.2
Les valeurs calculées	1.92	1.76	20.3764	15.6764

3.3 Modèle à quatre paramètres modifié

Afin d'obtenir les améliorations appropriées, il est nécessaire de modifier les équations (3.7) et (3.9) pour corriger les valeurs de V_{oc} et V_m .

Dans la littérature, les chercheurs ont proposé de nombreux travaux afin de tenir compte de la variation de l'irradiance et de température avec différents modèles et objectifs. Dans cette section, nous nous concentrons uniquement sur la correction des équations des tensions (3.7) et (3.9), en utilisant quelques modifications constatées et justifiées pour d'autres buts dans les références [67, 68]. Les équations de tensions V_{oc} et V_m , deviennent :

$$V_{oc} = \frac{V_{oc}^{ref}}{1 + \beta_1 \ln\left(\frac{E_{ref}}{E}\right)} \left(\frac{T_{ref}}{T}\right)^{\gamma_1} \quad (3.10)$$

$$V_m = \frac{V_m^{ref}}{1 + \beta_2 \ln\left(\frac{E_{ref}}{E}\right)} \left(\frac{T_{ref}}{T}\right)^{\gamma_2} \quad (3.11)$$

où les paramètres β_1 , β_2 , γ_1 et γ_2 sont données par :

$$\beta_1 = \frac{\frac{V_{oc}^{ref}}{V_{oc}^1} - 1}{\ln\left(\frac{E_{ref}}{E_1}\right)} \quad (3.12)$$

$$\gamma_1 = \frac{\ln\left(\frac{V_{oc}^{ref}}{V_{oc}^2}\right)}{\ln\left(\frac{T_1}{T_{ref}}\right)} \quad (3.13)$$

$$\beta_2 = \frac{\frac{V_m^{ref}}{V_m^1} - 1}{\ln\left(\frac{E_{ref}}{E_1}\right)} \quad (3.14)$$

$$\gamma_2 = \frac{\ln\left(\frac{V_m^{ref}}{V_m^2}\right)}{\ln\left(\frac{T_1}{T_{ref}}\right)} \quad (3.15)$$

et les données nécessaires pour les calculer sont résumées dans le tableau 3.2.

Tableau 3.2

Détail des données nécessaires pour le calcul de β_1 , β_2 , γ_1 and γ_2 .

	E_{ref}		E_1	
	V_{oc}^{ref}	V_m^{ref}	V_{oc}^1	V_m^1
T_{ref}				
T_1	V_{oc}^2	V_m^2		

Le tableau 3.3 donne les paramètres calculés V_{oc} et V_m obtenus en utilisant les équations (3.10) et (3.11) qui sont en concordance avec les données du constructeur.

Tableau 3.3

Les paramètres du module Shell SP75 pour $E = 800 \text{ W/m}^2$, $E = 400 \text{ W/m}^2$ et $T = 25^\circ\text{C}$, en considérant le modèle à quatre paramètres modifié.

	$E = 800 \text{ W/m}^2 \text{ \& } T = 25^\circ\text{C}$			
	$I_{sc}(A)$	$I_m(A)$	$V_{oc}(V)$	$V_m(V)$
Données du constructeur	3.84	3.52	21.43	17
Les valeurs calculées	3.84	3.52	21.4213	17.0483
	$E = 400 \text{ W/m}^2 \text{ \& } T = 25^\circ\text{C}$			
	$I_{sc}(A)$	$I_m(A)$	$V_{oc}(V)$	$V_m(V)$
Données du constructeur	1.92	1.76	20.6	17.2
Les valeurs calculées	1.92	1.76	20.5996	17.2002

Les figures 3.3 et 3.4 montrent que le modèle à quatre paramètres en suivant correctement la caractéristique $I-V$ pour différents éclairagements et températures, donne une nette satisfaction par rapport à l'amélioration attendue.

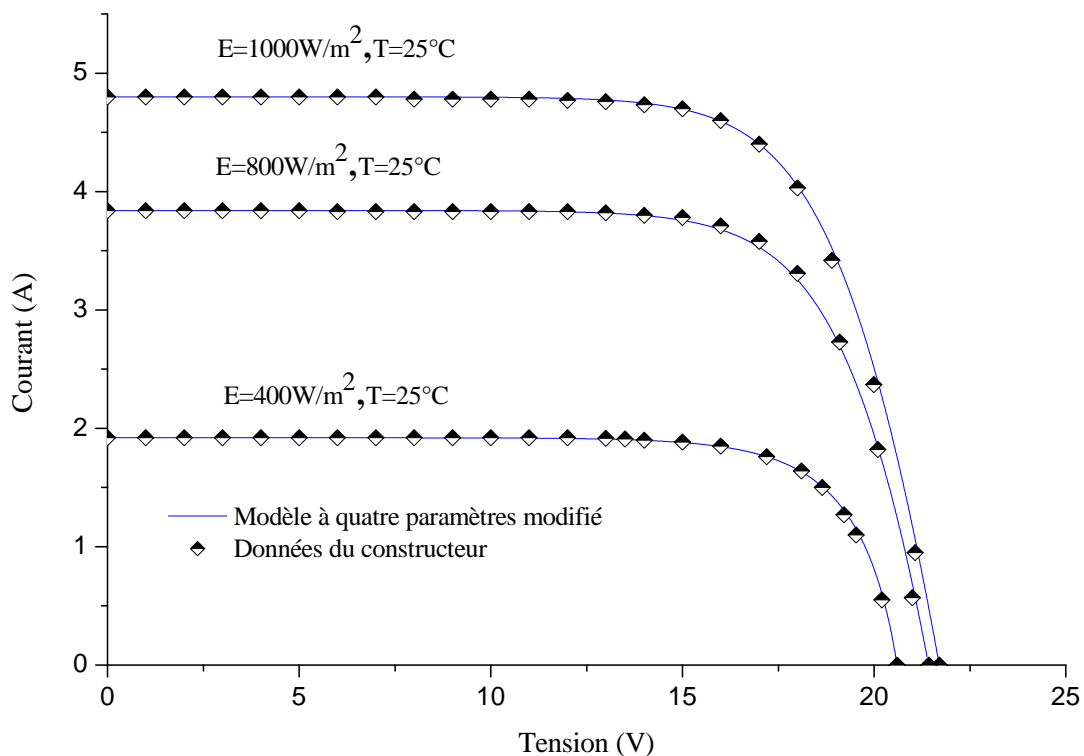


Figure 3.3. Caractéristique $I(V)$ du module Shell SP75, en utilisant le modèle à quatre paramètres modifié et pour différents éclairagements.

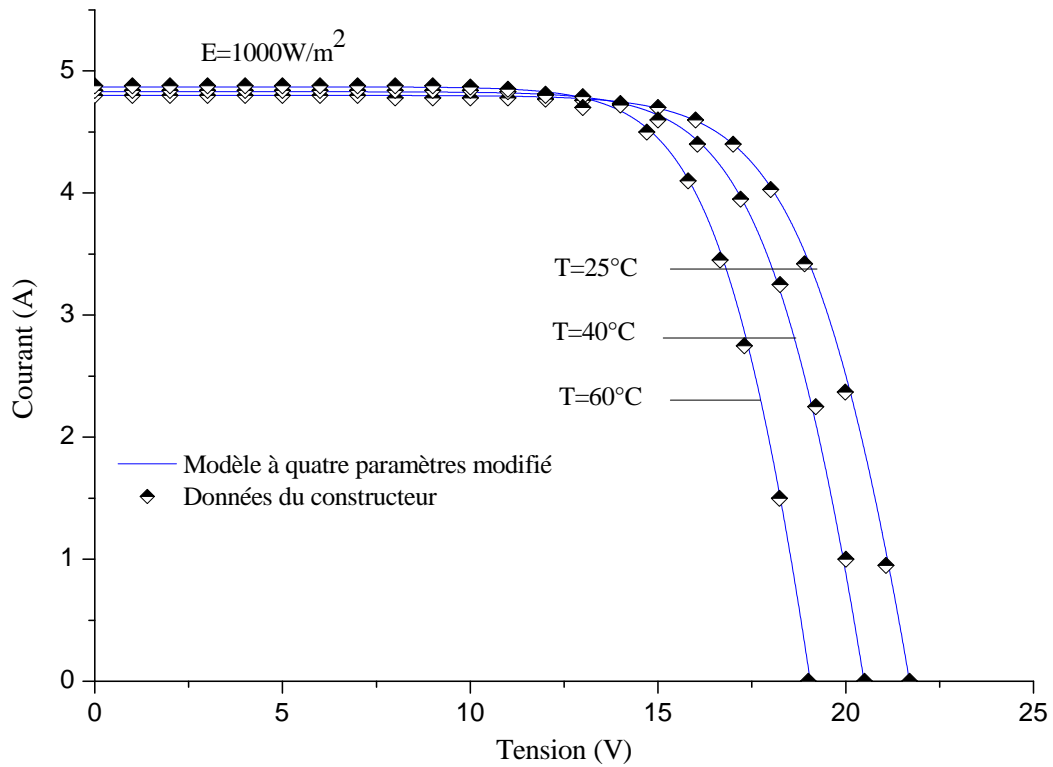


Figure 3.4. Caractéristique $I(V)$ du module Shell SP75, en utilisant le modèle à quatre paramètres modifié et pour différentes températures.

3.4 Performances du modèle à quatre paramètres modifié

La confrontation du modèle à quatre paramètres modifié avec des modèles jugés parmi les modèles les plus précis dans la littérature semble comme une étape indispensable. Le modèle à cinq paramètres de Villava et al. [69], et le modèle de deux diodes des auteurs Ishaque et al. [70], sont choisis pour tester les performances du modèle à quatre paramètres modifié. De même, en considérant également, sept différents modules et de différentes technologies (multi-crystalline, mono-crystalline et thin-film), afin de consolider davantage les conclusions à tirer par rapport aux performances du modèle à quatre paramètres modifié.

Les équations 3.10 et 3.11 sont également introduites dans les modèles à cinq paramètres et à deux diodes, afin de s'assurer que l'ensemble des modèles tirent part des performances des améliorations considérées lors de la variation de la température ou de l'éclairement.

3.4.1 Le modèle à cinq paramètres modifié

Le modèle de Villava et al. à cinq paramètres est considéré [69], vue les performances signalé par ses auteurs, l'équation de base et celle donné au chapitre précédent :

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{(V + I R_s)}{A k T} \right) - 1 \right] - \left(\frac{(V + I R_s)}{R_p} \right) \quad (3.16)$$

La différence est dans la façon d'estimer les différents paramètres I_L , I_0 , R_s , R_p et A .

Le photocourant est égalé au courant de court circuit $I_L = I_{sc}$ et le facteur d'idéalité A est choisi arbitrairement, généralement $1 \leq A \leq 1.5$ [69].

Quand au courant de stauration, il est donné par :

$$I_0 = \frac{(I_{sc} + \mu_{I_{sc}} \Delta T)}{\exp \left[q \left(\frac{V_{oc} + \mu_{V_{oc}} \Delta T}{A k T} \right) \right] - 1} \quad (3.17)$$

Les résistances R_s et R_p sont calculées par une méthode itérative. La relation entre R_s et R_p , est tirée du fait de considérer la puissance maximale tirée du modèle égale à la puissance maximale donnée par le constructeur ($P_{max,m} = P_{max,e}$) au point (V_m, I_m) .

Pour le processus itératif, on commence de $R_s = 0$ et on incrémente sa valeur avec un petit pas, tout en recalculant pour chaque itération, la valeur de R_p qui assure l'égalité des puissances :

$$P_{max,m} = V_m \times \left\{ I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V_m + I_m R_s}{A k T} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V_m + I_m R_s}{R_p} \right) \right\} = P_{max,e} \quad (3.18)$$

où :

$$R_p = \frac{V_m + I_m R_s}{I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{q (V_m + I_m R_s)}{A k T} \right) - 1 \right] - \frac{P_{max,e}}{V_m}} \quad (3.19)$$

3.4.2 Le modèle à deux diodes modifié

Le modèle à deux diode considéré est celui de Ishaque et al. [70, 71] (Fig. 3.5) qui se base ordinairement sur l'équation :

$$I = I_L - I_{01} \left[\exp \left(q \frac{V + I R_s}{A_1 k T} \right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp \left(q \frac{V + I R_s}{A_2 k T} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V + I R_s}{R_p} \right) \quad (3.20)$$

où le facteur d'idéalité de la première diode est choisi égale à un ($A_1 = 1$).

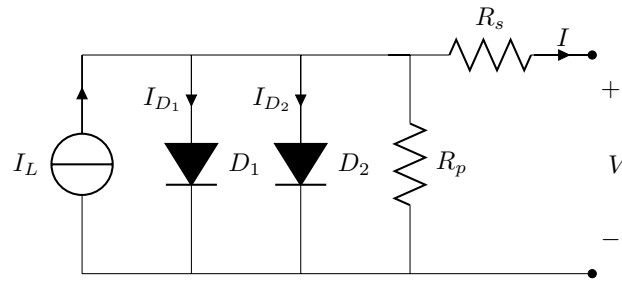


Figure 3.5. Le circuit équivalent du modèle à 7 paramètres du panneau photovoltaïque.

Le facteur d'idéalité de la deuxième diode A_2 se calcule à partir de la formule suivante :

$$\frac{A_1 + A_2}{p} \geq 1 \quad (3.21)$$

où p est une constante plus grande que 2.2. Le reste des paramètres est calculé comme suit [70, 71] :

$$I_L = I_{sc} \quad (3.22)$$

$$I_{01} = I_{02} = \frac{I_{sc} + \mu_{I_{sc}} \Delta T}{\exp \left[\frac{q (V_{oc} + \mu_{V_{oc}} \Delta T)}{KT (A_1 + A_2) / p} \right] - 1} \quad (3.23)$$

R_s et R_p sont calculés par une procédure semblable à celle de Villava et al. [69], où la relation entre R_s et R_p est choisie de telle manière à assurer l'égalité des puissances calculées et celle donnée par le constructeur ($P_{max,m} = P_{max,e}$) au point (V_m, I_m) .

La résistance R_s est trouvée en incrémentant sa valeur de zéro jusqu'à la valeur qui satisfait la condition d'égalité de puissance. Ceci laisse R_p vérifiée la relation suivante :

$$R_p = \frac{V_m + I_m R_s}{I_L - I_{01} \left(\exp \left(q \frac{V_m + I_m R_s}{k T} \right) + \exp \left(q \frac{V_m + I_m R_s}{(p-1) k T} \right) + 2 \right) - \frac{P_{max,e}}{V_m}} \quad (3.24)$$

3.4.3 Résultats et discussion

En exploitant les différents modèles détaillés dans ce chapitre, le tableau 3.4 résume les données obtenues par les différents constructeurs des sept modules photovoltaïques sujets de l'étude comparative, et également les différents paramètres calculés pour les différents modèles sous les conditions de test de références 25°C et 1000 W/m².

Les figures de 3.6 jusqu'à 3.17 comparent les résultats de simulations sous différents éclairagements et températures obtenus par le modèle à quatre paramètres modifié et ceux des modèles à cinq et sept paramètres respectivement. Sans exception les résultats obtenus par le modèle à quatre paramètres modifié ont montré le plus de rapprochement par rapport aux données fournies par les différents constructeurs des panneaux photovoltaïques.

Tableau 3.4

Les spécifications des différents modules utilisées, et les valeurs calculées par les trois modèles.

	Monocrystalline				Polycrystalline				Thin-film	
	Shell SP75	ShellSQ150	SST 230-60P	Shell S70	MSX-60	GxB-340	Shell ST40			
	$I_{sc}(A)$	4.8	4.8	8.52	4.5	3.8	9.3	2.68		
$V_{oc}(V)$	21.7	43.4	36.7	21.2	21.1	51.4	23.3			
$I_m(A)$	4.4	4.4	7.83	4.12	3.5	8.5	2.41			
$V_m(V)$	17	34	29.4	17.0	17.1	40	16.6			
$\mu_{I_{sc}}(mA/^\circ C)$	2	1.4	3.83	2	3	0.06	0.35			
$\mu_{V_{oc}}(mV/^\circ C)$	-76	-161	-128	-76	-80	-0.27	-100			
N_s	36	72	60	36	36	72	36			
Les paramètres calculés pour le modèle à quatre paramètres modifié.										
$I_L(A)$	4.8	4.8	8.52	4.5	3.8	9.3	2.68			
A	1.5619	1.5619	1.6230	1.6535	1.5519	1.8922	1.6144			
$R_s(\Omega)$	0.2524	0.5048	0.1293	0.1020	0.1017	0.3311	1.3582			
$I_0(A)$	1.4356×10^{-6}	1.4356×10^{-6}	3.6230×10^{-6}	4.2889×10^{-6}	1.5662×10^{-6}	3.8926×10^{-6}	4.4734×10^{-7}			
Les paramètres calculés pour le modèle à cinq paramètres.										
$I_L(A)$	4.8	4.8	8.52	4.5	3.8	9.3	2.68			
A	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.5	1.3			
$R_s(\Omega)$	0.33	0.67	0.2	0.25	0.2	0.37	1.52			
$R_p(\Omega)$	236.7684	466.46	152.6382	311.8126	304.83	132.5701	284.1			
$I_0(A)$	6.9570×10^{-8}	6.975×10^{-8}	9.4629×10^{-8}	9.886×10^{-8}	9.094×10^{-8}	8.3667×10^{-8}	1.0264×10^{-8}			
Les paramètres calculés pour le modèle à deux diodes.										
$I_L(A)$	4.8	4.8	8.52	4.5	3.8	9.3	2.68			
$R_s(\Omega)$	0.45	0.9	0.34	0.39	0.35	0.6	1.76			
$R_p(\Omega)$	129.5295	275	118.9356	173.1676	176.4	91.7557	211.7			
$I_{01} = I_{02}(A)$	3.0958×10^{-10}	3.1068×10^{-10}	3.8877×10^{-10}	4.9837×10^{-10}	4.70×10^{-10}	7.9358×10^{-12}	3.0641×10^{-11}			

Les tableaux 3.5 et 3.6 donnent les erreurs relatives entre la puissance maximale fournie par le constructeur et ceux calculés pour différents conditions d'éclairements et températures pour le module SQ150. le choix du module SQ150 est motivé par le fait que les modèles à cinq et sept paramètres ont assuré leurs meilleurs performances par rapport au suivi des caractéristiques tension courant $I-V$ données par le constructeur (figures 3.8 et 3.9), et donnera un plus au comparaison avec le modèle à quatre paramètres modifié.

Les différences entre les valeurs du constructeur et les valeurs calculées pour l'ensemble des modèles sont proches de zéro pour le modèle SQ150. Comme on pourra constater que le modèle à quatre paramètres modifié porte plus de précisions pour les autres modèles (figures ref Figure- 8 - ref Figure-19). Les similitudes dans la prédiction du point de la puissance maximale est due au fait que les trois modèles considèrent ce point d'une importance particulière et le prennent comme une solution particulière pour le calcul de leurs paramètres respectifs.

L'erreur sur la prédiction du point de puissance maximale par le modèle à quatre paramètres modifié reste généralement sous 1 % pour les différents types de modules photovoltaïques et sous différentes conditions d'irradiations et températures.

La comparaison basée sur l'erreur qui fait de considérer que le seul point de puissance maximale pour les différents modèles est plus utile dans les applications où l'on prévoit les panneaux photovoltaïques pour fonctionner à ce point. Dans l'étape suivante on va tester si le modèle à quatre paramètres modifié est également adapté pour fonctionner aux différents points de la caractéristique tension courant $I-V$, l'erreur quadratique moyenne sera calculées en utilisant cinq points importants de cette caractéristique :

- $V = 0$ la tension V égale à zéro.
- $V = 0.5V_{oc}$ la tension V égale à la moitié de la tension du circuit ouvert.
- $V = V_m$ la tension V égale la tension au point de la puissance maximale.
- $V = 0.5(V_{oc} + V_m)$ la tension V égale au moitié de la tension du circuit ouvert et la tension au point de la puissance maximale.
- $V = V_{oc}$ la tension V est égale à la tension du circuit ouvert.

Le pourcentage de l'erreur quadratique moyenne RMS est calculé comme suit :

$$\%RMS = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^5 (I_{measured\ data} - I_{model\ data})^2}{5}}}{I_{measured\ data, SC}} \times 100 \quad (3.25)$$

Le tableau 3.7 montre les erreurs quadratures moyennes RMS obtenus en utilisant les cinq points choisis ci-dessus pour les différents modèles et pour trois types de cellules solaires avec différentes technologies (mono-cristallins, multi -cristalline et couches minces).

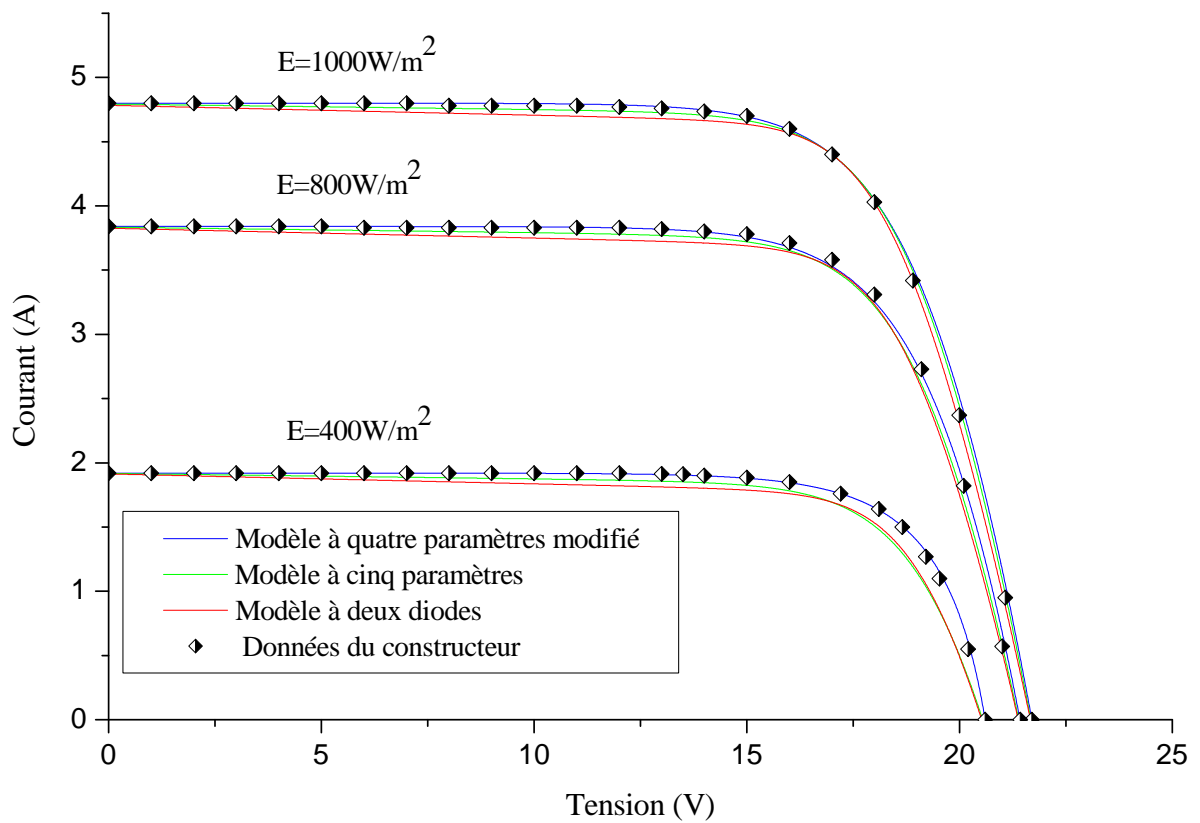


Figure 3.6. La caractéristique I(V) du module mono-cristallin SP75 en utilisant différents modèles et pour différents éclaircissements.

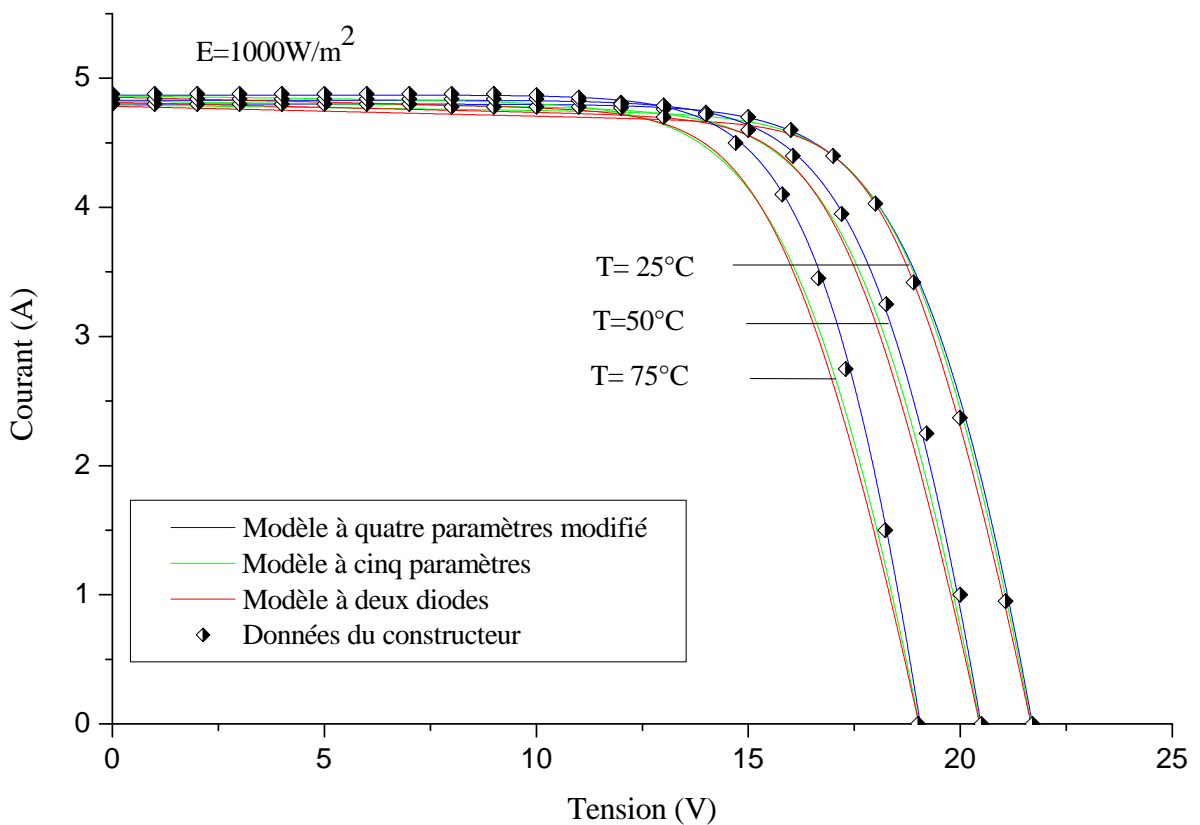


Figure 3.7. La caractéristique I(V) du module mono-cristallin SP75 en utilisant différents modèles et pour différentes températures.

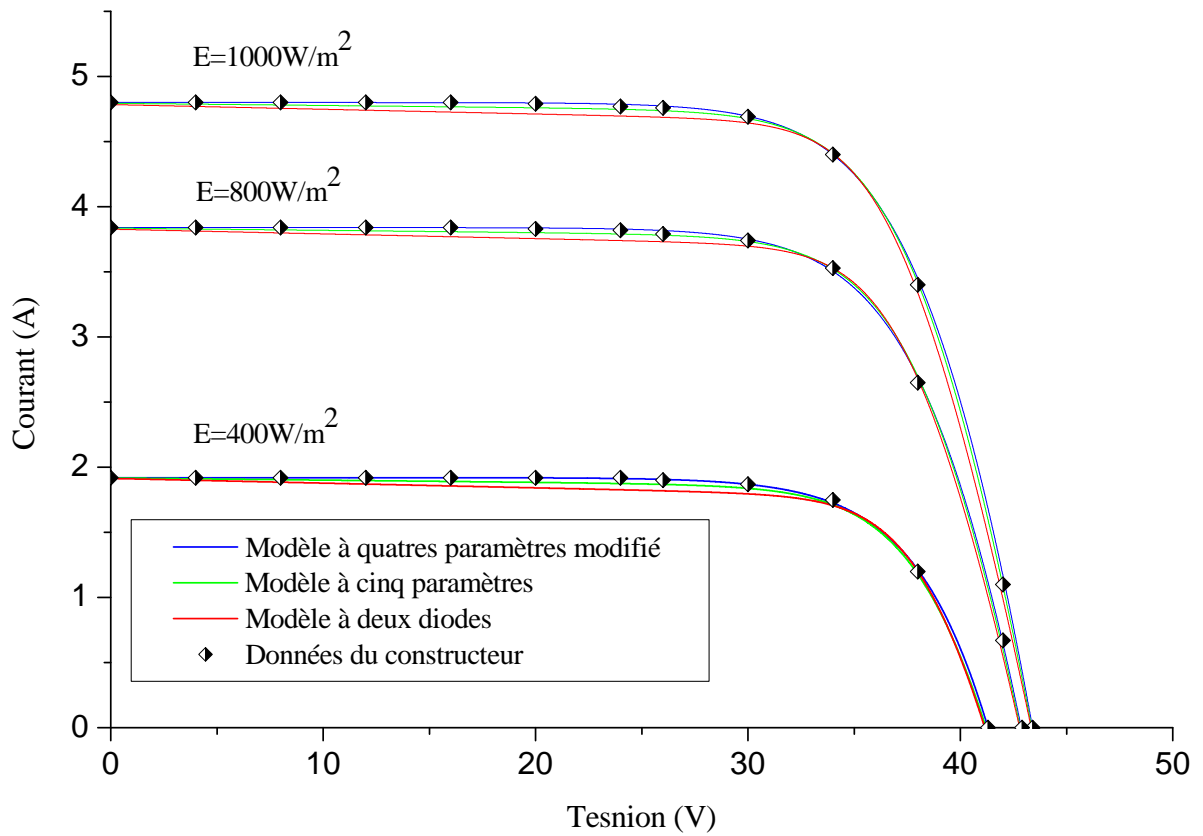


Figure 3.8. La caractéristique I(V) du module mono-cristallin SQ150 en utilisant différents modèles et pour différents éclaircissements.

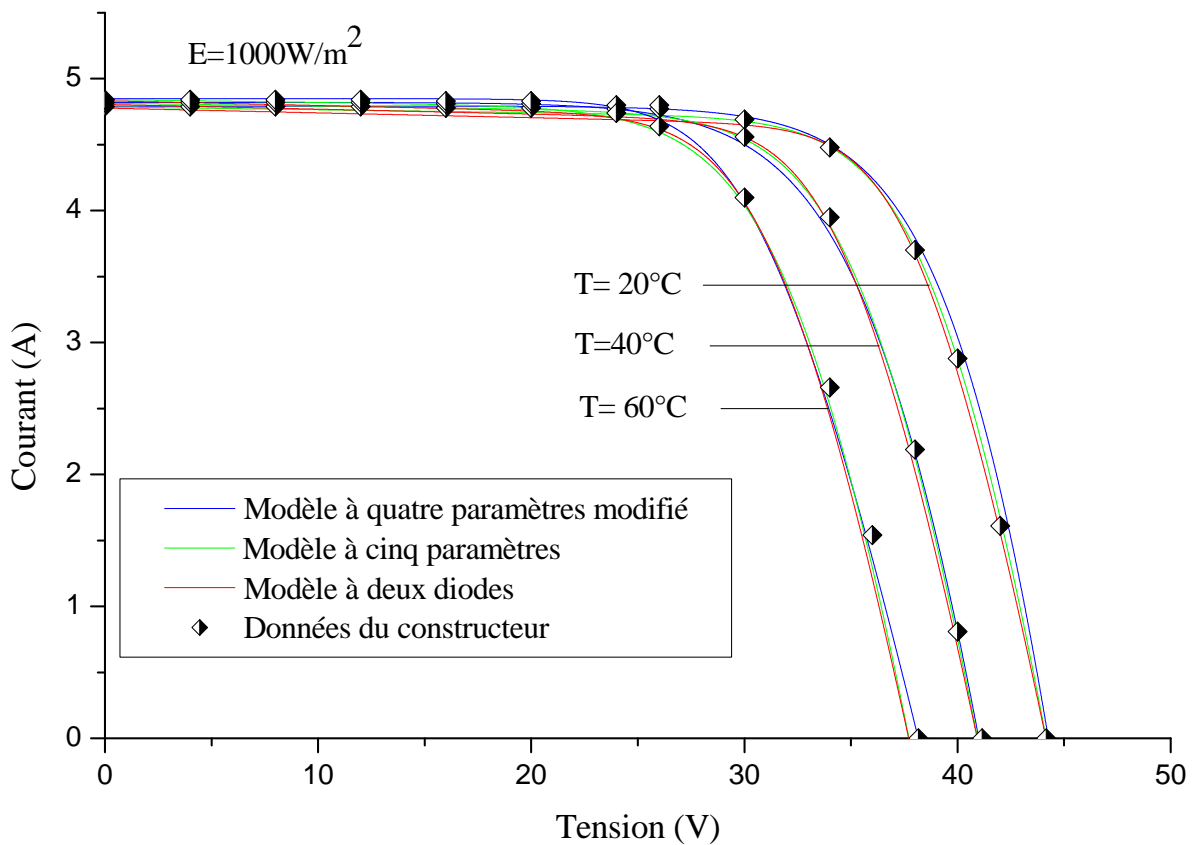


Figure 3.9. La caractéristique I(V) du module mono-cristallin SQ150 en utilisant différents modèles et pour différentes températures.

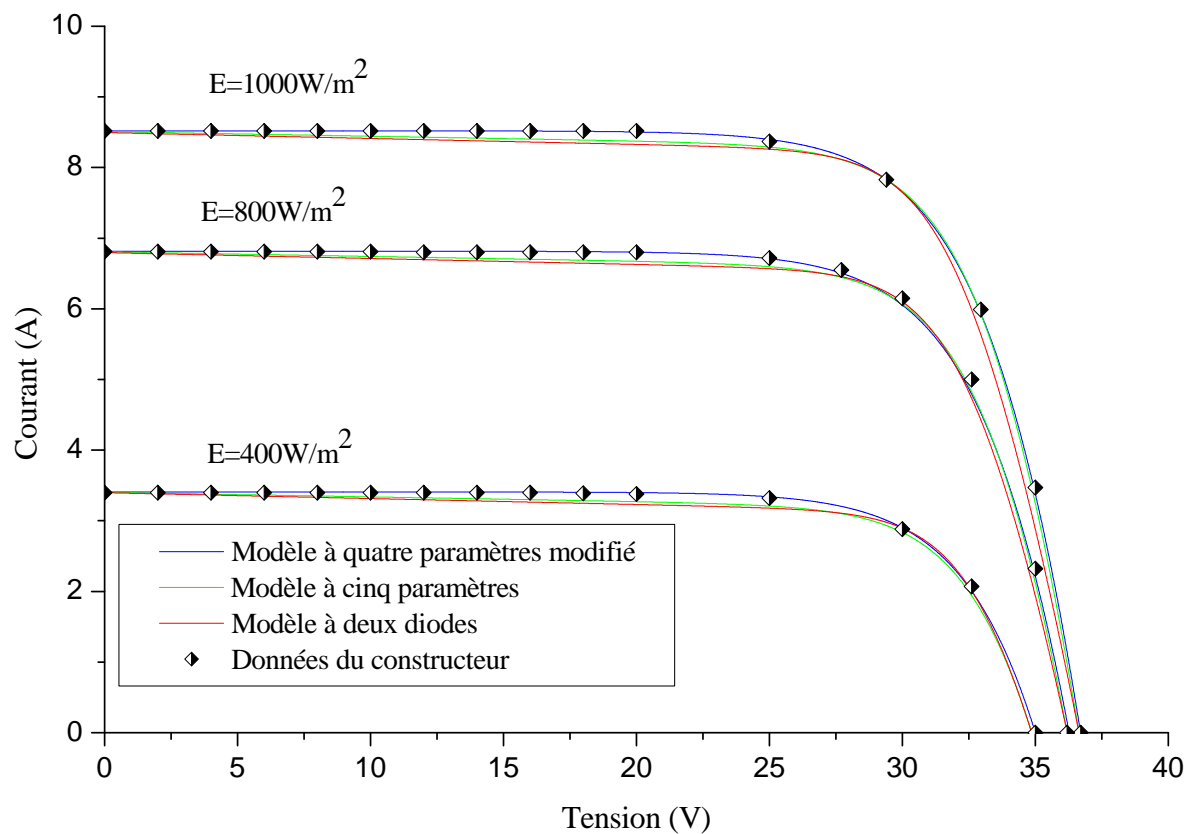


Figure 3.10. La caractéristique $I(V)$ du module poly-cristallin SST 230 en utilisant différents modèles et pour différents éclaircissements.

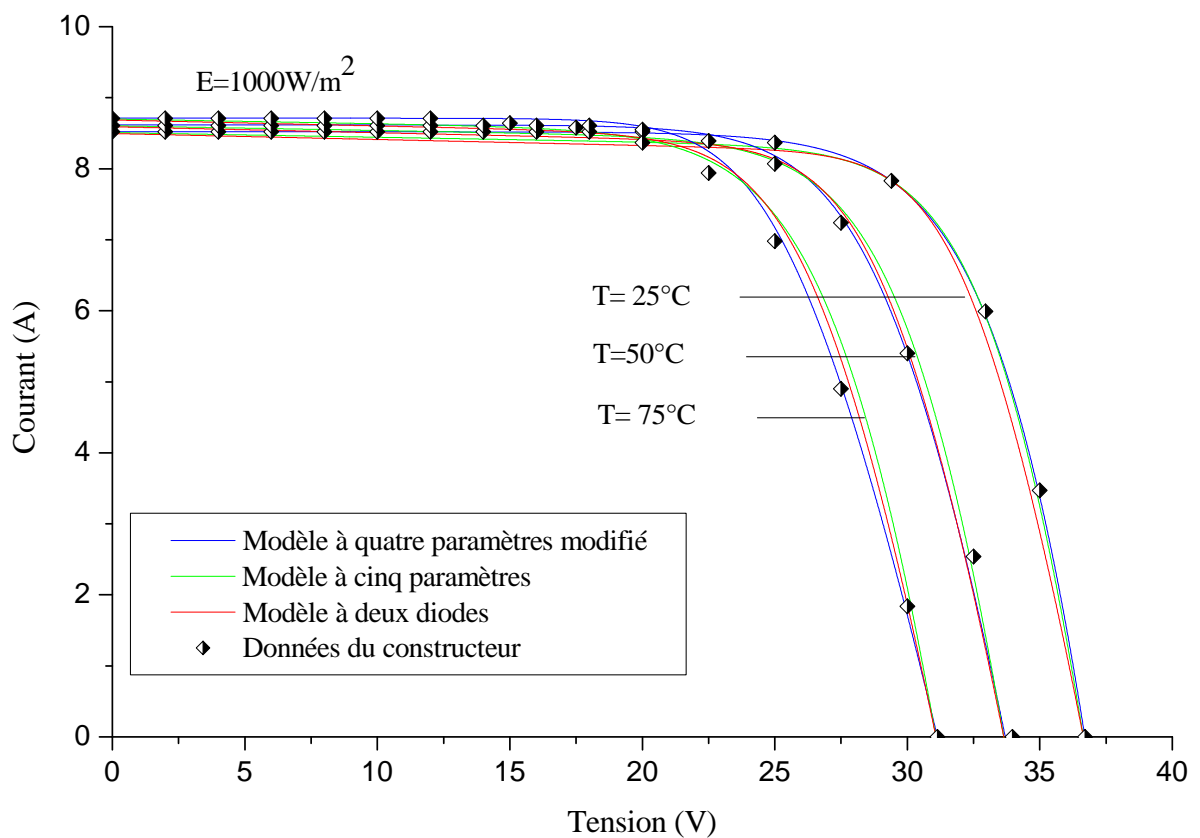


Figure 3.11. La caractéristique $I(V)$ du module poly-cristallin SST 230 en utilisant différents modèles et pour différentes températures.

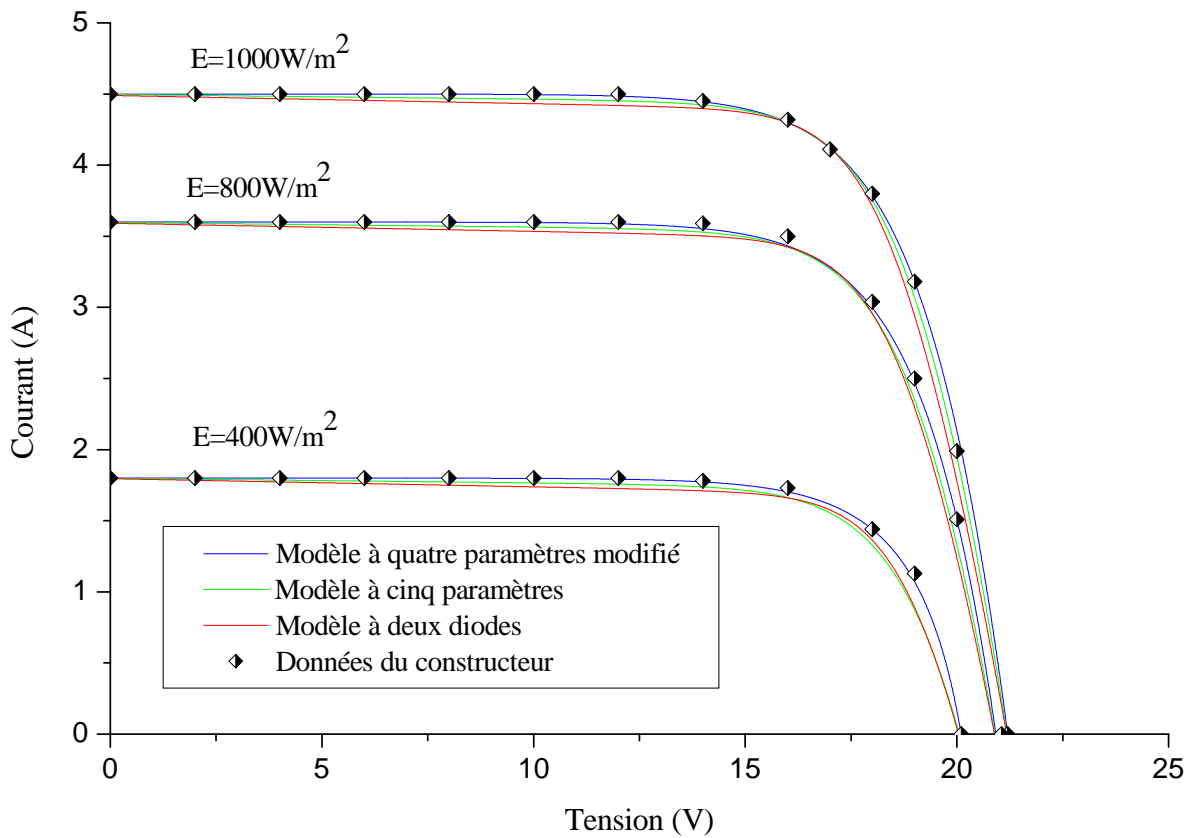


Figure 3.12. La caractéristique I(V) du module poly-cristallin Shell S70 en utilisant différents modèles et pour différents éclaircissements.

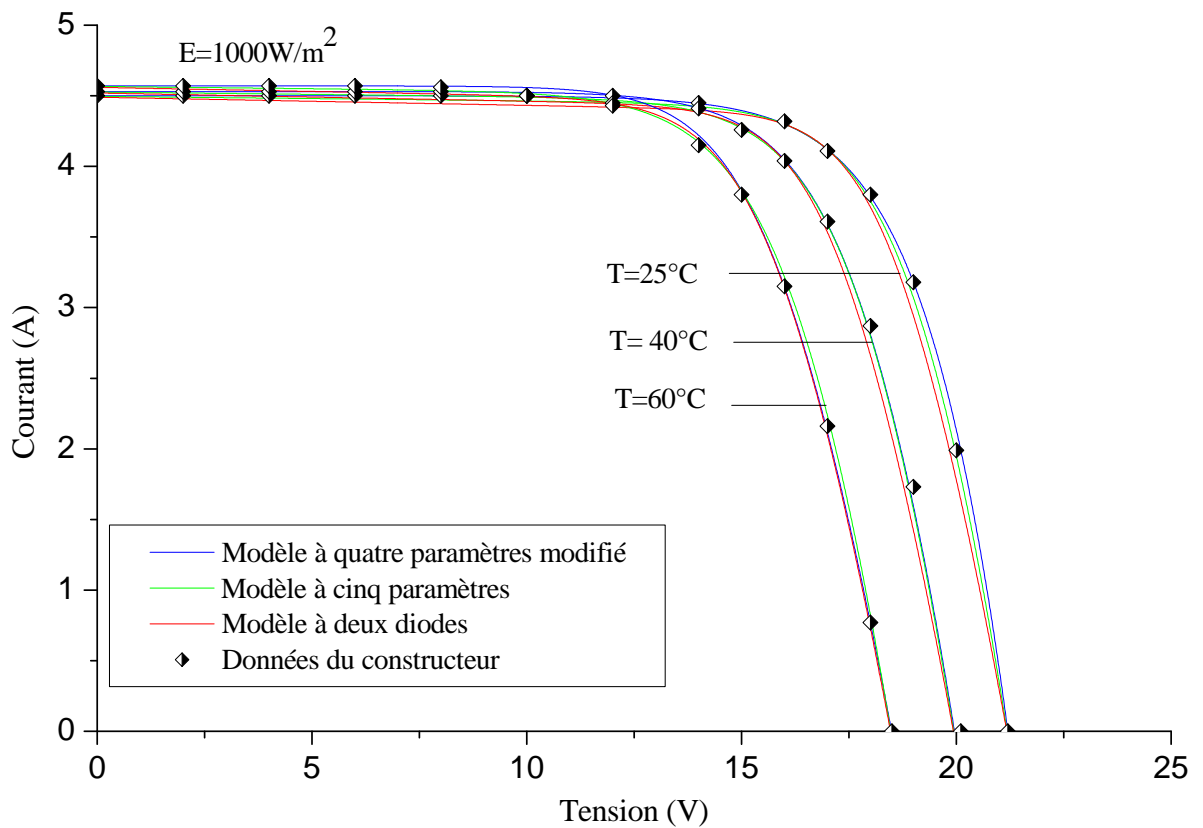


Figure 3.13. La caractéristique I(V) du module poly-cristallin Shell S70 en utilisant différents modèles et pour différentes températures.

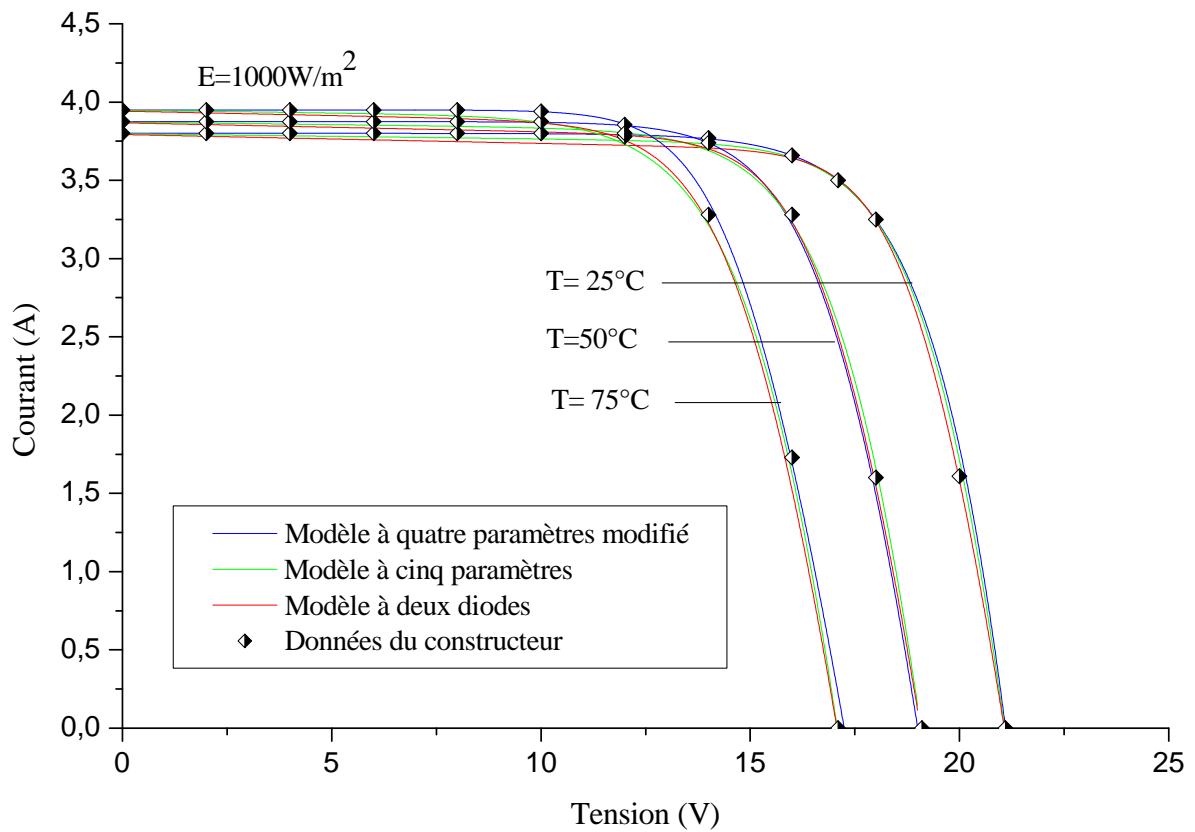


Figure 3.14. La caractéristique I(V) du module poly-cristallin MSX 60 en utilisant différents modèles et pour différentes températures.

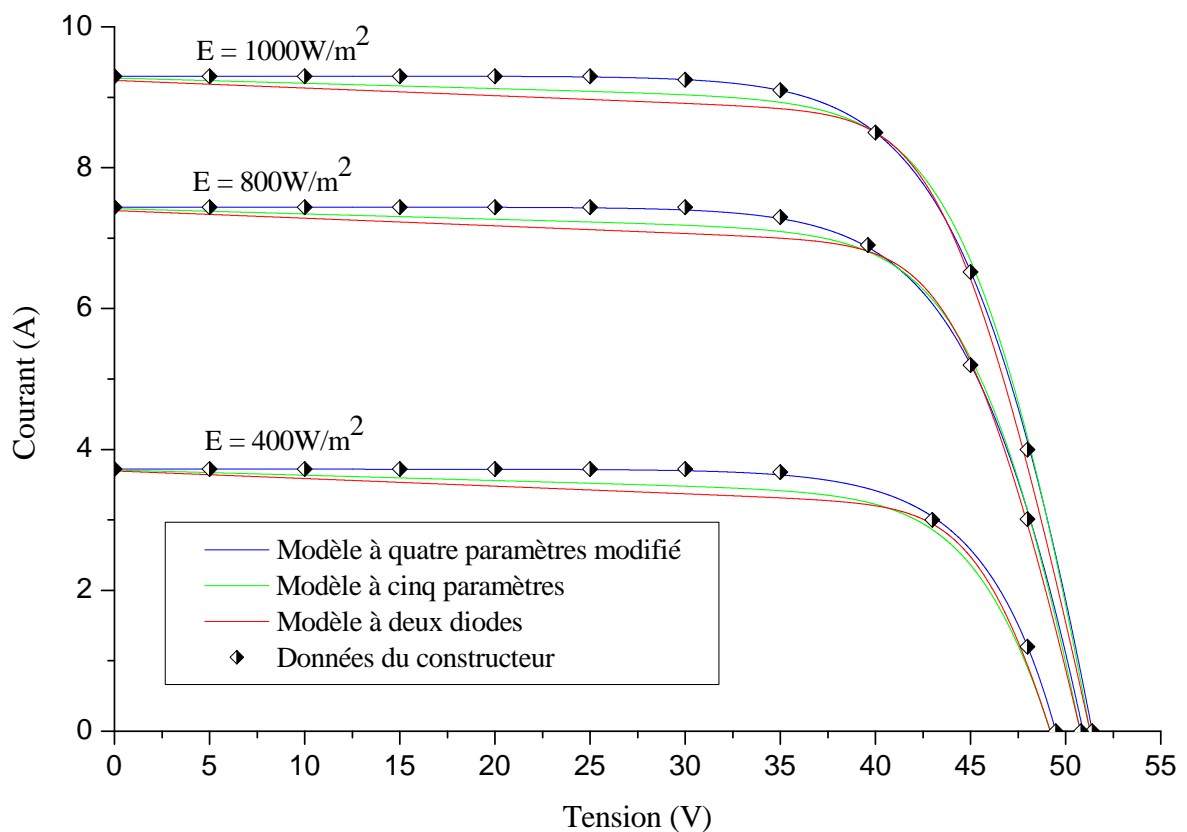


Figure 3.15. La caractéristique I(V) du module Thin-film GxB-340 en utilisant différents modèles et pour différents éclaircissements.

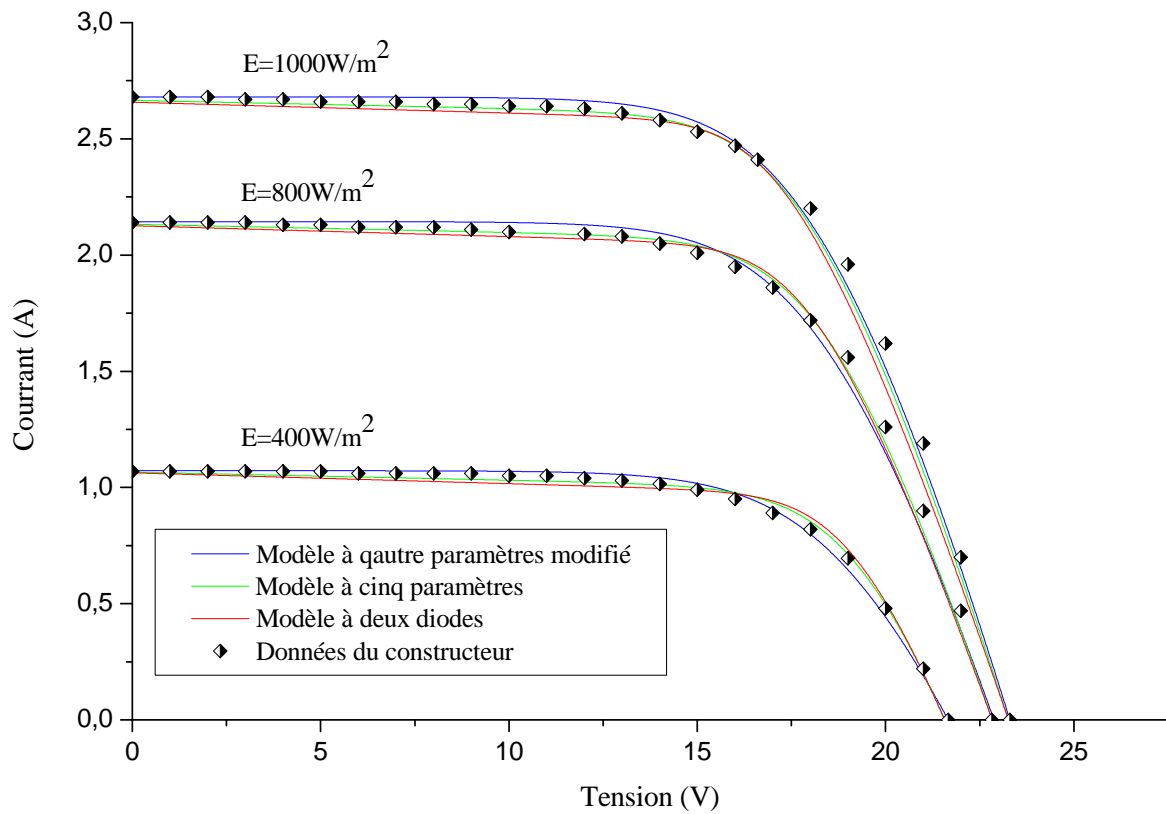


Figure 3.16. La caractéristique I(V) du module Thin-film ST 40 en utilisant différents modèles et pour différents éclairagements.

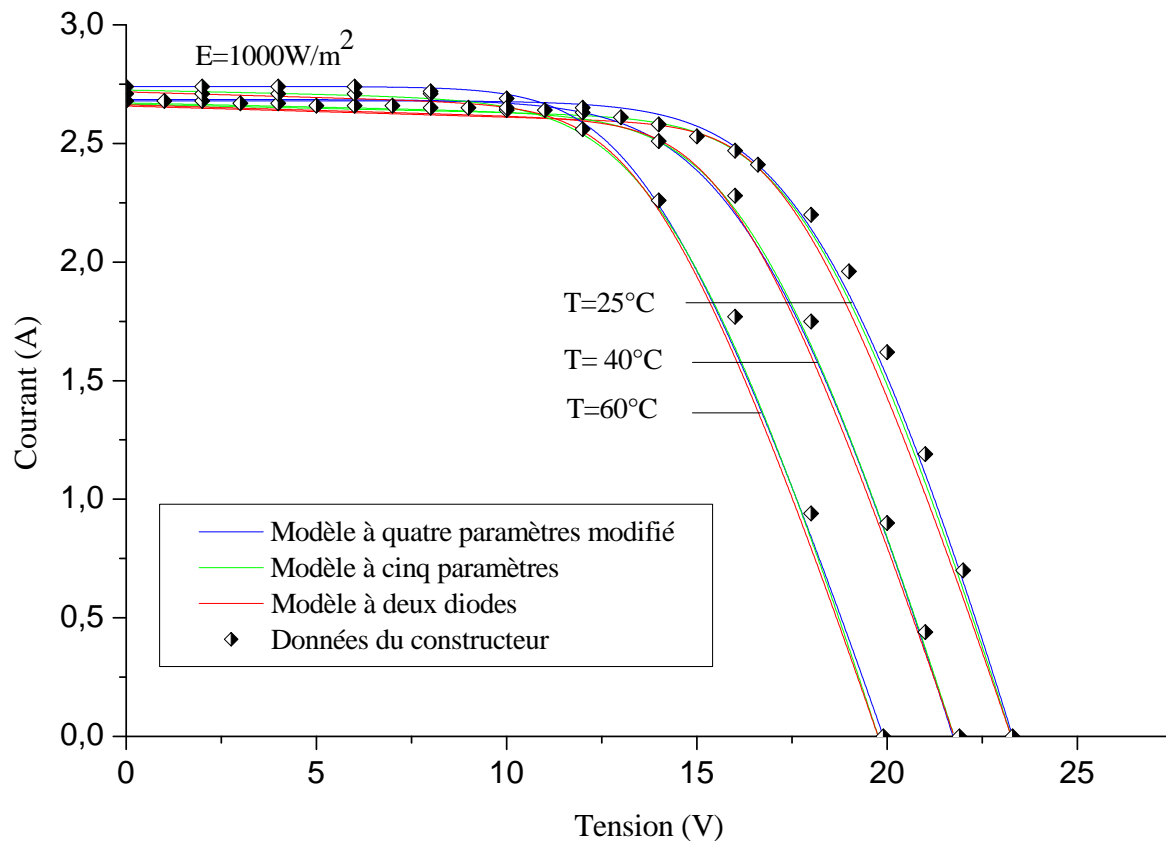


Figure 3.17. La caractéristique I(V) du module Thin-film ST 40 en utilisant différents modèles et pour différentes températures.

Tableau 3.5

L'erreur relative sur le point de la puissance maximale du module SQ 150 pour les différents modèles et pour différents éclairagements ($T = 25^\circ\text{C}$).

Éclaircement W/m^2	Données du constructeur	Modèle 4-P	Modèle 5-P	Modèle 2-D	Erreur 4-P(%)	Erreur 5-P(%)	Erreur 2-D(%)
1000	$P_{max} = 149.6$ $V_m = 34$	$P_{max} = 149.6$ $V_m = 34$	$P_{max} = 149.877$ $V_m = 34.05$	$P_{max} = 149.87$ $V_m = 34.06$	0.0000 at P_{max} 0.0000 at V_m	0.1851 at P_{max} 0.1470 at V_m	0.1804 at P_{max} 0.1764 at V_m
800	$P_{max} = 120$ $V_m = 33.9$	$P_{max} = 119.2$ $V_m = 33.85$	$P_{max} = 119.7$ $V_m = 34.05$	$P_{max} = 120.1$ $V_m = 34.25$	0.6666 at P_{max} 0.1474 at V_m	0.2500 at P_{max} 0.4424 at V_m	0.0833 at P_{max} 1.0324 at V_m
400	$P_{max} = 59.5$ $V_m = 33.45$	$P_{max} = 58.8$ $V_m = 33.4$	$P_{max} = 58.2$ $V_m = 33.55$	$P_{max} = 58.01$ $V_m = 34.1$	1.1764 at P_{max} 0.1494 at V_m	2.1848 at P_{max} 0.2989 at V_m	2.5042 at P_{max} 1.9431 at V_m

Tableau 3.6

L'erreur relative sur le point de la puissance maximale du module SQ 150 pour les différents modèles et pour différentes températures ($E = 1000W/m^2$).

Température ($^\circ\text{C}$)	Données du constructeur	Modèle 4-P	Modèle 5-P	Modèle 2-D	Erreur 4-P(%)	Erreur 5-P(%)	Erreur 2-D(%)
20	$P_{max} = 153$ $V_m = 34.8$	$P_{max} = 153.6$ $V_m = 34.99$	$P_{max} = 153.15$ $V_m = 34.86$	$P_{max} = 153.5$ $V_m = 34.88$	0.3921 at P_{max} 0.5459 at V_m	0.0980 at P_{max} 0.2216 at V_m	0.3267 at P_{max} 0.2298 at V_m
40	$P_{max} = 140$ $V_m = 31.58$	$P_{max} = 136.4$ $V_m = 31.4$	$P_{max} = 138.2$ $V_m = 31.65$	$P_{max} = 138.9$ $V_m = 31.65$	2.5714 at P_{max} 0.5699 at V_m	1.2857 at P_{max} 0.2216 at V_m	0.7857 at P_{max} 0.2216 at V_m
60	$P_{max} = 126$ $V_m = 28.35$	$P_{max} = 125.2$ $V_m = 28.15$	$P_{max} = 123.3$ $V_m = 28.47$	$P_{max} = 124.4$ $V_m = 28.45$	0.6349 at P_{max} 0.7054 at V_m	2.1428 at P_{max} 0.4232 at V_m	1.2698 at P_{max} 0.3527 at V_m

Tableau 3.7

L'erreur quadrature moyenne des différents modèles sur cinq points de la caractéristique tension courant $I-V$ ($T = 25^\circ\text{C}$), pour les modules SQ150, ST40 et SST230.

Irradiance W/m^2	Erreur quad. moy. du modèle 4-P (%)			Erreur quad. moy. du modèle 5-P (%)			Erreur quad. moy. du modèle 2-D (%)		
	SQ150	ST40	SST 230	SQ150	ST40	SST 230	SQ150	ST40	SST 230
1000	0.3125	1.7421	0.1082	0.3313	2.2239	0.76651	0.8283	3.0928	2.0278
800	0.3005	1.8300	1.6553	0.8523	2.1550	1.6819	1.7345	2.1851	2.2392
400	0.3827	1.6951	0.9864	1.5111	2.2515	2.1280	2.6557	2.8436	2.6743

On constate que le modèle à quatre paramètres modifié fournit la meilleure concordance avec les données des constructeurs et cela est dû au fait que le modèle à quatre paramètres prend avantage par rapport du fait que l'ensemble de ses paramètres sont calculés par des formules analytiques au contraire aux deux modèles à cinq et à sept paramètres qui se basent en quelques suppositions.

Le modèle à cinq paramètres proposé par Villalva et al. [69] et le modèle à deux diodes proposé par Ishaqua et al. [71] se focalisent sur trois points, le court-circuit courant I_{sc} , la tension à circuit ouvert V_{oc} et le point de la puissance maximale (V_m, I_m) comme les points les plus importants. Ces deux modèles forcent le choix de R_s et R_p afin de les inclure comme des solutions particulières. La faiblesse évidente de ces deux modèles est dans le choix arbitraire des valeurs du facteur d'idéalité de la diode, A pour le modèle à cinq paramètres et les facteurs d'idéalités A_1 et A_2 pour le modèle à deux diodes.

Il est bien connu que le facteur d'idéalité affecte la courbure de la caractéristique tension courant I-V et un mauvais choix à comme résultat l'écart de la caractéristique I-V. En outre, le choix qui est généralement $1 \leq A \leq 1.5$ ([69]) pour le modèle à cinq paramètres ne donne pas forcément le meilleur intervalle pour les différents modules. Par exemple, lorsque $A = 1,9$ pour le module GXB-136 donne un meilleur ajustement que lors de prendre $A = 1,5$ I-V (voir Fig. 3.18). De considérer le choix des facteurs d'idéalités par une méthode itérative, en prenant l'erreur quadrature moyenne, peut améliorer les performances des deux modèles, à cinq paramètres, proposé par Villava et al. ([69]), et à sept

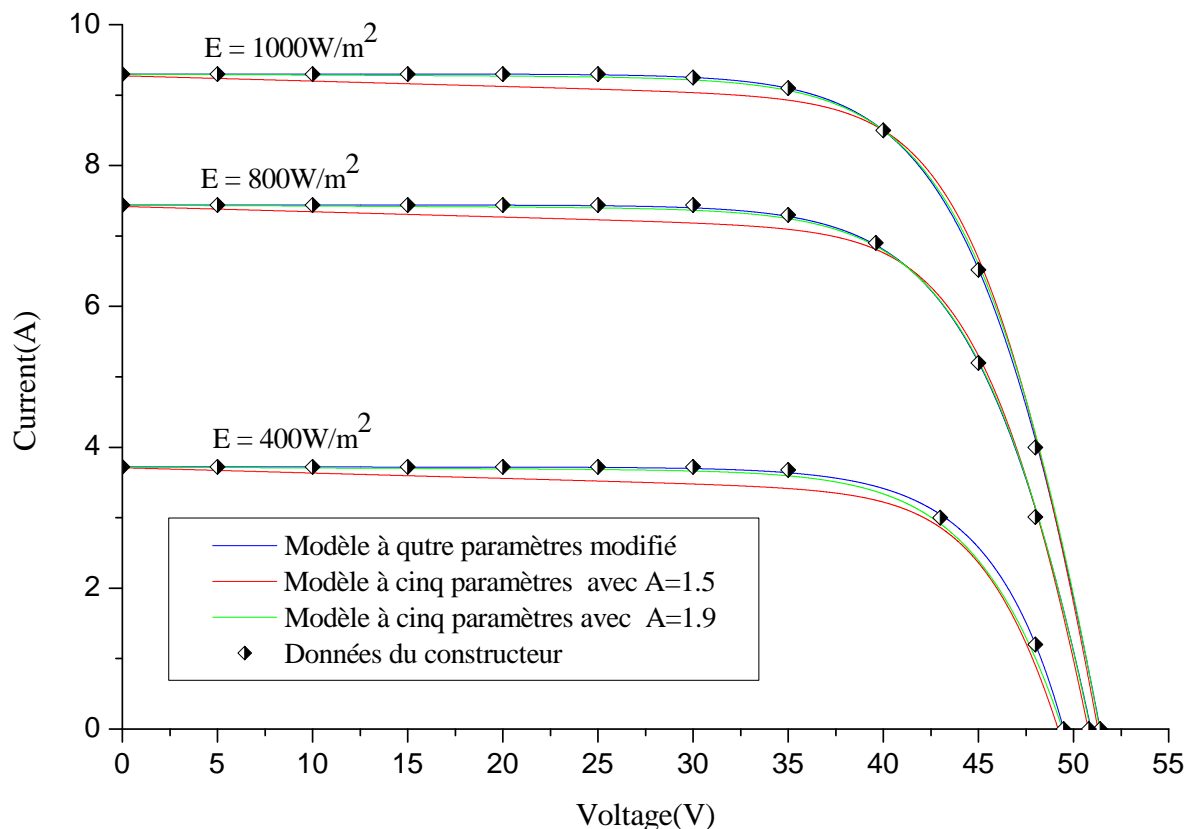


Figure 3.18. Influence du facteur d'idéalité sur les performances du modèle à cinq paramètres.

paramètres comme il est proposé par Ishaque et al. [71], même que ceci va compliquer davantage ces deux modèles.

3.5 Conclusion

Dans le présent chapitre, la modification apportée sur le modèle à quatre paramètres des modules photovoltaïques était présentée, le modèle modifié donne de meilleures performances par rapport la variation des conditions météorologiques (rayonnement solaire et la température). Cette amélioration est confirmée avec différents types de cellules (monocristallin, multi -cristallin et couches minces) de différents fabricants, en plus qu'elle était confrontée avec les résultats obtenus par le modèle à cinq paramètres et le modèle à sept paramètres, jugé jusque-là, d'avoir meilleures performances.

Il est attendu que le modèle à quatre paramètres modifié peut être utilisé comme un éventuel outil pour les concepteurs de convertisseurs de puissance PV et les développeurs de simulateur de circuit. En plus, pour valider les différents systèmes de contrôle comme le MPPT ou le diagnostic des anomalies. Une attention particulière sera donnée et l'évaluation d'un système de pompage photovoltaïque, l'objet du prochain chapitre.

Chapitre 4

Application. Pompage photovoltaïque

4.1 Introduction

Le problème du pompage photovoltaïque est abondamment discuté dans la littérature, où il présente en particulier une solution importante aux milieux ruraux et isolés.

Pour le stockage de l'énergie, on trouve deux méthodes, où on utilise l'accumulation de l'énergie en plus dans des batteries, qui est jugée comme une solution coûteuse de point de vue du matériel à acquérir ou de point de vue maintenance, en plus de la durée de vie limitée. La deuxième méthode de stockage, se base sur l'accumulation directe de l'eau dans des réservoirs, connue par le pompage au fil du soleil et que nous adoptons comme la solution la plus facile à réaliser, et plus rentable avec le moins de matériels et d'algorithmes de contrôle [7, 72].

L'objectif du présent chapitre est d'exploiter l'application du pompage photovoltaïque comme une application type afin de mener une étude comparative par rapport au potentiel réel de différentes régions types de l'Algérie. Le modèle que nous avons développé auparavant, va nous permettre de considérer l'influence des conditions météorologiques tirées des bases de données du site de "Weather Underground", où l'influence de vent de sable au sud, n'est pas moins néfaste sur le rendement du système de pompage qu'un orage aux régions du nord de l'Algérie.

4.2 Chaîne de pompage photovoltaïque

Une chaîne de pompage photovoltaïque est généralement constituée d'un générateur PV, d'un convertisseur d'énergie, d'une pompe entraînée par un moteur électrique (figure 4.1) [7, 72, 73].

Pour la conversion de l'énergie solaire produite par les panneaux photovoltaïques, on utilise des convertisseurs d'électronique de puissance, soit pour réguler le niveau de la tension DC à la sortie du PV au niveau exigé par le moteur à courant continu comme

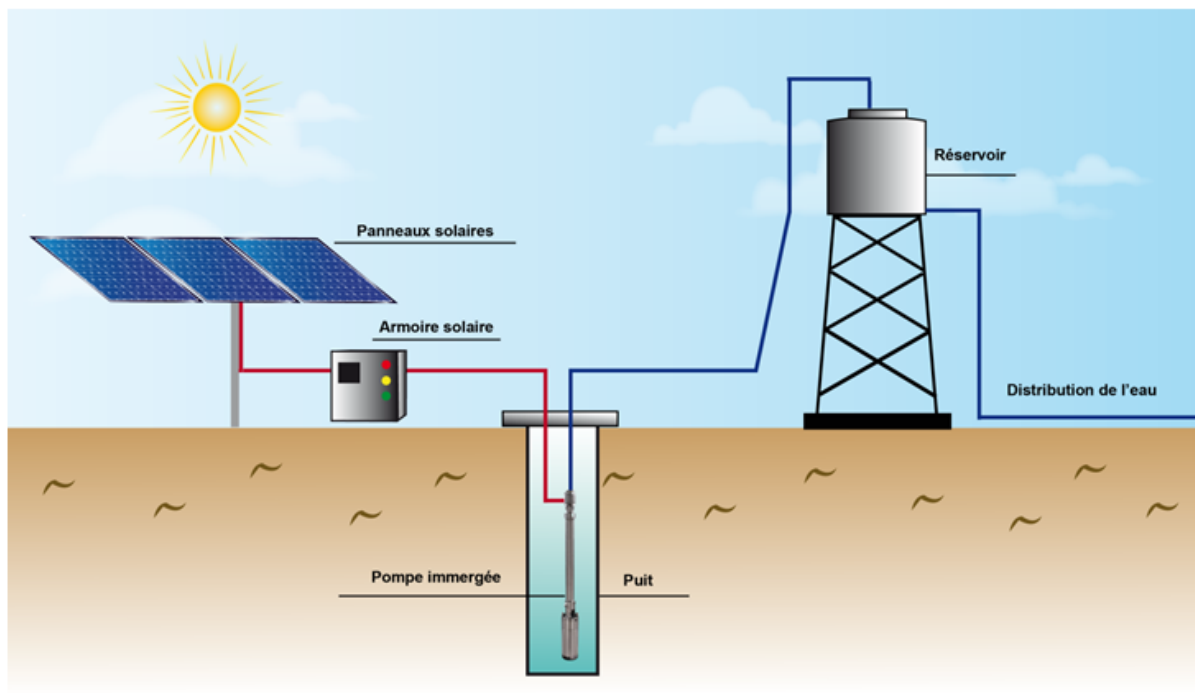


Figure 4.1. Chaîne de pompage photovoltaïque.

pompe, ou pour le transformer en alternatif dans le cas où le moteur utilisé est du type alternatif.

La pompe à eau est un dispositif permettant de déplacer un liquide d'un point à un autre, en changeant l'énergie nécessaire pour ce déplacement est fournie dans la plupart des cas par un moteur électrique. Ce dernier permet de transformer l'énergie électrique en énergie mécanique pour permettre le mouvement des organes de la pompe.

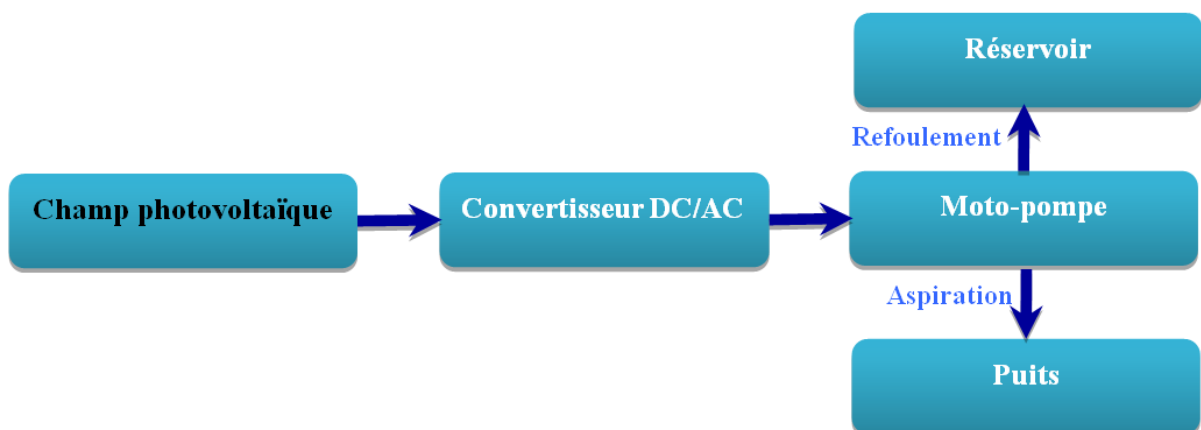


Figure 4.2. Schéma synoptique d'un système de pompage photovoltaïque au fil de soleil.

Les pompes à eau se divisent selon leur principe de fonctionnement en deux catégories principales, soit du type centrifuges ou volumétriques [74]. On distingue également d'autres types de pompes selon leur position dans un système comme la pompe à aspiration et la pompe à refoulement. Alors que cette première doit être installée à une hauteur inférieure à 10 mètres par rapport au niveau de l'eau pompée. La pompe à refoulement

est, soit immergée dans l'eau avec le moteur, soit avec le moteur en surface avec arbre de transmission.

Les pompes volumétriques : ont pour caractéristiques de prélever, en un temps donné, un volume de liquide incompressible à l'aspiration, et de l'envoyer au refoulement. Cette pompe transmet l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et-vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement [74].

Le débit d'eau véhiculé par ce type de pompe est presque totalement indépendant de la pression de refoulement (fluide incompressible). Il est proportionnel à la vitesse de rotation du moteur. La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse [74].

Les pompes centrifuges : est une machine rotative qui transmet l'énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de rotation de roues à aubes ou d'ailettes. L'eau entre au centre de la pompe et est poussée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge des aubages.

4.2.1 Type de Moteurs

Le choix entre une pompe avec un moteur à courant continu et un moteur à courant alternatif dépendra en premier lieu de la puissance du moteur exigée. Le moteur à courant continu trouve plus d'emploi dans le domaine de faible puissance et les moteurs à courant alternatif sont plus utilisés dans le domaine de forte puissance. Un moteur à courant continu est généralement très efficace, et plus, facile à utiliser avec un système photovoltaïque. D'un autre côté, un moteur à courant alternatif est moins cher, et plus, facile à se procurer, mais exige l'utilisation d'un convertisseur de puissance (onduleur) supplémentaire pour pouvoir fonctionner avec un système PV.

4.3 Notions hydrauliques

Débit : Le débit (Q) est la quantité d'eau que la pompe peut fournir durant un intervalle de temps donné. Il est exprimé en m^3/h , $L \min^{-1}$ ou $L h^{-1}$. En pompage solaire, le débit est souvent exprimé en m^3/h .

Hauteur manométrique totale : La hauteur manométrique totale (HMT) est calculée à partir du niveau statique du puits ou du forage, additionné de la hauteur du réservoir et des pertes de charges dues à la tuyauterie [75].

$$HMT = \text{profondeur de la nappe d'eau} + \text{hauteur du reservoir} + \text{pertes de charge.} \quad (4.1)$$

$$HMT = HGT + \text{Pertes de charge} \quad (4.2)$$

où :

HGT : est l'hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation (4.3).

Niveau statique : Le niveau statique d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau avant pompage.

Niveau dynamique : Le niveau dynamique d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau pour un pompage à un débit donné. Pour le calcul de la HMT, le niveau dynamique est calculé pour un débit moyen.

Rabatement : La différence entre le niveau dynamique et le niveau statique est appelée rabatement.

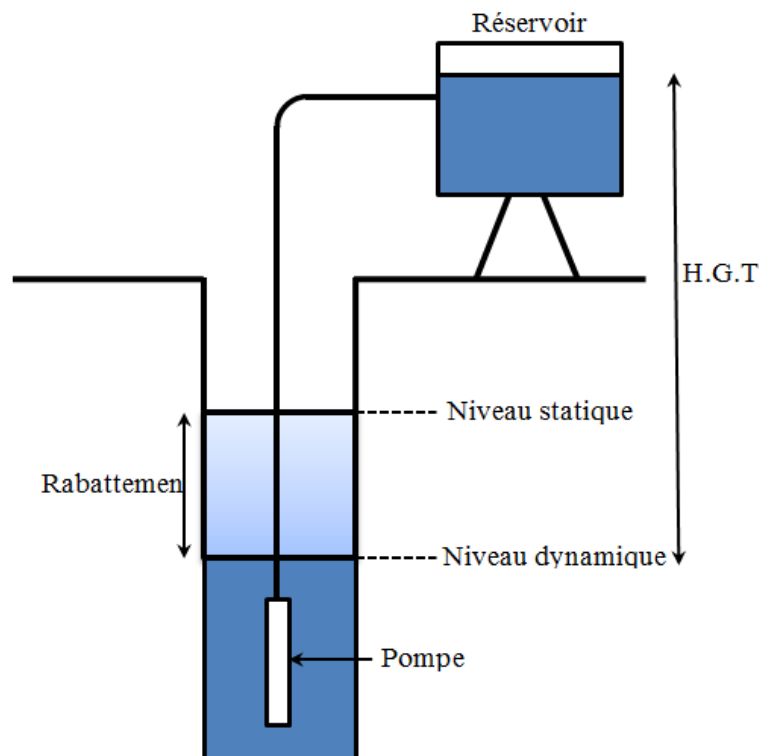


Figure 4.3. Hauteur manométrique totale.

4.4 Dimensionnement d'un système de pompage

Du fait qu'un système de pompage d'eau est constitué d'une multiplicité d'organe de fonctionnement, le dimensionnement de l'ensemble du système de pompage est important pour satisfaire les besoins en eau. Plusieurs travaux sur le dimensionnement de système de pompage photovoltaïque ont été publiés [72, 76–78]. Ces travaux se basent sur la simulation du fonctionnement de chaque composante du système de pompage. Les principales étapes du dimensionnement d'un tel système sont :

- ☞ Evaluation des besoins en eau.
- ☞ Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire.
- ☞ Détermination de l'énergie solaire disponible.
- ☞ Choix des composants.

4.4.1 Evaluation des besoins en eau

L'une des étapes préliminaires les plus importantes pour l'installation d'un système de pompage d'eau par énergie solaire est la détermination des besoins en eau, cette étape doit permettre de déterminer la puissance du générateur photovoltaïque et le type de pompe choisie pour la situation donnée. Ainsi que l'évaluation des besoins d'eau et des conditions d'exploitation nécessitent des données expérimentales qui ne sont pas faciles à obtenir [79].

La détermination des besoins en eau pour la consommation d'une population rurales dépend essentiellement de son mode de vie, la littérature recommande une valeur située entre 20 et 40 litres par personne et par jour [7, 76]. Les animaux aussi ont besoin d'eau pour leur survie, de l'ordre de 30 litres par tête de bétail [80, 81]. Les besoins d'eau pour l'irrigation dépendent du type de culture, des facteurs météorologiques comme l'ensoleillement, la température, la vitesse du vent... etc. et de la méthode d'irrigation.

4.4.2 Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire

L'énergie nécessaire pour soulever une certaine quantité d'eau sur une certaine hauteur pendant une journée est calculée à partir des données de débit et du hauteur manométrique requises et est exprimée en watt-heure. Cette énergie hydraulique est donnée par la formule suivante [7, 80] :

$$E_h = \rho g V \frac{HMT}{3600} \quad (4.3)$$

avec :

- E_h : l'énergie hydraulique (kWh/j)
- g : l'accélération de la pesanteur (9.81 m²/s)
- ρ : la masse volumique de l'eau (1000 kg/m³)
- V : le volume d'eau (m³/j)
- HMT : l'hauteur manométrique totale (m)

4.4.3 Détermination de l'énergie solaire disponible

Les conditions climatiques modifient l'ensoleillement pour une même position du soleil. Il est donc nécessaire d'avoir les mesures météorologiques des années antérieures pour avoir une idée plus précise de l'ensoleillement d'une région donnée. Des données

climatologiques sont mises à disposition sur le réseau internet. Le site de wunderground (www.wunderground.com) fournit une quantité importante et relativement complète d'informations pour tous les points du globe. Ces données climatologiques vont nous permettre à déterminer l'irradiation solaire et de les exploiter dans l'algorithme de simulation de l'application de pompage.

L'éclairement globale incident sur un plan incliné est calculée par la relation 1.50 présentée dans le premier chapitre, page 18. Ainsi, à partir de données horaires de l'irradiation solaire et de la température, la simulation du système permet de calculer la quantité d'énergie qui peut fournir le générateur photovoltaïque chaque heure durant une période d'une journée.

Le mois de dimensionnement sera le mois le plus défavorable, c'est-à-dire choisir le mois où l'ensoleillement maximal est le plus faible.

4.4.4 Dimensionnement du champ photovoltaïque

Le dimensionnement du champ photovoltaïque proprement dit, c'est la puissance que doit fournir le générateur PV qui se détermine conjointement avec le choix de la pompe pour qu'il y ait compatibilité entre l'offre et la demande d'énergie.

On doit dimensionner le générateur photovoltaïque, c'est-à-dire déterminer le nombre de modules qui le constituent pour alimenter le moteur d'entraînement. Cette opération consiste simplement à calculer la puissance crête nécessaire au bon fonctionnement de l'installation [82].

Cette puissance est nécessaire pour produire une certaine quantité d'eau par un groupe Moto-pompe d'un rendement donné sur une certaine hauteur HMT sous un rayonnement solaire minimum donné est calculée comme suit :

$$\hat{P}_{elec} = \eta_g A G \quad (4.4)$$

\hat{P}_{elec} : La puissance électrique crête en W.

η_g : Rendement de référence du module sous conditions standards ($G = 1000 \text{ W/m}^2$ et $T_{ref} = 25 \text{ °C}$).

A : Surface du générateur (m^2)

G : Eclairement dans les conditions standard de mesure (1000 W/m^2)

L'énergie électrique journalière produite par le champ photovoltaïque est calculée selon la formule suivante :

$$E_e = \eta_{PV} A G_d \quad (4.5)$$

η_{PV} : rendement moyen journalier du générateur dans les conditions d'exploitation.

G_d : irradiation moyenne journalière incidente sur le plan des modules (kWh/m²/j).

Le rendement η_{PV} peut être calculé à l'aide de l'expression :

$$\eta_{PV} = F_m [1 - \gamma (T - T_{ref})] \eta_g \quad (4.6)$$

F_m : facteur de couplage, défini comme le rapport entre l'énergie électrique générée sous les conditions d'exploitation et l'énergie électrique qui se générerait si le système travaillait au point de puissance maximum,

γ : coefficient de température des cellules,

T : température moyenne journalière des cellules durant les heures d'ensoleillement.

L'énergie électrique nécessaire est liée avec l'énergie hydraulique par l'expression :

$$E_e = \frac{E_h}{\eta_{MP} \eta_{ond}} \quad (4.7)$$

E_h : Energie hydraulique moyenne mensuelle (kW h).

η_{MP} : Le rendement du sous-système moteur-pompe.

η_{ond} : Le rendement de l'onduleur.

La puissance crête que doit fournir le générateur PV est calculée par l'expression suivante :

$$P_{ele} = \frac{G}{F_m G_d [1 - \gamma(T - T_{ref})]} \cdot \frac{E_h}{\eta_{MP} \eta_{ond}} \quad (4.8)$$

4.4.4.1 Nombres de modules nécessaires

Après le calcul de la puissance crête nécessaire, on détermine le nombre total des modules N_M constituant le générateur photovoltaïque par la formule suivante :

$$N_M = \frac{\hat{P}_{elec}}{P_M} \quad (4.9)$$

\hat{P}_{elec} : la puissance crête du générateur en W.

P_M : la puissance de module PV en W.

4.4.4.2 Nombre de modules en série

Le nombre des modules en série est calculé par l'expression suivante :

$$N_{MS} = \frac{V_{ch}}{V_m} \quad (4.10)$$

V_{ch} : la tension exigé à l'entrée du convertisseur de puissance.

V_m : la tension fournie par le module photovoltaïque au point de la puissance maximale.

4.4.4.3 Nombre de modules en parallèle

Le nombre des modules en parallèle est calculé par l'expression suivante :

$$N_{MP} = \frac{N_M}{N_{MS}} \quad (4.11)$$

4.4.5 Inclinaison du générateur photovoltaïque

Les capteurs photovoltaïques sont dans la plupart des cas inclinés par rapport à l'horizontale pour une bonne captation de l'énergie solaire et produire un maximum d'électricité. Pour une inclinaison optimale annuelle, plusieurs études ont été effectuées, parmi ces études Duffie et Beckmann proposent une inclinaison égale à la latitude ϕ du lieu [83]. Ainsi pour un angle d'inclinaison fixe, la puissance maximale au cours d'une année est obtenue lorsque l'angle d'inclinaison est égal à la latitude du lieu concerné [7, 84]. Lorsque le changement de l'inclinaison présente des difficultés, on fixe le capteur à une inclinaison optimale $\beta_{opt} = \phi + 20^\circ$, ce choix proposé par Hottel. Tandis que d'autres chercheurs deux valeurs, l'une recommandée en hiver $\beta_{opt} = \phi + 20$, et l'autre recommandée en été $\beta_{opt} = \phi - 20^\circ$ [85]. Heywood [86] a proposé une autre relation similaire $\beta_{opt} = \phi + 10^\circ$. Il est de bon pratique, de maintenir l'énergie maximale en changeant l'inclinaison des panneaux saisonnièrement (quatre fois / an) ou semestriellement (deux fois / an) [72].

4.4.6 Dimensionnement de la pompe

Les données de base d'une pompe consistent à connaître le débit, ainsi que la hauteur manométrique totale. En pompage solaire, la quantité d'eau que la pompe peut fournir durant un intervalle de temps donné, sur une certaine hauteur, est exprimée en m^3/h [80, 87] :

$$Q = \frac{3600}{\rho g HMT} P_h \quad (4.12)$$

La puissance hydraulique P_h nécessaire en fonction de la puissance électrique crête \hat{P}_{elec} fournie par le générateur photovoltaïque est donnée par :

$$P_h = \hat{P}_{elec} \eta_{MP} \eta_{ond} \quad (4.13)$$

Ce qui donne le débit fourni par la pompe en fonction de la puissance du générateur

[75, 80, 86, 88] :

$$Q = \frac{3600 \eta_{ond} \eta_{MP}}{\rho g HMT} P_{elec} \quad (4.14)$$

g : la gravité terrestre = 9.81 m/s²

ρ : densité de l'eau = 1000 kg/m³

4.5 Simulation du système de pompage photovoltaïque

La simulation est effectuée sur une année en utilisant les données horaires de l'irradiation solaire globale et les températures horaires sur une surface inclinée de quatre sites algériens qui sont : Alger, Batna, Béchar et Tamanrasset. Ces données sont fournies par le site www.wunderground.com durant tous les jours de l'année. L'emploi de données horaires va permettre une analyse plus fine du comportement des systèmes PV en contraste aux données habituellement utilisées dans la conception, où on utilise plutôt des données quotidiennes ou même mensuelles.

4.5.1 Caractéristiques des sites

Les quatre sites qui feront l'objet d'étude sont Alger, Batna, Béchar et Tamanrasset. Alger, est située au nord de l'Algérie et occupe une position géostratégique intéressante. Elle se caractérise par un climat méditerranéen tempéré. Elle est connue par ses longs étés chauds et humides. Les hivers sont doux et humides, la neige est rare mais pas impossible. Les pluies sont abondantes et peuvent être diluviennes. Il fait généralement chaud surtout de la mi-juillet à la mi-août. Batna est située au nord-est de l'Algérie. Le climat de Batna est du type semi-aride, avec quatre-saisons bien distinctes. Béchar se situe dans l'ouest du Sahara algérien. Béchar est doté d'un climat désertique. Tout au long de l'année, la pluie y est techniquement inexistante. Tamanrasset est au sud de l'Algérie, cette ville se situe en plein cœur du Sahara et possède un climat désertique chaud avec des étés longs et très chauds et hivers courts et modérément chauds. Le tableau 4.1 donne les positions géographiques, l'altitude et aussi l'albédo des quatre sites choisis.

Pour déterminer le nombre de modules photovoltaïques, Shell SP 75 est choisi comme le module que l'on utilisera dont les caractéristiques sont reportées dans le tableau 2.1, de la page 41.

4.5.2 Calcul de la puissance à la sortie du module

Pour que le moteur fonctionne au point optimum, un convertisseur permet de réaliser un transfert optimal de puissance entre le générateur et le groupe moto-pompe. Donc, le

générateur fonctionne le plus souvent possible dans son régime optimal, au point de puissance maximale de la caractéristique puissance en fonction de la tension que l'on exploite.

L'optimisation du dimensionnement a principalement été réalisée en cherchant à satisfaire une très bonne estimation de la puissance maximale à la sortie des panneaux photovoltaïques. Cette puissance est déterminée par le modèle à quatre paramètres modifié que nous avons présenté auparavant (voir chapitre III). La puissance optimale (Watt) à la sortie d'un module est déterminée par :

$$P_m = V_m \cdot I_m \quad (4.15)$$

(V_m, I_m) étant les coordonnées obtenues au point de puissance maximale. Sont toujours données aux conditions standards de test (1000 W/m^2 , 25°C , spectre AM1.5). A d'autres niveaux d'éclairements et de températures, les variations du courant et de tension au point de puissance maximale sont décrits par les équations 3.11 et 3.8, bien discutées dans le chapitre III :

$$V_m = \frac{V_m^{ref}}{1 + \beta_2 \ln\left(\frac{E_{ref}}{E}\right)} \left(\frac{T_{ref}}{T}\right)^{\gamma_2} \quad (4.16)$$

$$I_m = \frac{E}{E_{ref}} \left(I_m^{ref} + \mu_{ISC} (T - T_{ref}) \right) \quad (4.17)$$

Les paramètres (V_m, I_m) sont d'une importance particulière pour le calcul du débit comme étant une fonction de la puissance produite par le générateur. Alors que le débit horaire fourni par la pompe dépend fortement de l'éclairement solaire incident sur le générateur photovoltaïque ainsi que la température des modules qui sont considérés comme paramètres d'entrée de l'algorithme de calcul [89].

4.6 Etude comparative et interprétation des résultats

Il est important de signaler que nous avons mis les quaters sites dans les mêmes conditions afin de se focaliser sur le potentiel réel de chaque site quand il s'agit de considérer les conditions météorologiques réelles. Les caractéristiques techniques du système de pompage

Tableau 4.1
Données géographiques des différents sites.

Le site	Alger	Batna	Béchar	Tamanrasset
Latitude	36.69 N	35.75 N	31.65 N	22.82 N
Longitude	3.22 E	6.31 E	2.26 W	5.47 E
Albédo	0.2	0.25	0.20	0.30
Altitude	25	826	811	1 377

PV (figure 4.1) utilisés sont illustrées ci-dessous :

- ☞ Générateur PV (SP 75) a une puissance de 4.5 kWc avec un branchement de quinze modules en série et quatre modules en parallèle,
- ☞ Electropompe de type 95 PR12N/12 de 3kW, du constructeur PANELLI.
- ☞ Hauteur manométrique HMT égale à 50 mètres pour les quatre sites.

Avant de présenter les résultats concernant le débit annuel de chaque site, il convient de commencer par le calcul du rayonnement global sur une surface inclinée, en fonction de la position géographique et la variation de l'éclairement, la température durant les 365 jours de l'année 2015, considérée comme l'année de calcul. La connaissance des caractéristiques électriques du module considéré pour la conversion électrique et l'utilisation du modèle à quatre paramètres modifié vont nous permettra de calculer la puissance récupérée des panneaux photovoltaïques tout en considérant les conditions métrologiques réelles. En tenant compte des rendements des convertisseurs statiques et l'ensemble moteur pompe, le débit sera calculé.

Pour l'estimation du rayonnement solaire globale, le modèle du Liu et Jordan est utilisé :

$$E_G = E_{dir,h} R_b + E_{dif,h} \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + a E_{G,h} \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (4.18)$$

La connaissance de la fraction diffuse horaire est nécessaire dans la formule précédente. Parmi les modèles donnés aux premiers chapitres pour l'estimation de la fraction diffuse K_d en fonction de l'indice de clarté K_t horaire, le modèle d'Orgill et Hollands est considéré, où :

$$\begin{cases} K_d = 1 - 0.249 K_t & \text{si } 0 \leq K_t < 0.35 \\ K_d = 1.557 - 1.84 K_t & \text{si } 0.35 \leq K_t < 0.75 \\ K_d = 0.177 & \text{si } K_t > 0.75 \end{cases} \quad (4.19)$$

Faute de modèle qui donne plus de détails, nous avons fait certaines estimations de différents états de ciel, tout en restant en cohésion avec les références [12, 24, 90–93]. Pour une quantification exacte des différents indices, le question mérite de la considérer d'une manière particulière et pourra faire l'objet d'autres thèses. Quoique, l'estimation que nous avons proposé reste proche de la réalité, et les résultats obtenus prennent le plus de détails. Le tableau (4.2) illustre les valeurs de l'indice de clarté en fonction des différents états du ciel considérés.

Pour la comparaison des résultats de simulation, nous avons élaboré, pour chaque site étudié, un programme sous MATLAB (figure (4.4)). Ce programme simule le fonctionnement des systèmes de pompage en fonction de la hauteur manométrique totale HMT, l'éclairement solaire et la puissance du générateur photovoltaïque pour calculer le volume d'eau pompée journalier mensuel et annuel. A partir de chacun de ces programmes, nous

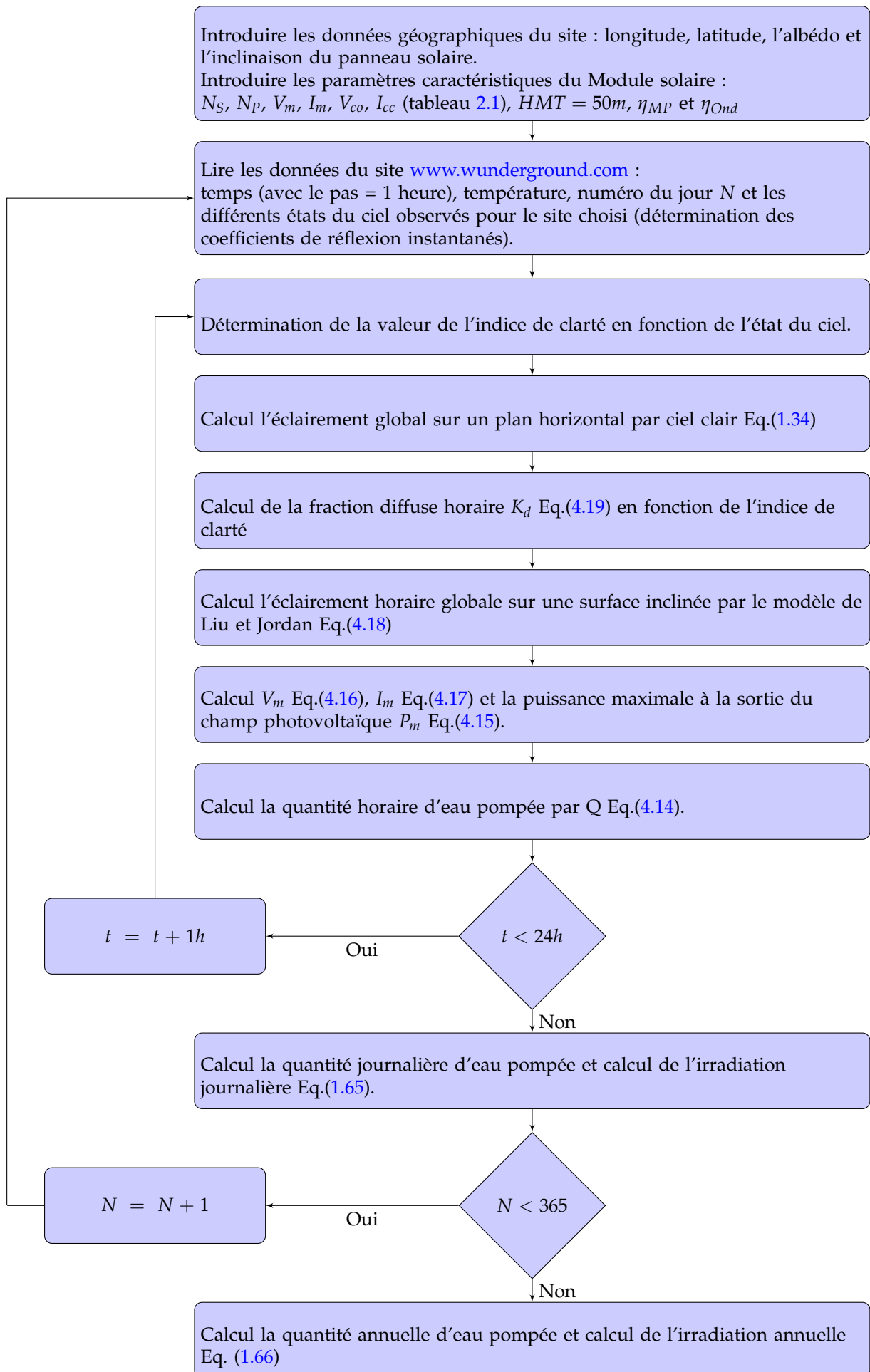


Figure 4.4. Organigramme de calcul de la quantité d'eau pompée.

avons dressé des résultats relatifs à différentes localisations. Il est à noter que 1 heure est le pas de temps de calcul des paramètres météorologiques.

La figure 4.5 et le tableau 4.3 montrent des exemples du rayonnement solaire des quatre sites. En prenant différents jours de différentes saisons. Les résultats montrent que le rayonnement solaire est plus intense au milieu de la journée et l'été est la période la plus importante où la ressource solaire est abondante et les nuages plus rares.

L'irradiation journalière recueillie sur une surface inclinée est obtenue par une sommation des irradiances horaires entre le lever et le coucher du soleil. Afin de faciliter le processus de calcul ont été utilisés le programme de simulation "MATLAB", les valeurs moyennes journalières mensuelles de l'irradiation globale sont présentées sur le tableau 4.3 pour la ville de Batna.

L'analyse des résultats présentés dans la précédente de la figure 4.5 et le tableau 4.3 in-

Tableau 4.2
L'indice de clarté en fonction de l'état du ciel.

Etat de ciel, comme apparut dans la base de données	L'indice de clarté
Clear	1
Partly Cloudy	0.7
Mostly Cloudy	0.6
Scattered Clouds	0.5
Low Drifting Sand	0.4
Blowing Sand	0.35
Low Drifting Widespread Dust	0.35
Cloudy	0.2
Dust Whirls	0.2
Wide spread Dust	0.2
Light Rain Showers	0.15
Light Snow Showers	0.15
Light Drizzle	0.15
Light Rain	0.1
Mist	0.1
Light Snow	0.1
Partial Fog	0.1
Light Fog	0.1
Fog	0.1
Haze	0.1
Patches of Fog	0.1
Light Thunderstorms and Rain	0.05
Thunderstorm	0.05
Rain	0.05
Thunderstorms and Rain	0.05
Light Thunderstorm	0.05
Heavy Fog	0.05
Heavy Rain	0.05
Shallow Fog	0.05
Heavy Thunderstorms and Rain	0.05
Smoke	0.05
Squalls	0.05
Heavy Thunderstorms with Hail	0.05

diquent que le site de Batna dispose d'un potentiel énergétique solaire important. On peut noter que le maximum d'énergie journalière est donné par le mois d'avril ($7.8132 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$), alors qu'il est au minimum de $4.4517 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$ en novembre vu les perturbations météorologiques qui ont touché la région durant ce mois de l'année 2015.

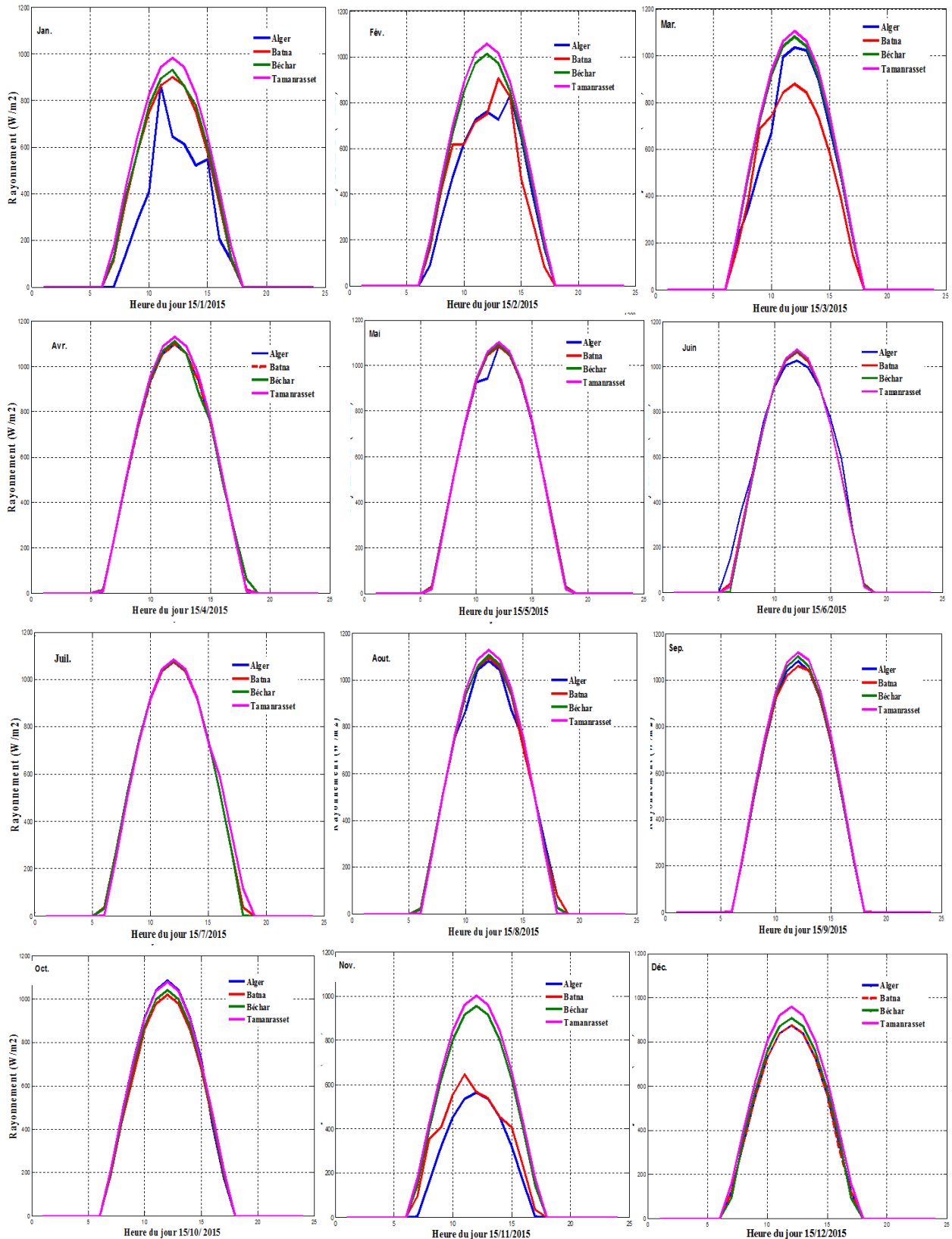


Figure 4.5. Profil du rayonnement solaire Quotidien du quatre sites.

Tableau 4.3
Irradiation journalière sur un plan incliné (Batna-2015).

Période	Mois	Ensoleillement globale (kWh/m ² /j)	Production d'énergie PV (kW h)	Volume d'eau pompé (m ³ /j)
L'hiver	10 Déc.	6.6329	31.720	132.6998
	17Jan.	6.0927	29.398	122.9851
	16 Fév.	5.5774	26.706	111.7227
Le printemps	16 Mar.	6.7930	32.226	134.8173
	15 Avr.	7.8132	35.601	148.9380
	15 Mai.	7.5535	33.379	139.6412
L'été	11 Juin.	7.6066	33.510	140.1866
	17 Juil.	7.4525	32.649	136.5850
	16 Aout.	7.7077	34.471	144.2069
L'automne	15 Sep.	7.7915	34.208	143.1069
	15 Oct.	5.6114	25.850	108.1421
	14 Nov.	4.4517	20.922	087.5286

Tableau 4.4
Volume annuel d'eau pompé pour les différents sites (pour l'année 2015).

Le site	Alger	Batna	Béchar	Tamanrasset
Ensoleillement globale (kWh/m ² /an)	2546.6	2570.5	2678.1	2813
Production d'énergie PV (kW/an)	11579	11822	12110	12660
Volume d'eau pompé annuel (m ³ /an)	48440	49459	50664	52962

Les résultats de simulation de l'énergie solaire annuelle pour les sites de Batna, Alger, Béchar et Tamanrasset sont représentés par les figures 4.6, 4.8, 4.10 et 4.12. La distribution de l'irradiation annuelle sur le plan du générateur PV montre une des pics de variation liée aux perturbations météorologiques et qui sont plus importantes durant les mois d'hiver que durant ceux d'été.

Pour chaque site étudié, pour différentes journées, nous avons dressé les courbes représentatives de la variation de la quantité d'eau pompée annuel en fonction du temps(jour). Ces résultats sont représentés graphiquement dans les figures 4.7, 4.9, 4.11 et 4.13. Le débit d'eau est variable en fonction des fluctuations d'ensoleillement, on constate que la quantité d'eau pompée augmente avec l'augmentation de l'ensoleillement. D'autre part, l'augmentation de température ambiante, est un facteur qui influence le rendement des modules PV, son augmentation diminue le rendement des modules photovoltaïques, donc une diminution de la quantité d'eau pompée, et ce qui est visible sur les parties droites de ces figures.

La variation de la température est pour l'année 2015 pour les différents sites est bien représentée dans les figures 4.14, 4.15, 4.16 et 4.17.

Le tableau 4.4 synthétise les résultats de calcul de l'irradiation totale annuelle, l'énergie totale reçue sur une surface inclinée et la quantité prévue de l'eau pompée par an pour les

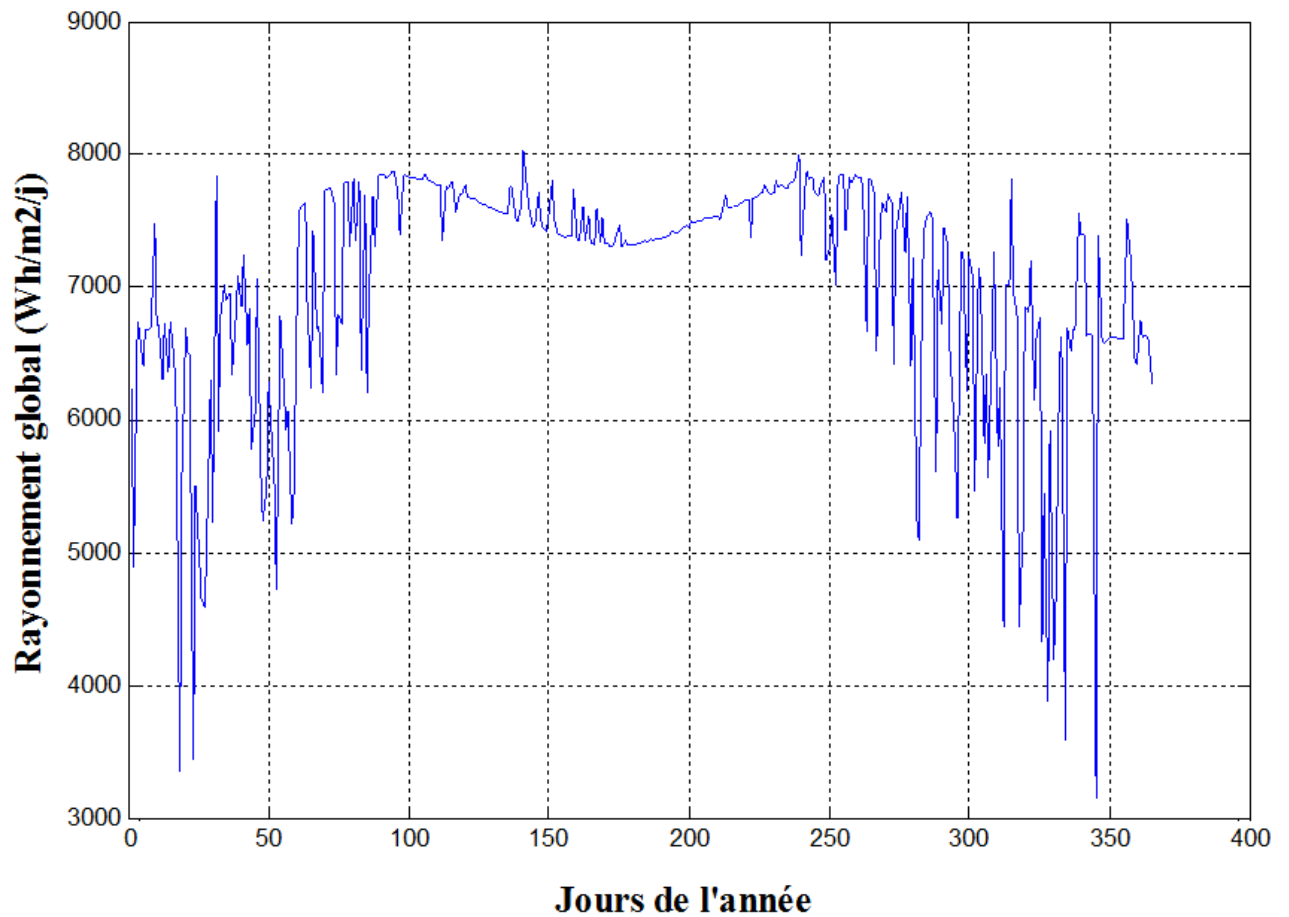


Figure 4.6. L'irradiation globale journalière sur une surface inclinée (Batna- 2015).

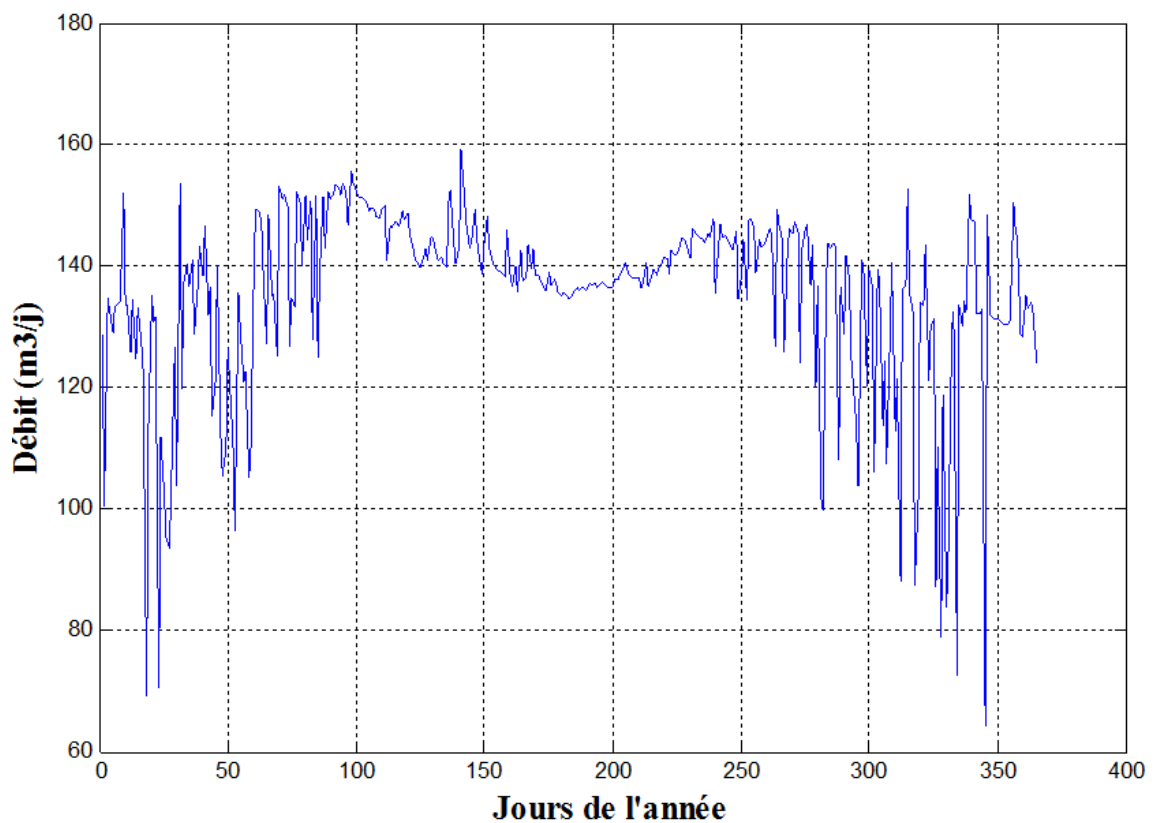


Figure 4.7. Variation de la quantité journalière d'eau pompée pour une hauteur $H = 50$ m (Batna- 2015).

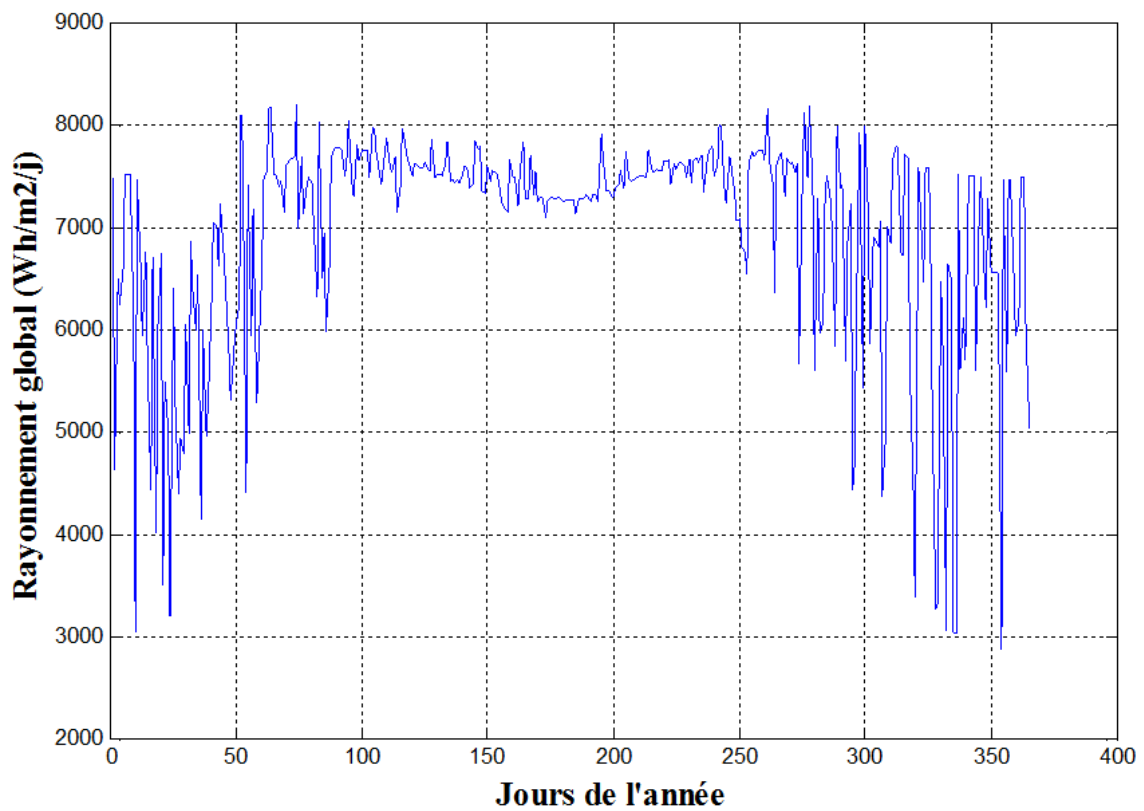


Figure 4.8. L'irradiation globale journalière sur une surface inclinée (Alger- 2015).

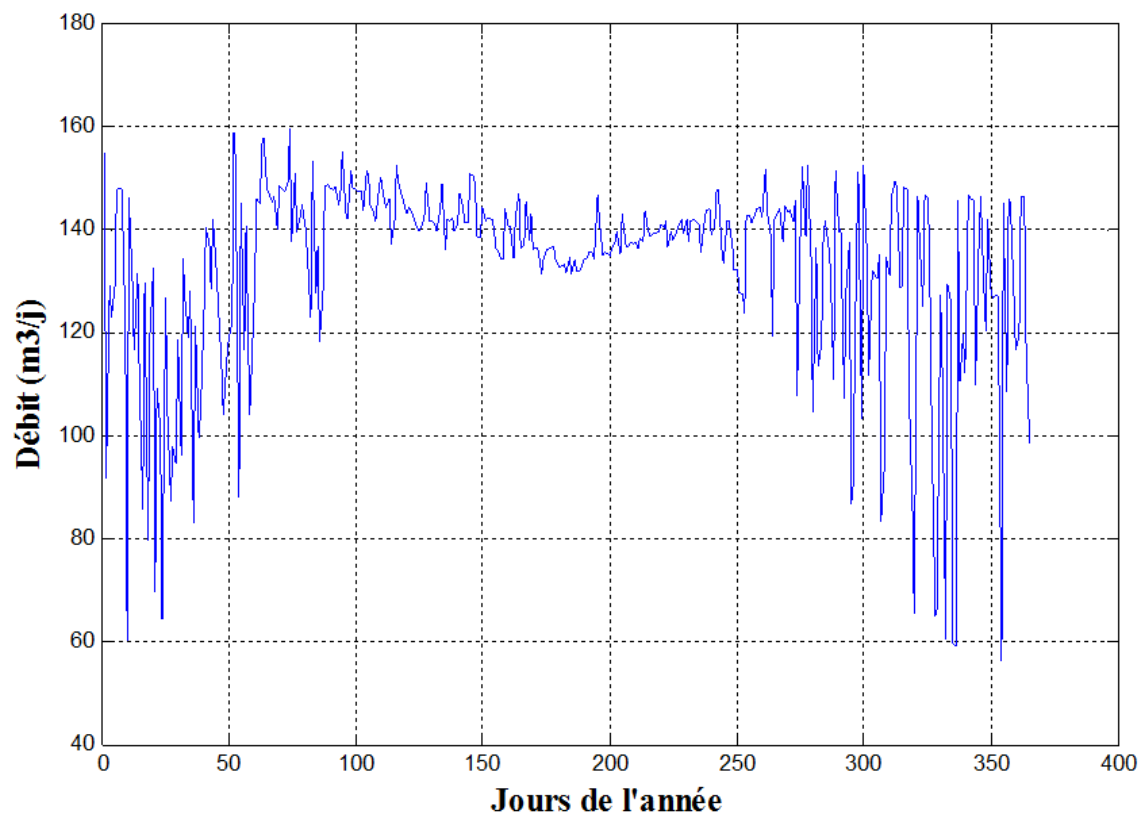


Figure 4.9. Variation de la quantité journalière d'eau pompée pour une hauteur H =50 m(Alger- 2015).

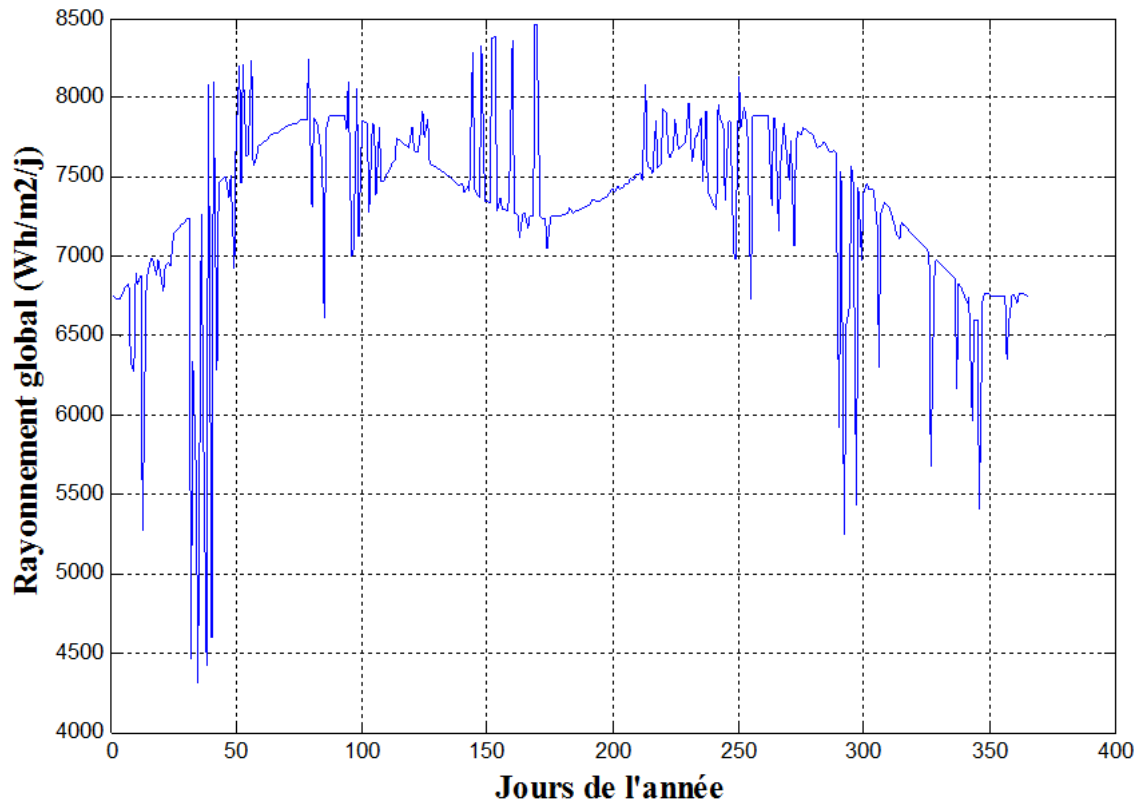


Figure 4.10. L'irradiation globale journalière sur une surface inclinée (Béchar - 2015).

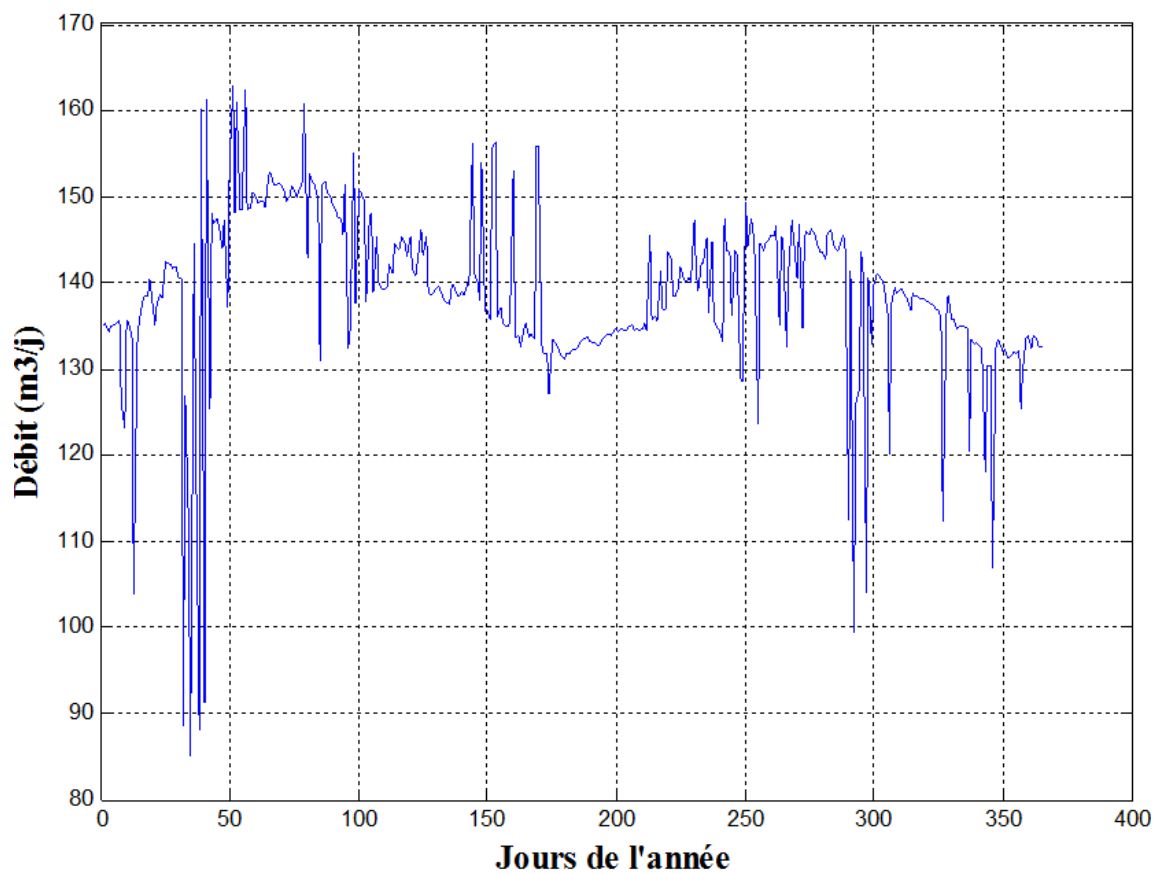


Figure 4.11. Variation de la quantité journalière d'eau pompée pour une hauteur $H = 50$ m (Béchar - 2015).

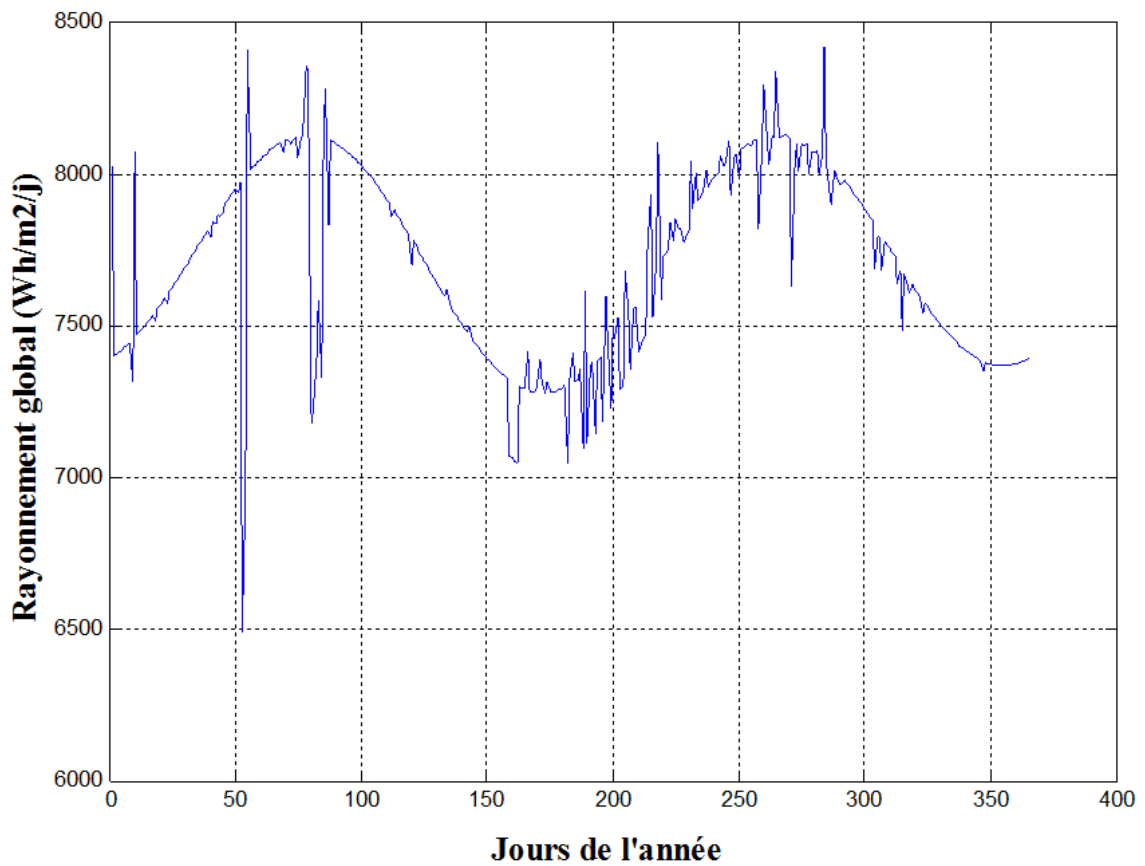


Figure 4.12. L'irradiation globale journalière sur une surface inclinée (Tamanrasset- 2015).

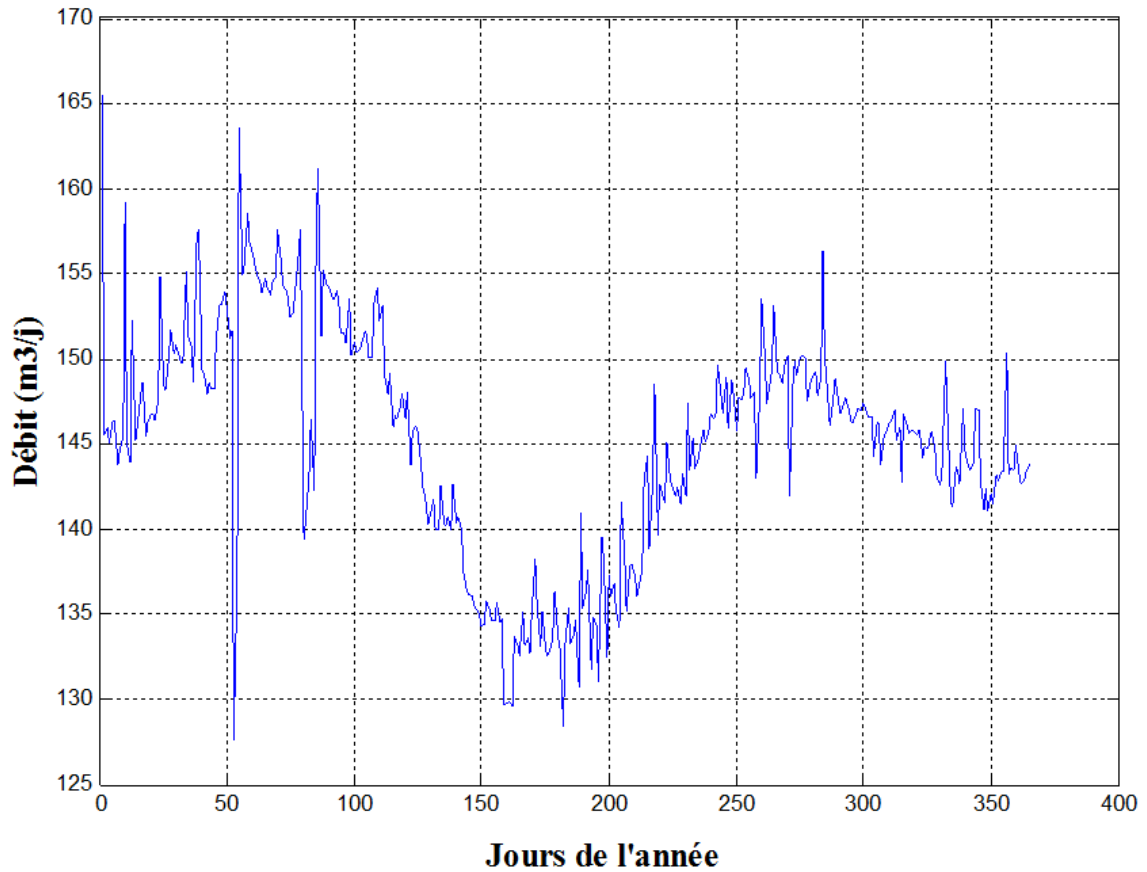


Figure 4.13. Variation de la quantité journalière d'eau pompée pour une hauteur $H = 50$ m (Tamanrasset-2015).

quatre sites. Le constat que nous trouvons assez important et le rapprochement de résultat obtenu pour les différents sites, et que le gisement solaire est aussi important au nord qu'au sud de l'Algérie. L'évolution temporelle du rayonnement solaire global annuel pour les différents sites obtenus durant plusieurs années est illustrée sur la figure 4.17. L'énergie reçue à la surface de la terre de Tamanrasset varie, par m^2 , de 2809.8 à 2824 kWh/an. Les valeurs estimées du rayonnement global à Béchar sont de 2661.2 à 2693.9 kWh/ m^2 /an qu'est relativement proche que celle fournie par le site de Tamanrasset. De même sorte, dans le cas du site de Batna, il est aisé d'observer sur la figure (4.18) que la valeur de rayonnement globale annuelle (de 2513.3 à 2574.9 kWh/ m^2 /an) sont proches avec ceux fournis par le site d'Alger (de 2496.8 à 2560.3 kWh/ m^2 /an). On note également que le potentiel solaire pour chaque site est presque le même au fur des années. La production d'électricité par générateur photovoltaïque est liée à l'intensité et à la durée de l'ensoleillement, l'évolution temporelle de la production d'énergie photovoltaïque pour les différents sites de 2005 à 2015 est représentée sur la figure (4.19). Les résultats obtenus permettent d'observer qu'ils sont très proches les uns des autres, ainsi la production d'électricité renouvelable est considérable.

La figure (4.20) représente la variation du volume d'eau pompée annuel calculée sur les quatre sites durant les derniers 11 ans. Les résultats montrent clairement que le changement de la quantité d'eau pompée est basé sur la variation de la puissance produite par le système photovoltaïque.

4.7 Conclusion

Les données métrologiques réelles, on permet d'estimer les capacités réelles du gisement solaire pour une application type, le pompage solaire au fil du soleil, dans différentes régions de pays. Les résultats obtenus par simulation présentés dans ce chapitre, ont montré que pour le même nombre total de modules photovoltaïques, et mêmes hauteurs de pompage, la localisation géographique influe peu sur la puissance annuelle produite par le générateur photovoltaïque, et ceci montre que l'exploitation du gisement solaire est importante pour les différentes régions de l'Algérie et presque avec la même rentabilité.

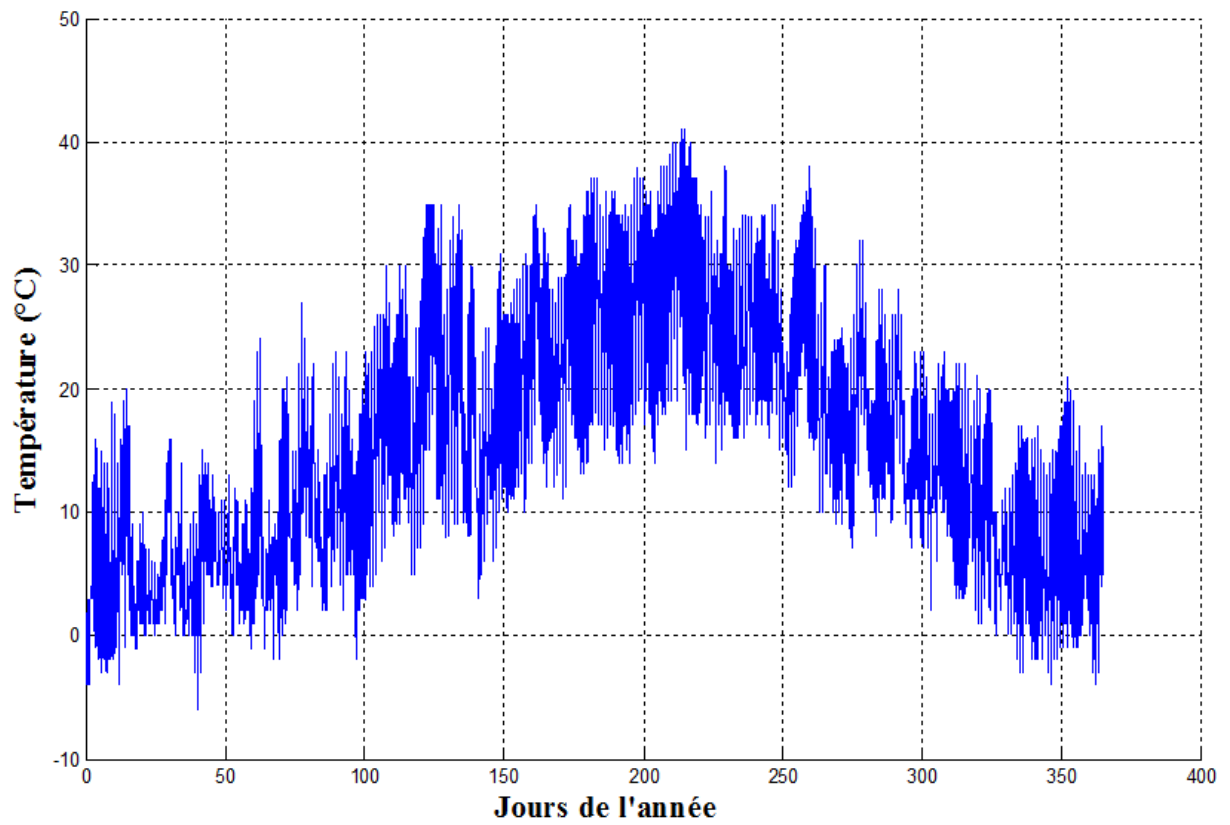


Figure 4.14. Température relevée à Batna en 2015.

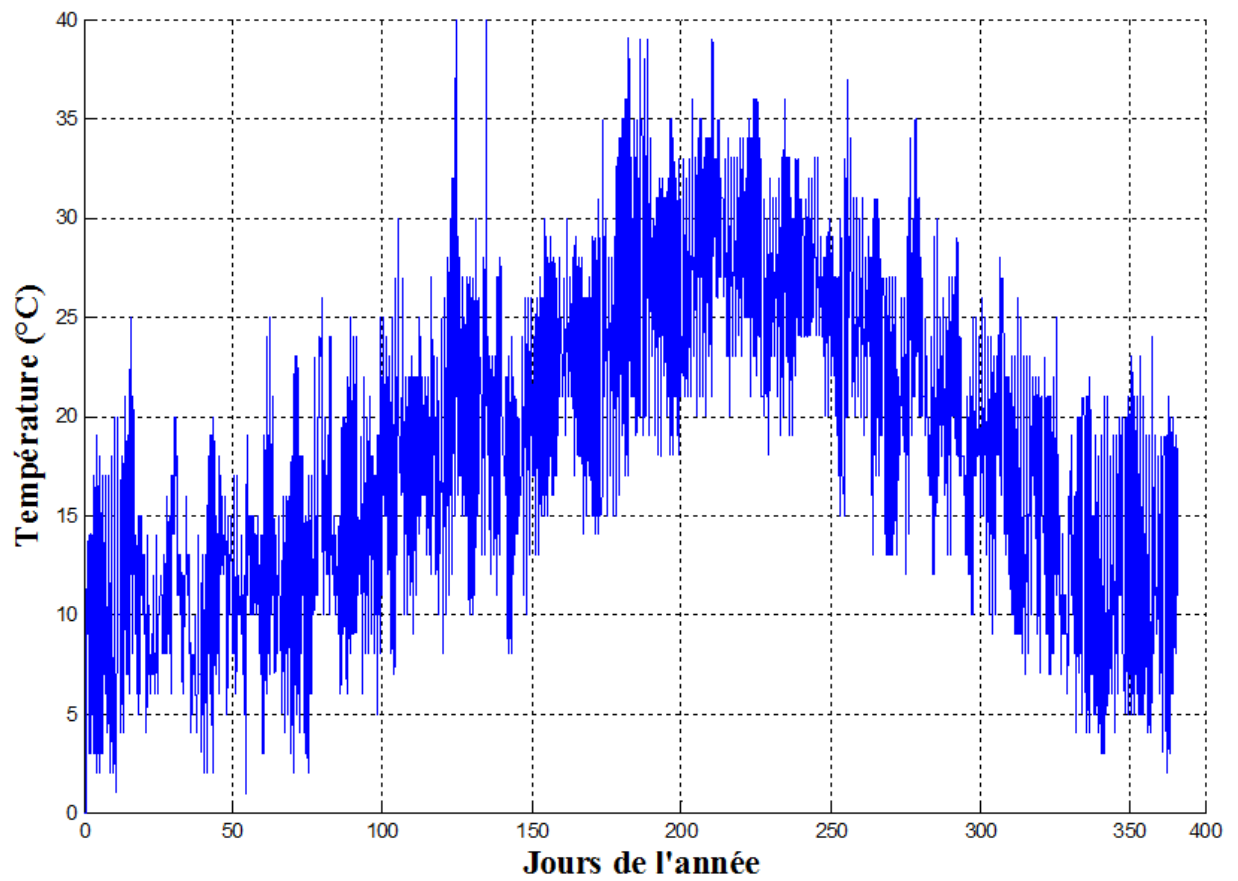


Figure 4.15. Température relevée à Alger en 2015.

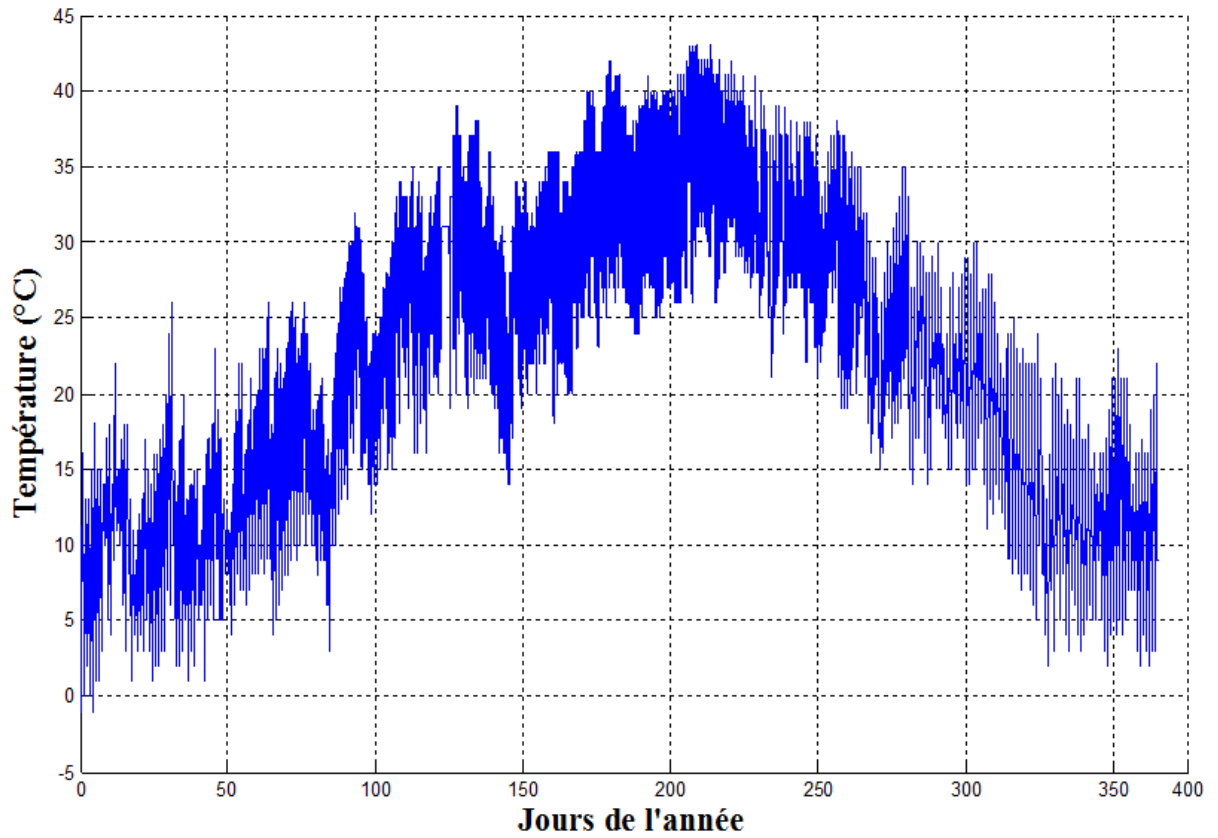


Figure 4.16. Température relevée à Béchar en 2015.

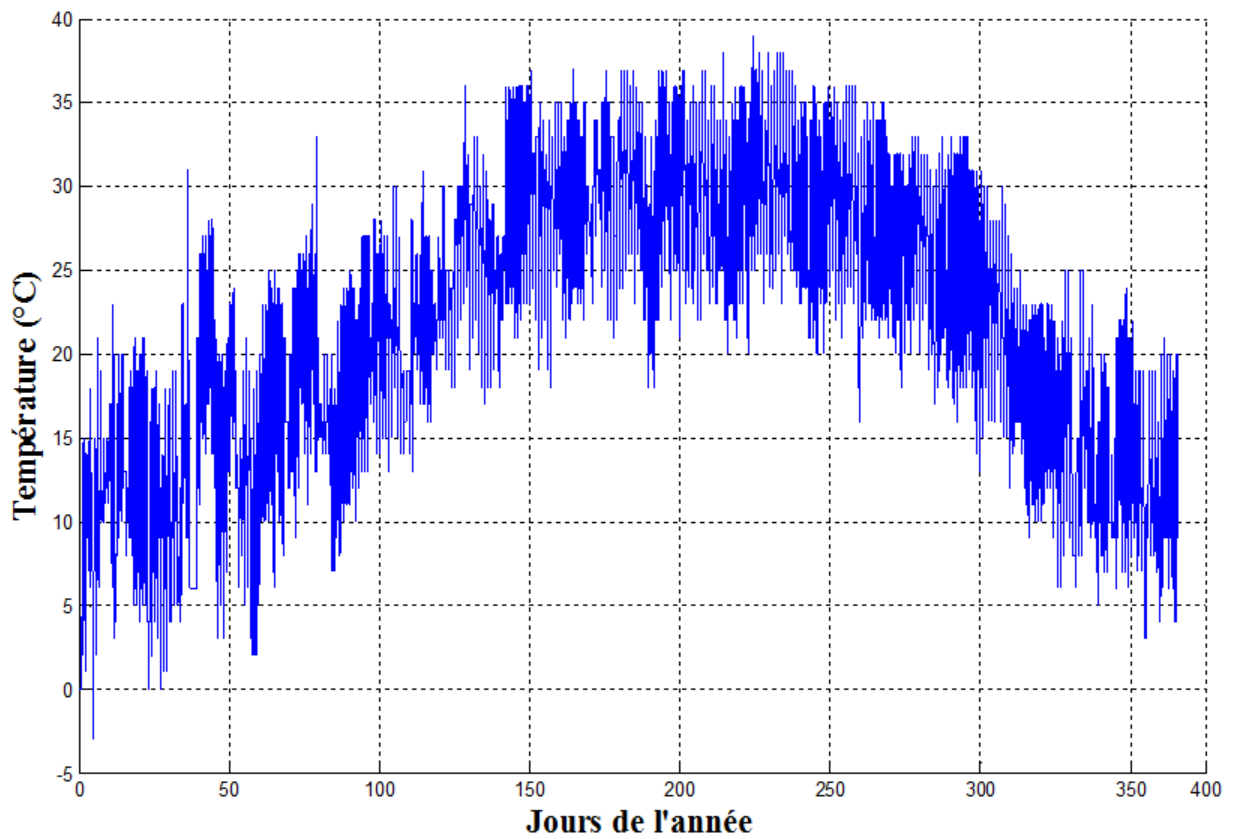


Figure 4.17. Température relevée à Tamanrasset en 2015.

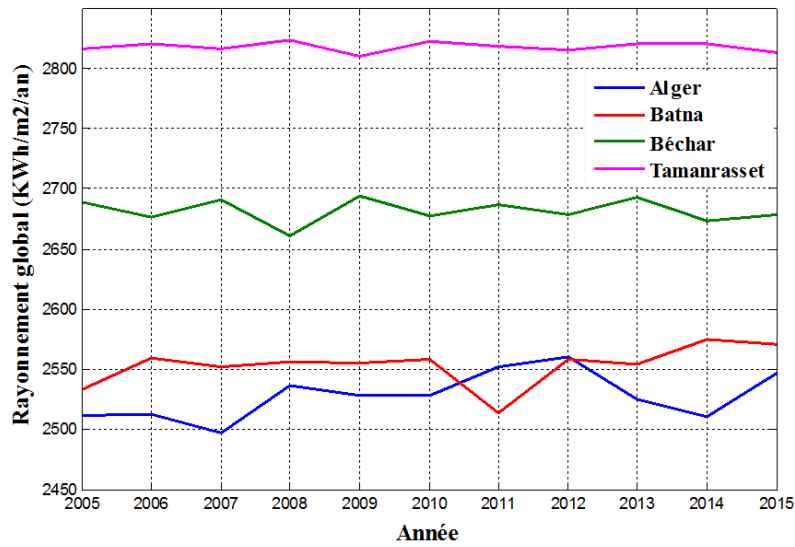


Figure 4.18. L'irradiation globale annuelle calculée sur les quatre sites durant les derniers 11 ans.

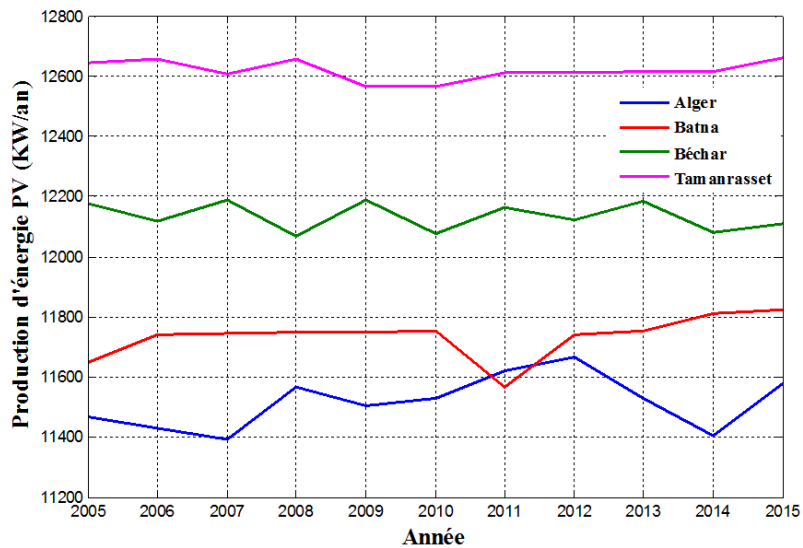


Figure 4.19. L'énergie PV annuelle calculée sur les quatre sites durant les derniers 11 ans.

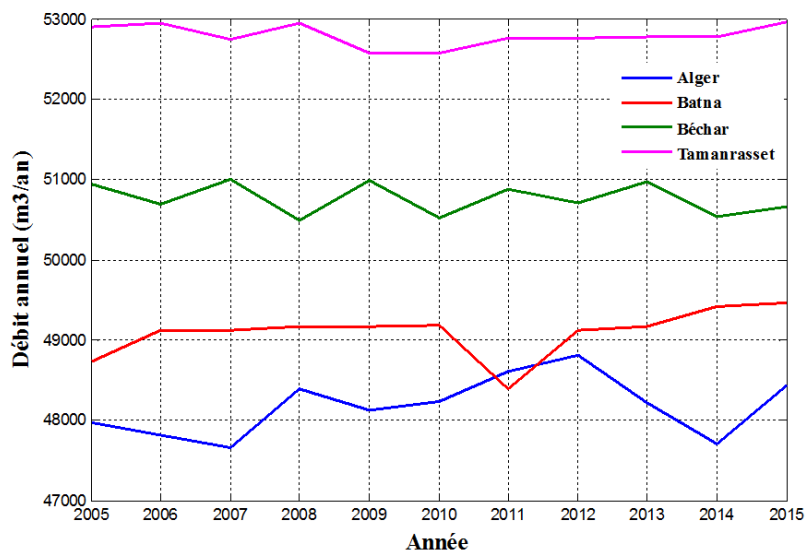


Figure 4.20. Volume d'eau pompé annuel calculée sur les quatre sites durant les derniers 11 ans.

Conclusion générale

De par sa situation géographique, l'Algérie est comptée parmi les meilleurs pays ensoleillés dans le monde et grâce à son Sahara qui constitue un gisement solaire immense peut devenir le premier pays bénéficiant de ce type d'énergies renouvelables. Quoique la maîtrise du caractère aléatoire de cette source d'énergie reste l'un des défis à surmonter afin de mieux l'exploiter.

L'objectif de ce travail était de contribuer à l'optimisation de dimensionnement de la chaîne de conversion d'énergie électrique. Une étude plus fine sur certains paramètres qui influencent le dimensionnement des éléments générateurs intégrés dans un système à base de sources d'énergies renouvelables est menée. On souligne en particulier la modélisation du comportement du modèle du panneau photovoltaïque en considérant la variation des conditions météorologiques.

Comme l'énergie produite par un générateur PV est liée à l'irradiation solaire incidente sur le plan des modules, il était nécessaire avant d'exploiter ce type d'énergie, d'effectuer une estimation du gisement solaire atteignant le sol à travers la modélisation du ciel. Cependant, ces solutions exigent au préalable un dimensionnement basé sur une connaissance approfondie des conditions climatiques et géographiques relatives au site du travail. Le grand nombre de variables ainsi que la difficulté dans l'estimation des ressources naturelles disponibles, font du dimensionnement optimal une tâche complexe.

L'objectif de la modélisation des panneaux solaires est évidemment de décrire leurs comportements dans toutes les conditions d'utilisation. En comparant sept modèles se différenciant entre eux par le nombre de diodes et la considération ou non des résistances série et parallèle, le modèle à 4 paramètres est jugé comme le modèle qui rassemble la simplicité et la précision.

L'analyse des résultats de simulation a montré une défaillance quant à la précision des résultats lors de la variation de l'éclairement ou la température. Une modification sur le modèle à quatre paramètres est proposée, et les résultats obtenus ont été prometteurs.

A partir de là, l'étude de gisement solaire et l'estimation de l'énergie solaire incidente peuvent être appliquées généralement pour n'importe quelle région du pays et n'importe quelle heure de l'année.

En prenant le pompage comme une application type, les résultats de simulation obtenus dans différentes régions du pays, les valeurs du rayonnement globales viennent naturellement, maximales en été et minimales en hiver dans l'ensemble des sites considérés. Dans les mêmes conditions, la quantité d'eau pompée annuellement est presque la même pour les sites du nord ou du sud du pays. Ce qui montre que l'exploitation du photovoltaïque est possible sur l'ensemble du pays.

Bibliographie

- [1] M. CAPDEROU, *Atlas solaire de l'Algérie : Aspect géométrique, synthèse géographique*. Office des publications universitaires, 1988.
- [2] A. BENHAMMOU, *Optimisation d'un nouveau système de séchage solaire modulaire pour plantes aromatiques et médicinales*. Thèse doctorat, fév. 2010.
- [3] R. W. BLISS, « The derivations of several "Plate-efficiency factors" useful in the design of flat-plate solar heat collectors », *Solar Energy*, vol. 3, no. 4, p. 55–64, 1959.
- [4] D. MATTE, *Climatologie de l'ensoleillement au Québec*. Thèse doctorat, Université Laval, 2011.
- [5] M. BELHADJ, « Modélisation d'un Système de captage photovoltaïque Autonome », *Mémoire de Magister option : Microélectronique-Photovoltaïque, Centre Universitaire de Béchar*, 2008.
- [6] M. A. CAMARA, *Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs*. phdthesis, Université Paris-Est, juil. 2011.
- [7] J. ROYER et E. J. SCHILLER, *Le pompage photovoltaïque : manuel de cours a l'intention des ingénieurs et des techniciens*. Québec : Institut de l'énergie des pays ayant en commun l'usage du français, 1998.
- [8] F. KREITH, *Principles of Sustainable Energy Systems, Second Edition*. août 2013.
- [9] F. BENYAROU, *Conception assistée par ordinateur des systèmes photovoltaïques Modélisation, dimensionnement et simulation*. Thèse doctorat, mai 2015.
- [10] A. Q. JAKHRANI, S. R. SAMO, A. R. H. RIGIT et S. A. KAMBOH, « Selection of models for calculation of incident solar radiation on tilted surfaces », *World Applied Sciences Journal*, vol. 22, no. 9, p. 1334–1343, 2013.
- [11] J. E. HAY, « Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces », *Solar Energy*, vol. 23, p. 301–307, jan. 1979.
- [12] B. Y. H. LIU et R. C. JORDAN, « The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation », *Solar Energy*, vol. 4, no. 3, p. 1–19, 1960.

- [13] T. M. KLUCHER, « Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces », *Solar Energy*, vol. 23, p. 111–114, jan. 1979.
- [14] R. PEREZ, P. INEICHEN, R. SEALS, J. MICHALSKY et R. STEWART, « Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance », *Solar Energy*, vol. 44, p. 271–289, jan. 1990.
- [15] V. BADESCU, « 3d isotropic approximation for solar diffuse irradiance on tilted surfaces », *Renewable Energy*, vol. 26, no. 2, p. 221–233, 2002.
- [16] A. M. NOORIAN, I. MORADI et G. A. KAMALI, « Evaluation of 12 models to estimate hourly diffuse irradiation on inclined surfaces », *Renewable Energy*, vol. 33, no. 6, p. 1406–1412, 2008.
- [17] R. C. TEMPS et K. L. COULSON, « Solar radiation incident upon slopes of different orientations », *Solar Energy*, vol. 19, p. 179–184, jan. 1977.
- [18] K. N. SHUKLA, S. RANGNEKAR et K. SUDHAKAR, « Comparative study of isotropic and anisotropic sky models to estimate solar radiation incident on tilted surface : A case study for Bhopal, India », *Energy Reports*, vol. 1, p. 96–103, nov. 2015.
- [19] M. BENGHANEM, « Optimization of tilt angle for solar panel : Case study for Madinah, Saudi Arabia », *Applied Energy*, vol. 88, no. 4, p. 1427–1433, 2011.
- [20] M. IQBAL, *An introduction to solar radiation*. Elsevier, 2012.
- [21] S. BENKACIALI et K. GAIRAA, « Modèles d'estimations du rayonnement global incident sur un plan incliné' », *Unité de Recherche Appliquée aux Energies Renouvelables (URAER), Ghardaïa*, 2009.
- [22] C. VOYANT, *Prédiction de séries temporelles de rayonnement solaire global et de production d'énergie photovoltaïque à partir de réseaux de neurones artificiels*. Thèse doctorat, Université Pascal Paoli, nov. 2011.
- [23] T. STOFFEL, D. RENNE, D. MYERS, S. WILCOX, M. SENGUPTA, R. GEORGE et C. TURCHI, « Concentrating Solar Power : Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data (csp) », Rap. tech. NREL/TP-550-47465, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO., sept. 2010.
- [24] J. F. ORGILL et K. G. T. HOLLANDS, « Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface », *Solar Energy*, vol. 19, p. 357–359, jan. 1977.
- [25] E. TAPACHES, *Estimation du Potentiel de la Technologie Solaire Thermodynamique à Concentration en Climat Non Désertique - Application à La Réunion*. phdthesis, Université de La Réunion, avril 2015.

- [26] D. T. REINDL, W. A. BECKMAN et J. A. DUFFIE, « Diffuse fraction correlations », *Solar Energy*, vol. 45, p. 1–7, jan. 1990.
- [27] D. T. REINDL, W. A. BECKMAN et J. A. DUFFIE, « Evaluation of hourly tilted surface radiation models », *Solar Energy*, vol. 45, p. 9–17, jan. 1990.
- [28] A. de MIGUEL, J. BILBAO, R. AGUIAR, H. KAMBEZIDIS et E. NEGRO, « Diffuse solar irradiation model evaluation in the North Mediterranean Belt area », *Solar Energy*, vol. 70, no. 2, p. 143–153, 2001.
- [29] M. A. M. N. A. HAWLADER BSC (ENG). MSc, PhD, « Diffuse, global and extra-terrestrial solar radiation for Singapore », *International Journal of Ambient Energy*, vol. 5, p. 31–38, jan. 1984.
- [30] Y. BAKELLI, *Contribution à l'optimisation du dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque autonome*. Thèse doctorat, Université el hadj lakhdar, Batna, 2012.
- [31] K. KERKOUCHE, F. CHERFA, A. H. ARAB, S. BOUCHAKOUR, K. ABDELADIM et 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, no. 2, p. 269–284, 2013.
- [32] C. PERRIN DE BRICHAMBAUT et C. VAUGE, *Le gisement solaire : évaluation de la ressource énergétique*. Lavoisier, Tec et Doc 1984, sept. 1982.
- [33] S. M. SZE, *Physics of Semiconductor Devices*. John Wiley & Sons, sept. 1981. Google-Books-ID : LCNTAAAAMAAJ.
- [34] S. PETIBON, *Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques*. Thèse doctorat, Université Paul Sabatier - Toulouse III, jan. 2009.
- [35] J. C. BERNÈDE, « ORGANIC PHOTOVOLTAIC CELLS : HISTORY, PRINCIPLE AND TECHNIQUES », *Journal of the Chilean Chemical Society*, vol. 53, p. 1549–1564, sept. 2008.
- [36] A. DJAFOUR, *Etude d'un système de production d'hydrogène solaire*. Thèse doctorat, Université de Batna, 2013.
- [37] D. JENA et V. V. RAMANA, « Modeling of photovoltaic system for uniform and non-uniform irradiance : A critical review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, p. 400–417, 2015.
- [38] J. H. SMITH et L. R. REITER, « An in-depth review of photovoltaic system performance models », *American Society of Mechanical Engineers*, vol. 1, 1984.

- [39] D. SERA, R. TEODORESCU et P. RODRIGUEZ, « Photovoltaic module diagnostics by series resistance monitoring and temperature and rated power estimation », in *34th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics, 2008. IECON 2008*, p. 2195–2199, nov. 2008.
- [40] J. H. ECKSTEIN, *DETAILED MODELLING OF PHOTO VOLTAIC SYSTEM COMPONENTS*. Thèse doctorat, University of Wisconsin-Madison, 1990.
- [41] J. CABESTANY et L. CASTANER, « Evaluation of solar cell parameters by nonlinear algorithms », *Journal of Physics D : Applied Physics*, vol. 16, no. 12, p. 2547, 1983.
- [42] W. DE SOTO, S. A. KLEIN et W. A. BECKMAN, « Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance », *Solar Energy*, vol. 80, p. 78–88, jan. 2006.
- [43] T. U. TOWNSEND, *THE LONG-TERM PERFORMANCE OF DIRECT-COUPLED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS*. Thèse doctorat, University of Wisconsin-Madison, 1989.
- [44] D. S. H. CHAN et J. C. H. PHANG, « Analytical methods for the extraction of solar-cell single- and double-diode model parameters from I-V characteristics », *IEEE Transactions on Electron Devices*, vol. 34, no. 2, p. 286–293, 1987.
- [45] D. SERA, R. TEODORESCU et P. RODRIGUEZ, « PV panel model based on datasheet values », in *IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2007. ISIE 2007*, p. 2392–2396, juin 2007.
- [46] G. ARAUJO et E. SANCHEZ, « A new method for experimental determination of the series resistance of a solar cell », *IEEE Transactions on Electron Devices*, vol. 29, p. 1511–1513, oct. 1982.
- [47] M. C. ALONSO-GARCÍA et J. M. RUÍZ, « Analysis and modelling the reverse characteristic of photovoltaic cells », *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 90, no. 7–8, p. 1105–1120, 2006.
- [48] M. CHEGAAR, Z. OUENNOUGHI et A. HOFFMANN, « A new method for evaluating illuminated solar cell parameters », *Solid-State Electronics*, vol. 45, no. 2, p. 293–296, 2001.
- [49] J. M. ENRIQUE, E. DURAN, S.-d.-C. M, J. M. ANDUJAR, M. A. BOHORQUEZ et J. CARRETERO, « A new approach to obtain I-V and P-V curves of photovoltaic modules by using DC-DC converters », in *Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005.*, p. 1769–1772, jan. 2005.
- [50] B. FRY, *Simulation of grid-tied building integrated photovoltaic systems*. Thèse doctorat, University of Wisconsin–Madison, 1999.

- [51] J. A. GOW et C. D. MANNING, « Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies », *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, vol. 146, p. 193–200, mars 1999.
- [52] G. WALKER et OTHERS, « Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV model », *Journal of Electrical & Electronics Engineering*, vol. 21, no. 1, p. 49–56, 2001.
- [53] A. M. REIS, N. T. COLEMAN, M. W. MARSHALL, P. LEHMAN et C. E. CHAMBERLIN, « Comparison of PV module performance before and after 11-years of field exposure », in *Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002*, p. 1432–1435, 2002.
- [54] J.-P. CHARLES, G. BORDURE, A. KHOURY et P. MIALHE, « Consistency of the double exponential model with physical mechanisms of conduction for a solar cell under illumination », *Journal of Physics D : Applied Physics*, vol. 18, p. 2261, nov. 1985.
- [55] A. S. H. van der HEIDE, A. SCHÖNECKER, J. H. BULTMAN et W. C. SINKE, « Explanation of high solar cell diode factors by nonuniform contact resistance », *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, vol. 13, p. 3–16, jan. 2005.
- [56] M. BASHAHU et A. HABYARIMANA, « Review and test of methods for determination of the solar cell series resistance », *Renewable Energy*, vol. 6, p. 129–138, mars 1995.
- [57] W. KIM et W. CHOI, « A novel parameter extraction method for the one-diode solar cell model », *Solar Energy*, vol. 84, no. 6, p. 1008–1019, 2010.
- [58] M. A. HAMDY et R. L. CALL, « The effect of the diode ideality factor on the experimental determination of series resistance of solar cells », *Solar Cells*, vol. 20, p. 119–126, mars 1987.
- [59] Y.-C. KUO, T.-J. LIANG et J.-F. CHEN, « Novel maximum-power-point-tracking controller for photovoltaic energy conversion system », *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 48, no. 3, p. 594–601, 2001.
- [60] C. CARRERO, J. AMADOR et S. ARNALTES, « A single procedure for helping PV designers to select silicon PV modules and evaluate the loss resistances », *Renewable Energy*, vol. 32, no. 15, p. 2579–2589, 2007.
- [61] G. W. HART et P. RAGHURAMAN, « Electrical Aspects of Photovoltaic-System Simulation », Rap. tech. DOE/ET/20279-207, Massachusetts Inst. of Tech., Lexington (USA). Lincoln Lab., juin 1982.
- [62] T. U. TOWNSEND, *A method for estimating the long-term performance of direct-coupled photovoltaic systems*. Thèse doctorat, University of Wisconsin-Madison, 1989.

- [63] C. t. SAH, R. N. NOYCE et W. SHOCKLEY, « Carrier Generation and Recombination in P-N Junctions and P-N Junction Characteristics », *Proceedings of the IRE*, vol. 45, p. 1228–1243, sept. 1957.
- [64] J. J. LOFERSKI, « An Introduction to the Physics of Solar Cells », *Solar Cells : Outlook for Improved Efficiency*, vol. 2, p. 25, 1972.
- [65] M. WOLF et H. RAUSCHENBACH, « Series resistance effects on solar cell measurements », *Advanced Energy Conversion*, vol. 3, no. 2, p. 455–479, 1963.
- [66] A. N. CELIK et N. ACIKGOZ, « Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models », *Applied Energy*, vol. 84, p. 1–15, jan. 2007.
- [67] W. ZHOU, H. YANG et Z. FANG, « A novel model for photovoltaic array performance prediction », *Applied Energy*, vol. 84, no. 12, p. 1187–1198, 2007.
- [68] E. E. van DYK, E. L. MEYER, F. J. VORSTER et A. W. R. LEITCH, « Long-term monitoring of photovoltaic devices », *Renewable Energy*, vol. 25, no. 2, p. 183–197, 2002.
- [69] M. G. VILLALVA, J. R. GAZOLI et E. R. FILHO, « Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays », *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, p. 1198–1208, 2009.
- [70] K. ISHAQUE, Z. SALAM, H. TAHERI et SYAFARUDDIN, « Modeling and simulation of photovoltaic (PV) system during partial shading based on a two-diode model », *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 19, no. 7, p. 1613–1626, 2011.
- [71] K. ISHAQUE, Z. SALAM et H. TAHERI, « Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules », *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 95, no. 2, p. 586–594, 2011.
- [72] M. L. LOUAZENE, *Document Details | Contribution à l'optimisation des systèmes photovoltaïques utilisés pour l'irrigation dans les zones*. Doctorat en Sciences en Electrotechnique, El Hadj Lakhdar, Batna, oct. 2015.
- [73] K. BENLARBI, L. MOKRANI et M. S. NAIT-SAID, « A fuzzy global efficiency optimization of a photovoltaic water pumping system », *Solar Energy*, vol. 77, no. 2, p. 203–216, 2004.
- [74] *Les stations de pompage individuelles pour l'irrigation*. RNED, Editions Quae, jan. 1996. Google-Books-ID : ywoGpPAZ084C.
- [75] M. CHIKH, A. MAHRANE et F. BOUACHRI, « PVSST 1.0 sizing and simulation tool for PV systems », *Energy Procedia*, vol. 6, p. 75–84, jan. 2011.

- [76] A. H. ARAB, M. BENGHANEM et A. GHARBI, « Dimensionnement de systèmes de pompage photovoltaïque », *Revue des énergies renouvelables*, vol. 8, no. 1, p. 19–26, 2005.
- [77] A. HADJ ARAB, F. CHENLO et M. BENGHANEM, « Loss-of-load probability of photovoltaic water pumping systems », *Solar Energy*, vol. 76, no. 6, p. 713–723, 2004.
- [78] A. HAMIDAT, « Simulation of the performance and cost calculations of the surface pump », *Renewable Energy*, vol. 18, p. 383–392, nov. 1999.
- [79] M. BENGHANEM et A. HADJ ARAB, « Photovoltaic water pumping systems for Algeria », *Desalination*, vol. 209, no. 1, p. 50–57, 2007.
- [80] A. HADJAISSA, S. M. AIT CHEIKH, K. AMEUR et N. ESSOUNBOULI, « A GA-based optimization of a fuzzy-based MPPT controller for a photovoltaic pumping system, Case study for Laghouat, Algeria », *IFAC-PapersOnLine*, vol. 49, no. 12, p. 692–697, 2016.
- [81] M. G. THOMAS, « Water pumping : the solar alternative », rap. tech., Sandia National Laboratories (SNL-NM), Albuquerque, NM (United States), 1987.
- [82] C. HAMOUDA, H. G. WAGEMANN, R. HANITSCH et H. E. SIEKMANN, « Cost Analysis of Photovoltaic Water Pumping Systems Used in Arid and Semi-Arid Zones in Algeria », in *Tenth EC Photovoltaic Solar Energy Conference*, p. 1111–1114, Springer, 1991.
- [83] A. RICAUD et M. GRÄTZEL, « Photopiles solaires (de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés) », *Cahiers de chimie*, 1997.
- [84] S. ARMSTRONG et W. G. HURLEY, « A new methodology to optimise solar energy extraction under cloudy conditions », *Renewable Energy*, vol. 35, no. 4, p. 780–787, 2010.
- [85] J. YELLOTT, « Utilization of Sun and Sky Radiation for Heating and Cooling of Buildings », *ASHRAE J.*; (United States), déc. 1973.
- [86] D. WEINER et A. LEVINSON, « An Optimal Operation Design of a Photovoltaic D.c. Motor Coupled Water Pumping System », *Electric Machines & Power Systems*, vol. 24, no. 3, p. 277–288, 1996.
- [87] D. BASKAR, « Efficiency Improvement on Photovoltaic Water Pumping System by Automatic Water Spraying over Photovoltaic Cells », *Middle-East Journal of Scientific Research*, vol. 19, no. 8, p. 1127–1131, 2014.
- [88] S. KRAUTER, R. HANITSCH et P. STRAUSS, « Simulation-Program for Selecting Efficiency Improving Strategies of PV-Module-Encapsulations under Operating Conditions », *Proceedings of renewable energy sources*, vol. 91, p. 48–53, 1991.
- [89] Z. A. FIRATOGLU et B. YESILATA, « New approaches on the optimization of directly coupled PV pumping systems », *Solar Energy*, vol. 77, no. 1, p. 81–93, 2004.

- [90] M. IQBAL, « Prediction of hourly diffuse solar radiation from measured hourly global radiation on a horizontal surface », *Solar Energy*, vol. 24, p. 491–503, jan. 1980.
- [91] M. COLLARES-PEREIRA et A. RABL, « The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values », *Solar Energy*, vol. 22, p. 155–164, jan. 1979.
- [92] M. I. HIJAZIN, « The diffuse fraction of hourly solar radiation for Amman/Jordan », *Renewable Energy*, vol. 13, p. 249–253, fév. 1998.
- [93] D. G. ERBS, S. A. KLEIN et J. A. DUFFIE, « Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation », *Solar Energy*, vol. 28, p. 293–302, jan. 1982.
- [94] R. KHEZZAR, M. ZEREG et A. KHEZZAR, « Modeling improvement of the four parameter model for photovoltaic modules », *Solar Energy*, vol. 110, p. 452–462, déc. 2014. Equipe 4.
- [95] E. I. BATZELIS et S. A. PAPATHANASSIOU, « A Method for the Analytical Extraction of the Single-Diode PV Model Parameters », *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, p. 504–512, avril 2016.

Annexe 1

A Les données météorologiques du site de Batna sur le site wunderground

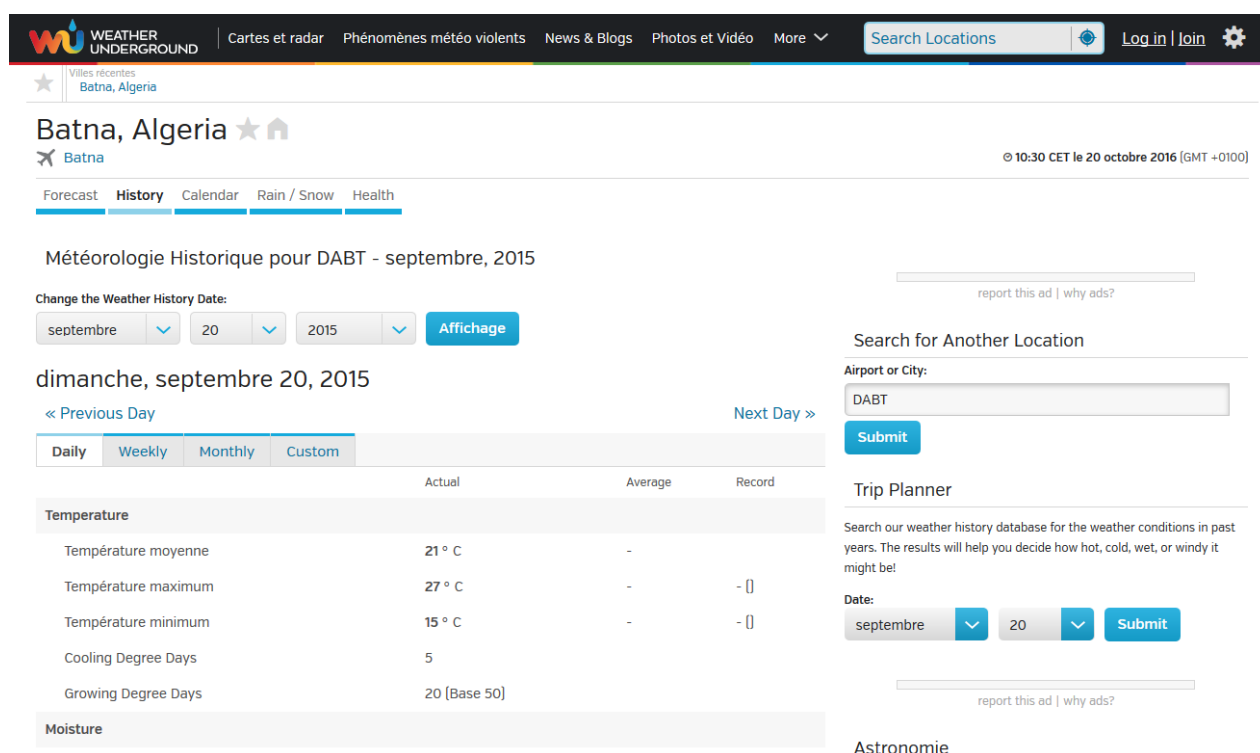


Figure A.1. Les données météorologiques du site de Batna pour la journée du 20 septembre 2015.

Hourly Weather History & Observations

Heure (CET)	Température	Point de rosée	Humidité	Pression	Visibilité	Wind Dir	Vitesse du vent	Vitesse des rafales	Precip	Événements	Conditions météo
12:00 AM	19.0 ° C	13.0 ° C	68%	1023 hPa	8.0 km	Est	29.6 km/h / 8.2 m/s	-	N/A		Nuages épars
1:00 AM	19 ° C	11 ° C	50%	hPa	10 km	Est	29.6 km/h /	-	-		Partiellement nuageux
1:00 AM	19.0 ° C	11.0 ° C	60%	1023 hPa	10.0 km	Est	29.6 km/h / 8.2 m/s	-	N/A		Nuages épars
2:00 AM	19.0 ° C	13.0 ° C	68%	1023 hPa	10.0 km	SE	22.2 km/h / 6.2 m/s	-	N/A		Partiellement nuageux
3:00 AM	18.0 ° C	13.0 ° C	73%	1022 hPa	10.0 km	ENE	25.9 km/h / 7.2 m/s	-	N/A		Partiellement nuageux
4:00 AM	18 ° C	13 ° C	65%	hPa	10 km	NE	29.6 km/h /	-	-		Nuages épars
4:00 AM	18.0 ° C	13.0 ° C	73%	1022 hPa	10.0 km	NE	29.6 km/h / 8.2 m/s	-	N/A		Partiellement nuageux
5:00 AM	17.0 ° C	13.0 ° C	77%	1021 hPa	10.0 km	ENE	25.9 km/h / 7.2 m/s	-	N/A		Partiellement nuageux
6:00 AM	16.0 ° C	12.0 ° C	77%	1022 hPa	10.0 km	ENE	29.6 km/h / 8.2 m/s	-	N/A		Nuages épars
7:00 AM	19 ° C	15 ° C	73%	hPa	10 km	ENE	22.2 km/h /	-	-		Nuageux
7:00 AM	19.0 ° C	15.0 ° C	78%	1022 hPa	10.0 km	ENE	22.2 km/h / 6.2 m/s	-	N/A		Nuageux
8:00 AM	19.0 ° C	16.0 ° C	83%	1022 hPa	10.0 km	ENE	22.2 km/h / 6.2 m/s	-	N/A		Nuageux
9:00 AM	19.0 ° C	16.0 ° C	83%	1022 hPa	10.0 km	NNE	14.8 km/h / 4.1 m/s	-	N/A		Nuageux
10:00 AM	20 ° C	17 ° C	74%	hPa	10 km	NE	7.4 km/h /	-	-		Nuageux
10:00 AM	21.0 ° C	17.0 ° C	78%	1022 hPa	10.0 km	ENE	7.4 km/h / 2.1 m/s	-	N/A		Nuageux
11:00 AM	23.0 ° C	16.0 ° C	65%	1021 hPa	10.0 km	NNO	18.5 km/h / 5.1 m/s	-	N/A		Nuageux
12:00 PM	23.0 ° C	16.0 ° C	65%	1021 hPa	10.0 km	NO	14.8 km/h / 4.1 m/s	-	N/A		Nuageux
1:00 PM	24 ° C	15 ° C	49%	hPa	15 km	NO	18.5 km/h /	-	-		Partiellement nuageux
1:00 PM	24.0 ° C	15.0 ° C	57%	1021 hPa	10.0 km	NO	18.5 km/h / 5.1 m/s	-	N/A		Nuages épars
2:00 PM	25.0 ° C	15.0 ° C	54%	1021 hPa	10.0 km	NO	18.5 km/h / 5.1 m/s	-	N/A		Nuages épars

Figure A.2. Les données météorologiques du site de Batna pour la journée du 20 septembre 2015 (suite).

Annexe 2

B Les contributions visibles sur google scholar

The image shows a Google Scholar search interface. At the top, the Google logo is on the left, and a search bar contains the text 'khezzar R'. To the right of the search bar is a blue search button with a magnifying glass icon. Below the search bar, the word 'Scholar' is displayed in red, followed by the text 'Environ 790 résultats (0,12 s)'. The main content area is divided into two columns. The left column contains filters: 'Articles', 'Ma bibliothèque', 'Date indifférente' (with sub-options: 'Depuis 2016', 'Depuis 2015', 'Depuis 2012', 'Période spécifique...'), 'Trier par pertinence' (with sub-option: 'Trier par date'), 'Rechercher sur le Web', 'Rechercher les pages en Français', and two checked checkboxes: 'inclure les brevets' and 'inclure les...'. The right column displays search results. The first result is titled 'Comparative study of mathematical methods for parameters calculation of current-voltage characteristic of photovoltaic module' by R Khezzar, M Zereg, and A Khezzar, published in 'Electrical and Electronics ...' in 2009. The abstract states: 'Abstract The photovoltaic module is typically represented by an equivalent circuit whose parameters are calculated using the experimental current voltage characteristic IV. The precise determination of these parameters remains a challenge for researchers, which led ...'. It is cited 26 times. The second result is a PDF titled 'Comparaison entre les différents modèles électriques et détermination des paramètres de la caractéristique IV d'un module photovoltaïque' by R Khezzar, M Zereg, and A Khezzar, published in 'Revue des Energies Renouvelables' in 2010. The abstract states: 'Résumé-La modélisation mathématique des cellules solaires est indispensable pour toute opération d'optimisation du rendement ou de diagnostic du générateur photovoltaïque. Le module photovoltaïque est représenté généralement par un circuit équivalent dont les ...'. It is cited 4 times. The third result is titled 'Modeling improvement of the four parameter model for photovoltaic modules' by R Khezzar, M Zereg, and A Khezzar, published in 'Solar Energy' in 2014. The abstract states: 'Abstract The aim of the present work is to introduce some improvements on the four parameter model of the photovoltaic cells in order to fit the variation of the current voltage characteristic I-V under various operating conditions. That is achieved by modifying both ...'. It is cited 11 times.

Figure B.1. Les contributions de l'auteur visibles sur google scholar avec le nombre de citations.

Modeling improvement of the four parameter model for photovoltaic modules

Rechercher parmi les articles qui s'y rapportent

- [Modeling of photovoltaic system for uniform and non-uniform irradiance: A critical review](#)
[D Jena, VV Ramana](#) - Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015 - Elsevier
 Abstract A critical review on various modeling approaches of photovoltaic array both under uniform and non-uniform irradiance is presented in this paper. The main approaches that have been deliberated are based on the variation of analytical methods, classical ...
 Cité 9 fois [Autres articles](#) [Les 5 versions](#) [Citer](#) [Enregistrer](#)
- [A novel datasheet-based parameter extraction method for a single-diode photovoltaic array model](#)
[JY Park, SJ Choi](#) - Solar Energy, 2015 - Elsevier
 Abstract This paper presents an effective parameter extraction algorithm for photovoltaic (PV) panels based only on datasheet values, which is very useful in the development phase of a power conditioning system (PCS). In order to increase the accuracy of a PV circuit ...
 Cité 5 fois [Autres articles](#) [Les 4 versions](#) [Citer](#) [Enregistrer](#)
- [Comprehensive investigation of PV arrays under different shading patterns by shade dispersion using puzzled pattern based Su-Do-Ku puzzle configuration](#)
[AS Yadav, RK Pachauri...](#) - ... (NGCT), 2015 1st ..., 2015 - [ieeexplore.ieee.org](#)
 Abstract—This paper is an attempt to investigate the performance assessment of existing and some proposed solar photovoltaic (PV) array configurations. Based on the MATLAB/Simulink model of single diode solar cell, performance of PV array configurations ...
[Autres articles](#) [Citer](#) [Enregistrer](#)
- [PV panel single and double diode models: Optimization of the parameters and temperature dependence](#)
[N Barth, R Jovanovic, S Ahzi, MA Khaleel](#) - Solar Energy Materials and ..., 2016 - Elsevier
 Abstract Photovoltaic (PV) cells induce current–voltage (I–V) characteristics dependent on the PV cell technology, the thin film structure and their eventual flaws during the elaboration process. The operation conditions also have a relevant impact on electrical curves ...
[Autres articles](#) [Les 3 versions](#) [Citer](#) [Enregistrer](#)
- [Dynamic model and control of a photovoltaic generation system using energetic macroscopic representation](#)
[J Solano, J Duarte, E Vargas, J Cabrera...](#) - ... on Renewable Energy ..., 2016 - [degruyter.com](#)
 Abstract: This paper addresses the Energetic Macroscopic Representation EMR, the modelling and the control of photovoltaic panel PVP generation systems for simulation purposes. The model of the PVP considers the variations on irradiance and temperature. ...
[Citer](#) [Enregistrer](#)
- [\[PDF\] Modeling and parameter identification of photovoltaic modules](#)
[JAC Ramirez, AM Jacome](#) - ... Internacional sobre la Calidad de la ... - [revistas.unal.edu.co](#)
 ABSTRACT This paper proposes and validates an algorithm to determine photovoltaic (PV) modules model parameters using the information provided by the PV module suppliers. The effect of temperature and solar irradiation variations on the parameters are analyzed for three PV models ...
[Autres articles](#) [Citer](#) [Enregistrer](#) [Plus](#)
- [Comparative study between two electrical model using experimental I?? V curves for DSSCs prepared by electrophoretic technics](#)
[T Azizi, AE Touihri, Z Kadachi, R Gharbi...](#) - 2016 7th International ..., 2016 - [ieeexplore.ieee.org](#)
 Abstract—Photovoltaic solar cells are non-linear devices, whose modeling is not an easy task. Different models for solar cells are available in the literature. Dye-sensitized solar cells (DSSCs) are considered as third photovoltaic generation and are proposed as alternative ...
[Autres articles](#) [Citer](#) [Enregistrer](#)
- [Comprehensive investigation of PV arrays with puzzle shade dispersion for improved performance](#)
[AS Yadav, RK Pachauri, YK Chauhan](#) - Solar Energy, 2016 - Elsevier
 Abstract This paper is an attempt to investigate the performance of existing and some proposed solar photovoltaic (PV) array configurations comprehensively. Based on the MATLAB/Simulink model of single diode solar cell, performance of PV array configurations ...
 Cité 1 fois [Autres articles](#) [Les 4 versions](#) [Citer](#) [Enregistrer](#)
- [\[HTML\] Photovoltaic Grid-Connected Modeling and Characterization Based on Experimental Results](#)
[AM Humada, M Hojabri, MHB Sulaiman, HM Hamada...](#) - PloS one, 2016 - [journals.plos.org](#)
 Abstract A grid-connected photovoltaic (PV) system operates under fluctuated weather condition has been modeled and characterized based on specific test bed. A mathematical model of a small-scale PV system has been developed mainly for residential usage, and ...
[Autres articles](#) [Les 10 versions](#) [Citer](#) [Enregistrer](#) [Plus](#)
- [A Method for the Analytical Extraction of the Single-Diode PV Model Parameters](#)
[El Batzulis, SA Papatthanassiou](#) - IEEE Transactions on ..., 2016 - [ieeexplore.ieee.org](#)
 Abstract—Determination of PV model parameters usually requires time consuming iterative procedures, prone to initialization and convergence difficulties. In this paper, a set of analytical expressions is introduced to determine the five parameters of the single-diode ...
 Cité 1 fois [Autres articles](#) [Les 2 versions](#) [Citer](#) [Enregistrer](#)

Figure B.2. Les citations de l'article [94]

Annexe 3

C Critiques bibliographiques du modèle optimisé dans le chapitre 3.

Nous avons trouvé, qu'il est important de reporter les critiques dans la littérature du modèle que nous avons proposé dans le troisième chapitre.

On note dans l'article [95] (figure C.1), qu'il a donné une attention particulière à notre modèle, en le considérant comme un travail de référence. Les résultats reportés [95] (figures C.2, C.3 C.4 et C.5)), ont confirmé son bien fondu.

20, différents types de modules photovoltaïques ont été utilisés (figures C.2), en plus dans les figures C.4 et C.5, les auteurs de la référence [95], ont réalisé les tests sous des conditions réelles, et ont montré une fois de plus l'efficacité du modèle que nous avons proposé.

Dans la référence [37] (figure C.6), les auteurs ont présenté une étude critique sur l'ensemble des modèles existants en exploitant 173 articles de références. Dans la figure C.7, les auteurs ont considéré notre modèle, en signalant son contribution par rapport aux modèles itératifs existants auparavant.

IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY

A Method for the Analytical Extraction of the Single-Diode PV Model Parameters

Efstratios I. Batzelis, *Student Member, IEEE*, and Stavros A. Papathanassiou, *Senior Member, IEEE*

Figure C.1. L'intitulé de la référence [95].

TABLE I
ESTIMATION ERROR OF THE EXPLICIT METHODS AS COMPARED TO THE
DeSoto APPROACH FOR 20 DIFFERENT COMMERCIAL PV MODULES

PV module	NRMSD (%) of the explicit methods							
	<i>Saloux</i>		<i>Khezzar</i>		<i>Bai</i>		<i>Proposed</i>	
	RMS	MAX	RMS	MAX	RMS	MAX	RMS	MAX
Aleo s18-235	3.49	7.61	0.59	1.25	1.34	2.07	0.42	0.97
Bosch M60s-245	3.48	7.39	0.39	0.72	1.39	2.10	0.44	0.98
Canadian Solar CS6P 250	3.04	6.87	0.95	2.02	1.27	2.06	0.31	0.77
Conergy PowerPlus 190P	3.13	6.79	0.74	1.59	1.28	1.99	0.34	0.80
Day4 Energy 60MC-I	3.30	7.09	0.94	1.96	1.16	1.67	0.33	0.75
ET Zero-rack 240	3.90	8.61	0.54	1.12	1.38	2.17	0.50	1.14
LDK 235 P-20	2.77	6.25	0.76	1.58	1.31	2.13	0.29	0.71
Perlight PLM-250P-60	2.14	4.40	2.20	4.10	1.45	2.74	0.33	0.51
REC 250PE	3.50	7.69	1.32	2.76	1.17	2.06	0.32	0.75
Renesola Virtus II 250	3.36	7.12	0.67	1.46	1.24	1.88	0.37	0.85
SCHOTT Perform 240	3.09	7.12	1.81	3.62	1.28	2.45	0.28	0.58
Sharp NU-E240 (J5)	3.30	7.43	2.07	4.20	1.32	2.79	0.32	0.61
Silcio SE250	3.84	8.23	0.56	1.21	1.25	1.90	0.46	1.02
Solea SM 190	3.33	7.52	1.44	2.98	1.22	2.15	0.30	0.72
Sopray SR 245	2.57	5.66	1.08	2.19	1.26	1.94	0.24	0.56
Sunmodule SW 240	2.69	5.70	0.40	0.88	1.59	2.38	0.36	0.82
Sunpower E19-240	2.50	5.50	1.25	2.45	1.21	1.85	0.20	0.48
Upsolar UP-M240P	3.29	6.85	0.35	0.81	1.53	2.24	0.45	0.95
Yingli YGE 250P-29b	3.69	7.88	0.62	1.34	1.31	2.00	0.45	1.03
Yingli YL-165	4.05	9.48	2.60	5.18	1.38	3.28	0.44	0.76
OVERALL	3.26	9.48	1.24	5.18	1.32	3.28	0.37	1.14

Figure C.2. Tableau tiré de la référence [95].

TABLE II
EXECUTION TIME OF THE *DeSoto* AND THE EXPLICIT METHODS

Method	Execution time (μ s) per scenario	Execution time normalized on the <i>Proposed</i> method
<i>DeSoto</i>	10805.4	3178.06
<i>Saloux</i>	1.4	0.41
<i>Khezzar</i>	1.5	0.44
<i>Bai</i>	2.5	0.74
<i>Proposed</i>	3.4	1.00
<i>Proposed (simple W)</i>	1.9	0.59

Figure C.3. Tableau tiré de la référence [95].

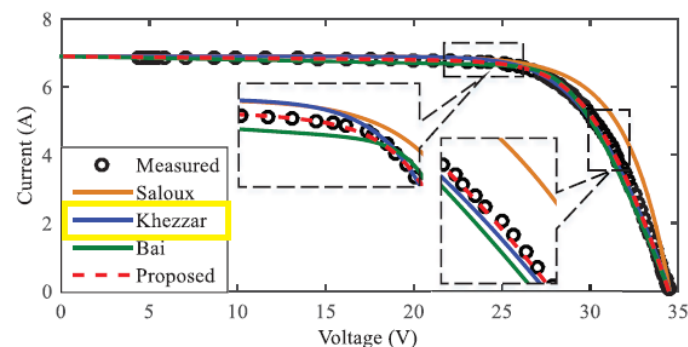


Fig. 5. Measured and simulated I - V curves using the analytical methods for an indicative case (Perlight PLM-250P-60 module at $805 \text{ W/m}^2 - 45^\circ \text{C}$).

Figure C.4. Figure tirée de la référence [95].

TABLE IV
ESTIMATION ACCURACY OF THE EXPLICIT METHODS BASED ON
MEASUREMENTS ON FIVE COMMERCIAL PV MODULES

PV module Operating conditions	NRMSD (%) compared to measured <i>I-V</i>			
	<i>Saloux</i>	<i>Khezzar</i>	<i>Bai</i>	<i>Proposed</i>
Conergy PowerPlus 190PC				
917 W/m ² – 57°C	5.91	1.90	3.13	1.15
857 W/m ² – 56°C	6.11	1.78	3.00	0.94
465 W/m ² – 58°C	1.74	2.60	1.83	1.75
Day4 Energy 60MC-I				
906 W/m ² – 47°C	7.12	2.10	3.21	1.76
743 W/m ² – 42°C	5.44	1.12	2.43	1.34
518 W/m ² – 39°C	3.05	0.80	1.56	1.53
Perlight PLM-250P-60				
902 W/m ² – 40°C	9.44	2.22	3.06	0.54
805 W/m ² – 45°C	8.51	1.54	2.58	0.66
500 W/m ² – 47°C	5.10	3.23	1.94	1.70
Solea SM 190				
930 W/m ² – 45°C	3.92	0.38	1.55	0.72
772 W/m ² – 40°C	2.59	1.03	1.27	0.72
544 W/m ² – 35°C	2.26	0.49	1.82	1.22
Yingli YL-165				
976 W/m ² – 58°C	4.86	1.65	2.59	0.91
593 W/m ² – 47°C	2.60	2.27	3.26	0.59
437 W/m ² – 43°C	4.25	0.64	2.21	1.07
OVERALL RMS	5.34	1.78	2.45	1.18
OVERALL MAXIMUM	9.44	3.23	3.26	1.76

Figure C.5. Tableau tiré de la référence [95].

Renewable and Sustainable Energy Reviews 52 (2015) 400–417

Contents lists available at ScienceDirect

 **Renewable and Sustainable Energy Reviews**

journal homepage: www.elsevier.com/locate/rser



Modeling of photovoltaic system for uniform and non-uniform irradiance: A critical review

Debashisha Jena*, Vanjari Venkata Ramana

National Institute of Technology Karnataka, Surathkal, Mangalore 575025, India



Figure C.6. L'intitulé de la référence [37].

Table 1
Comparison of non-iterative methods.

#	Authors	Ref.	Type	Par.	Contribution
1	Phang et al. (1984)	[6]	1D	5	Calculated based on equations at OCC, SCC, MPP
2	Chan et al. (1987)	[7]	2D	7	R_s is calculated using spline and cubic methods. Others parameters are calculated based on OCC, SCC, and MPP
3	Walker et al. (2001)	[8]	R_s	4	Calculated analytically using temperature effects
4	Tsai et al. (2008)	[9]	R_s	4	Extended [8] by incorporating E_g in calculation
5	Jain et al. (2004)	[10]	1D	5	Used Lambert-W function
6	Jain et al. (2005)	[11]	1D	5	Used Lambert-W function
7	Cubas et al. (2014)	[12]	1D	5	I_{ph} , I_o , R_p are expressed explicitly normally. R_s is in an implicit equation. It is expressed explicitly using Lambert-W function and parameters are calculated
8	Cubas et al. (2014)	[13]	1D	5	Extension of [12], but R_s is calculated with huge mathematical computations using the values of R_{so} and R_{po}
9	De soto et al. (2006)	[14]	1D	5	Calculated using OCC, SCC, MPP and other points
10	Tian et al. (2012)	[15]	1D	5	Extended [14] to parallel connection
11	Azab et al. (2009)	[16]	1D	5	Piecewise diode model is used
12	Wang et al. (2011)	[17]	1D	5	PLPB model is used
13	Bellini et al. (2009)	[18]	R_s	4	Simplified basic equation using arbitrary constants. Estimated effect of aging using resistances
14	Chakrasali et al. (2013)	[19]	R_s	4	Simplified [18] by representing in Norton's equivalent circuit
15	MassiPavan et al. (2014)	[21]	NA	-	No equivalent circuit. Used for large array simulations
16	Saloux et al. (2011)	[20]	NA	-	
17	Chouder et al. (2012)	[22]	1D	5	Calculated using outdoor measurements and points at OCC, SCC, MPP
18	Xiao et al. (2013)	[23]	ID	3	Calculated using points at OCC, SCC, MPP
19	Di Vincenzo et al. (2013)	[24]	2D	4	Diode current calculated directly. a_2 is arbitrarily chosen. a_1 is calculated using a relation with equivalent circuit parameters
20	Rahman et al. (2014)	[25]	1D	5	Calculated R_o , R_p and a using rigorous mathematical calculations
21	Bai, J et al. (2014)	[26]	1D	5	Initially R_s model parameters are calculated. Obtained parameters are considered as approx. parameters and 1D parameters are calculated
22	Toledo et al. (2014)	[27]	1D	5	Calculated in simplified manner using geometrical properties of single diode model
23	Khezzar et al. (2014)	[28]	R_s	4	V_{oc} and V_{mp} are corrected based on environmental conditions for rapid convergence.

Figure C.7. Tableau tiré de la référence [37].

Résumé

Le présent mémoire de thèse présente une contribution à la modélisation et l'optimisation de dimensionnement de la chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque en considérant les conditions météorologiques réelles. Pour le faire, il était nécessaire de mener l'étude selon les points suivants :

- La modélisation du rayonnement solaire et de l'énergie photovoltaïque, tout en exploitant les différentes méthodologies existantes.
- L'affinement de la modélisation des modules solaires sous les conditions d'exploitation réelles (ciel quelconque, fraction diffuse et inclinaison).
- Ainsi que, maîtriser les différentes chaînes de conversion de l'énergie solaire, en considérant le pompage comme une application type ou un système de référence afin de mettre en relief l'utilité des modèles développés.

Mots clés : Energie Renouvelables, Energie Solaire Photovoltaïque, modélisation des panneaux photovoltaïques, Système de pompage d'eau.

Abstract

This thesis is a contribution to the modeling and design optimization of photovoltaic energy conversion chain by considering the real meteorological conditions. To do so, it was necessary to conduct the present study on the following points:

- Modeling of solar radiation and photovoltaic power by exploiting the various existing methodologies.
- The refinement of the modeling of photovoltaic modules under real operating conditions .
- Considering photovoltaic pumping like a typical application or a reference system in order to highlight the usefulness of the developed models.

Keywords: Energy Renewable, Photovoltaic Solar Energy, Photovaltaic modeling, water pumping system.

ملخص

تهدف هذه الأطروحة إلى المساهمة في النمذجة والتحسين الأمثل لسلسلة تحويل الطاقة الكهروضوئية أخذًا بعين الاعتبار الظروف المناخية الحقيقية. و من أجل تحقيق هذا المطلب، كان من الضروري إجراء دراسة حول النقاط التالية :

- نمذجة الإشعاع الشمسي و كذا الطاقة الكهربائية الضوئية، و ذلك باستغلال مختلف المناهج الموجودة
- تحسين نمذجة وحدات الطاقة الشمسية في ظل ظروف التشغيل الحقيقية (مهما كان الجو، جزء مشاع أو منتشر و مائل)
- التحكم في مختلف أجزاء سلسلة تحويل الطاقة الشمسية باعتبار عملية الضخ كتطبيق نموذجي أو نظام مرجعي بغرض إبراز أهمية النماذج التي تم تطويرها.

الكلمات المفتاحية: الطاقات المتجددة، الطاقة الشمسية الكهروضوئية، نمذجة اللوحات الكهروضوئية، نظام ضخ المياه.