



UNIVERSITE DE OUARGLA
FACULTE DES SCIENCES ET SCIENCES DE L'INGENIEUR
DEPARTEMENT DES SCIENCES PHYSIQUES

N° d'ordre...
N° de série...

Mémoire

Pour l'obtention du titre de

MAGISTER

Spécialité : Science physique

Option : Physique énergétique

Présenté Par : Smaïl SEMAOUI

Thème

**Etude de l'électrification d'un village
avec de l'énergie solaire photovoltaïque**

Soutenu, le: 23 / 06 / 2004

devant le jury composé de :

Dr Fathi KHELFAOUI	M. Conférence	(U. Ouargla)	Président
Dr Amar HADJ ARAB	M. Recherche	(CDER)	Rapporteur
Dr Maiouf BELHAMEL	D. Recherche	(CDER)	Examineur
Dr Farhat REHOUMA	M. Conférence	(U. Ouargla)	Examineur
Dr Abderrahmane HAMIDAT	C. Recherche	(CDER)	Examineur

Année 2003/2004

REMERCIEMENTS

Ce travail à été effectué au Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) sous la direction scientifique du Dr A. HADJ ARAB, Maître de Recherche au CDER de Bouzareah. Je tiens à leur exprimer mes plus vifs remerciements, et surtout ma profonde et respectueuse reconnaissance pour l'intérêt et la bienveillance avec lesquels il a dirigé mes recherches.

Je remercie Dr F. KHELFAOUI, Maître de Conférence à l'Université de Ouargla, pour avoir accepté d'être le président de jury d'examen de ce travail.

Mes remerciements vont également au Dr M. BENGHANEM, Maître de Conférence à l'U.S.T.H.B, au Dr F. REHOUMA, Maître de Conférence à l'Université de Ouargla et au Dr A. HAMIDAT, Chargé de Recherche au CDER, pour avoir accepté de faire partie du jury d'examen de ce travail.

Je remercie Dr M. BELHAMEL, Directeur du CDER de m'avoir offert la possibilité d'effectuer des études de Post-Graduation et pour son soutien moral, ainsi que pour avoir accepté d'examiner ce travail. Et aussi Mr L. SERRIR Directeur de l'URAER de Ghardaïa, qui m'a aidé.

Mes remerciements vont également au Dr M. HADJ MAHAMED, Vice Recteur, Chargé de la Post-Graduation et de la Recherche scientifique à l'Université de Ouargla, qui nous a facilité le déroulement de cette formation.

Je remercie Dr H. BOUGATAI, Le Responsable de cette formation, pour son soutien, et aussi à tous mes enseignants de la Post-Graduation.

Je remercie également mes parents, ma femme et tous les membres de la famille pour leur soutien moral durant toute la durée de préparation du diplôme de Magister.

Je tiens à remercier mes collègues Mr I. HADJ MAHAMED, Attaché de Recherche, et Mr Y. BAKELLI, Assistant de Recherche, au CDER pour leur aide et leur soutien moral.

Je remercie également tous mes amis de la Post-Graduation et aussi les personnes qui m'ont apporté leur soutien et leurs encouragements, pour l'accomplissement de ce travail.

NOMENCLATURE

AM	Air masse
ALT	Altitude du lieu (m)
AUT	Autonomie (jour)
a, b	Constantes obtenus par des formules empiriques
B(0)	Eclairement direct sur une superficie horizontale (W/m^2)
B _d (0)	Irradiation directe journalière sur un plan horizontal (Wh/m^2)
B _{od} (0)	Irradiation extraterrestre journalière sur un plan horizontal (Wh/m^2)
B(β)	Eclairement direct sur une superficie inclinée (W/m^2)
B _o	Constante solaire ($1367 W/m^2$)
B _h (0)	Irradiation directe sur un plan horizontal (Wh/m^2)
B _{oh} (0)	Irradiation extraterrestre d'une heure sur un plan horizontal (Wh/m^2)
C _{Ah}	Capacité de stockage en Ampère-heure (Ah)
C _e	Capacité d'un élément batterie (Ah)
C _i	La i-ème valeur calculée
C _n	Capacité nominale de l'élément (Ah)
D _{FJ}	Durée de fonctionnement journalière (heure)
D _j	Durée du jour (heure)
D(β)	Eclairement diffus sur une superficie inclinée (W/m^2)
D _d (0)	Irradiation diffuse horizontale journalière (Wh/m^2)
D _h (0)	Irradiation diffuse horaire sur superficie horizontale (Wh/m^2)
E _{CH}	Energie journalière consommée par la charge (Wh)
EEB	Energie entrante dans les batteries de stockage (Wh)
EEC	Energie entrante dans le convertisseur (Wh)
EECJ	Energie entrante dans le convertisseur durant la journée (Wh)
EECN	Energie entrante dans le convertisseur durant la nuit (Wh)
E _{mod}	Energie journalière fournie par le module (Wh)
ESB	Energie sortante des batteries (Wh)
ESCJ	Energie sortante du convertisseur durant la journée (Wh)
ESCN	Energie sortante du convertisseur durant la nuit (Wh)
ESG	Energie sortante du générateur (Wh)

ES	Erreur standard
E_x	Erreur relative
e	Valeur de la charge de l'électron (C)
F_{CG}	Facteur de correction globale (%)
G_0	Eclairement extraterrestre sur plan horizontal (W/m^2)
G_1	Eclairement dans les conditions de mesure (W/m^2)
G_2	Eclairement dans les conditions désirées (W/m^2)
$G(\beta)$	Eclairement global sur une superficie inclinée (W/m^2)
G_{CS}	Eclairement aux conditions standards (W/m^2)
$G_d(0)$	Irradiation globale horizontale journalière (Wh/m^2)
G_e	Eclairement extraterrestre sur plan normal (W/m^2)
$G_h(0)$	Irradiation globale horaire sur superficie horizontale (Wh/m^2)
h_s	hauteur du soleil (Degré)
I	Courant aux bornes du module photovoltaïque (A)
I_1, V_1	Coordonnées d'un point de la courbe de référence (A, V)
I_2, V_2	Coordonnées d'un point de la courbe corrigée (A, V)
I_b	Courant de la batterie (A)
I_{cal}	Courant calculé (A)
I_{exp}	Courant mesuré (A)
I_j	Courant de jonction (A)
I_L	Courant photogénéré dû à la génération des porteurs par illumination (A)
I_0	Courant de saturation (A)
I_{RR}	Irradiation moyenne journalière mensuelle minimale dans l'année (Wh/m^2)
I_{SC}	Courant de court-circuit (A)
I_{sh}	Courant qui passe dans la résistance shunt (A)
K	Facteur de correction de la courbe ($0,00125 \text{ Ohm}/^\circ\text{C}$)
K_d	Fraction diffuse
K_t	Indice de clarté de l'atmosphère
k	Constante de Boltzmann ($J/^\circ\text{K}$)
L	Latitude du lieu (Degré)
L_{loc}	Longitude (Degré)
L_{St}	Méridien standard pour le temps local (Degré)
M_i	La i-ème valeur mesurée
m	Facteur d'idéalité

N	Nombre de points de mesure
N_{BP}	Nombre de branches en parallèle des modules
N_{bp}	Nombre de branches en parallèle des éléments batteries
N_{es}	Nombre d'éléments en série
N_e	Nombre total d'éléments batteries
N_j	Numéro d'ordre du jour de l'année ($1 \leq N_j \leq 365$)
N_k	Nombre de jours dans le mois correspondant
N_M	Nombre total de modules
NM	Numéro du mois dans l'année (varie de 1 à 12)
N_{MS}	Nombre de modules disposés en série
N_P	Nombre de modules en parallèle
P_{CH}	Puissance de la charge (W)
PD	Profondeur de décharge (%)
P_m	Puissance du module (W)
R_{int}	Résistance interne de la batterie (Ω)
$R(\beta)$	Eclairement réfléchi sur une superficie inclinée (W/m^2)
R_{bat}	Rendement de la batterie (%)
REQM	Racine de l'erreur quadratique moyenne (%)
R_R	Rendement du régulateur (%)
R_S	Résistance série (Ω)
R_{Sh}	Résistance parallèle (Ω)
R	Rapport de l'irradiation globale sur un plan incliné avec celle de l'horizontale
R_b	Rapport d'irradiation directe sur un plan incliné avec celle de l'horizontale
r_d	Rapport de l'irradiation diffuse horaire sur l'irradiation diffuse journalière
r_g	Rapport de l'irradiation globale horaire sur l'irradiation globale journalière
S	Etat de charge (%)
T_1	Température dans les conditions de mesure ($^{\circ}C$)
T_2	Température dans les conditions désirées ($^{\circ}C$)
T_a	Température ambiante ($^{\circ}C$)
T_c	Température de la cellule ($^{\circ}C$)
T_{CS}	Température aux conditions standards ($^{\circ}C$)
T_e	Tension de l'élément batterie (V)
T_{FR}	Tension de fonctionnement du régulateur (V)

T_{ONC}	Température d'Opération Nominale de la Cellule ($^{\circ}\text{C}$)
TSV	Temps solaire vrai (minute)
V	Tension aux bornes du module photovoltaïque (V)
V_b	Tension de la batterie (V)
V_{max}	Tension maximale du module (V)
V_{OC}	Tension à circuit ouvert (V)
V_t	Tension thermique (V)

Lettres grecques

α_T	Coefficient de température pour le courant ($\text{A}/^{\circ}\text{C}$)
β	Inclinaison des modules PV par rapport au plan horizontal (Degré)
β_T	Coefficient de température pour la tension ($\text{V}/^{\circ}\text{C}$)
ω	Temps solaire vrai ou angle horaire (Degré)
ω_s	Angle de coucher du soleil (Degré)
ρ	Réfectivité du sol ou albédo
δ	Déclinaison du soleil (Degré)
θ_s	Angle d'incidence (Degré)
θ_{zs}	Zénith du soleil (Degré)

ملخص

بعد إعطاء لمحة وجيزة عن الأنظمة الكهروضوئية، و كذا عن مختلف العناصر الذي تتكون بها هذه الأنظمة، نعرض مختلف أنماط التقليد الرياضي لهذه العناصر، و كذلك تعريف الحمولة و مدى الاستهلاك للحمولة المأخوذة بعين الاعتبار و التي هي عبارة عن قرية نموذجية. اعتمادا على معطيات حقيقية تخص المنطقة التي سيتم فيها تركيب هذا النظام، نقترح طريقة لحساب أبعاد النظام، و عن طريق برنامج للإعلام الآلي نقوم بتحديد طاقة المولد الكهروضوئي، و كذلك سعة البطاريات المستخدمة لتخزين الطاقة، التي سيتم استهلاكها خلال الليل.

كلمات المفتاح: النظام الكهروضوئي، تحديد أبعاد النظام الكهروضوئي، محطة مركزية كهروضوئية.

Résumé

Après une description succincte sur les systèmes photovoltaïques et ses différentes composantes, nous présentons les modèles des différents composants du système photovoltaïque, et aussi une définition de la charge ainsi que le profil de consommation de la charge adoptée qui est un village pilote.

En se basant sur les paramètres réels du site de l'installation, nous proposons une méthode de dimensionnement, et à travers un programme informatique nous déterminons la dimension des différents composants du système.

Mots clé: Système photovoltaïque, Dimensionnement du système photovoltaïque, Centrale photovoltaïque Autonome.

Abstract

After a brief description of the photovoltaic systems and these different components, we present the models of different components of photovoltaic systems, and definition charge.

From working parameters of the site obtained in the different sources, we propose the method of dimension, and from the programs we determined a dimension of different components in the system.

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1 Caractéristiques du module utilisé sous différentes conditions	23
Tableau 2.2 Exemple d'application sur les erreurs (module BP saturne)	25
Tableau 2.3 Translation selon la norme CEI – 891	26
Tableau 3.1 Questionnaire adopté pour réaliser un profil de charge	38
Tableau 3.2 Lampe équivalente	38
Tableau 3.3 Evolution de l'énergie consommée par la charge durant la journée	39
Tableau 4.1 Localisation géographique des différents sites	49
Tableau 4.2 Angle d'inclinaison optimale pour les différents sites	49
Tableau 4.3 Irradiation totale pour l'inclinaison optimale	50
Tableau 4.4 Irradiation moyenne journalière minimale	50
Tableau 4.5 Dimensions du générateur ($G_{CS} = 1\text{kW/m}^2$, $T_{CS} = 25^\circ\text{C}$)	59
Tableau 4.6 Dimensions du générateur ($G_{CS} = 1\text{kW/m}^2$, $T_{CS} = 45^\circ\text{C}$)	59
Tableau 4.7 Dimensions du générateur ($G_{CS} = 800\text{ W/m}^2$, $T_{CS} = 25^\circ\text{C}$)	60
Tableau 4.8 Dimensions du générateur ($G_{CS} = 800\text{ W/m}^2$, $T_{CS} = 45^\circ\text{C}$)	60
Tableau 4.9 Dimensions de stockage pour différentes autonomies	61
Tableau 4.10 Bilan énergétique du système PV pour différents sites	62

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 Système photovoltaïque (PV)	03
Figure 1.2 Module PV en groupement série - parallèle des cellules	05
Figure 1.3 Schéma synoptique d'un générateur PV	06
Figure 1.4 Schéma de principe d'un régulateur de charge	09
Figure 1.5 Régulateur parallèle	10
Figure 1.6 Régulateur série	11
Figure 2.1 Schéma équivalent du module	20
Figure 2.2 Courbes I-V expérimentales et calculées	24
Figure 3.1.a Charge à puissance constante	30
Figure 3.1.b Charge à puissance variable	30
Figure 3.2 Distribution avec un seul convertisseur central	35
Figure 3.3 Distribution mixte	36
Figure 3.4.a Architecture du foyer (Rez-de-chaussée)	37
Figure 3.4.b Architecture du foyer (Premier étage)	37
Figure 3.5 Profil de charge réel du village	39
Figure 4.1 Organigramme de calcul des irradiations sur plan incliné	48
Figure 4.2 Irradiation totale en fonction de l'inclinaison (Site de Ghardaïa)	51
Figure 4.3 Irradiation totale en fonction de l'inclinaison (Site de Ouargla)	52
Figure 4.4 Irradiation totale en fonction de l'inclinaison (Site d'Alger)	53
Figure 4.5 Irradiation totale en fonction de l'inclinaison (Site d'Oran)	54
Figure 4.6 Organigramme principal de dimensionnement du système PV	58
Figure 4.7 Bilan énergétique du système pour le site de Ghardaïa	63
Figure 4.8 Energie sortante du convertisseur durant la journée	63
Figure 4.9 Energie sortante du convertisseur durant la nuit	64

SOMMAIRE

Introduction	01
Chapitre 1 – Généralités sur le système photovoltaïque autonome	03
1.1 Introduction	03
1.2 Composition du système	03
1.3 Générateur photovoltaïque	04
1.3.1 Historique des cellules photovoltaïques	04
1.3.2 Différentes technologies	05
1.3.3 Module Photovoltaïque	05
1.3.4 Constitution d'un générateur PV	06
1.4 Stockage	07
1.4.1 Utilisation d'une batterie solaire	07
1.4.2 Influence des différents paramètres	08
1.5 Régulation	08
1.5.1 Rôle de la régulation dans les systèmes PV	08
1.5.2 Principe de fonctionnement des régulateurs	09
1.5.2.1 Régulateur parallèle	09
1.5.2.2 Régulateur série	10
1.6 Interfaces de conversion	11
1.6.1 Convertisseur Continu / Alternatif	11
1.6.2 Convertisseur Continu / Continu	11
1.7 Charge	12
1.8 Mise en place du système	12
1.8.1 Installation du générateur PV	13
1.8.1.1 Orientation et inclinaison du générateur PV	13
1.8.1.2 Les masques	13
1.8.1.3 Montage des modules en rangs parallèles	13
1.8.1.4 Fixation des modules	14
1.8.2 Installation des batteries de stockage	14
1.8.2.1 Local des accumulateurs	14

1.8.2.2 Installation des accumulateurs	15
1.8.3 Mise à la terre du système	15
1.9 Estimation du coût	15
Chapitre 2 – Modélisation du système photovoltaïque	16
2.1 Irradiation solaire	16
2.1.1 Introduction	16
2.1.2 Estimation des composantes directe et diffuse de l'irradiation horizontale à partir des valeurs de l'irradiation globale	16
2.1.2.1 Modèle de Frutos	17
2.1.2.2 Erreur d'estimation	17
2.1.3 Estimation de l'irradiation horaire à partir des valeurs journalières	18
2.1.4 Irradiation sur superficies inclinées	19
2.1.4.1 Eclairage direct	19
2.1.4.2 Eclairage diffus	19
2.1.4.2.1 Modèle de Hay et McKay	19
2.1.4.3 Eclairage réfléchi	20
2.2 Modèle du générateur photovoltaïque	20
2.2.1 Calcul d'erreur	22
2.2.2 Application	22
2.2.3 Correction à d'autres conditions de température et d'éclairage	25
2.2.4 Modèle de la température de la cellule	26
2.3 Modèle du stockage	27
2.3.1 Equation de la tension de la décharge	27
2.3.2 Equation de la tension de la charge	28
2.4 Modèle de la charge	28
Chapitre 3 – La charge	29
3.1 Introduction	29
3.2 Types de charges	29
3.2.1 Charge à puissance constante	30
3.2.2 Charge à puissance variable	30
3.3 Choix des appareils électriques et leur adaptation au système PV	30

3.3.1 Eclairage	31
3.3.1.1 Principe des luminaires à courant continu basse tension	31
3.3.2 Réfrigération	31
3.3.2.1 Réfrigérateur solarisé	31
3.3.3 Autres équipements domestiques	32
3.4 Choix de la tension du système	32
3.5 Distribution de l'énergie	32
3.5.1 Modes de distribution de l'énergie photovoltaïque	33
3.5.1.1 Distribution en courant continu	33
3.5.1.2 Distribution centralisée en courant alternatif	34
3.5.1.3 Distribution mixte	35
3.6 Charge adoptée	36
3.6.1 Définition	36
3.6.2 Architecture du foyer	37
3.6.3 Modèle du questionnaire	37
3.6.4 Profil de charge	39
Chapitre 4 – Dimensionnement du système photovoltaïque	41
4.1 Introduction	41
4.2 Présentation des paramètres d'entrée intervenants dans le dimensionnement	42
4.2.1 Paramètres relatifs au site d'installation	42
4.2.2 Paramètres relatifs au système PV	42
4.2.2.1 Paramètres concernant le module PV	42
4.2.2.2 Paramètres concernant les batteries de stockage	43
4.2.2.3 Paramètres concernant le régulateur de charge	43
4.2.2.4 Paramètres concernant le convertisseur	43
4.2.3 Paramètres concernant la charge	43
4.3 Calculs de l'irradiation sur le plan des modules et optimisation de l'angle d'inclinaison	44
4.3.1 Eclairement direct sur plan horizontal	44
4.3.2 Irradiation horaire directe sur plan horizontal	46
4.3.3 Eclairement diffus sur plan horizontal	46
4.3.4 Irradiation horaire diffuse sur plan horizontal	46

4.3.5 Irradiation horaire globale sur plan horizontal	47
4.3.6 Irradiation globale horaire sur plan incliné	47
4.3.7 Application	49
4.4 Dimensionnement du couple générateur / stockage	55
4.4.1 Dimensionnement du générateur	55
4.4.1.1 Calcul du nombre de modules en série	56
4.4.1.2 Calcul du nombre de branches en parallèle	56
4.4.2 Dimensionnement du stockage	56
4.4.2.1 Calcul de nombre d'éléments en série	57
4.4.2.1 Calcul de nombre de branches en parallèle	57
4.4.3 Application	59
4.4.3.1 Bilan énergétique du système	61
Conclusion générale	65
BIBLIOGRAPHIE	67
ANNEXE 1	70
ANNEXE 2	76
ANNEXE 3	78

Introduction

La grande partie de l'énergie consommée par l'homme provient des combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel...etc.) dont l'utilisation massive conduit à l'épuisement de ses réserves et suppose une menace réelle à l'environnement, qui se manifeste, principalement à travers la pollution et le réchauffement global de la terre par effet de serre.

D'autre part, il y a inégalité extrême de la distribution de la consommation de l'énergie. Beaucoup de populations, spécialement dans les zones rurales isolées des pays en voie de développement qui bénéficient d'un fort ensoleillement, sont confrontées à de grands problèmes pour satisfaire leurs besoins en énergie.

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) de part ses caractéristiques de modularité qui permet de l'adapter à des besoins énergétiques divers, autonomie, fiabilité et viabilité sur le plan économique, permet d'apporter de réelles solutions telles que l'éclairage public et domestique, le pompage d'eau pour la consommation et l'irrigation, le balisage, ...etc.

La conversion photovoltaïque est l'un des modes les plus intéressants d'utilisation de l'énergie solaire. Elle permet d'obtenir de l'électricité de façon directe et autonome à l'aide d'un matériel fiable et de durée de vie relativement élevée, permettant une maintenance réduite.

Initialement liée à la conquête spatiale où elle a prouvé ses qualités technologiques, la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire, dans les pays en développement ou en voie de développement qui bénéficient d'un fort ensoleillement, a jusqu'à présent trouvé ses débouchés préférentielles dans des installations en sites isolés, de petites et moyennes puissances.

Pour améliorer la connaissance de ces systèmes, plusieurs voies sont possibles. L'expérimentation en vraie grandeur peut apporter des réponses aux questions posées, mais cette solution est longue et coûteuse à mettre en œuvre, et ne permet pas de généraliser les

résultats. L'autre voie fait appel à la modélisation et à des programmes de simulation sur ordinateur permettant de traiter un grand nombre de cas en un temps et avec un coût très réduit.

L'objet de ce travail est donc l'étude et la modélisation permettent de dimensionner un système photovoltaïque autonome pour l'électrification d'un village. Le dimensionnement est défini comme étant la solution de compromis entre le coût et la fiabilité ou en d'autres termes, la meilleure combinaison dimension du générateur – dimension de l'accumulateur pour obtenir une fiabilité déterminée.

Pour la réalisation de ces programmes de dimensionnement et d'optimisation des systèmes PV, il est indispensable de disposer de modèles mathématiques les plus précis possibles des différentes parties qui constituent le système.

Afin d'obtenir un outil de développement du générateur PV aussi complet que possible, il faut s'intéresser aussi au modèle de température du générateur PV et à l'optimisation de son inclinaison. Dans ce travail, nous nous limiterons à un seul modèle d'estimation de la température et à l'inclinaison optimale seulement. Ce travail est organisé en quatre chapitres :

Dans un premier temps, nous présentons des généralités sur les différents composants du système étudié et de leur fonctionnement, ainsi que la mise en place du système.

La modélisation des différents éléments du système, tel que l'irradiation, le générateur PV, la température de la cellule et le système de stockage feront l'objet du second chapitre.

Nous suivrons ensuite dans le chapitre 3, une définition détaillée sur la charge et un profil de consommation réel mené par une enquête sur site.

Enfin, dans le chapitre 4, nous présenterons une méthode de dimensionnement du système PV réalisé grâce au logiciel de calcul Matlab 5.2, ainsi que les résultats obtenus et interprétation.

Nous finalisons ce travail par une conclusion générale.

Chapitre 1

Généralités sur le système photovoltaïque autonome

1.1 Introduction

Le but d'un système photovoltaïque (PV) est d'utiliser la conversion directe de l'énergie solaire par effet photovoltaïque pour subvenir aux besoins en énergie électrique de l'utilisation.

1.2 Composition du système

Généralement une installation photovoltaïque autonome est constituée du générateur PV, du stockage, de la charge, du régulateur et éventuellement des interfaces de conversion continu-alternatif (figure 1.1).

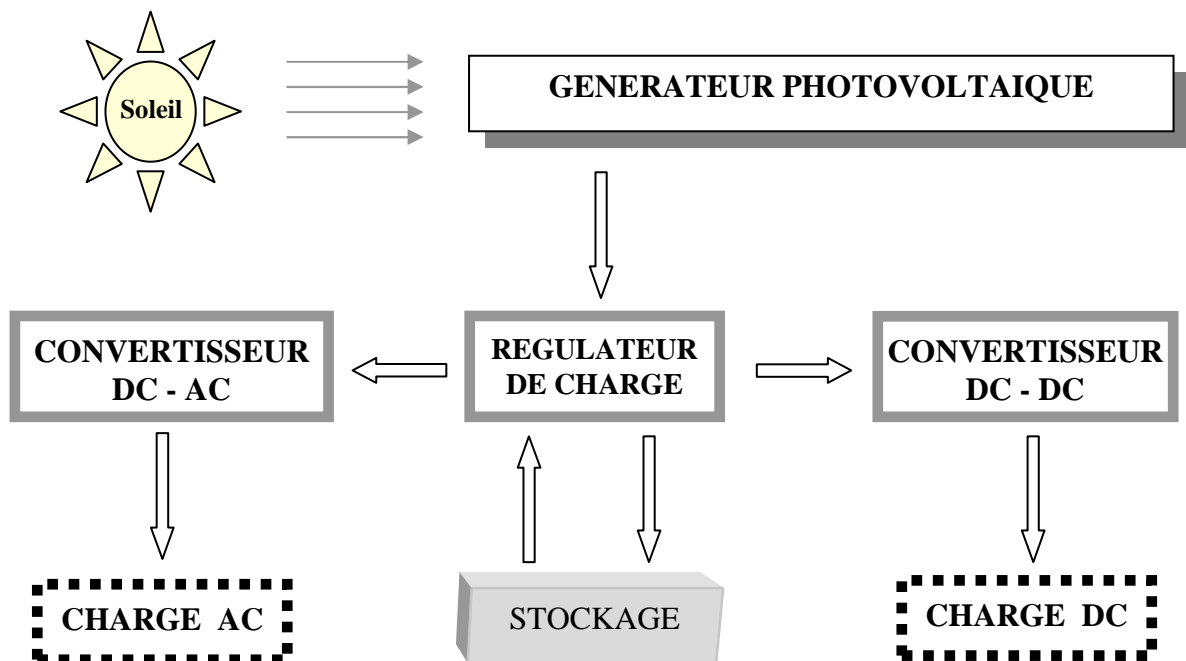


Figure 1.1 Systèmes photovoltaïques autonome

1.3 Générateur photovoltaïque

La conversion directe de la lumière en énergie électrique se fait par l'intermédiaire de composants électroniques à semi-conducteur, appelés cellules photovoltaïques (PV), dans lesquels l'absorption des photons libère des électrons chargés négativement et des trous chargés positivement. Cette conversion est obtenue selon un processus dit "effet photovoltaïque" qui ne peut se produire que s'il existe une barrière de potentiel dans le semi-conducteur, avant qu'il soit éclairé (Création de deux zones N et P à l'aide d'un dopage avec deux différentes impuretés). Quand on met le matériau sous un éclairage, les charges électriques, sont rendues mobiles par l'énergie des photons et par l'effet du potentiel électrique de la jonction qui a le rôle de séparer les charges positives des charges négatives.

La caractéristique courant - tension (I-V) de la cellule varie avec l'intensité du soleil et de la température.

1.3.1 Historique des cellules photovoltaïques

Le physicien français Edmond Becquerel décrit le premier l'effet photovoltaïque en 1839 et Einstein en expliqua les mécanismes en 1912, mais cela resta une curiosité scientifique de laboratoire jusque dans les années 50. Becquerel découvrit que certains matériaux délivrent une petite quantité d'électricité quand on les expose à la lumière. L'effet fut étudié dans les solides tels que le sélénium par Heinrich Hertz dès les années 1870. Avec des rendements de l'ordre de 1%, le sélénium fut rapidement adopté par les photographes comme luxmètre [1].

De rapides progrès furent obtenus dès les années 1950 par les équipes de *Bell Laboratories* qui fabriquèrent la première cellule au silicium cristallin de rendement 4% à partir du procédé de tirage Czochralski. L'industrie des semi-conducteurs contribua largement au développement des cellules solaires. Après tout, une cellule solaire classique n'est rien d'autre qu'une grande diode au silicium ayant la surface de la totalité de la plaquette sur laquelle elle est déposée. La taille des cellules PV accompagna d'ailleurs la progression de la dimension des wafers de l'industrie des circuits intégrés, de 5,08 cm dans le début des années 70, à 7,62 cm à la fin des années 70, et à 10,16 cm au début des années 80, avant de s'émanciper par la découverte de la croissance de lingots multicristallins

parallélépipédiques qui donnent des plaquettes carrées de 10 cm de côté et qui atteignent aujourd'hui couramment 12.5 à 15 cm de côté [1].

1.3.2 Différentes technologies

Actuellement les principales technologies sont le silicium monocristallin, polycristallin et l'amorphe. Les cellules photovoltaïques au silicium monocristallin ont un meilleur rendement ; il varie généralement de 13 à 18%. Les cellules au silicium polycristallin possèdent les mêmes caractéristiques physiques cependant elles ont un rendement légèrement inférieur, soit de 12 à 15%. Le silicium amorphe est la troisième technologie utilisée, leur rendement est de 6 à 10%. D'une manière générale le rendement de la cellule varie selon la nature du matériau et le procédé de fabrication [1, 2, 3].

1.3.3 Module Photovoltaïque

La tension générée par une cellule étant très faible, pour avoir des tensions compatibles avec des charges à alimenter, il faudra associer en série-parallel plusieurs cellules. Celles-ci sont encapsulées dans une même structure pour former un module (figure 1.2).

L'encapsulation ainsi réalisée va avoir deux rôles principaux :

- Protection des cellules contre les agressions extérieures (chocs, humidité, etc. ...).
- Contrôle de température des cellules qui va permettre une bonne dissipation vers l'extérieur de la partie de l'énergie incidente qui n'est pas transformée en énergie électrique.

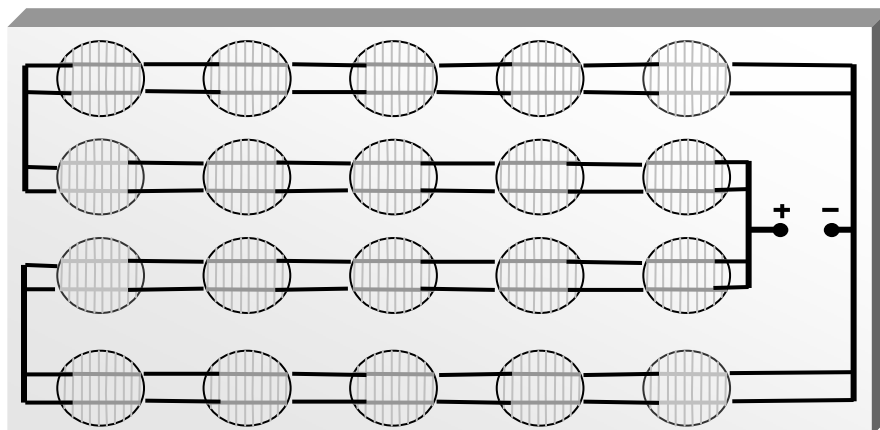


Figure 1.2 Module PV en groupement série - parallèle des cellules

1.3.4 Constitution d'un générateur PV

Actuellement la puissance d'un module est de quelques watts crêtes à quelques dizaines de watts crêtes. Pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d'associer en série-parallelè des modules (figure 1.3) pour avoir un générateur PV. Pour des déséquilibres importants dus à l'occultation d'une ou plusieurs cellules, les modules peuvent être amenés à travailler en récepteur. Pour remédier à ces problèmes, des diodes peuvent être placées en parallèle et en série avec les modules [4, 5, 6, 7].

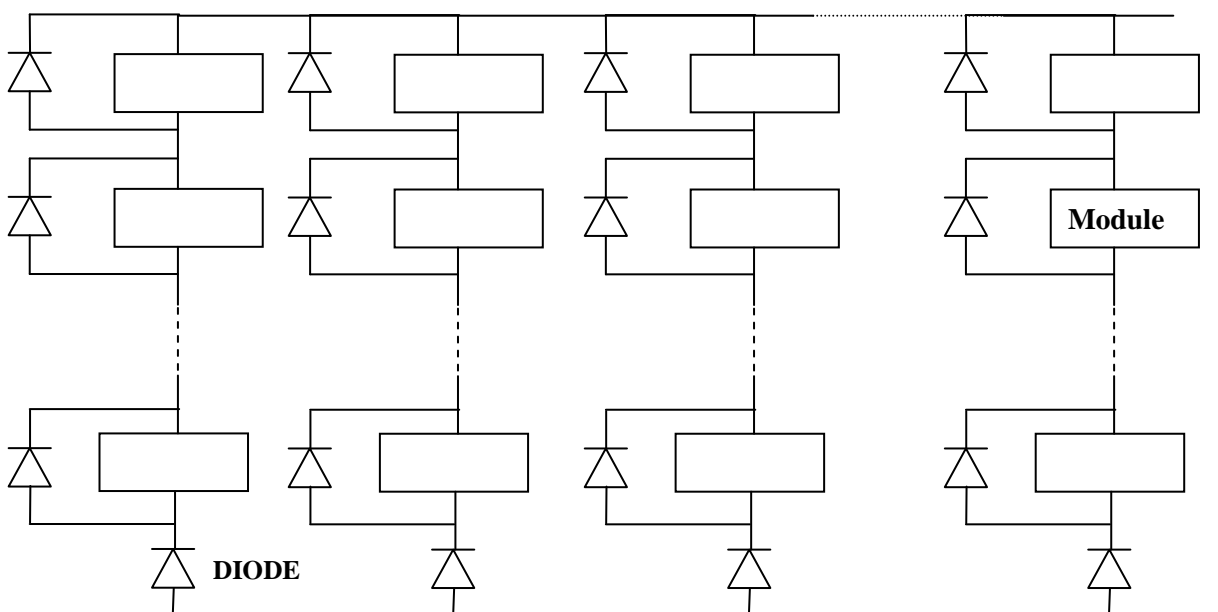


Figure 1.3 Schéma synoptique d'un générateur PV

- Les diodes en série :

Pour empêcher la batterie de se décharger la nuit dans les cellules PV ou pour empêcher une série de modules contenant un module défaillant ou masqué de devenir réceptrice du courant fourni par les autres séries, qui ont alors une tension plus élevée qu'elle, une diode est intégrée dans chaque série. On l'appelle aussi diode anti-retour et elle est située en série avec les modules.

- Les diodes en parallèles :

Au sein d'une série un module qui ne peut plus produire d'énergie (masque, défaillance), doit être protégé pour ne pas devenir récepteur et s'endommager irrémédiablement ; des diodes sont donc placées en parallèle sur chacun des modules du générateur. Elles permettent de dévier le courant produit par les autres modules de la série et sont placées en parallèle avec les modules [5, 8, 9].

1.4 Stockage

Le stockage assure deux fonctions principales :

- Il permet de satisfaire les besoins en énergie électrique malgré le caractère aléatoire et discontinu de l'énergie solaire (rythme jour/nuit, variation en fonction des heures du jour et des saisons).
- Outre sa fonction de stockage d'énergie, il assure un rôle de tampon, entre la production et l'utilisation en fixant la tension du système. Celle-ci reste dans la zone de fonctionnement optimal (fonction d'adaptation d'impédance).

Les deux principaux types d'accumulateurs utilisables actuellement sont :

- Les accumulateurs au plomb.
- Les accumulateurs au cadmium-nickel (accumulateurs à électrolyte alcalin).

Les accumulateurs au cadmium-nickel peuvent être utilisés pour des applications de puissance relativement faible. Le coût élevé de ce type d'accumulateurs (par rapport aux accumulateurs au plomb) en limite l'utilisation pour les mini et micro-puissances. Le stockage est représenté par des batteries, disposées en série dont le nombre définirait la tension de fonctionnement et la capacité de stockage désirées [10, 11].

La durée de vie des accumulateurs dépend en général de leur condition d'utilisation, pour ces deux types des batteries la durée de vie est de 10 à 15 ans, mais à une condition essentielle, c'est de maintenir leur état de charge supérieur à 50 % [11].

1.4.1 Utilisation d'une batterie solaire

Il existe trois grandes utilisations pour les accumulateurs :

- La batterie de démarrage
- La batterie de traction
- La batterie stationnaire

Une batterie n'est pas seulement caractérisée par ses dimensions, son nombre d'éléments et sa capacité, mais doit répondre à différents critères :

- Durée de la décharge
- Régime de décharge
- Aptitude à la recharge
- Température d'utilisation
- Résistance mécanique
- Fréquence des adjonctions d'eau distillée
- Entretien
- Durée de vie envisagée

Il y a parfois contradiction dans les exigences, nécessitant alors un compromis ; c'est le cas de la batterie solaire à laquelle on demande des performances de batterie de traction et de batterie stationnaire :

- Batterie de traction, parce qu'on lui demande un cycle journalier de décharge (pas toujours suivi d'une recharge)
- Batterie stationnaire, parce qu'on lui demande de stocker une énergie et de la restituer en cas de coupure secteur, qui sera le non-enseulement.

1.4.2 Influence des différents paramètres

Les paramètres les plus importants agissant sur la vitesse des réactions chimiques et électrochimiques sont [10]:

- paramètres externes : température, pression, temps.
- Paramètres électriques : potentiel, intensité.
- Paramètres de l'électrode : nature de matériau, surface, géométrie, état de surface.
- Paramètres de la solution : concentration des espèces électroactives, nature du solvant, concentration de l'électrolyte.
- Paramètre du transfert de masse : mode (diffusion), concentration à la surface de l'électrode.

1.5 Régulation

1.5.1 Rôle de la régulation dans les systèmes photovoltaïques

Le régulateur assure deux fonctions principales :

- La protection des batteries contre les surcharges et les décharges profondes.
- L'optimisation du transfert d'énergie du générateur PV à l'utilisation.

1.5.2 Principe de fonctionnement des régulateurs

Information sur l'état de charge : La densité de l'électrolyte de la batterie est théoriquement un excellent indicateur d'état de charge, mais souvent cet indicateur ne prend sa valeur caractéristique que plusieurs jours après sa charge. De plus, il faudrait agiter l'électrolyte pour faire une bonne mesure. Enfin, cette mesure est difficile à automatiser.

Finalement l'indicateur utilisé est la tension aux bornes de la batterie. Cette grandeur est la seule facilement mesurable capable de donner une estimation de l'état de charge.

La figure 1.4 représente un schéma électronique de principe qui traduit le fonctionnement d'un régulateur basé sur un comparateur de tension.

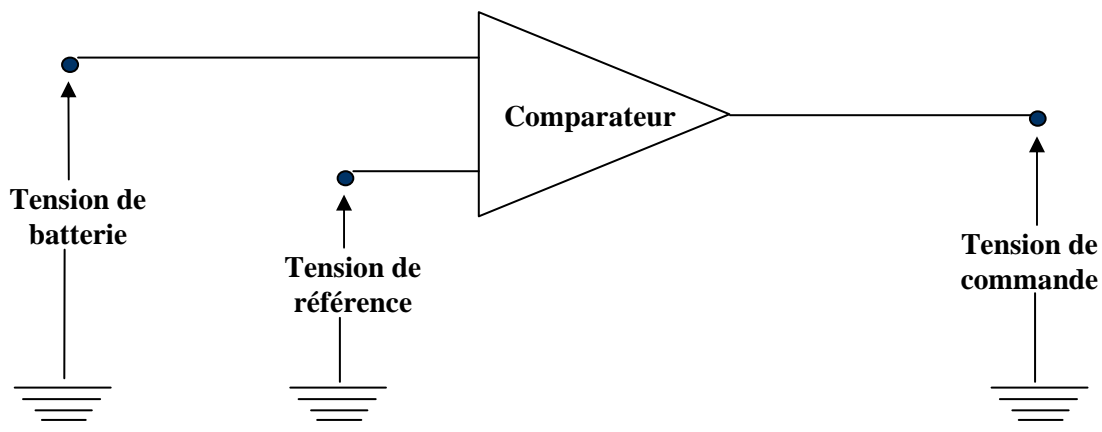


Figure 1.4 Schéma de principe d'un régulateur de charge

Le régulateur doit maintenir l'état de charge des batteries entre deux seuils, un seuil haut et un seuil bas. Pour éviter tout phénomène de battement de la régulation, ces deux seuils sont doublés de seuils de réenclenchement qui peuvent être ou non confondus. Le choix des seuils de régulation dépend des caractéristiques des batteries et des conditions d'utilisation (régime de charge, décharge, température,....).

Il existe plusieurs types de régulateur, on peut citer deux types, le régulateur série et le régulateur parallèle.

1.5.2.1 Régulateur parallèle

Le circuit de débordement est connecté en parallèle sur le générateur pour dissiper l'énergie en excès. Le principe est décrit sur la figure 1.5, où la tension de fin de charge est ajustable par la tension de référence appliquée à l'entrée d'un amplificateur opérationnel.

Les principaux avantages de ce type de régulateur sont :

- La régulation de type proportionnel
- L'absence de la chute de tension dans le circuit série
- La consommation du régulateur négligeable
- Un défaut du régulateur n'interrompt pas la charge

Le principal inconvénient est le suivant :

- Les composants doivent dissiper la puissance totale du générateur

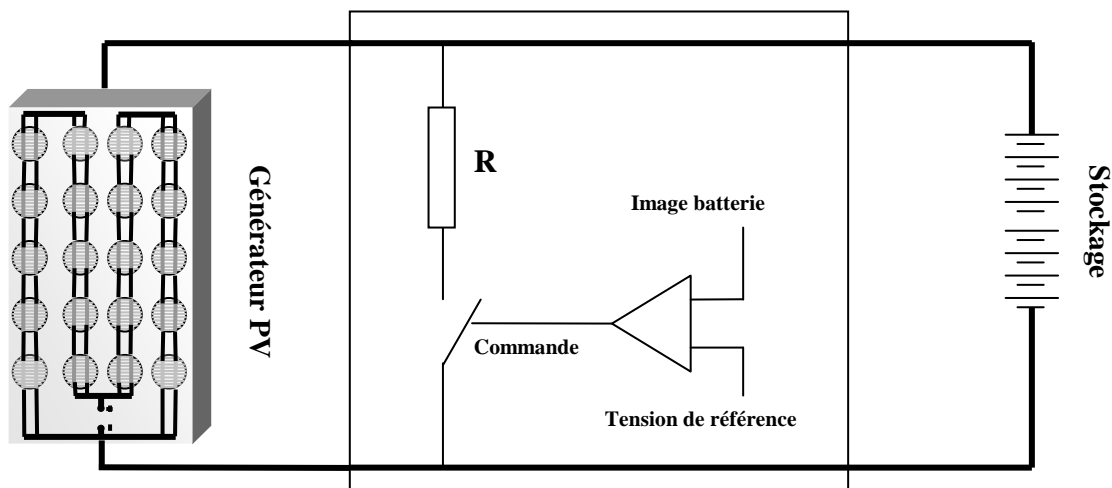


Figure 1.5 Régulateur parallèle

1.5.2.2 Régulateur série

Le principe de la régulation série est décrit sur la figure 1.6. C'est un composant électronique de puissance en série dans le circuit de charge dont la commande est assurée par une tension de référence. Le schéma ci-dessous donne un exemple possible de circuit série. Le composant électronique série (par exemple : un transistor de puissance) se comporte comme une résistance dont la valeur augmente au fur et à mesure qu'augmente l'état de charge de la batterie.

Les principaux avantages en sont :

- La régulation de type proportionnel

- La puissance faible dissipée dans le circuit série comparée à la puissance du générateur PV

Les principaux inconvénients en sont

- Le circuit série introduit une chute de tension
- La défaillance du circuit série entraîne l'arrêt de la charge

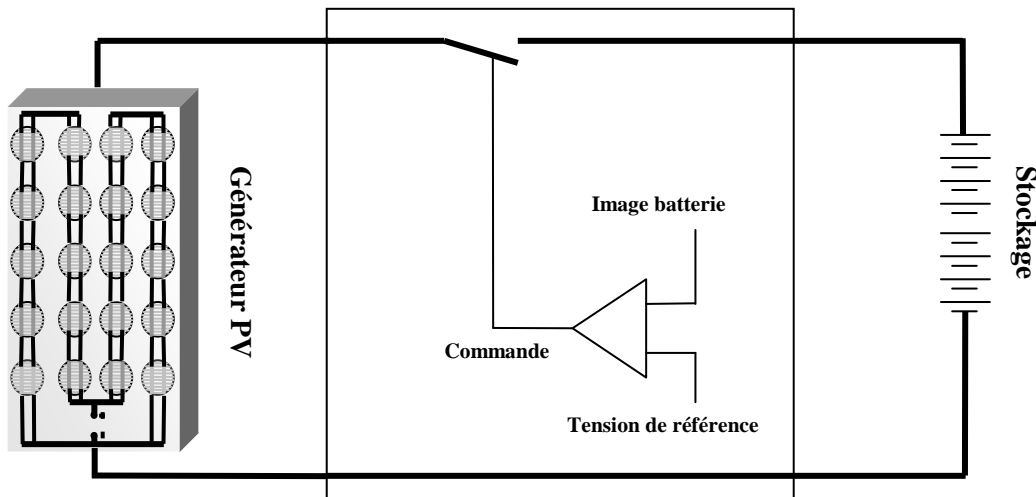


Figure 1.6 Régulateur série

1.6 Interfaces de conversion

1.6.1 Convertisseur Continu-Alternatif

Son rôle est de transformer l'énergie électrique continue délivrée par le générateur photovoltaïque en énergie électrique alternative. De tels appareils doivent délivrer un signal le plus proche possible du signal sinusoïdal et avec une fréquence précise. En effet, pour les fonctionnements de la plupart des charges, la présence d'harmoniques est néfaste. Ces appareils appelés couramment onduleurs, présentent généralement deux inconvénients majeurs [4]:

- pertes à vide très élevées,
- rendement acceptable uniquement pour la charge nominale.

Pour les systèmes PV, leur utilisation représente un gaspillage d'énergie important, surtout lorsque la charge est variable au cours du temps et est bien inférieure à sa valeur nominale.

Il convient de choisir un onduleur dont les pertes à vide doivent être réduites et le rendement doit être moins sensible au pourcentage de la puissance appelée.

1.6.2 Convertisseur Continu-Continu

L'optimisation d'un générateur PV résulte du fait que la tension permettant d'extraire le maximum de puissance des modules PV est en première approximation constante quand l'éclairement varie. Par conséquent il suffit de maintenir constante la tension aux bornes du générateur PV.

L'asservissement en tension est réalisé grâce au convertisseur continu-continu dont la commande se fait par variation du rapport cyclique. Ce convertisseur appelé hacheur est un dispositif électronique (à transistor ou à thyristor de puissance) qui hache la tension d'entrée à une fréquence élevée. Ce dispositif permettant à partir d'un générateur délivrant une tension continue, de faire passer un courant constant réglable dans un récepteur à courant continu. Suivant le branchement de l'élément commutateur (transistor ou thyristor), en série avec la charge, l'hacheur est un abaisseur de tension. Dans le cas où l'élément est en parallèle avec la charge, l'hacheur est un élévateur de tension.

1.7 Charge

La charge représente les différentes applications du système PV, allant du simple chargeur de batterie aux systèmes de pompage d'eau. Ainsi les principales applications sont: utilisations domestiques (électrification), télécommunications, protection cathodique des pipelines, appareillages de contrôle de l'environnement, météorologie, transports, utilisations maritimes, activités récréatives, appareillages de sécurité, ...etc.

D'autres applications plus importantes se trouvent actuellement au stade de pratique courante, à savoir : fourniture de courant pour les stations radio et télévision (TV), le dessalement de l'eau et la production d'hydrogène par électrolyse.

Ces applications peuvent nécessiter différents types d'alimentation (tension continue ou alternative). Elles se différencient par leur utilisation diurne, nocturne ou constante sur la journée ainsi que par leur nature (puissance constante, résistive, inductive ou capacitive).

Notre étude portera sur l'électrification d'un petit village dans un site isolé.

1.8 Mise en place du système

Pour que le dimensionnement soit raisonnable, il faut qu'on assure une mise en place meilleure de notre système. Il est donc indispensable que le générateur puisse capter le plus d'énergie solaire possible. Pour les accumulateurs, leur fonctionnement et leur durée de vie dépendent autant de leur installation que des conditions d'utilisation.

1.8.1 Installation du générateur PV

1.8.1.1 Orientation et inclinaison du générateur PV

Il est important que les modules soient orientés plein sud pour capter l'énergie quotidienne maximale, quelle que soit la saison. Pour cela, le sud magnétique peut être déterminé à l'aide d'une boussole.

L'inclinaison est le second paramètre important. Elle est principalement choisie en fonction du profil de consommation tout au long de l'année.

Une inclinaison faible par rapport à l'horizontale favorise la captation de l'énergie solaire pendant l'été.

Une inclinaison importante par rapport à l'horizontale favorise la captation de l'énergie solaire pendant l'hiver et par-là permet de diminuer les variations énergétiques entre l'hiver et l'été.

Par contre, cette inclinaison oblige à dimensionner le générateur sur les apports d'hiver et elle conduit généralement à une surproduction d'énergie électrique en été.

1.8.1.2 Les masques

Il est extrêmement important d'éviter d'occulter une partie du générateur PV par un masque. En effet, une ombre portée, même étroite, peut perturber le fonctionnement du système photovoltaïque :

- a) en provoquant l'éventuelle destruction d'un ou plusieurs module si la protection électrique du générateur est insuffisante ;
- b) en occasionnant une perte énergétique en fonction de l'importance et de l'évolution du masque au cours de la journée (et des saisons) et du groupement série parallèle des modules.

1.8.1.3 Montage des modules en rangs parallèles

L'occultation d'une série de modules peut provenir de l'installation du générateur lui-même.

L'écartement entre rangées doit tenir compte de ce facteur, la situation la plus défavorable étant atteinte le jour du solstice d'hiver.

1.8.1.4 Fixation des modules

La fixation des modules doit assurer correctement les fonctions suivantes :

- Maintien de l'orientation contre le vent et les autres intempéries, contre les agressions mécaniques ;
- Protection contre les salissures, et agressions venant du sol ;
- Ventilation des modules afin de limiter leur échauffement ; les performances des modules diminuent quand la température moyenne des cellules augmente ;
- Rigidité de l'ensemble des modules.

De plus, le système de fixation lui-même est exposé aux intempéries et doit pouvoir leur résister, sa durée de vie doit être au moins égale à celle des modules eux-mêmes.

Les modules sont généralement entourés d'un cadre rigide en aluminium anodisé comprenant des trous de fixation. Pour tout type de générateur, la structure classique consiste en un châssis avec une base plane pouvant recevoir des écrous de fixation eux-mêmes liés à une armature rigide (exemple : chape de béton).

Les supports sont en général réalisés en aluminium anodisé ou en acier inoxydable. Toute la boulonnerie de fixation est en général en acier inoxydable.

La structure recevant les supports doit :

- Pouvoir résister aux conditions climatiques, en particulier aux vents ;
- Permettre une bonne ventilation des modules : l'arrière des modules doit donc être suffisamment dégagé pour permettre la circulation de l'air ;
- Isoler les modules du sol. Il est conseillé d'adopter une distance minimum de 0,6 à 0,8 m entre le sol et le bas des modules [8].

1.8.2 Installation des batteries de stockage

Les accumulateurs, de par leurs constituants, sont des éléments présentant un certain nombre de dangers (toxicité, risque d'explosion). Ainsi que leur rendement est lié directement à leurs température de fonctionnement (Il faut qu'ils soient aérées).

Une attention particulière doit donc être portée au local où sont entreposés les accumulateurs et à leur installation dans ce local.

1.8.2.1 Local des accumulateurs

Il doit assurer les fonctions suivantes :

- Isoler les accumulateurs des intempéries et des éléments extérieurs (pluie, neige, soleil...);
- Permettre une inspection périodique commode des accumulateurs ;
- Etre correctement ventilé, les accumulateurs dégageant des gaz qui peuvent former un mélange explosif ;
- Maintenir une température ambiante la plus proche possible de 20 °C et en tout cas compris entre 0 et 45 °C;

1.8.2.2 Installation des accumulateurs

Elle doit assurer les fonctions suivantes :

- Isoler les accumulateurs du sol ;
- Permettre une inspection facile des niveaux et connexions, et l'addition d'électrolyte dans chaque accumulateur ;
- Permettre d'assurer des connexions électriques fiables, simples donc courte, entre les accumulateurs ;
- Isoler électriquement les accumulateurs du sol.

1.8.3 Mise à la terre du système

La mise à la terre est l'un des moyens généralement préconisés pour éviter la destruction d'une partie du système par la foudre.

1.9 Idée sur le coût du système

Pour le calcul du prix de revient de l'installation, on fait la somme des prix de chaque équipement ou accessoire utiliser, et cela quand on terminera le dimensionnement du système pour savoir le nombre de modules et celui des batteries ainsi que les divers appareillages intervenant lors de la mise en place de l'installation.

Chapitre 2

Modélisation du système photovoltaïque

2.1 Irradiation solaire

2.1.1 Introduction

En général, le dimensionnement d'un système photovoltaïque pour un site donné nécessite la connaissance de l'irradiation solaire de ce dernier.

En suivant les méthodes de simulation actuellement utilisées, il est nécessaire de disposer de larges séquences de valeurs d'irradiation journalière. Malheureusement, beaucoup de localités d'Algérie ne disposent de ces données d'irradiation ou ne sont pas suffisamment représentatives.

Dans notre présente étude, les modèles d'estimation des différentes composantes de l'irradiation solaire ont été vérifiés expérimentalement en utilisant des données d'Oran mesurées au niveau de l'Office National de la Météorologie.

2.1.2 Estimation des composantes directe et diffuse de l'irradiation horizontale à partir des valeurs d'irradiation globale.

La détermination des composantes directe et diffuse de l'irradiation horizontale est nécessaire pour le calcul de l'irradiation sur une superficie inclinée.

La composante diffuse de l'irradiation horizontale journalière $D_d(0)$ s'obtient à partir de la corrélation existante entre la fraction diffuse, K_d et l'indice de clarté de l'atmosphère, K_t .

La fraction diffuse K_d est défini comme [12, 13] :

$$K_d = \frac{D_d(0)}{G_d(0)} \quad (2.1)$$

et l'indice de clarté de l'atmosphère K_t comme :

$$K_t = \frac{G_d(0)}{B_{od}(0)} \quad (2.2)$$

Où $B_{od}(0)$ est l'irradiation extraterrestre journalière incidente sur un plan horizontal et $G_d(0)$ est l'irradiation globale horizontale journalière.

L'irradiation directe horizontale journalière $B_d(0)$ est donnée par :

$$B_d(0) = G_d(0) - D_d(0) \quad (2.3)$$

2.1.2.1 Modèle de Frutos

La corrélation entre les valeurs individuelles de l'irradiation journalière horizontale, $G_d(0)$, et sa composante diffuse, $D_d(0)$ est [14] :

- pour l'intervalle $K_t < 0,166$

$$K_d = 0,92 \quad (2.4)$$

- pour l'intervalle $0,166 \leq K_t \leq 0,8$

$$K_d = 0,77 + 1,93K_t - 6,86K_t^2 + 4,27K_t^3 \quad (2.5)$$

- pour l'intervalle $K_t > 0,8$

$$K_d = 0,109 \quad (2.6)$$

2.1.2.2 Erreurs d'estimation

La comparaison entre les données mesurées et calculées par le modèle de Frutos se fait en utilisant un indicateur statistique, appelé racine de l'erreur quadratique moyenne, REQM, défini comme :

$$REQM = \left[\frac{\sum_{i=1}^N (C_i - M_i)^2}{\sum_{i=1}^N M_i^2} \right]^{0,5} \times 100 \quad (2.7)$$

Où C_i est la i -ème valeur calculée, M_i est la i -ème valeur mesurée et N le nombre de points.

La racine de l'erreur quadratique moyenne, REQM, est une mesure de la variation des valeurs mesurées, au voisinage de la valeur calculée. La valeur REQM pour le modèle de Frutos en utilisant des données journalières pour Oran (données d'irradiation globale horizontale pour la période 1997-1999, mesurées à l'O.N.M) est 8 %.

2.1.3 Estimation de l'irradiation horaire à partir des valeurs journalières

Dans certaines applications il n'est pas suffisant de connaître les valeurs journalières de l'irradiation directe et diffuse mais il faut connaître son évolution horaire. Quand elles ne sont pas disponibles, les données d'irradiation horaire peuvent être obtenues en utilisant les expressions de Liu et Jordan qui mettent en relation l'irradiation totale horaire avec l'irradiation totale journalière, celles-ci sont :

$$r_d = \frac{D_h(0)}{D_d(0)} \quad (2.8)$$

et

$$r_g = \frac{G_h(0)}{G_d(0)} \quad (2.9)$$

$$r_d = \frac{\pi}{24} \left(\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\omega_s \cos \omega_s - \sin \omega_s} \right) \quad (2.10)$$

$$r_g = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \left(\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\omega_s \cos \omega_s - \sin \omega_s} \right) \quad (2.11)$$

$D_h(0)$: Irradiation diffuse horaire sur superficie horizontale

$G_h(0)$: Irradiation globale horaire sur superficie horizontale

ω : Temps solaire vrai ou angle horaire et ω_s l'angle de coucher du soleil, les deux sont exprimés en radians.

a et b sont obtenus des formules empiriques suivantes :

$$a = 0,409 - 0,5016 \sin(\omega_s + 1,047) \quad (2.12)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \sin(\omega_s + 1,047) \quad (2.13)$$

2.1.4 Eclairage sur surfaces inclinées

Pour les besoins de ce calcul, il est utile de considérer que l'irradiation d'une heure, coïncide numériquement avec l'éclairage moyen durant cette heure.

L'éclairage global incident sur une surface inclinée dans la surface terrestre $G(\beta)$ peut être calculer comme la somme de l'éclairage direct $B(\beta)$, diffus $D(\beta)$, et réfléchi $R(\beta)$:

$$G(\beta) = B(\beta) + D(\beta) + R(\beta) \quad (2.14)$$

2.1.4.1 Eclairage direct

La composante directe $B(\beta)$ peut être obtenue en utilisant les angles d'incidence θ_s et de zénith du soleil θ_{zs} :

$$B(\beta) = \frac{B_h(0) \cos \theta_s}{\cos \theta_{zs}} \quad (2.15)$$

2.1.4.2 Eclairage diffus

2.1.4.2.1 Modèle de Hay et McKay

Le modèle de Hay utilisé [15] considère deux zones dans le ciel comme sources de rayonnement diffus: une partie caractérisée par une émission isotrope (considère que le rayonnement diffus qui émane du ciel est uniformément distribué) et l'autre, la partie circonsolaire, qui émet de manière directionnelle.

$$D(\beta) = D_h(0) \left[\frac{G_h(0) - D_h(0)}{B_{oh}(0)} \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_{zs}} + \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \left(1 - \frac{G_h(0) - D_h(0)}{B_{oh}(0)} \right) \right] \quad (2.16)$$

$$B_{oh}(0) = B_o \left[1 + 0,033 \cos \left(\frac{360 N_j}{365} \right) \right] \cos \theta_{zs} \quad (2.17)$$

où:

$B_{oh}(0)$: Irradiation extraterrestre horizontale d'une heure

N_j : le numéro d'ordre du jour de l'année

B_o : constante solaire (1367 W/m²)

2.1.4.3 Eclairage réfléchi

L'éclairage réfléchi ou albédo sur une superficie inclinée est donné par [13]:

$$R(\beta) = \frac{1}{2} \rho G_n(0) (1 - \cos \beta) \quad (2.18)$$

Où ρ est la réflectivité du sol et en l'absence d'information spécifique, on utilise $\rho = 0,2$.

Le résultat de REQM pour le calcul de l'irradiation globale journalière incidente sur une superficie inclinée de $36,8^\circ$ (Oran) est de 15,8%.

2.2 Modèle du générateur photovoltaïque

L'objectif de ce modèle est de représenter le courant du générateur en fonction de sa tension, de la température et de l'éclairage solaire reçu.

Le générateur photovoltaïque consiste en des éléments de base ou modules photovoltaïques. Chaque module est constitué de cellules connectées en série et en parallèle pour obtenir la tension et le courant adéquats.

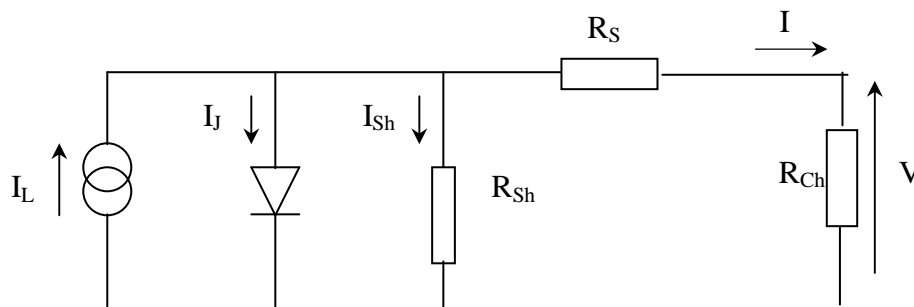


Figure 2.1. Schéma équivalent du module.

I et V sont respectivement le courant et la tension aux bornes du module photovoltaïque.

La loi de Kirchhoff nous permet d'écrire la relation suivante :

$$I_L = I_J + I_{Sh} + I \quad (2.19)$$

Le courant qui passe dans la résistance shunt est donné par l'expression :

$$I_{Sh} = \frac{V + IR_S}{R_{Sh}} \quad (2.20)$$

Le courant de jonction est donné par :

$$I_J = I_0 \left[\exp\left(\frac{e(V + IR_S)}{mKT_c}\right) - 1 \right] \quad (2.21)$$

En remplaçant les expressions de I_J et I_L , on obtient la relation entre le courant I et la tension V

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_S}{mV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_{Sh}} \quad (2.22)$$

avec

$$V_t = \frac{k \cdot T_c}{e} \quad (2.23)$$

Où I_L est le courant photogénéré dû à la génération de porteurs par l'illumination. I_0 est le courant de saturation, R_S la résistance série, m le facteur d'idéalité, R_{Sh} la résistance parallèle, k la constante de Boltzman, T_c la température absolue des cellules et e la valeur de la charge de l'électron.

L'équation est implicite, donc pour sa résolution on nécessite des méthodes itératives. Il y a différents modèles pour obtenir les paramètres I_L , I_0 , m , R_S et R_{Sh} de l'équation (2.22). Dans ce travail, nous avons choisi le modèle analytique [16,17].

Pour un éclairage et une température donnée, les cinq paramètres (I_L , I_0 , m , R_S et R_{Sh}) peuvent être déterminés à partir des données suivantes qui sont la tension à circuit ouvert (V_{OC}), le courant de court-circuit (I_{SC}), la tension et le courant au point de maximum de puissance (V_m et I_m) et les pentes au voisinage de V_{OC} et de I_{SC} . En appelant :

$$\left(\frac{dV}{dI}\right)_{V=V_{OC}} = -R_{So} \quad (2.24)$$

$$\left(\frac{dV}{dI}\right)_{I=I_{SC}} = -R_{Sho} \quad (2.25)$$

Les équations obtenues sont (Démonstration dans l'ANNEXE1) :

$$m = \frac{V_m + I_m R_{So} - V_{OC}}{V_t \left[\ln\left(I_{SC} - \frac{V_m}{R_{Sh}} - I_m\right) - \ln\left(I_{SC} - \frac{V_{OC}}{R_{Sh}}\right) + \left(\frac{I_m}{I_{SC} - \frac{V_{OC}}{R_{Sho}}}\right) \right]} \quad (2.26)$$

$$I_0 = \left(I_{SC} - \frac{V_{OC}}{R_{Sh}}\right) \exp\left(-\frac{V_{OC}}{mV_t}\right) \quad (2.27)$$

$$R_s = R_{s0} - \frac{mV_t}{I_0} \exp\left(-\frac{V_{OC}}{mV_t}\right) \quad (2.28)$$

$$I_L = I_{SC} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) + I_0 \left(\exp\frac{I_{SC} R_s}{mV_t} - 1\right) \quad (2.29)$$

$$R_{sh} = R_{sh0} \quad (2.30)$$

Une fois que l'on a caractérisé le module photovoltaïque, on modélise le générateur comme une association de N_s modules en série et N_p modules en parallèle, en supposant qu'ils sont identiques.

2.2.1 Calcul d'erreur

L'erreur standard est définie par :

$$ES = \left[\frac{\sum (I_{cal} - I_{exp})^2}{N} \right]^{0,5} \quad (2.31)$$

Où I_{cal} et I_{exp} sont les courants calculés et mesurés respectivement et N le nombre de points de mesure.

L'erreur relative est exprimée par la relation suivante :

$$E_x = \frac{X_{cal} - X_{exp}}{X_{exp}} 100 \quad (2.32)$$

Etant X : I_{SC} , V_{OC} et P_m

X_{exp} : La valeur expérimentale

X_{cal} : La valeur calculée

E_x est exprimée en %.

2.2.2 Application

Le tableau 2.1 résume les caractéristiques électriques du module utilisé (BP Saturne) sous différentes conditions de fonctionnement de température et d'éclairement. Sachant que les caractéristiques électriques sous les conditions standards (1000W/m², 25°C) sont donnée par le constructeur.

Eclairement (W/m ²)	1000	800	600	1000	800	600	400
Température (°C)	25	25	25	45	45	45	45
I _{sc} (A)	3,01	2,40	1,81	3,06	2,46	1,85	1,25
V _{oc} (V)	35,89	35,42	34,85	32,82	32,36	31,80	31,03
V _m (V)	29,15	29,19	29,22	26,09	26,29	26,19	25,68
P _m (W)	82,40	65,65	48,69	74,65	59,75	44,65	29,63

Tableau 2.1 Caractéristiques du module utilisé sous différentes conditions

Dans ce qui suit nous donnons sous forme de tableaux et de graphes, les résultats de simulation et le calcul d'erreur relatif au modèle adopté.

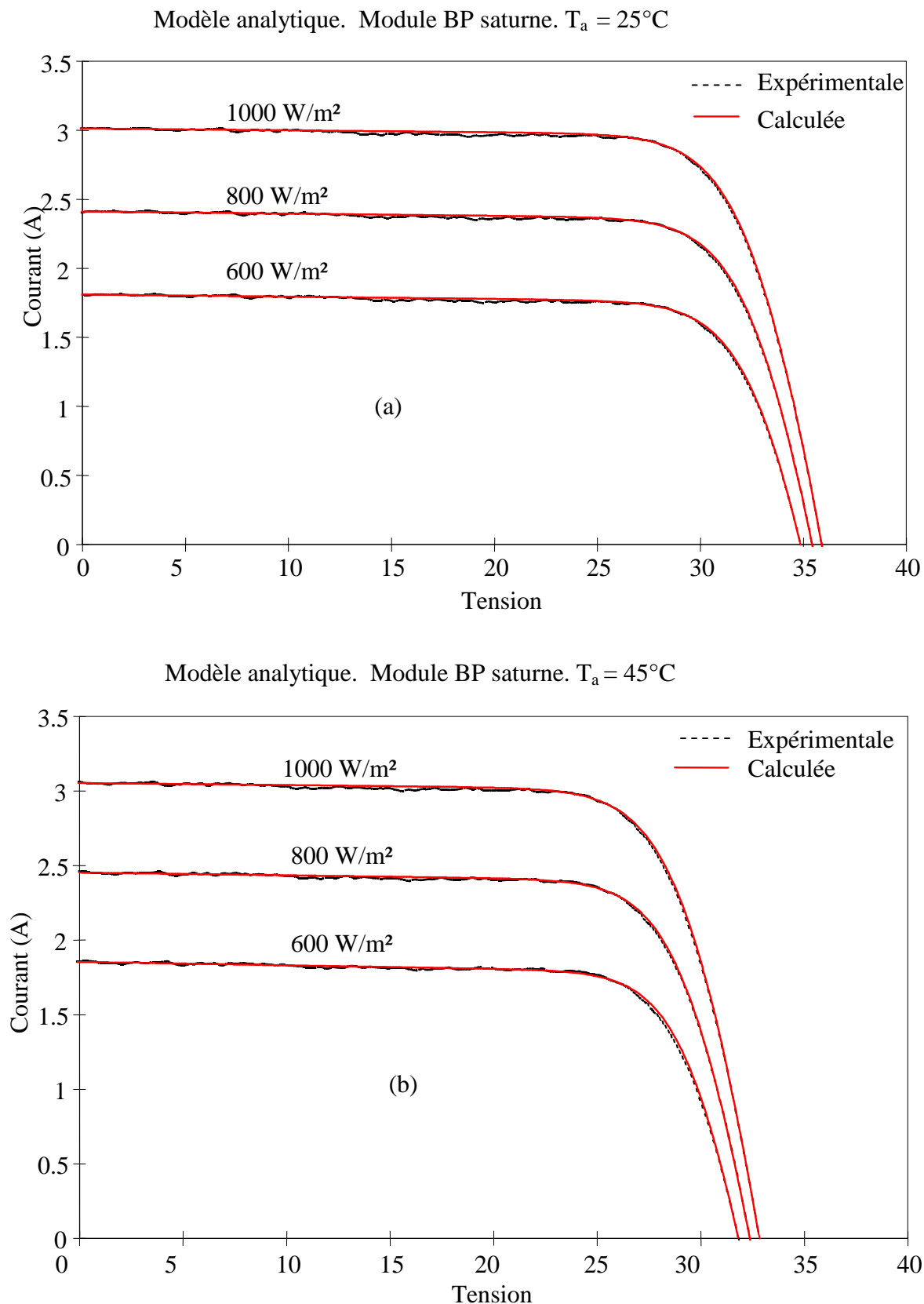


Figure 2.2. Courbes I-V expérimentales et calculées en appliquant le modèle analytique à un module (BP saturne) avec différents éclaircements. (a) $T_a = 25^\circ\text{C}$ et (b) $T_a = 45^\circ\text{C}$.

Eclairement (W/m ²)	1000	800	600	1000	800	600
Température (°C)	25	25	25	45	45	45
E _S (A)	0,01	0,01	0,03	0,01	0,01	0,01
E _{ISC} (%)	0	8e-3	2e-5	4e-3	-2e-5	6e-6
E _{VOC} (%)	0,006	0,006	0,005	-0,005	0,006	0,008
E _{Pm} (%)	0,55	0,17	0,04	-0,05	0,04	0,05

Tableau 2.2 Exemple d'application sur les erreurs (module BP sature)

Dans la figure 2.2 et dans le tableau 2.2 on donne des résultats comparatifs entre les valeurs expérimentales et calculées par le modèle. Pour les exemples analysés appliqués à un module photovoltaïque monocristallin pour des éclairements de 600, 800 et 1000 W/m² et des températures de 25 et 45°C, les erreurs obtenues entre les valeurs mesurées et calculées par le modèle sont données dans le tableau 2.2. Les erreurs sont faibles. Le modèle ajuste avec grande précision la caractéristique I-V et converge dans tous les cas étudiés. Cependant, il nécessite de bonnes mesures dans les zones voisines à I_{SC}, V_{OC}, I_m et V_m et mesurer les pentes en I_{SC} et en V_{OC}.

2.2.3 Corrections à d'autres conditions de température et d'éclairement

Pour la translation de la courbe I-V donnée à certaines conditions déterminées d'éclairement et de température à d'autres conditions distinctes désirées, nous avons utilisé la méthode selon la norme CEI 891. Elle est appliquée aux caractéristiques I-V mesurées de dispositifs photovoltaïques au silicium cristallin seulement [18]. Avec cette méthode, la caractéristique courant-tension peut être corrigée par rapport aux valeurs choisies de température et d'éclairement :

$$I_2 = I_1 + I_{SC} \left(\frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha_T (T_2 - T_1) \quad (2.33)$$

$$V_2 = V_1 - R_s (I_2 - I_1) - K I_2 (T_2 - T_1) + \beta_T (T_2 - T_1) \quad (2.34)$$

I₁, V₁ : Coordonnées d'un point de la courbe de référence

I₂, V₂ : Coordonnées d'un point de la courbe corrigée

- I_{SC} : Courant de court-circuit de la courbe de référence
 G_1, T_1 : Eclairage et température dans les conditions de mesure
 G_2, T_2 : Eclairage et température dans les conditions désirées
 α_T, β_T : Coefficients de température du courant et de la tension
 K : Facteur de correction de la courbe (0,00125 Ohm/°C)

Résultats

La comparaison des erreurs d'extrapolation de courbes I-V à d'autres conditions d'éclairage et de température à partir des conditions initiales de référence 1000 W/m² et 25°C appliquées au même module photovoltaïque que dans le tableau antérieur et en utilisant la méthode de translation selon CEI-891 (voir tableau 2.3).

Comme on peut voir dans les erreurs obtenues entre les équations de translation et les valeurs mesurées, la méthode est précise pour les paramètres fondamentaux analysés du générateur photovoltaïque (I_{SC} , V_{OC} et P_m).

		Valeurs extrapolées						
		Eclairage (W/m ²)	1000	800	600	1000	800	600
		Température (°C)	25	25	25	45	45	45
Référence: 1000W/m ² 25 °C	E_{ISC} (%)	—	-0,06	-0,13	-0,80	-1,33	-1,79	
	E_{VOC} (%)	—	0,23	0,55	1,11	1,67	1,74	
	E_{Pm} (%)	—	0,32	0,63	0,39	0,48	0,41	

Tableau 2.3 Translation selon la norme CEI – 891

2.2.4 Modèle de la température de la cellule

La tension à circuit ouvert du générateur photovoltaïque dépend de la température de la cellule; donc le point de fonctionnement du système dépend de ce paramètre.

Ce modèle suppose que la température de la cellule (T_c) est une fonction linéaire de la température ambiante (T_a) et de l'éclairage ($G(\beta)$) [6] :

$$T_c = T_a + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) G(\beta) \quad (2.35)$$

Où T_{ONC} est la température d'Opération Nominale de la Cellule en °C, définie comme la température que les cellules atteignent quand $G(\beta)$ est de $800W/m^2$, T_a est de $20^\circ C$, la vitesse du vent est de $1m/s$ et la distribution spectrale est AM 1,5 G.

2.3 Modèle du stockage :

La caractéristique de l'équipement de stockage présente des difficultés. La grande diversité des batteries, et le nombre de paramètres intervenant, nous a amenés à utiliser un modèle simple. Le modèle de Macomber [11,19], est un modèle général simplifié, car il nécessite que peu de données expérimentales.

2.3.1 Equation de la tension de la décharge

La tension pendant la décharge peut s'exprimer en fonction du courant I_b et de l'état de charge S d'un élément de batterie ($0 < S < 1$) par l'expression suivante :

$$V_b = V_{OC} - \frac{I_b}{C_n} \left(\frac{0,189}{S} - R_{int} \right) \quad (2.36)$$

où

S : Etat de charge (rapport entre la capacité à un temps t et la capacité maximale)

C_n : Capacité nominale de l'élément (Ah)

V_b : Tension de la batterie (V)

I_b : Courant de la batterie (A)

V_{OC} : Tension de circuit ouvert (V)

R_{int} : Résistance interne (Ω)

Ces deux dernières grandeurs s'expriment en fonction de la température par les expressions suivantes :

$$V_{OC} = 2,094 [1 - 0,001(T_a - 25)] \quad (2.37)$$

$$R_{int} = 0,15 [1 - 0,02(T_a - 25)] \quad (2.38)$$

Le nombre 0,189 représente la résistance due à la polarisation.

2.3.2 Equation de la tension de la charge

La tension d'un élément de batterie au cours de la charge est donnée par l'expression suivante :

$$V_b = V_{OC} + \frac{I_b}{C_n} \left[\frac{0,189}{1,142 - S} + R_{int} \right] \quad (2.39)$$

Quand la tension de chaque élément dépasse 2,28 Volts, il faut ajouter à l'expression précédente le nombre suivant:

$$(S - 0,9) \text{LOG} \left[\frac{300 I_b}{C_n} + 1 \right]$$

Donc l'équation de la charge devient :

$$V_b = V_{OC} + \frac{I_b}{C_n} \left[\frac{0,189}{1,142 - S} + R_{int} \right] + (S - 0,9) \text{LOG} \left[\frac{300 I_b}{C_n} + 1 \right] \quad (2.40)$$

2.4 Modèle de la charge :

La charge détermine les dimensions de l'installation une fois que la climatologie du site où l'on va réaliser l'installation est connue. En outre, le modèle de consommation le long de la journée dépend de son application.

Chapitre 3

La Charge

3.1 Introduction

Elle représente l'ensemble des fonctions assurées par divers appareils reliés au système photovoltaïque (éclairage, pompage, production de froid, etc....). En fonction de la disponibilité et de la faisabilité, ces appareils peuvent être alimentés avec une tension continue ou alternative (basse ou élevée).

Le choix a été fait de façon à fournir, avec l'installation photovoltaïque, l'énergie pour l'éclairage, la télévision et pour d'autres utilisations domestiques (machine à raser, etc....).

En général, le domaine d'utilisation photovoltaïque est divisé en deux applications principales : consommation constante et consommation temporaire (fin de semaine, hiver).

La première application est la plus répandue tant pour des utilisations domestiques que professionnelles et c'est pour cela que nous l'avons choisie pour notre modèle de consommation [10].

Un problème additionnel est comment distribuer la consommation le long de la journée. Une consommation élevée pendant les heures nocturnes, peut occasionner comme conséquence du dimensionnement, la surcharge diurne de la batterie. Cette surcharge influe sur le point de travail de l'ensemble générateur- accumulateur.

Pour résoudre ceci, nous avons réalisé un questionnaire sur la consommation heure par heure le long de la journée pour chaque habitat, pour tout le village.

3.2 Types de charges

Parmi les types de charges existants, on distingue les deux types suivants [4] :

- Charge à puissance constante
- Charge à puissance variable

3.2.1 Charge à puissance constante

Ce type de charge est le plus fréquent (tubes fluorescents, téléviseurs et autres équipements domestiques, réseaux hertziens, etc...). En effet, ce sont des charges dont la puissance d'utilisation est constante quelles que soient les variations de la tension autour de la tension nominale. Ceci peut être illustré par la représentation graphique de leur caractéristique I-V (figure 3.1.a) sur la plage de fonctionnement des modules.

3.2.2 Charge à puissance variable (type résistif)

Les charges de type résistif (clôture électrique, etc...) ne travaillent pas à une tension définie et la puissance est proportionnelle au carré du courant ($P = R \cdot I^2$). La représentation graphique de leur caractéristique est donnée par la figure 3.1.b.

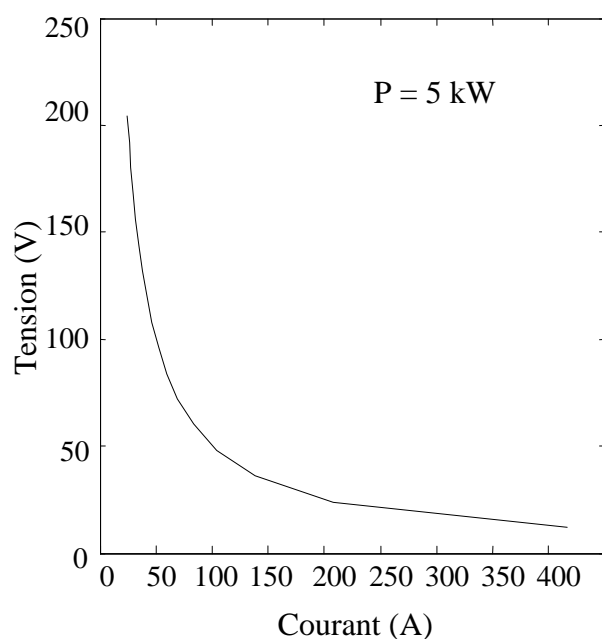


Figure 3.1.a Charge à puissance constante

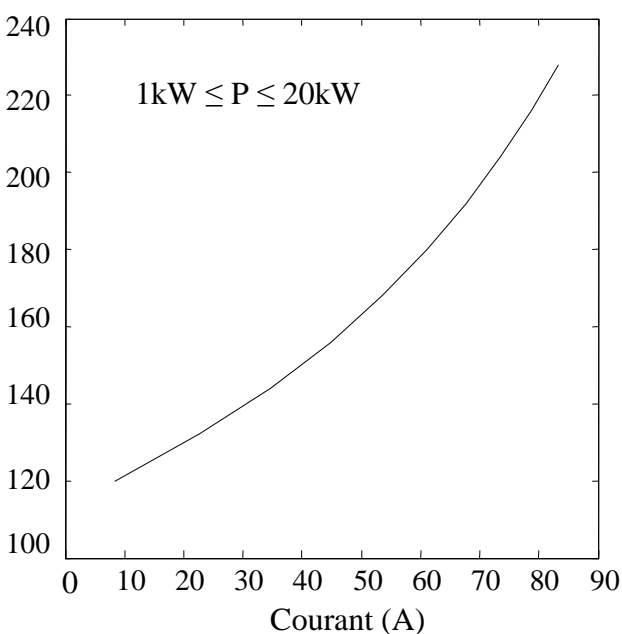


Figure 3.1.b Charge à puissance variable

3.3 Choix des appareils électriques et leur adaptation au système PV

Le système PV peut s'adapter à tout, mais il sera souvent rentable d'y adapter des appareils qui consomment particulièrement peu ou qui sont capables de fonctionner directement en basse tension.

3.3.1 Eclairage

Les sources lumineuses les plus adéquates sont des luminaires à tubes fluorescents de petite puissance, 8 à 20W. Leur efficacité est très bonne et leur utilisation très satisfaisante.

3.3.1.1 Principe des luminaires à courant continu basse tension

Le tube fluorescent ne fonctionne en fait qu'à tension élevée (> 90 V) et son amorçage exige une ou plusieurs impulsions à haute tension (100 à 600 V). Dans les ballastes (support des tubes) habituels, une self (bobine d'induction) et un starter assurent l'amorçage.

Dans les luminaires à basse tension est incorporé un micro- convertisseur (statique) qui convertit le courant continu à basse tension en courant alternatif dont la fréquence est de l'ordre de 2 à 40 kHz (selon les modèles). Ce courant, constitué d'une suite d'impulsions brèves, convient très bien aux tubes fluorescents dont il assure le fonctionnement avec un rendement meilleur que celui du même tube alimenté en 220V alternatif à 50 Hz.

De plus la lumière est plus stable que celle des tubes fluorescents alimentés en 220V, à cause de la fréquence élevée.

Les luminaires basse tension existent en 8, 13, 18, 20 et 36W.

3.3.2 Réfrigération

De nombreuses solutions existent, permettant d'obtenir du froid à partir de diverses formes d'énergie électrique. Il s'agit de les comparer sur le plan du rendement (donc de l'énergie à dépenser pour obtenir une certaine quantité de froid), du coût et des conditions d'adaptation aux deux types de réseau.

Il faut noter que la plupart des réfrigérateurs, sont rarement optimisés sur le plan du rendement énergétique (isolation médiocre, chaîne énergétique d'un rendement faible, pertes importantes pendant les ouvertures de porte, ...).

3.3.2.1 Réfrigérateur solaire

D'une contenance de 40 à 200 litres. Ces réfrigérateurs, proposés par les constructeurs de systèmes solaires ou par certains constructeurs frigoristes, sont beaucoup plus onéreux mais la consommation peut être réduite dans des propositions intéressantes.

Un simple calcul économique montre que le surcoût sur le réfrigérateur est très vite compensé par l'économie réalisée sur la réduction de la puissance crête du générateur photovoltaïque.

Leur enveloppe présente une couche isolante d'au moins 140 mm d'épaisseur et leur structure limite les pertes thermiques ; ils fonctionnent en courant continu basse tension (12 ou 24 V) et leur compresseur est d'une fiabilité analogue à celle des bons réfrigérateurs habituels. Ces équipements sont réellement économes en énergie [8].

3.3.3 Autres équipements domestiques

Téléviseur, machine à laver, poste radio et d'autres qui sont disponibles en 12 et 24V, nous citons comme exemple, aspirateur balai, cafetière électrique, moulin à café, sèche-cheveux, ventilateur de table et perceuse portable.

Cependant, l'utilisation de machines en 12 et 24V n'est pas indispensable, la structure du système énergétique peut être prévue pour des appareils en 220V.

3.4 Choix de la tension du système

C'est très important de choisir la tension de travail du système en courant continu, car cette tension en fonction de la charge influe directement sur le choix des systèmes de conversion et de régulation, ainsi que sur le câblage et aussi sur les appareils à usage domestique. On peut citer un exemple de choix de la tension suivant la puissance de la charge [8]:

- $P_c < 150W_c$: système en 12V
- $300W_c < P_c < 1000W_c$: système en 24V
- $P_c \geq 1000W_c$: système en Tension $\geq 48V$

3.5 Distribution de l'énergie

Une fois l'énergie électrique produite par le générateur photovoltaïque est stockée dans les accumulateurs, il ne reste plus qu'à la consommer.

Pour alimenter à partir d'un générateur PV ou d'une batterie délivrant un courant continu en basse tension des appareils normalement alimentés par la tension alternative normalisée imposée par les grands réseaux nationaux de distribution (220V ou 380V, 50Hz).

Il s'agit donc :

- soit de rester en continu en utilisant des appareils pouvant fonctionner à partir de cette forme de courant,
- soit d'intercaler un ou plusieurs convertisseurs capables de transformer le courant continu en alternatif, entre le système générateur/batterie et les appareils.

3.5.1 Modes de distribution de l'énergie photovoltaïque

Il existe trois types de système de distribution de l'énergie PV à partir de l'ensemble générateur/batterie.

Pour un même profil de charge à satisfaire, il est nécessaire de comparer pour chacun des systèmes de distribution :

- l'investissement direct (achat d'un onduleur ; achat d'un appareil fonctionnant à partir du courant continu souvent plus onéreux que le même appareil fonctionnant à partir du courant alternatif),
- l'investissement indirect : telle solution par les pertes qu'elle entraîne peut impliquer un surdimensionnement de la batterie et du générateur photovoltaïque.

Il est très important de noter que la conception d'un système PV ne se limite pas aux choix du générateur PV et de la batterie. L'énergie solaire doit être convertie et stockée. Il importe donc d'en gaspiller le moins possible (cela devrait d'ailleurs être le cas quelle que soit la source énergétique). Seule une conception d'ensemble du système (de la production à la consommation) permet de satisfaire les besoins au moindre coût.

3.5.1.1 Distribution en courant continu

C'est bien sûr la distribution la plus simple. Elle s'effectue directement à partir de la batterie. La difficulté se reporte alors sur le choix des appareils.

La plupart des appareils électroménagers sont en effet conçus pour fonctionner à partir du courant alternatif. Il faut donc chercher des appareils fonctionnant en courant continu, en particulier dans les domaines suivants :

- Camping- caravanning : la tension quasi-universellement adoptée est alors de 12 Vcc,
- Transports routiers (voiture, camion ; 12 ou 24 Vcc),
- Certaines applications industrielles où la distribution doit se faire en basse tension, spécialement pour les raisons de sécurité (24 ou 48 Vcc).

Si les appareils existants ne couvrent pas tous les besoins, ils permettent cependant de répondre aux besoins principaux. Citons les appareils concernés :

- Dispositifs d'éclairage incandescents ou mieux fluorescents (rendement trois à cinq fois supérieur à l'incandescent) ;
- Système de reproduction du son ou de l'image : radio, magnétophone à cassettes, télévision...
- Pompe de faible puissance (utilisées pour remonter de l'eau depuis un réservoir ou comme circulateur d'eau chaude) ;
- Réfrigérateurs, l'énergie électrique peut être utilisée de deux façons :
 - 1- Soit pour chauffer un fluide par une résistance dans un réfrigérateur à absorption (réfrigérateur souvent mixte – électricité et gaz) ;
 - 2- Soit pour faire fonctionner un compresseur spécial. Le compresseur est entraîné par un moteur à courant continu ou par un moteur auto-synchrone en interposant alors une électronique de commande entre la batterie et le moteur ;
- Ventilateur.

Ces appareils permettent donc de satisfaire les besoins essentiels des habitants d'une maison non raccordée au réseau.

Il est important de lister ces appareils nécessaires avant de choisir la tension nominale du système (la tension sur les appareils imposera celle de la batterie et celle du générateur PV). Il faut en effet éviter l'utilisation d'appareils de tension différente de celle de la batterie. Cette transformation de la tension impose des convertisseurs (appelés convertisseurs continu-continu ou hacheurs) qui sont coûteux et entraînent des pertes (rendement de 60 à 80 % selon le modèle et la puissance appelée) [8].

3.5.1.2 Distribution centralisée en courant alternatif

C'est la solution qui paraît à priori s'imposer, en particulier :

- Si le réseau électrique de l'habitation est déjà posé ;
- Si les appareils électriques sont achetés.

Il suffit en effet d'installer un convertisseur entre le système générateur/batterie et le réseau électrique. Celui-ci est alors semblable à un réseau 220 V classique (figure 3.2).

Le convertisseur devra être dimensionné en fonction d'une estimation de la puissance maximale.

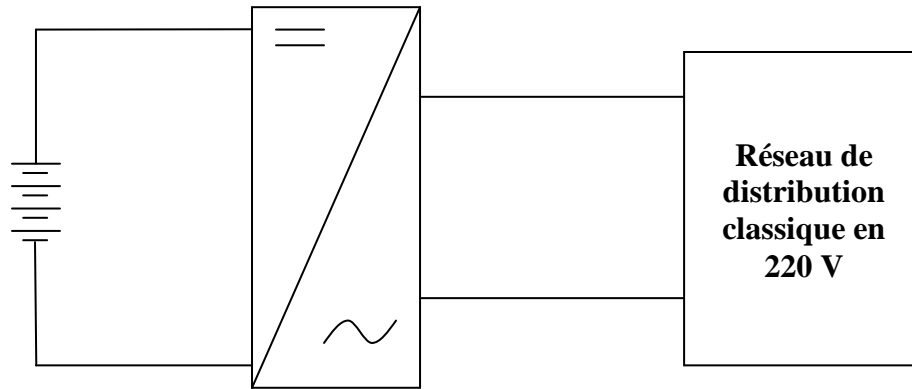


Figure 3.2 Distribution avec un seul convertisseur central

L'utilisation d'un convertisseur central conduit donc à augmenter dans une proportion considérable, la consommation de l'installation. Cette augmentation se répercute sur le dimensionnement de la batterie et sur celle du générateur photovoltaïque.

Cette solution extrêmement simple à concevoir, puisqu'elle évite tous les problèmes posés par une distribution non standard, doit donc être appliquée avec une grande prudence. Elle n'est réellement intéressante que si les conditions suivantes sont réunies :

- L'installation comprend plusieurs appareils fonctionnant en permanence ou une grande partie du jour et de la nuit (car alors l'utilisation d'un seul convertisseur peut se justifier).
- Le convertisseur utilisé présente un bon rendement quelle que soit la puissance appelée (par exemple supérieur à 70 % pour une puissance supérieure ou égale à $P_n / 10$, P_n étant la puissance nominale).
- Le surcoût direct (achat de l'onduleur) et indirect (surdimensionnement de la batterie et de l'onduleur) est acceptable.

3.5.1.3 Distribution mixte

Afin d'éviter les inconvénients de surcoût liés à la précédente solution, il paraît intéressant d'utiliser une distribution mixte (figure 3.3) qui comprend :

- Un réseau principal en courant continu. Sur celui-ci seront connectés directement le plus grand nombre possible d'appareils (par rapport aux besoins à satisfaire) ;
- Un ensemble de sous-réseaux secondaires alimentant chacun un ou éventuellement quelques appareil(s) à courant alternatif à partir d'un onduleur.

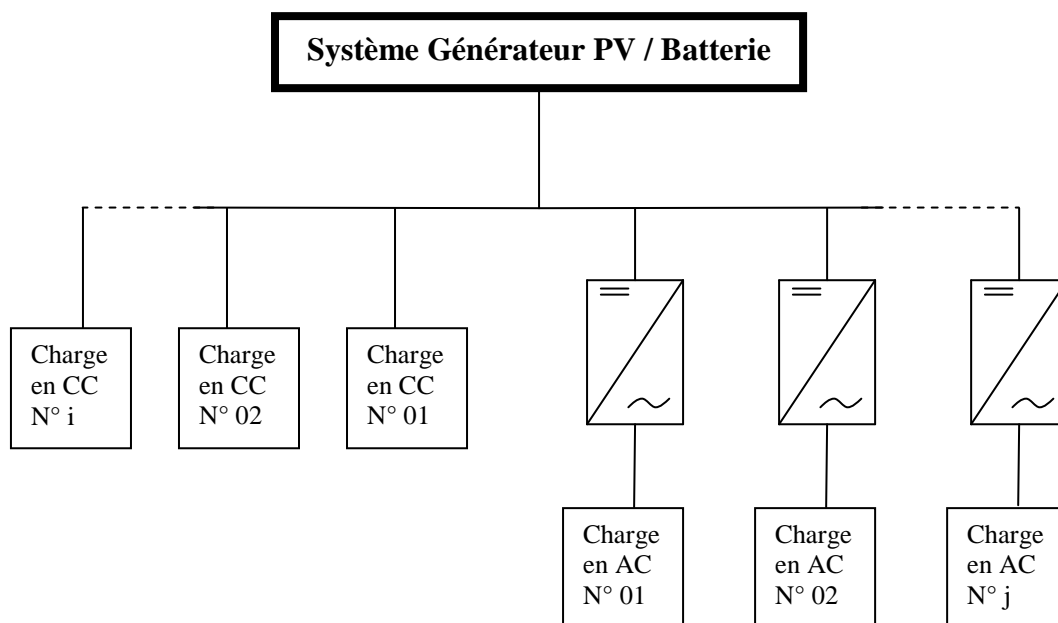


Figure 3.3 Distribution mixte

L'économie directe de cette distribution n'est pas évidente, la somme des coûts des convertisseurs peut même être plus élevée que celui d'un convertisseur central. En revanche, le convertisseur n'est alimenté que pendant le temps de fonctionnement ; le rendement du convertisseur est optimum, car il a été choisi pour un usage bien défini. Au repos, les pertes du convertisseur sont nulles. L'économie indirecte peut être très importante.

3.6 Charge adoptée

3.6.1 Définition

Pour la charge adoptée dans ce travail on a pris comme exemple une fraction d'un village composé d'une vingtaine de logements individuels, d'une architecture uniforme, conçus dans le cadre des logements associatifs participatifs.

C'est un village pilote situé à Ben-Isgen, dans la Wilaya de Ghardaïa, conçu d'une architecture traditionnelle avec des matériaux de construction locaux tels que la pierre, le plâtre, la chaux et le sable de l'oued etc....

Ces habitats ont une moyenne de 05 personnes par famille, dans une surface de 80 m², constitués d'un Rez de chaussé, un premier étage et une terrasse.

Les besoins en énergie pour chaque habitat ont été recensés par le biais d'un questionnaire, qui est distribué pour l'ensemble des habitats, après la collecte des résultats, nous avons

estimé l'énergie moyenne journalière consommée par chaque foyer qui est approximativement 1608 Wh / J, avec une puissance maximale de 400 W par foyer, ce qui traduit une durée moyenne journalière de fonctionnement de 4 heures.

3.6.2 Architecture du foyer

Ces foyers ont été construits selon une architecture locale, qui a la spécification de la vie sociale de la région. Chaque foyer est constitué d'un Rez de chaussée (figure 3.4.a), composé d'un espace libre (appelé wast adar), salon pour femme, cuisine, salon pour homme, chambre, bloc sanitaire et cage escalier. Le premier étage (figure 3.4.b) est composé de 03 chambres, bloc sanitaire et cage escalier, et une terrasse composée d'une buanderie et chambre non couverte pour l'été.

Les informations sur le village, a été obtenu par l'aide de l'association IMDOUTCHEL, Kasr Tafilelt, Ben Isgen 2003/2004.

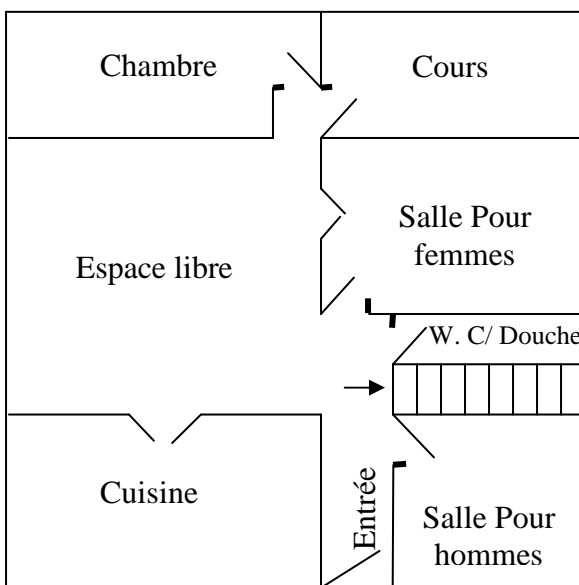


Figure 3.4.a Rez de chaussée

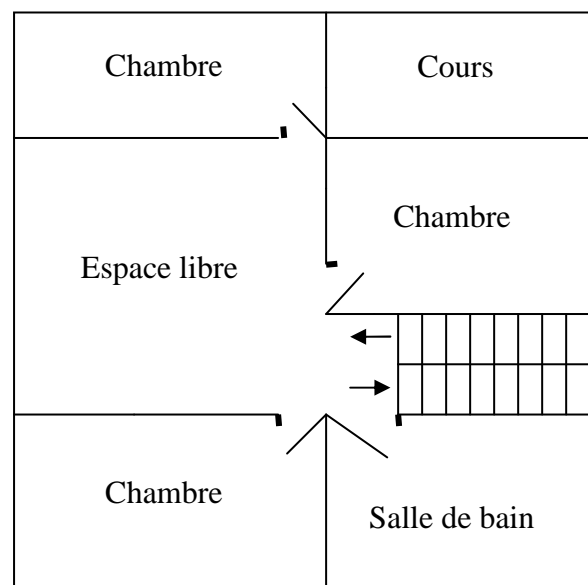


Figure 3.4.b Premier étage

3.6.3 Modèle du questionnaire

Le questionnaire représenté par le tableau 3.1 a été fait d'une façon à couvrir la consommation heure par heure le long de la journée, avec la précision du type d'appareil et sa puissance, ainsi que le nombre d'appareils par type et le nombre de personnes par famille.

Heures Désignation	00-01	01-02	02-03	22-23	23-00
Lampe 25W					
Lampe 40W					
Lampe 60W					
Lampe 75W					
Petit néon 18W					
Grand néon 36W					
TV					
Radio					
Réfrigérateur					

Tableau 3.1 Questionnaire adopté pour réaliser un profil de charge

Pour une utilisation spécifique telle que l'énergie solaire photovoltaïque, on doit remplacer les lampes à incandescence qui ont une consommation importante (par exemple celle des lampes 25, 40, 60 et 75W) par des lampes économiques de même intensité lumineuse (tableau 3.2) [20].

Lampes à incandescence Puissance en W	Lampes fluorescentes Puissance en W	Intensité lumineuse en Lumens
25	5	250
40	7	400
60	9	600
75	11	900

Tableau 3.2 Lampes équivalentes

Et pour les autres charges telles que le téléviseur, la radio et le réfrigérateur, est aussi destinés à fonctionner par l'énergie solaire PV, leurs puissances respectivement sont de 90, 8 et 130W.

3.6.4 Profil de charge

En tenant compte de la définition de la charge adoptée et du questionnaire cités précédemment, nous avons adopté un profil de charge sous forme de graphe (Figure 3.5) et de tableau (Tableau 3.3) qui va nous permettre d'établir un programme informatique de dimensionnement de notre système.

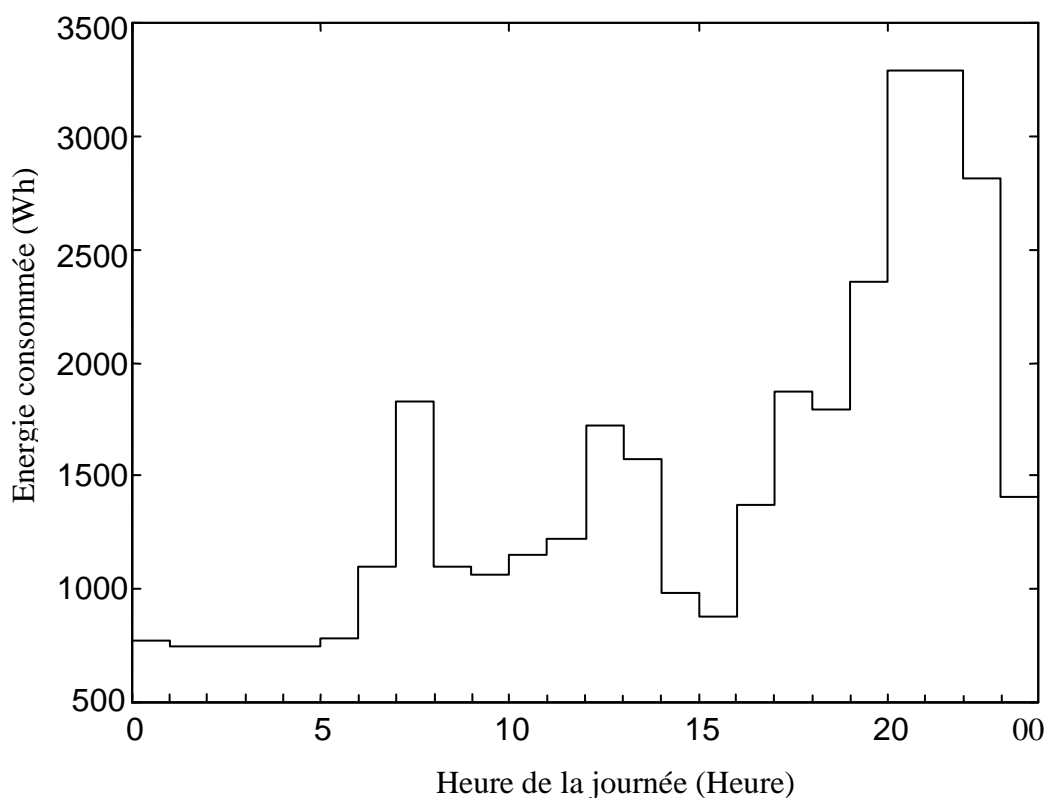


Figure 3.5 Profil de charge réel du village

Heure	00-01	01-02	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	07-08	08-09	09-10	10-11	11-12
Energie (Wh)	774	747	747	747	747	778	1097	1832	1101	1062	1149	1219
Heure	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-00
Energie (Wh)	1721	1577	984	879	1371	1868	1796	2358	3292	3290	2811	1405

Tableau 3.3 Evolution de l'énergie consommée par la charge durant la journée

Donc l'énergie moyenne journalière consommée par le village est de 35,360 kWh, pour une durée de fonctionnement moyenne journalière de 4 heures à une puissance maximale de 8,840 kW.

Chapitre 4

Dimensionnement du système photovoltaïque

4.1 Introduction

Pour la réalisation d'une installation photovoltaïque, le dimensionnement reste une étape indispensable.

Dimensionner un système PV c'est déterminer en fonction de sollicitations telles que l'ensoleillement et le profil de charge, l'ensemble des éléments de la chaîne PV, à savoir, la taille du générateur, la capacité de stockage, le cas échéant la puissance d'un convertisseur, voire l'inclinaison des modules et la tension d'utilisation.

Une installation surdimensionnée veut dire des surcoûts, tandis qu'une installation sous dimensionnée veut dire manque de fiabilité.

Quelque soit la méthodologie utilisée et la précision avec laquelle sont pris en compte les différents composants de la chaîne, on reste confronté à deux types d'estimations :

- la première sur la demande qui dans la plupart des cas est assez grossièrement définie car souvent mal connue et qui subit des fluctuations journalières, hebdomadaires ou saisonnières.
- la seconde sur le gisement solaire au sujet duquel on se heurte à un manque crucial de données représentatives. Ce problème nous amène à calculer l'irradiation selon des données relatives au site de l'installation.

Ceci démontre que la fiabilité d'une installation PV est étroitement liée au dimensionnement qui est lié à son tour à la disponibilité de données fiables. Le mérite d'une installation PV est souvent mesuré par sa capacité à fournir de l'énergie en toute circonstance.

Nous allons présenter dans ce chapitre une méthode de dimensionnement, qui nous permette de préciser la taille du générateur et du stockage après la présentation des paramètres d'entrée intervenants dans les calculs.

4.2 Présentation des paramètres d'entrée intervenants dans le dimensionnement

D'une manière générale, les paramètres à prendre en compte pour concevoir et dimensionner un système photovoltaïque sont assez nombreux et concernent :

- Le lieu où sera placé le générateur PV ;
- Le système PV (modules, régulateur, convertisseur et batteries) ;
- La charge.

4.2.1 Paramètres relatifs au site d'installation

Le dimensionnement du générateur PV est dicté par les conditions relatives au site. Pour adopter les capacités générateur PV / batterie, aux conditions de charge, il est indispensable de connaître les caractéristiques de l'irradiation solaire par jour ou par mois, soit l'énergie moyenne reçue sur un plan donné, à l'endroit même où sera situé le générateur PV.

Les données doivent être connues pour chaque mois de l'année. Elles peuvent être obtenues par des organismes nationaux de météorologie ou par des calculs (outil informatique), qui exigent les paramètres d'entrées suivants :

- Latitude ;
- Altitude ;
- Réflectivité du sol ou albédo.
- Irradiation moyenne journalière la plus défavorable dans l'année, soit mesurée ou calculée. Dans le cas de notre étude, nous avons considéré les sites suivants : Ghardaïa, Ouargla, Alger et Oran.

4.2.2 Paramètres relatifs au système PV

Les paramètres concernant le système donnent à titre indicatif un ordre de grandeur du rendement de l'installation, sont relatifs aux modules photovoltaïques, éléments de batterie, régulateur et convertisseur existants dans le marché.

Ces paramètres basés sur un critère liant d'un côté la satisfaction des besoins et le fonctionnement optimal du système et de l'autre la disponibilité.

4.2.2.1 Paramètres concernant le module PV

Les paramètres concernant le module PV sont :

- Tension maximale ;
- Courant maximal ;
- Puissance maximale.

Selon notre choix, le type du module est présenté dans le chapitre 2. Les paramètres aux conditions standards (1000 W, 25 °C) sont donnés par le constructeur.

- L'inclinaison des modules, est un paramètre qui est relatif à la latitude du lieu. Pour notre cas on précisera l'inclinaison minimale et maximale comme données d'entrée, afin d'optimiser cette inclinaison.

4.2.2.2 Paramètres concernant les batteries de stockage

Les paramètres relatifs au système de stockage sont donnés selon la disponibilité des batteries à capacité normalisée :

- profondeur de décharge selon le constructeur ;
- rendement énergétique de la batterie.

Le dimensionnement du stockage est basé sur les paramètres d'un accumulateur au plomb acide. Le modèle de la batterie est décrit dans le chapitre 2.

4.2.2.3 Paramètres concernant le régulateur de charge

Les paramètres sont, la tension selon la puissance de la charge (voir chapitre 3) et le rendement donné par le constructeur.

4.2.2.4 Paramètres concernant le convertisseur

Pour le convertisseur continu/alternatif on précisera le rendement seulement, qui est aussi donné par le constructeur.

4.2.3 Paramètres concernant la charge

Notre utilisation est l'électrification d'un village par l'énergie solaire photovoltaïque, la charge est définie dans le chapitre 3. Les paramètres concernant la charge sont :

- Type d'alimentation continue ou alternative ;
- Puissance de la charge ;
- Durée de fonctionnement moyenne par jour.

4.3 Calculs de l'irradiation sur le plan des modules et optimisation de l'angle d'inclinaison

Dans le but d'obtenir un outil de développement du générateur PV aussi complet que possible nous avons jugé nécessaire d'étudier son inclinaison pour un meilleur rendement.

L'application de l'énergie solaire pour un site donné nécessite une analyse de l'irradiation du site. Ainsi dans notre cas, cette analyse permet de déterminer l'influence de l'inclinaison sur l'énergie fournie par le générateur.

Partant de ces résultats, le choix d'un angle d'inclinaison optimale en tenant compte des caractéristiques de la charge (voir chapitre 3).

Dans beaucoup de cas, les applications PV ne présentent pas de système de poursuite de soleil (coût élevé).

Le générateur PV doit être incliné par rapport à l'horizontale d'un angle de telle façon à avoir une densité d'énergie absorbée maximale. Dans le cas idéal, le module doit être toujours perpendiculaire aux rayons solaires incidents. Cependant, ceci ne peut être obtenu pour l'installation fixe car la déclinaison et la hauteur du soleil varient durant l'année. D'où on doit avoir une inclinaison du module pour une moyenne annuelle (ou saisonnière selon la charge à alimenter) d'énergie captée optimale.

En générale, l'inclinaison du générateur peut être optimisée seulement en définissant objectivement sa fonction. Cette dernière dépend généralement de la demande d'énergie (courbe de charge). On distingue trois types d'inclinaison :

- Inclinaison annuelle (de Janvier à Décembre)
- Inclinaison estivale (Juin – Juillet – Août)
- Inclinaison hivernale (Décembre – Janvier – Février)

Pour trouver l'inclinaison optimale du générateur photovoltaïque pour un site donné nous évaluons l'irradiation globale sur le plan du générateur PV pour différentes inclinaisons de ce générateur par rapport au plan horizontal.

4.3.1 Eclairage direct sur plan horizontal

L'éclairage direct sur plan horizontal $B(0)$ peut être estimé par la formule de Hottel [21] :

$$B(0) = T_b G_e \quad (4.1)$$

avec :

$$G_e = B_0 \left[1 + 0,033 \cos \left(\frac{360N}{365} \right) \right] \quad (4.2)$$

$$T_b = A_0 + A_1 \exp \left[- \frac{K}{(\cos(L) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(L) \sin(\delta))} \right] \quad (4.3)$$

$$A_0 = 0,97 \left[0,4237 - 0,0821 (6 - ALT)^2 \right] \quad (4.4)$$

$$A_1 = -0,99 \left[0,5055 - 0,00595 (6,5 - ALT)^2 \right] \quad (4.5)$$

$$K = -1,02 \left[0,2711 - 0,01858 (2,5 - ALT)^2 \right] \quad (4.6)$$

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360 (284 + N_j)}{365} \right] \quad (4.7)$$

$$\omega = 15 (TSV - 12) \quad (4.8)$$

$$\cos(\omega_s) = -\operatorname{tg}(LAT) \operatorname{tg}(\delta) \quad (4.9)$$

$$TSV = \text{Temps standard} + 4 (L_{loc} - L_{St}) + ET \quad (4.10)$$

où la correction de l'équation du temps ET est donnée par :

$$ET = 9,87 \sin(2b) - 7,53 \cos(b) - 1,5 \sin(b) \quad (4.11)$$

$$b = \frac{360 (N_j - 81)}{365} \quad (4.12)$$

où :

ω : Angle horaire

ω_s : heure du lever ou du coucher du soleil

B_0 : Constante solaire (1367 W/m²)

TSV : Temps soleil vrai

- L_{St} : Méridien standard pour le temps local
 L_{loc} : Longitude
 G_e : Eclairement extraterrestre sur plan normal
 L : Latitude du lieu
 δ : Déclinaison du soleil
 N_j : Numéro du jour dans l'année ($1 \leq N \leq 365$)
 ALT : Altitude du lieu.

4.3.2 Irradiation horaire directe sur plan horizontal

L'irradiation horaire s'obtient par l'intégration de l'équation (4.1); ce qui donne :

$$B_h(0) = T_b G_e \sin(h_s) \quad (4.13)$$

$$\sin(h_s) = \sin(L) \sin(\delta) + \cos(L) \cos(\delta) \cos(\omega) \quad (4.14)$$

avec :

h_s : hauteur du soleil

4.3.3 Eclairement diffus sur plan horizontal

L'éclairement diffus peut être estimé par la formule empirique de Lieu et Jordan [21] :

$$D(0) = T_d G_0 \quad (4.15)$$

avec :

$$T_d = 0,271 - 0,293 T_b \quad (4.16)$$

G_0 : Eclairement extraterrestre sur plan horizontal

4.3.4 Irradiation horaire diffuse sur plan horizontal

L'irradiation horaire s'obtient par l'intégration de l'équation (4.13) ce qui donne :

$$D_h(0) = T_d G_e \sin(h) \quad (4.17)$$

4.3.5 Irradiation horaire globale sur plan horizontal

L'irradiation horaire globale sur le plan horizontal est la somme des irradiances directe et diffuse soit :

$$G_h(0) = B_h(0) + D_h(0) \quad (4.18)$$

4.3.6 Irradiation globale horaire sur plan incliné

L'irradiation globale recueillie sur une surface inclinée est donnée en fonction de celle reçue sur une surface horizontale par l'expression :

$$G_h(\beta) = R G_h(0) \quad (4.19)$$

avec :

$$R = \frac{B_h(0)}{G_h(0)} R_b + \frac{D_h(0)}{G_h(0)} \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \rho \quad (4.20)$$

$$R_b = \frac{\cos(L) \cos(\delta) \cos(AH) + \sin(L - \beta) \sin(\delta)}{\cos(L) \cos(\delta) \cos(AH) + \sin(L) \sin(\delta)} \quad (4.21)$$

avec :

R_b : Rapport d'irradiation directe sur un plan incliné et celle sur un plan horizontal

R : Rapport l'irradiation globale sur un plan incliné et celle sur un plan horizontal

$B_h(0)$: Irradiation directe sur plan horizontal

$D_h(0)$: Irradiation diffuse sur plan horizontal

ρ : L'albédo du sol

L'irradiation journalière recueillie sur une surface inclinée est obtenue par une sommation des irradiances horaires entre le lever et le coucher du soleil, de même l'irradiation mensuelle est une sommation des irradiances journalières sur le mois considéré, et l'irradiation annuelle est une sommation à l'échelle de l'année des irradiances mensuelles. L'organigramme de calcul qui permet d'obtenir ces différentes irradiances est donné par la figure 4.1.

Les modèles de l'irradiations présentés dans le chapitre 2, sont destinés pour les calculs des irradiances sur plan incliné à partir des irradiances sur plan horizontal mesurées.

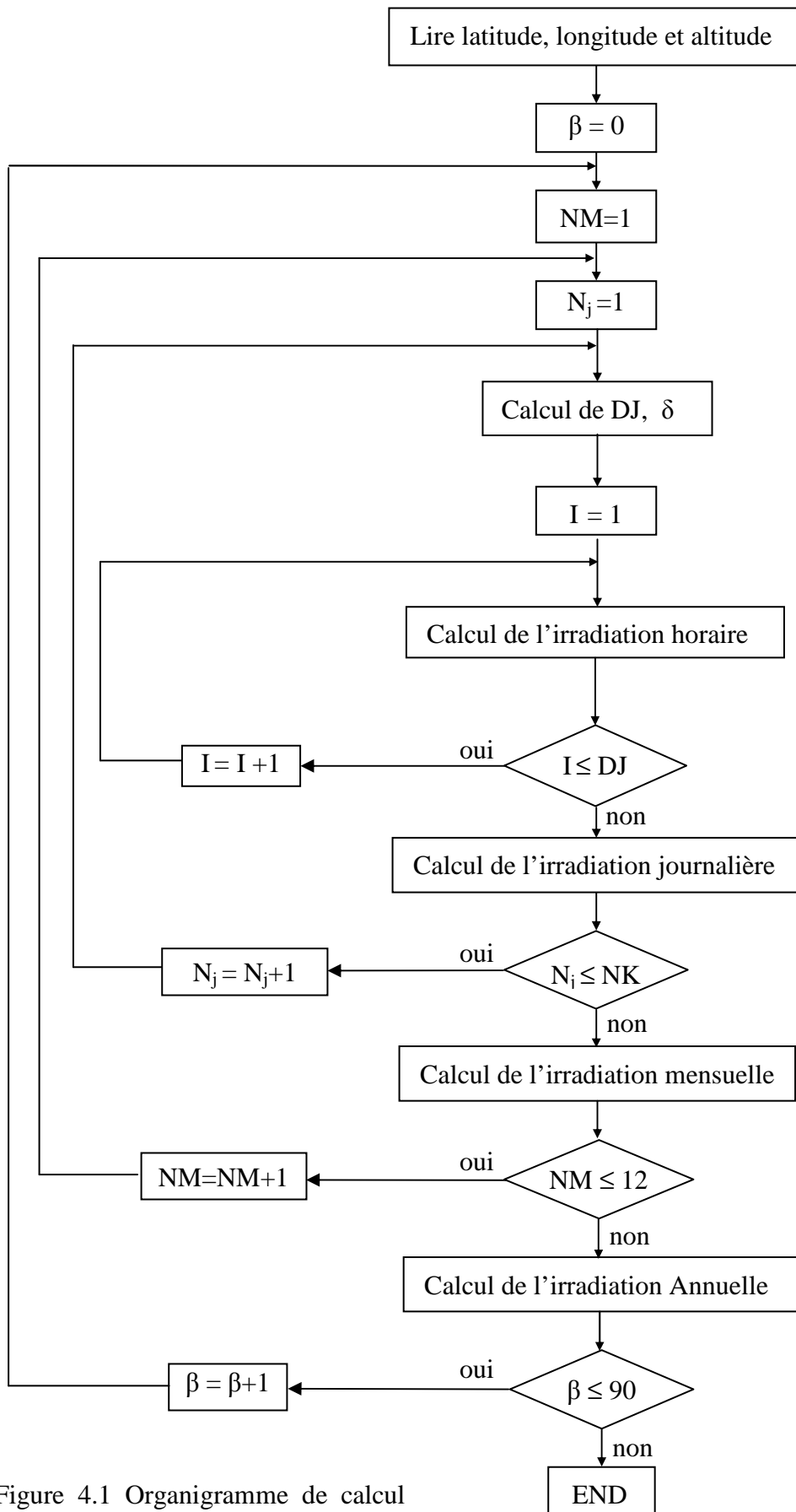


Figure 4.1 Organigramme de calcul des irradiances sur plan incliné

Avec

β : Angle d'inclinaison du générateur

DJ : Durée du jour

N_j : Numéro du jour dans le mois

N_k : Nombre de jours dans le mois correspondant

NM : Numéro du mois dans l'année (varie de 1 à 12)

4.3.7 Application

Pour notre application nous avons choisi quatre sites Algériens. Deux sites du sud : Ghardaïa et Ouargla. Deux sites du Nord : Alger et Oran. Les angles d'inclinaison optimale annuelle, estivale et hivernale pour les différents sites sont donnés dans le tableau 4.2, en fonction des données de chaque site (Tableau 4.1) [23].

Site	Latitude (°)	Longitude (°)	Altitude (m)	Albédo
Ghardaïa	32,38 N	3,82 E	450	0,30
Ouargla	31,95 N	5,40 E	141	0,35
Alger	36,72 N	3,25 E	25	0,20
Oran	35,63 N	0,62 W	99	0,20

Tableau 4.1 Localisation géographique des différents sites

Site	Angle d'inclinaison optimale (Degré)		
	Annuelle (Janvier à Décembre)	Estivale (Juin-Juillet-Aout)	Hivernale (Décembre-Janvier-Février)
Ghardaïa	30	5	57
Ouargla	31	6	57
Alger	31	9	58
Oran	31	8	57

Tableau 4.2 Angle d'inclinaison optimale pour les différents sites

Interprétation

Ces résultats nous permettent de tirer les conclusions suivantes : Pour tous les sites, l'inclinaison optimale annuelle est comprise entre la latitude du lieu et la latitude moins 6°.

L'inclinaison estivale est faible; elle est inférieure à 10° pour tous les sites. L'inclinaison hivernale est forte ; elle est supérieure à 56° pour les différents sites. Ainsi, selon la charge à alimenter, nous choisirons une inclinaison annuelle, estivale ou hivernale.

Calculs de l'irradiation

Les deux tableaux ci-dessous contiennent respectivement les valeurs de l'irradiation totale annuelle, estivale et hivernale (Tableau 4.3), et les valeurs de l'irradiation moyenne journalière minimale annuelle, estivale et hivernale (Tableau 4.4). Ces valeurs sont obtenues à l'inclinaison optimale.

Site	Irradiation totale (kWh/m ²)		
	Annuelle	Estivale	Hivernale
Ghardaïa	2308	696	514
Ouargla	2234	675	494
Alger	2107	667	429
Oran	2147	673	446

Tableau 4.3 Irradiation totale à l'inclinaison optimale

Site	Irradiation moyenne journalière minimale (kWh/m ²)		
	Annuelle	Estivale	Hivernale
Ghardaïa	4,669	7,19	5,28
Ouargla	4,527	6,99	5,06
Alger	3,808	6,81	4,33
Oran	4,008	6,89	4,53

Tableau 4.4 Irradiation moyenne journalière minimale

Le mois le plus défavorable est le mois de Décembre, concernant les quatre sites.

L'évolution de l'irradiation totale annuelle, estivale et hivernale en fonction de l'inclinaison est donnée par les figures 4.2 à 4.5, pour les différents sites.

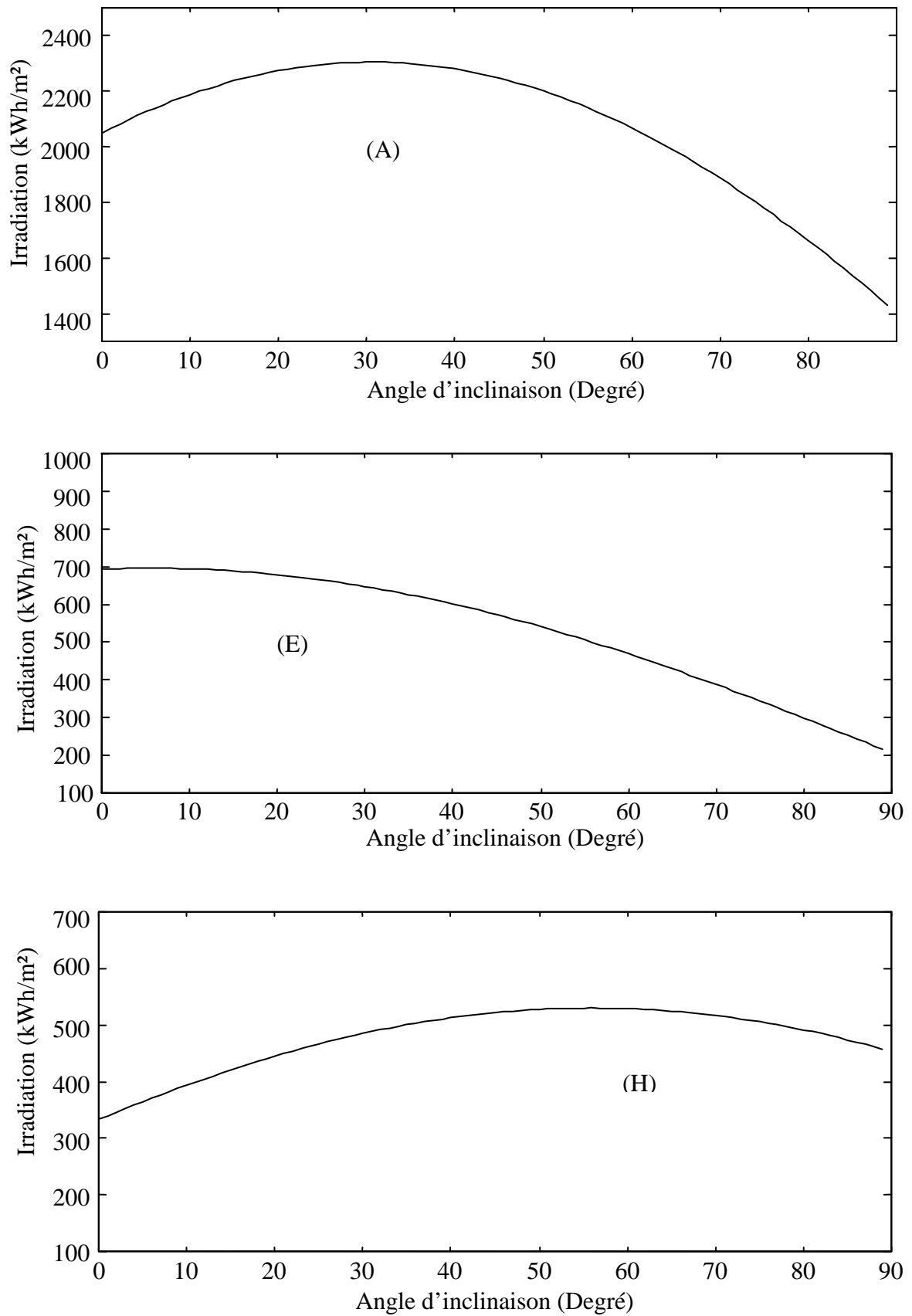


Figure 4.2 Irradiation totale en fonction de l'inclinaison (Site de Ghardaïa) : (A) Annuelle ; (E) Estivale ; (H) Hivernale

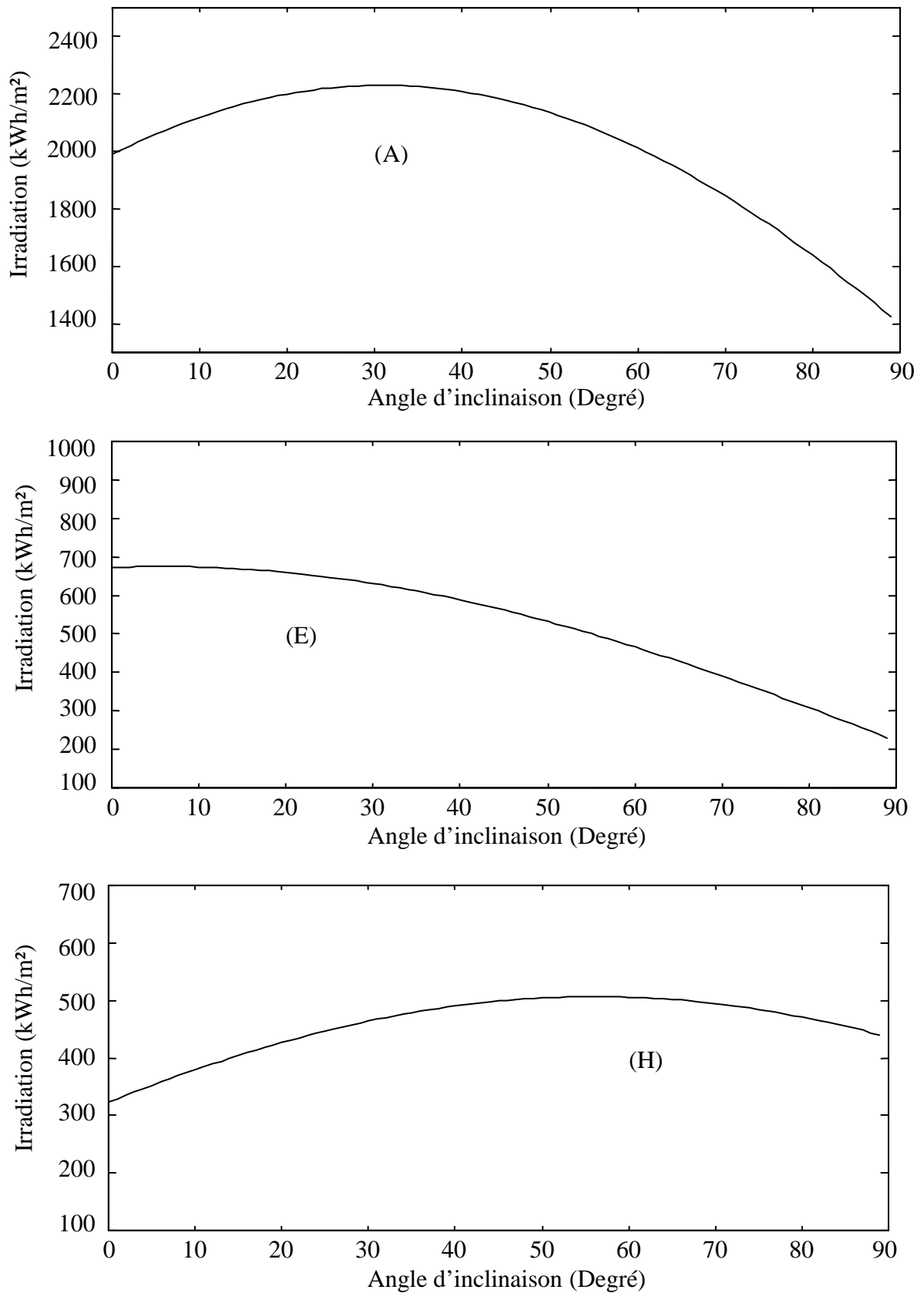


Figure 4.3 Irradiation totale en fonction de l'inclinaison (Site de Ouargla) : (A) Annuelle ; (E) Estivale ; (H) Hivernale

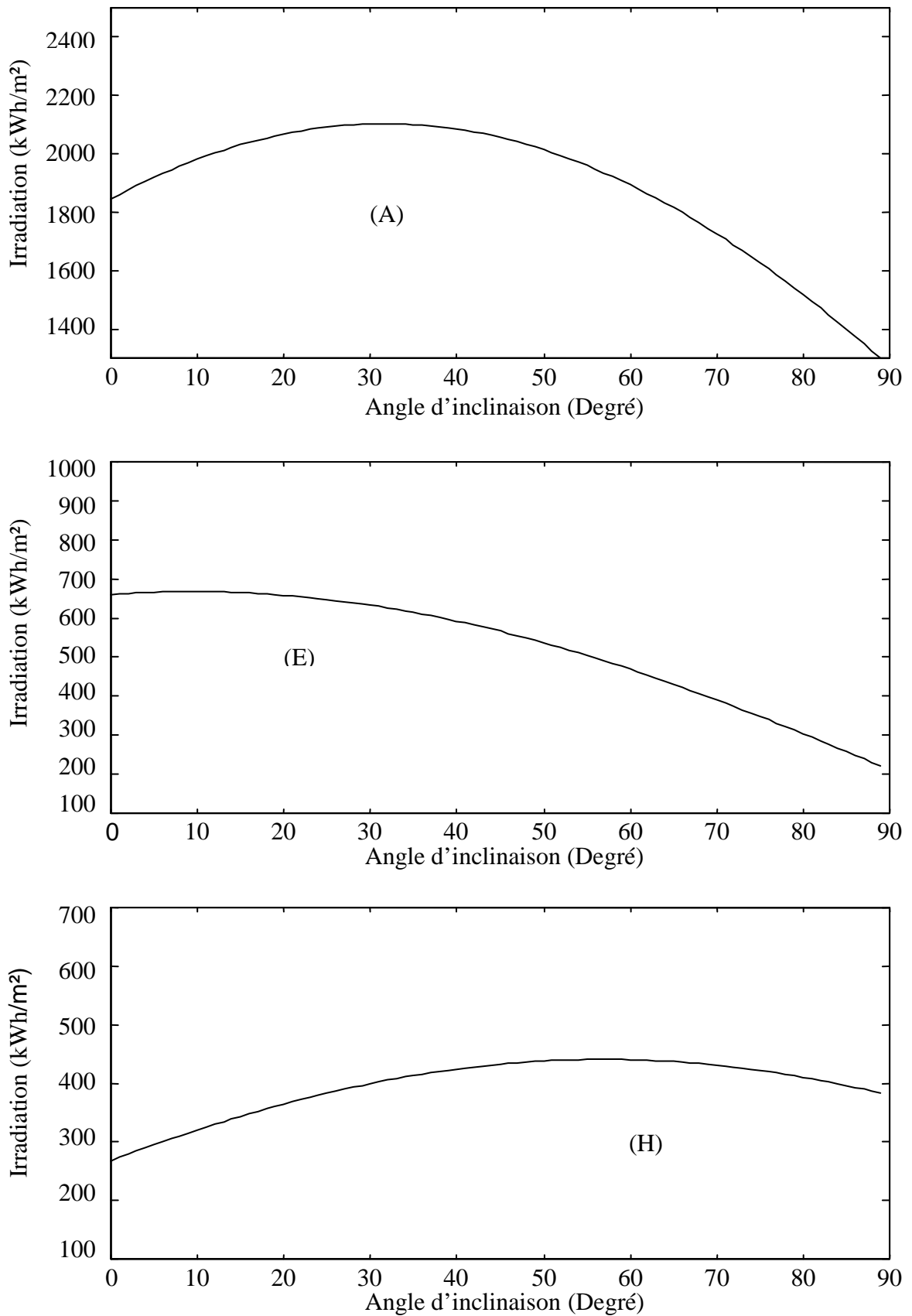


Figure 4.4 Irradiation totale en fonction de l'inclinaison (Site d'Alger) : (A) Annuelle ; (E) Estivale ; (H) Hivernale

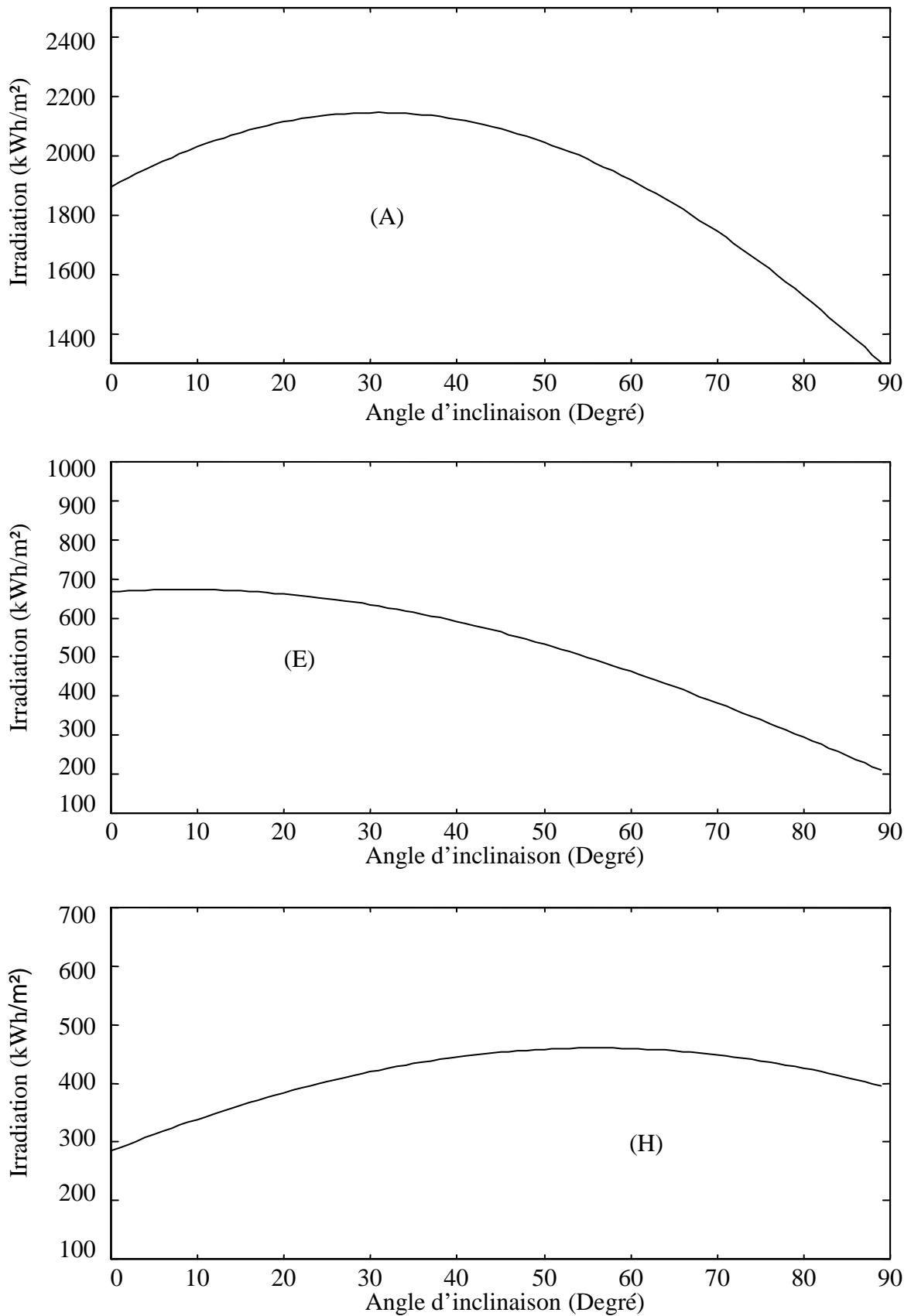


Figure 4.5 Irradiation totale en fonction de l'inclinaison (Site d'Oran) : (A) Annuelle ; (E) Estivale ; (H) Hivernale

4.4 Dimensionnement du couple générateur / stockage

La technique de simulation des systèmes photovoltaïques permet de déterminer la relation existante entre le champ photovoltaïque, la batterie de stockage et la charge ainsi que l'apport énergétique. Cette simulation utilise des données d'irradiation journalières pour estimer l'énergie journalière fournie par le champ PV ainsi que l'énergie qui doit être stockée dans des batteries.

4.4.1 Dimensionnement du générateur

Pour dimensionner le générateur PV, deux paramètres sont pris en compte, la consommation moyenne journalière et l'irradiation incidente moyenne journalière reçue sur le plan des modules. Il est donc nécessaire de fixer l'inclinaison du générateur.

L'énergie fournie par un module est proportionnelle à l'irradiation (Exemple : 4000 Wh/m² correspond à 4 heures multiplier par 1000 W/m², dite heures équivalente à un éclairage standard).

Le calcul est effectué sur le mois le plus défavorable. On détermine alors l'énergie fournie par un module dans les conditions de l'éclairage et de la température choisie selon le site de l'installation.

Les conditions standards sont : $G_{CS} = 1000 \text{ W/m}^2$, $T_{CS} = 25^\circ\text{C}$.

L'énergie fournie par un module a l'expression suivante :

$$E_{\text{mod}} = P_m \frac{I_{RR}}{G_{CS}} F_{CG} \quad (4.22)$$

Où:

E_{mod} : Energie journalière fournie par le module (kWh)

P_m : Puissance du module dans les conditions désirées (W)

I_{RR} : Irradiation moyenne journalière annuelle minimale (kWh/m²)

F_{CG} : Facteur de correction globale, contenant les divers rendements ainsi qu'un coefficient de sécurité (%)

Le nombre total des modules N_M constituant le générateur PV est donné par l'expression suivante (Charge à courant continu):

$$N_M = \frac{E_{CH}}{E_{\text{mod}} R_R} \quad (4.23)$$

E_{CH} : Energie journalière consommée par la charge (kWh)

R_R : Rendement du régulateur (%)

$$E_{CH} = P_{CH} D_{FJ} \quad (4.24)$$

P_{CH} : Puissance de la charge (kW)

D_{FJ} : Durée de fonctionnement journalière (heure)

La puissance du générateur est égale à :

$$P_G = N_M P_m \quad (4.25)$$

4.4.1.1 Calcul de nombre de modules en série

Le nombre de modules disposés en série N_{MS} est le rapport entre la tension du régulateur utilisé T_{FR} et la tension maximale du module V_{max} :

$$N_{MS} = T_{FR} / V_{max} \quad (4.25)$$

4.4.1.2 Calcul de nombre de branches en parallèle

On déduit le nombre de branches en parallèle comme suit :

$$N_{BP} = N_M / N_{MS} \quad (4.26)$$

Dans le cas où la charge serait alimentée avec un courant alternatif sorti d'un onduleur, le nombre total de modules prend une nouvelle valeur :

$$N_{MA} = N_M / R_{ond} \quad (4.27)$$

R_{ond} : Rendement de l'onduleur (%)

On déduit la nouvelle valeur du nombre de branches parallèles comme suit :

$$N_{BPA} = N_{MA} / N_{MS} \quad (4.28)$$

N.B : La taille du générateur est calculée à partir de la surface correspondante uniquement à la surface active du semi-conducteur (silicium, GaAs, etc....)

4.4.2 Dimensionnement du stockage

La détermination du parc batterie est réalisée à partir de la prise en compte d'un certain nombre de jours d'autonomie à assurer à production nulle. Ce nombre de jours varie suivant les applications et la situation géographique.

Il est de plus possible d'apporter les corrections suivantes :

- Correction due à la profondeur de décharge limitée entre 50 % et 75 % selon le constructeur.
- Correction due au rendement énergétique de la batterie (~ 80 %).

La capacité du stockage (Wh) est égale à :

$$C_{\text{Sto}} = \frac{E_{\text{CH}} \text{AUT}}{\text{PD} R_{\text{bat}}} \quad (4.29)$$

AUT : Autonomie en jours

PD : Profondeur de décharge (%)

R_{bat} : Rendement de la batterie (%)

La capacité de stockage en Ampère heure (Ah) C_{Ah}, est donnée par la relation suivante :

$$C_{\text{Ah}} = C_{\text{Sto}} / T_{\text{FR}} \quad (4.30)$$

4.4.2.1 Calcul de nombre d'éléments en série

Nombre d'éléments en série est égal à :

$$N_{\text{es}} = T_{\text{FR}} / T_e \quad (4.31)$$

T_e : Tension de l'élément batterie (V), donnée par le constructeur.

T_{FR} : Tension de fonctionnement du régulateur (V).

4.4.2.1 Calcul de nombre de branches en parallèle

Nombre de branches d'éléments en parallèle est égal à :

$$N_{\text{bp}} = C_{\text{Ah}} / C_e \quad (4.32)$$

C_e : Capacité d'un élément batterie (Ah), donnée par le constructeur.

Le nombre total d'éléments batterie est décrit par la relation suivante :

$$N_e = N_{\text{es}} N_{\text{bp}} \quad (4.33)$$

L'organigramme de ces différentes étapes de dimensionnement est présenté en figure 4.2.

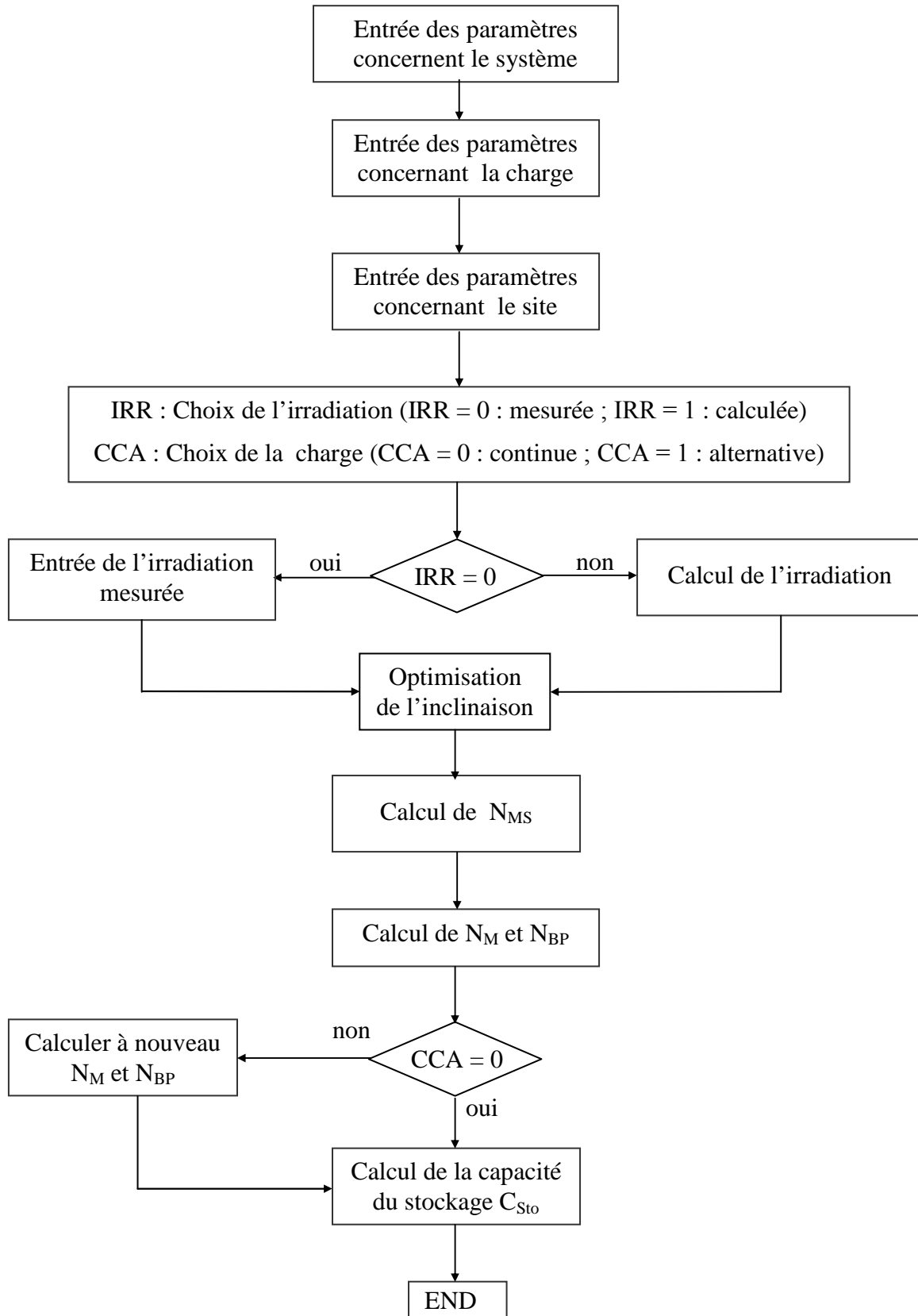


Figure 4.6 Organigramme principal de dimensionnement du système PV

4.4.3 Application

Pour une consommation estimée, indiquée au chapitre précédent, le dimensionnement est calculé selon les différentes étapes présentées à la figure 4.6. Après les calculs, on a obtenu les résultats ci-dessous.

- Module choisi : BP Saturne (Voir chapitre 2).
- Batterie choisie : VARTA OPzS d'une tension de 2V par élément est de différentes capacités normalisées à choisir selon la constitution du parc batterie et aussi de la capacité du stockage nécessaire. Quelques valeurs de la capacité normalisée de l'élément VARTA sont données comme suivant (Ah) : 190, 295, 465, 540, 900, 2080, 3000, 4400...etc. [20].

Résultat obtenu :

Les dimensions du générateur sont présentées dans les tableaux 4.5 à 4.8 suivants, pour différents sites et différentes conditions d'éclairement et de température.

Site	Dimensions du générateur				
	E_{mod} (Wh)	N_{MS}	N_{BP}	N_{M}	P_{G} (kW)
Ghardaïa	288,58	5	33	165	13,596
Ouargla	279,80	5	34	170	14,008
Alger	235,39	5	40	200	16,480
Oran	247,70	5	38	190	15,656

Tableau 4.5 Dimensions du générateur ($G_{\text{CS}} = 1000 \text{ W/m}^2$, $T_{\text{CS}} = 25^\circ\text{C}$)

Site	Dimensions du générateur				
	E_{mod} (Wh)	N_{MS}	N_{MP}	N_{M}	P_{G} (kW)
Ghardaïa	261,44	5	36	180	13,437
Ouargla	253,48	5	37	185	13,810
Alger	213,25	5	44	220	16,423
Oran	224,40	5	42	210	15,676

Tableau 4.6 Dimensions du générateur ($G_{\text{CS}} = 1000 \text{ W/m}^2$, $T_{\text{CS}} = 45^\circ\text{C}$)

Site	Dimensions du générateur				
	E_{mod} (Wh)	N_{MS}	N_{MP}	N_{M}	P_{G} (kW)
Ghardaïa	287,40	5	33	165	10,832
Ouargla	278,65	5	34	170	11,160
Alger	234,42	5	40	200	13,130
Oran	246,68	5	38	190	12,473

Tableau 4.7 Dimensions du générateur ($G_{\text{CS}} = 800 \text{ W/m}^2$, $T_{\text{CS}} = 25^\circ\text{C}$)

Site	Dimensions du générateur				
	E_{mod} (Wh)	N_{MS}	N_{MP}	N_{M}	P_{G} (kW)
Ghardaïa	261,57	5	36	180	10,755
Ouargla	253,61	5	37	185	11,053
Alger	213,35	5	44	220	13,145
Oran	224,51	5	42	210	12,547

Tableau 4.8 Dimensions du générateur ($G_{\text{CS}} = 800 \text{ W/m}^2$, $T_{\text{CS}} = 45^\circ\text{C}$)

On peut remarquer par les résultats précédents que le nombre de modules varie en fonction de la température, cela est due à l'influence de la température sur le rendement du module. Mais par contre la variation de l'éclairement influe directement sur la puissance du générateur.

En tenant compte de l'énergie fournie par le module PV pour les différents sites, on déduit le classement des sites par ordre croissant de la puissance du générateur PV comme suit : Ghardaïa en premier lieu, Ouargla, Oran et en dernier Alger.

Le nombre total de modules PV est plus élevé pour les sites du nord (Alger et Oran) que pour les sites du sud (Ghardaïa et Ouargla). Ceci est dû au fait que l'ensoleillement est plus élevé dans le sud Algérien que le nord.

Calculs de la capacité de stockage

Les dimensions de stockage pour les quatre sites sont présentés dans le tableau 4.9 ci-dessous, à une tension de fonctionnement de 120 V, pour différentes autonomies.

Les résultats obtenus représentent la capacité totale du stockage C_{Ah} , le nombre total des éléments N_e constitue le parc batterie, le nombre de branches parallèles N_{bp} et la capacité optimale normalisée d'un élément batterie C_e .

La capacité de stockage est en fonction de l'autonomie et de l'énergie journalière consommée par la charge.

Autonomie (jour)	Dimensions de stockage			
	C_{Ah} (Ah)	C_e	N_{bp}	N_e
01	462,22	465	1	60
03	1386,7	465	3	180
05	2311,1	465	5	300
07	3235,6	540	6	360

Tableau 4.9 Les dimensions de stockage pour différentes autonomies

Donc pour éviter un surdimensionnement du système de stockage, le choix de la capacité d'un élément batterie est indispensable, c'est le cas du tableau 4.9, on a pour chaque autonomie la capacité normalisée optimale.

Le nombre d'éléments série N_{es} , dépend de la tension de fonctionnement et de la tension d'un élément batterie, dans ce cas $N_{es} = 60$.

4.4.3.1 Bilan énergétique du système

L'énergie sortante du générateur est donnée par l'expression suivante :

$$ESG = E_{mod} N_M \quad (4.3)$$

Calcul de l'énergie entrante dans les batteries de stockage :

$$EEB = ESG - \left(\frac{E_{CH} DJ}{24 R_{ond}} \right) \quad (4.35)$$

Ce calcul à été effectué pour une durée du jour minimale dans l'année.

L'énergie sortante des batteries est comme suit :

$$ESB = \left(1 - \frac{DJ}{24}\right) \frac{E_{CH}}{R_{ond}} \quad (4.36)$$

Calcul de l'énergie entrante dans le convertisseur :

$$EEC = E_{CH} / R_{ond} \quad (4.37)$$

L'énergie entrante dans le convertisseur durant la journée, est sous la forme suivante :

$$EECJ = EEC \left(\frac{DJ}{24}\right) \quad (4.38)$$

On déduit l'énergie entrante dans le convertisseur durant la nuit :

$$EECN = EEC - EECJ \quad (4.39)$$

On calcule l'énergie sortante du convertisseur durant la journée :

$$ESCJ = E_{CH} \left(\frac{DJ}{24}\right) \quad (4.40)$$

On déduit l'énergie sortante durant la nuit comme suivant :

$$ESCN = E_{CH} - ESCJ \quad (4.41)$$

Les bilans énergétiques du système photovoltaïque pour les quatre sites est présenté dans le tableau 4.10, ainsi qu'un histogramme représentatif de ces bilans pour le site de Ghardaïa donné par la figure 4.7 ci-dessous.

Site	DJ (heure)	I _{RR} (kWh/m ²)	ESG (kWh)	EEB (kWh)	EEC (kWh)	EECJ (kWh)	EECN (kWh)	ESCJ (kWh)	ESCN (kWh)
Ghardaïa	9.87	4,669	47,617	29,437	44,200	18,179	26,021	14,544	20,816
Ouargla	9,90	4,527	47,567	29,321	44,200	18,246	25,954	14,597	20,763
Alger	9,48	3,808	47,078	29,614	44,200	17,464	26,736	13,971	21,389
Oran	9,58	4,008	47,063	29,411	44,200	17,652	26,548	14,122	21,238

Tableau 4.10 Bilan énergétique du système PV pour différents sites

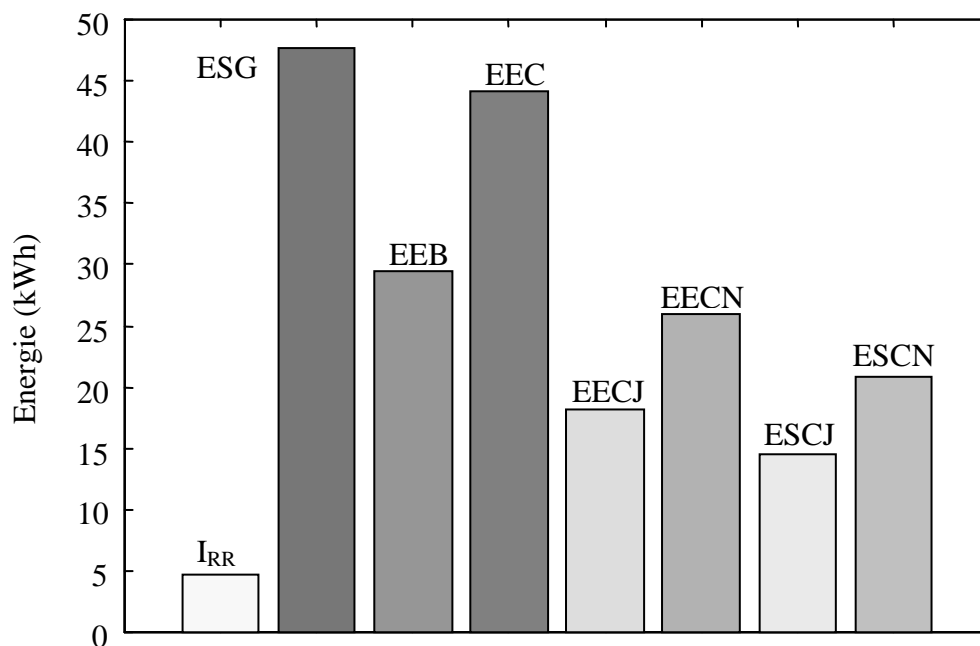


Figure 4.7 Bilan énergétique du système pour le site de Ghardaïa

Nous remarquons d'après le tableau que les bilans énergétiques pour les quatre sites sont presque identiques, pour un profil de consommation unique.

Les histogrammes dans les figures 4.8 et 4.9, représentent respectivement l'évolution de l'énergie sortante du convertisseur durant la journée et durant la nuit en fonction de la durée du jour qui traduit les différents sites.

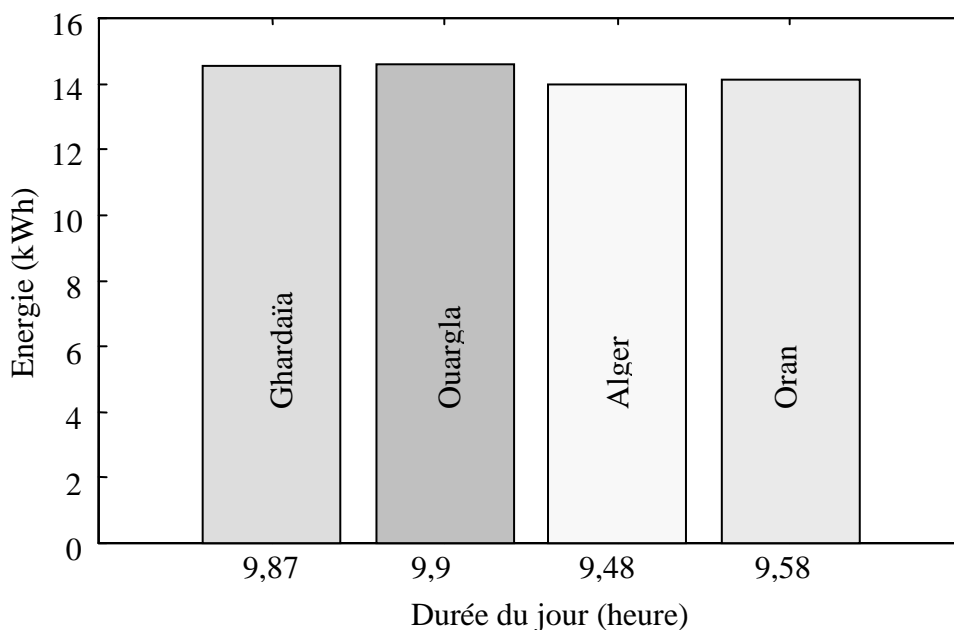


Figure 4.8 Energie sortante du convertisseur durant la journée

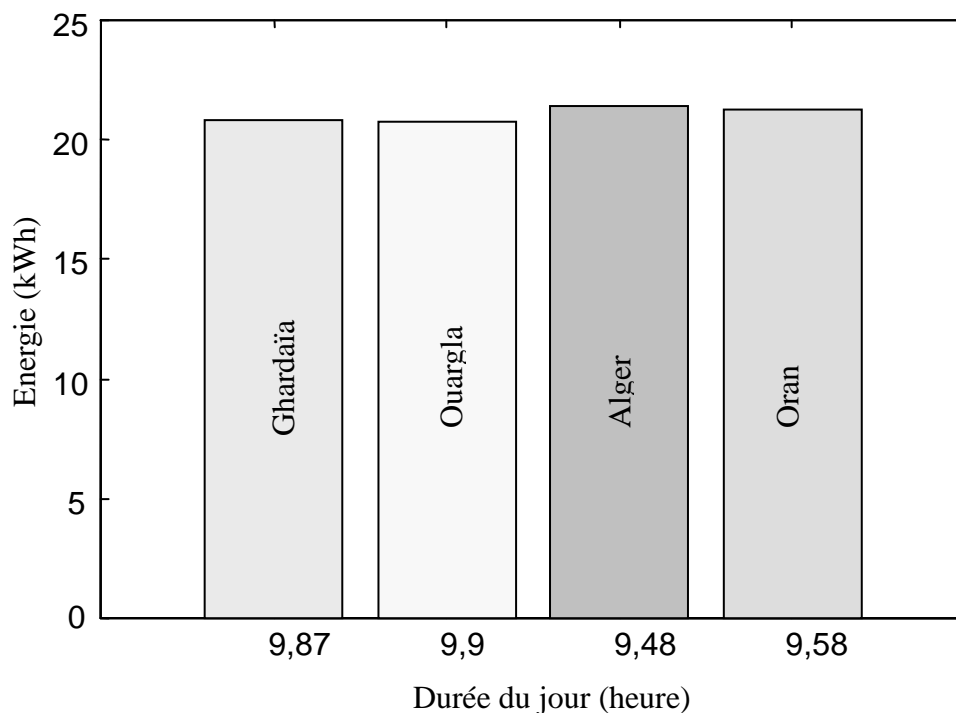


Figure 4.9 Energie sortante du convertisseur durant la nuit

D'après les résultats présentés, certaines conclusions s'avèrent nécessaires :

Pour un même nombre d'heures d'émission, et un même profil de consommation, le nombre de modules d'une installation en site saharien (tels que Ghardaïa et Ouargla) est plus petit que pour une installation située au littoral (Alger, Oran).

La capacité du stockage est proportionnelle à l'autonomie. La capacité de stockage est plus faible pour les sites situés au Sahara.

L'énergie sortante du convertisseur durant la journée est directement proportionnelle à la durée du jour, par contre l'énergie sortante durant la nuit est inversement proportionnelle à la durée du jour.

Conclusion générale

Notre travail consiste en étude de l'électrification d'un village avec de l'énergie solaire photovoltaïque (PV).

Cette étude a porté sur la modélisation de l'irradiation solaire, du générateur PV et du stockage, permettant un dimensionnement d'installations PV autonomes en fonction des besoins.

Pour atteindre ce but, nous avons déterminé la capacité du générateur et celle du stockage, avec le choix du module PV et de l'élément batterie convenables à un bon dimensionnement.

La méthode utilisée pour l'estimation du couple générateur / batterie est simple, basé sur le profil de consommation et l'apport énergétique du lieu. La mise en œuvre de cette méthode à été effectuée à l'aide d'un logiciel Matlab 5.2. Le programme informatique est conçu de telle sorte de faciliter son utilisation par les réalisateurs de systèmes PV.

Cette méthode d'estimation est tributaire de la disponibilité des données d'irradiation solaire journalière. Nous avons pallié l'insuffisance des données d'irradiation par l'utilisation d'un modèle de génération de valeurs journalières à partir des données relatives au site, telle que l'altitude, la latitude et l'albédo.

Pour obtenir un outil de développement complet du générateur PV nous avons jugé utile d'introduire l'orientation du générateur. Dans ce travail nous sommes limité à l'inclinaison optimale seulement. Selon la charge à alimenter, nous avons la possibilité de choisir une inclinaison annuelle, estivale ou hivernale.

La prise en compte du fonctionnement dans des conditions réelles est importante car la plupart des modèles du générateur PV existants sont validés dans les conditions standards d'éclairement et de température (1000 W/m^2 ; 25°C).

A cet effet, nous avons comparé et validé le modèle à cinq paramètres de la caractéristique Courant–Tension du générateur PV, pour différents éclaircements (600 , 800 et 1000 W/m^2) et différentes températures (25°C et 45°C).

En se basant sur les résultats obtenus pour le modèle cité précédemment, nous avons conclu que le modèle à cinq paramètres est précis et converge. Cependant, il nécessite le calcul des pentes au voisinage de I_{SC} et de V_{OC} .

Pour compléter notre étude sur la modélisation, une méthode de translation de la caractéristique I-V à été aussi validée et évaluée pour différentes conditions d'éclairement et de température. Il ressort de cette étude que la méthode selon la norme CEI 891 est précise.

Vu que la température du générateur PV est une donnée importante dans la modélisation, nous avons présenté à cet effet une méthode d'estimation de cette dernière, en fonction de la température ambiante, l'éclairement solaire et la température nominale de fonctionnement de la cellule NOCT.

Un type réel de batterie est choisi pour l'étude de dimensionnement du parc batterie. En perspective, nous avons présenté dans le chapitre 2 un modèle du stockage pour une éventuelle amélioration de dimensionnement du système de stockage.

Les résultats obtenus après le dimensionnement nous permettent de conclure que pour les sites situés au sud, les valeurs des couples générateur / stockage sont en général plus faibles que celles obtenues pour les sites situés au Nord, présentant un potentiel énergétique solaire plus faible.

Guidés par ces résultats, nous avons établi un bilan d'énergie de quatre sites à partir de trois paramètres clés (Irradiation solaire, température ambiante et profil de charge). Le bilan nous a permis de visualisé les pertes énergétiques dans chaque partie du système.

Enfin, il est à signaler que les résultats de dimensionnement sont conditionnés par les paramètres de base (Irradiation solaire, température ambiante et profil de consommation), afin d'aboutir à une meilleure optimisation des installations PV qui demeure l'objectif principal de tout installateur du système PV.

En perspective à ce travail, après validation du modèle de stockage, nous pensons développer un programme informatique de dimensionnement avec un pas horaire.

BIBLIOGRAPHIE

[1] **A. RICAUD.** Photopiles solaires - de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés. Edition ISBN, 1997.

[2] **CLAUDE JAUSSAUD, JEAN-PIERRE JOLY, ALAIN MILLION ET JEAN-MICHEL NUNZI.** Les modules solaires PV: du Silicium Cristallin aux Couches Minces. Laboratoire d'électronique et de technologie de l'information. Direction de la recherche technologique. CEA/Grenoble. CLEFS CEA – N° 44 – HIVER 2000-2001.

[3] **A. SHAH, P. TORRES, R. TSCHARNER, N. WYRSCH, H. KEPPNER.** Photovoltaic Technology: The Case For Thin-Film Solar Cells. IMT, University of Neuchâtel, Switzerland and University of Applied Science, Switzerland. SCIENCE VOL 285, 30 July 1999.

[4] **M. BENGHANEM.** Etude de la performance des systèmes photovoltaïque autonomes Travaillant à poste fixe. Thèse de Doctorat, U.S.T.H.B, avril 1999.

[5] **B. EQUER.** Energie solaire photovoltaïque. Volume I – Physique et technologie de la conversion photovoltaïque. CNRS. Edition ellipses, 1993.

[6] **M. BURESCH.** Photovoltaic energy systems. McGraw-Hill U.S.A, 1983

[7] **F. LASNIER ET TG ANG.** Photovoltaic Engineering Handbook – Asian Institute of Technology, Bangkok, Thailand. IOP Publishing Ltd, 1990.

[8] **MAS JEAN JAUME, KLIMENKO, J.-L. GILLE.** Installations photovoltaïques. Publications scientifiques et littéraires, 05002 GAP, dépôt légal : 272 – Mai 1983

[9] **E . BUCHET .** Etude du dimensionnement et développement d'un logiciel d'aide à la conception de système de production d'énergie utilisant la conversion photovoltaïque de

l'énergie solaire, Thèse de Doctorat, Faculté de Science et Technique de Saint-Jérôme, d'Aix Marseille, juillet 1988.

[10] **A. HADJ ARAB.** Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque de faible puissance, Thèse de magister, H.C.R, décembre 1989.

[11] **N. ACHAIBOU.** Le stockage des Energies renouvelables : Application au Stockage de l'Energie solaire Photovoltaïque par Accumulateurs Electrochimiques, Thèse de magister, Institut de mécanique, Université de Blida, 2002.

[12] **M. IQBAL.** An introduction to solar irradiation. Academic Press, Toronto, 1983.

[13] **E. LORENZO.** Solar electricity. Engineering of photovoltaic systems. Progensa, Spain, 1994.

[14] **F. FRUTOS, V. RUIZ et J. GUTIRREZ.** Correlation between the solar diffuse and global radiation for Madrid. Revue Internationale d'Héliotechnique 1^{er} semestre, pp 7-12, 1985.

[15] **J.E. HAY et D.C. MCKAY.** Estimating solar irradiance on inclined surfaces: a review and assessment of methodologies. Int. Solar Energy, N° 3, pp 203-240, 1985.

[16] **D.S.H. CHAN, J.R PHILIPS ET J.C.H. PHANG.** A comparative study of extraction methods for solar cell model parameters. Solid State Electronics, Vol.29, N° 3, pp 329-337, 1986.

[17] **A. HADJ ARAB, F. CHENLO, K. MUKADAM ET J.L. BALENZATEGUI.** Performance of PV Water Pumping systems. Renewable Energy, Vol.18, N°2, pp 191-204, 1999.

[18] **INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION IEC.** Publication 891. Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic devices. 1987.

[19] **H.L. MACOMBER AND JOHN B. RUZEK** . Engineering design handbook for stand-alone PV systems. Monegon Ltd. Report N.M108. August 1981.

[20] **ENERGIE NOUVELLE ENTREPRISE**. Catalogue des différents équipements et appareillage fonctionnent par l'énergie solaire photovoltaïque. France 1996.

[21] **I. HADJ MAHAMMED**. Modélisation du Générateur Photovoltaïque, thèse de magister, Département d'Electronique E.N.P. d'Alger, novembre 2002.

[22] **D. MAYER**. Dimensionnement des Systèmes Photovoltaïques sur Batteries, cours de formation ELECTRICITE SOLAIRE POUR LES ZONES RURALES ET ISOLEES, UNESCO Juillet 1990.

[23] **M. CAPDEROU**. Atlas solaire de l'Algérie. Aspect géométrique. Tome 3, Ecole polytechnique d'architecture et d'urbanisme. Achevé d'imprimerie de l'OPU, 25 Avril 1986.

ANNEXE 1

Détermination des paramètres du modèle à cinq paramètres

La caractéristique (I-V) est donnée par l'équation suivante :

$$I = I_L - I_0 \left(\exp \frac{V + I R_s}{m V_t} - 1 \right) - \left(\frac{V + I R_s}{R_{sh}} \right) \quad (A1.1)$$

Pour $V=V_{oc}$, $I = 0$ on a :

$$0 = I_L - I_0 \left(\exp \frac{V_{oc}}{m V_t} - 1 \right) - \left(\frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) \quad (A1.2)$$

Pour $V=0$; $I = I_{sc}$ on a :

$$I_{sc} = I_L - I_0 \left(\exp \frac{I_{sc} R_s}{m V_t} - 1 \right) - \left(\frac{I_{sc} R_s}{R_{sh}} \right) \quad (A1.3)$$

remplaçant I_L par sa valeur dans l'équation A1.3 :

$$I_{sc} = I_0 \left(\exp \frac{V_{oc}}{m V_t} - 1 \right) + \frac{V_{oc}}{R_{sh}} - I_0 \left(\exp \frac{I_{sc} R_s}{m V_t} - 1 \right) - \left(\frac{I_{sc} R_s}{R_{sh}} \right) \quad (A1.4)$$

$$I_{sc} = I_0 \left(\exp \frac{V_{oc}}{m V_t} - \exp \frac{I_{sc} R_s}{m V_t} \right) + \frac{V_{oc}}{R_{sh}} - \frac{I_{sc} R_s}{R_{sh}} \quad (A1.5)$$

$$I_0 \left(\exp \frac{V_{oc}}{m V_t} - \exp \frac{I_{sc} R_s}{m V_t} \right) + \frac{V_{oc}}{R_{sh}} - I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) = 0 \quad (A1.6)$$

Dérivons l'équation (A1.1) par rapport au courant I :

$$1 = I_0 \left(\frac{dV}{dI} \frac{1}{m V_t} + \frac{R_s}{m V_t} \right) \exp \frac{V + I R_s}{m V_t} - \frac{1}{R_{sh}} \frac{dV}{dI} - \frac{R_s}{R_{sh}} \quad (A1.7)$$

$$1 = -\frac{I_0}{m V_t} \exp\left(\frac{V + I R_s}{m V_t}\right) \frac{dV}{dI} - \frac{I_0 R_s}{m V_t} \exp\left(\frac{V + I R_s}{m V_t}\right) - \frac{1}{R_{sh}} \frac{dV}{dI} - \frac{R_s}{R_{sh}} \quad (A1.8)$$

$$-\frac{dV}{dI} \left(\frac{I_0}{m V_t} \exp\left(\frac{V + I R_s}{m V_t}\right) + \frac{1}{R_{sh}} \right) - \frac{I_0 R_s}{m V_t} \exp\left(\frac{V + I R_s}{m V_t}\right) - \frac{R_s}{R_{sh}} - 1 = 0 \quad (A1.9)$$

Pour $V=V_{OC}$ on a :

$$\left(\frac{dV}{dI} \right)_{V=V_{OC}} = -R_{s0} \quad (A1.10)$$

On remplace (A1.10) dans (A1.9) on trouve :

$$R_{s0} \left(\frac{I_0}{m V_t} \exp\left(\frac{V + I R_s}{m V_t}\right) + \frac{1}{R_{sh}} \right) - \frac{I_0 R_s}{m V_t} \exp\left(\frac{V_{oc}}{m V_t}\right) - \frac{R_s}{R_{sh}} - 1 = 0 \quad (A1.11)$$

$$(R_{s0} - R_s) \left(\frac{I_0}{m V_t} \exp\left(\frac{V + I R_s}{m V_t}\right) + \frac{1}{R_{sh}} \right) - 1 = 0 \quad (A1.12)$$

Pour $I=I_{SC}$ on pose :

$$\left(\frac{dV}{dI} \right)_{I=I_{sc}} = -R_{sh0} \quad (A1.13)$$

On remplace (A1.13) dans (A1.9) on trouve :

$$R_{sh0} \left(\frac{I_0}{m V_t} \exp\left(\frac{V + I R_s}{m V_t}\right) + \frac{1}{R_{sh}} \right) - \frac{I_0 R_s}{m V_t} \exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{m V_t}\right) - \frac{R_s}{R_{sh}} - 1 = 0 \quad (A1.14)$$

Divisant (A1.15) par $(R_{sh0} - R_s)$ on trouve :

$$(R_{sh0} - R_s) \left(\frac{I_0}{m V_t} \exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{m V_t}\right) + \frac{1}{R_{sh}} \right) - 1 = 0 \quad (A1.15)$$

$$\frac{1}{R_{sh}} - \frac{1}{R_{sh0} - R_s} + \frac{I_0}{m V_t} \exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{m V_t}\right) = 0 \quad (A1.16)$$

au point de puissance maximale on a :

$$I_m = I_L - I_0 \left(\exp\left(\frac{V_m + I_m R_s}{m V_t}\right) - 1 \right) - \frac{V_m + I_m R_s}{R_{sh}} \quad (A1.17)$$

De (A1.2) on a :

$$I_L = I_0 \left(\exp\left(\frac{V_{oc}}{m V_t}\right) - 1 \right) + \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (A1.18)$$

substituant I_L dans (A1.17) on obtient :

$$I_m = I_0 \left(\exp\left(\frac{V_{oc}}{m V_t}\right) - 1 \right) + \frac{V_{oc}}{R_{sh}} - I_0 \left(\exp\left(\frac{V_m + I_m R_s}{m V_t}\right) - 1 \right) - \frac{V_m + I_m R_s}{R_{sh}} \quad (A1.19)$$

$$I_0 \exp\left(\frac{V_{oc}}{m V_t}\right) + \frac{V_{oc} - V_m}{R_{sh}} - \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - I_0 \exp\left(\frac{V_m + I_m R_s}{m V_t}\right) = 0 \quad (A1.20)$$

Simplification :

Kennerud et Charles ont montré que les quatre paramètres m , R_s , I_0 , et R_{sh} peuvent être déterminés par la méthode de Newton-Raphson en résolvant simultanément les équations non linéaires (A1.6), (A1.12), (A1.16) et (A1.20). Cependant, cette méthode nécessite des calculs longs et des conditions initiales strictes pour avoir la convergence d'où; il est difficile de déterminer ces paramètres. Donc il convient d'avoir des expressions analytiques qui permettent de déterminer directement ces paramètres.

De l'équation (A1.6) : $\exp\left(\frac{V_{oc}}{m V_t}\right) \gg \exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{m V_t}\right)$

Comme $R_{sh} \gg R_s$ alors : $1 + R_s / R_{sh} \approx 1$

De l'équation (A1.12) :
$$\frac{I_0}{mV_t} \exp \frac{V_{oc}}{mV_t} \gg \frac{1}{R_{sh}}$$

De l'équation (A1.16) $\frac{I_0}{mV_t} \exp \frac{V + IR_s}{mV_t} \ll 10\%$ des termes restants.

A partir de ces simplifications, on obtient :

$$I_0 \exp \frac{V_{oc}}{mV_t} - I_{sc} + \frac{V_{oc}}{R_{sh}} = 0 \quad (A1.21)$$

$$(R_{so} - R_s) \frac{I_0}{mV_t} \exp \frac{V_{oc}}{mV_t} - 1 = 0 \quad (A1.22)$$

$$R_{sh} = R_{sh0} \quad (A1.23)$$

$$I_0 \exp \frac{V_{oc}}{mV_t} + \frac{V_{oc} - V_m}{R_{sh}} - I_m - I_0 \exp \frac{V_m + I_m R_s}{mV_t} = 0 \quad (A1.24)$$

à partir de ces quatre dernières équations, on obtient une expression analytique de m.

de l'équation (A1.21) :

$$I_0 = \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) \exp \left(- \frac{V_{oc}}{mV_t} \right) \quad (A1.25)$$

De l'équation (A1.22) :

$$R_{s0} - R_s = \frac{1}{\frac{I_0}{mV_t} \exp \frac{V_{oc}}{mV_t}} \quad (A1.26)$$

$$R_s = R_{s0} - \frac{1}{\frac{I_0}{mV_t} \exp \frac{V_{oc}}{mV_t}} \quad (A1.27)$$

$$R_s = R_{s0} - \frac{1}{\frac{1}{m V_t} \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right)} \quad (A1.28)$$

substituant dans (A1.12) :

$$I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} + \frac{V_{oc} - V_m}{R_{sh}} - I_m = I_0 \exp \frac{V_m + I_m R_s}{m V_t} \quad (A1.29)$$

$$I_{sc} - \frac{V_m}{R_{sh}} - I_m = \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) \exp \left(-\frac{V_{oc}}{m V_t} + \frac{V_m + I_m R_s}{m V_t} \right) \quad (A1.30)$$

$$\frac{I_{sc} - \frac{V_m}{R_{sh}} - I_m}{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}} = \exp \left(\frac{-V_{oc} + V_m + I_m R_{s0} - \frac{I_m m V_t}{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}}{m V_t} \right) \quad (A1.31)$$

$$\ln \left(\frac{I_{sc} - \frac{V_m}{R_{sh}} - I_m}{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}} \right) = \frac{-V_{oc} + V_m + I_m R_{s0}}{m V_t} - \frac{I_m}{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}} \quad (A1.32)$$

finalement :

$$m = \frac{V_m + I_m R_{s0} - V_{oc}}{V_t \left[\ln \left(I_{sc} - \frac{V_m}{R_{sh}} - I_m \right) - \ln \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) + \left(\frac{I_m}{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}} \right) \right]} \quad (A1.33)$$

et I_0 , R_s et I_L s'obtiennent par :

$$I_0 = \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) \exp \left(-\frac{V_{oc}}{m V_t} \right) \quad (A1.34)$$

$$R_s = R_{s0} - \frac{m V_t}{I_0} \exp\left(-\frac{V_{oc}}{m V_t}\right) \quad (A1.35)$$

$$I_L = I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) + I_0 \left(\exp \frac{I_{sc} R_s}{m V_t} - 1\right) \quad (A1.36)$$

Une fois ces paramètres (m , I_L , R_S et I_0) sont déterminés, la caractéristique I-V sera calculée par l'équation A1.1 en utilisant la méthode de Newton-Raphson.

ANNEXE 2

Définition des paramètres relatifs au site et au rayonnement

Constante solaire B_0 : 1367 W/m², est la puissance incidente hors-atmosphère, sur une surface de 1m², perpendiculaire aux rayons du soleil, à la distance $d = 1 \text{ UA} = 150$ millions de km du soleil.

Air masse AM : Représente la masse d'une colonne d'air de longueur L et de section unité et d'une masse volumique ρ , la grandeur utilisée est le rapport entre la masse atmosphérique pour un trajet optique de hauteur h et celle pour un trajet vertical.

Angle horaire ω : Est l'angle formé par le plan méridien du lieu et celui passant par la direction du soleil. Si l'on prend comme origine le méridien de Greenwich, l'angle a une valeur comprise entre 0° et 360°.

Temps solaire vrai TSV : Donnée en heure. Quand l'angle horaire $\omega = 0$ le soleil est au sud, il est midi solaire = 12 h TSV.

Déclinaison du soleil δ : Est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial. Elle varie au cours de l'année, en atteignant ses deux valeurs extrêmes : - 23° 27' au solstice d'hiver, +23° 27' au solstice d'été. Elle s'annule aux équinoxes de printemps et d'automne.

Hauteur du soleil h_s : La hauteur angulaire du soleil au-dessus de l'horizon est l'angle formé par le plan fondamental et la direction du soleil. On appelle ainsi distance zénithale.

Latitude du lieu L : La distance angulaire d'un point quelconque par rapport à l'équateur. Elle varie de 0° à l'équateur à 90° au pôle Nord.

Longitude L_{loc} : La distance angulaire d'un point quelconque par rapport à Greenwich. Les lieux qui sont situés à l'Est sont comptés avec le signe +. Le grand arc de cercle qui joint.

Altitude ALT : Est la hauteur du lieu par rapport au niveau de la mer en mètre.

Eclairement direct : C'est l'éclairement énergétique reçu par une surface réceptrice normale aux rayons solaires. C'est le rayonnement provenant directement du disque solaire. Il peut être mesuré par un pyrhéliomètre.

Eclairement diffus : C'est l'éclairement énergétique provenant de toute la voûte céleste. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages.

Albédo du sol : C'est la part du rayonnement solaire réfléchi par le sol. Il dépend directement de la nature du sol (neige, prairie, terre, etc...).

Eclairement global : Un plan reçoit donc de la part du soleil un flux global qui résulte de la superposition des trois composantes directe, diffuse et albédo.

ANNEXE 3

Notions de base sur la conversion photovoltaïque

1 Le rayonnement solaire

1.1 Introduction

L'énergie solaire, arrivant sur terre sous forme de rayonnement, constitue une source d'énergie plus que satisfaisante comparée aux besoins mondiaux en énergie.

Les cellules solaires peuvent transformer cette énergie de rayonnement en énergie électrique, et dans l'avenir, contribuer à la résolution des problèmes énergétique. En effet, il suffit de recouvrir le millième de la surface terrestre par des capteurs ayant un rendement de conversion de 5 % pour obtenir une énergie égale à 40 fois la consommation mondiale.

De plus cette énergie rayonnée est renouvelable, propre et gratuite une fois que l'investissement des installations de captage et de stockage réalisés. Son inconvénient est qu'elle est diluée et intermittente. Au sol, le rayonnement solaire arrive sous trois formes : Rayonnement direct, diffus et réflexion par le relief terrestre [1].

1.2 Rayonnement solaire reçu au (niveau du) sol

Le soleil est considéré comme un corps noir dont la surface rayonne à la température d'environ 5800 °K. Au sol, le flux solaire ainsi que sa répartition spectrale, reçu sur une surface d'orientation et d'inclinaison données dépend de :

- la latitude du lieu
- sa côte au dessus du plan horizontal
- la période de l'année
- l'instant considéré dans la journée
- la nature des couches atmosphériques.

1.3 La constante solaire

Un élément de surface dS du soleil émet un flux énergétique $d\Phi$ par unité de temps et l'on définit l'émittence énergétique par (1.1) :

$$M = d\Phi / dS \text{ (W/m}^2\text{)} \quad (1.1)$$

La loi de Stefan Boltzmann (1.2) permet de calculer M pour le soleil (corps noir) rayonnant à la température de T °K :

$$M = \sigma \cdot S \cdot T \quad (1.2)$$

Avec :

$$\sigma = 5,69 \cdot 10^{-8} \text{ W }^\circ\text{K} / \text{m}^2$$

La terre est vue du soleil (figure 1-A) sous l'angle solide (1.3) :

$$d\Omega = \pi \cdot R_T^2 / L^2 \quad (1.3)$$

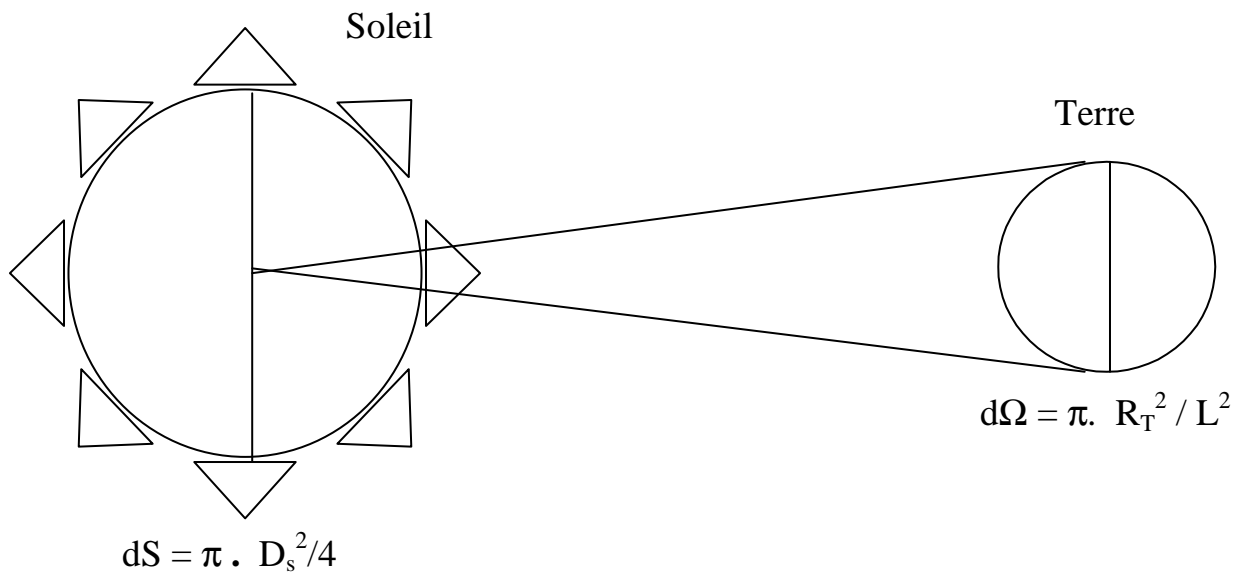


Figure 1-A. Situation terre - soleil

Le flux énergétique total reçu par la terre peut être obtenu en tenant compte de la loi de Lambert (1.4) :

$$\Phi_T = (M / \pi) \cdot dS \cdot d\Omega \quad (1.4)$$

$$\Phi_T = (d\Phi / dS) \cdot (dS / d\Omega) \cdot d = (\sigma \cdot S \cdot T / \pi) \cdot \pi \cdot (D_S^2 / 4) \cdot \pi \cdot R_T^2 / L^2$$

Où :

D_S : diamètre du soleil = 1 391 000 kilomètres

R_T : rayon de la terre = 6 371 kilomètres

L : distance terre - soleil = 149 598 000 kilomètres

L'application numérique donne $\Phi = 1,77 \cdot 10^{14}$ W , soit 177 milliards de kW .

L'éclairement solaire

L'éclairement solaire est défini comme la densité de flux d'énergie et s'exprime en watts par mètre carré (W / m²) .

La constante solaire

C'est la valeur de l'éclairement solaire reçu sur un plan de front au dessus de l'atmosphère, elle égale à :

$$\Phi_T / \pi \cdot R_T^2 = (\sigma \cdot S \cdot T / \pi) \cdot \pi \cdot (D_S^2 / 4 \cdot L^2), \text{ soit } 1373 \text{ W / m}^2$$

1.4 Le nombre d'air -masse

La valeur de l'éclairement reçu au niveau du sol est différente de celle existant au dessus de l'atmosphère. La modification est due aux différentes couches atmosphériques et dépend directement de l'épaisseur d'air traversée et donc de la hauteur du soleil.

La valeur de cet éclairement est souvent exprimée en termes de AM X qui désigne le nombre d'air- masse ou masse atmosphérique. Le spectre AM0 correspond à l'éclairement reçu au dessus de l'atmosphère (le rayonnement n'a traversé aucune couche d'air). L'éclairement au niveau de la mer, par temps clair, et pour un rayonnement normal (soleil au zénith) correspond à air- masse 1 (AM1) et est de l'ordre de 1000 W / m².

Ainsi, en prenant pour référence unité l'épaisseur verticale de l'atmosphère moyenne, soit environ 7,8 kilomètres et en supposant la terre comme une surface plane, le trajet des rayons lumineux OM (Figure 1-B) est tel que (1.5).

$$OM = OA / \cos \alpha = 1 / \cos \alpha \quad (1.5)$$

α : représente l'angle entre la direction des rayons solaires et le sol.

Exemple : avec le soleil à 30° par rapport au sol ou 60° par rapport à la verticale,

$$m = OM = 1 / \sin 30^\circ = 2$$

Nous avons ainsi les conditions AM2.

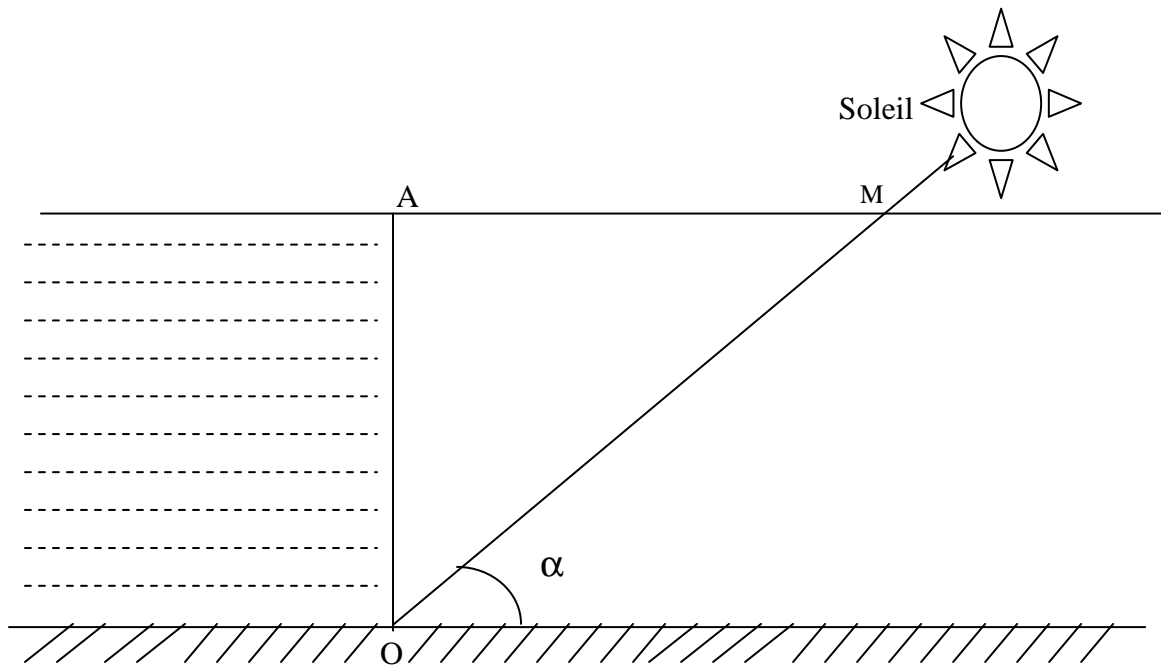


Figure 1-B. Définition du nombre d'air - masse

Si l'on veut calculer le nombre d'air - masse ou masse atmosphérique à une hauteur h (exprimée en km) et à une pression différente de 1013 millibars on utilise la formule (1.6) suivante [1] :

$$m = OM = (P / 1013) \cdot (1 / \sin \alpha) \cdot \exp (-z / 7,8) \quad (1.6)$$

Le tableau 1. suivant donne les valeurs de m calculées par les deux formules. Nous remarquons qu'il n'y a de différence appréciable qu'en dessous de AM4.

α en (°)	90	80	70	60	40	20	8
$m = 1 / \sin \alpha$	1,00	1,02	1,06	1,16	1,56	2,92	7,19
M Exact	1,00	1,015	1,064	1,154	1,553	2,904	6,88

Tableau 1. Nombre d'air – masse en fonction de la hauteur apparente du soleil

Les valeurs de l'éclairement correspondantes aux nombres d'air – masse sont résumées dans le tableau 2. Suivant [2]:

AM X	AM0	AM1	AM1,5	AM2	AM3	AM10
Eclairement W/m ²	1353	930	834,6	750	620	234

Tableau 2. Valeurs de l'éclairement correspondantes au nombre d'air - masse

1.5 Le spectre solaire

Pratiquement le spectre solaire s'étend de 0,2 à 4 μm . Cependant, les photopiles ne peuvent exploiter convenablement la zone des longueurs d'ondes supérieures à 2,5 μm , valeur au delà de laquelle il n'y a que 2,6 % d'énergie.

La figure 2 donne le spectre solaire au niveau de la terre et hors atmosphère. La majeure partie du rayonnement solaire arrive sur terre sous forme de rayonnement visible et infra-rouge [3].

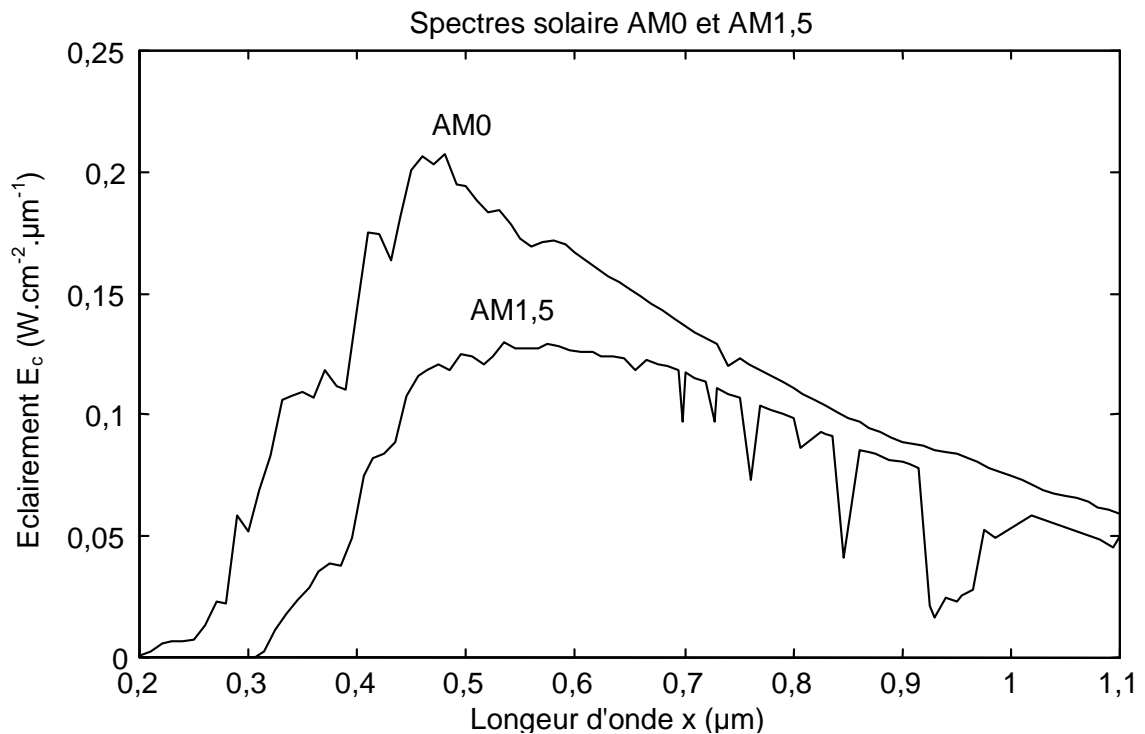


Figure 2 Spectre solaire

Le tableau 3 montre la répartition de l'énergie par régions spectrales :

	Ultra – violet	Visible	Infra – rouge
AM0	9 %	42,5 %	48,5 %
AM1	3 %	42 %	55 %

Tableau 3 Répartition de l'énergie solaire par régions spectrales

Le flux de photons

Les spectres $S(\lambda)$ permettent aussi de connaître le nombre $\phi(\lambda)$ des photons (1.7) contenus dans une tranche de longueur d'onde donnée :

$$\phi(\lambda) = S(\lambda) \cdot \lambda \cdot d\lambda / (h \cdot c) \quad (1.7)$$

Cette information est indispensable pour le calcul du photocourant d'une photopile puisque ce dernier ne dépend que de leur nombre et pas de leur énergie.

1.6 Absorption du rayonnement dans le matériau

Dans le cas de la photopile idéale, on fera l'hypothèse que 100% du rayonnement pénètre dans le matériau, sachant qu'en réalité il faudra tenir compte de la réflexion sur la face avant et de l'absorption du verre protecteur. De la réflexion due au changement d'indice, et de la perte de surface active due à l'ombre portée par les grilles métalliques de collecte.

L'intensité transmise par un matériau absorbant s'écrit (1.8) :

$$I(x, \alpha) = I \cdot (1 - R) \cdot \exp(-\alpha x) = I_0 \cdot \exp(-\alpha x) \quad (1.8)$$

Où

$\alpha = \alpha(\lambda)$: est le coefficient d'absorption du matériau fonction de la longueur d'onde, traduit la probabilité d'absorption d'un photon par unité de longueur. Il change selon le matériau.

x : l'épaisseur du matériau traversé.

R : coefficient de réflexion, représente la part de l'énergie lumineuse incidente I , réfléchiée à la surface du matériau.

L'absorption diminue lorsque augmente la longueur d'onde. A la limite, les photons d'énergie (1.9) inférieure au gap ($E_p < E_g$) n'étant pas absorbés, ils traversent le matériau comme s'il n'existait pas.

$$E_p = h \cdot \nu = h \cdot c / \lambda = 1,24 / \lambda \quad (1.9)$$

ν : Fréquence de la radiation.

λ : Longueur d'onde (μm).

c : vitesse de la lumière.

E_p : énergie du photon en eV.

h : constante de Planck.

Nous retiendrons pour l'instant que les faibles longueurs d'onde sont absorbées près de la surface du matériau, générant donc des paires électron – trou près de la surface libre ; en raison de nombreux défauts d'un cristal à sa surface, les paires électron - trou auront tendance à se recombiner, limitant par la même la réponse de la photopile pour la partie la plus bleue du spectre.

Les photons rouges seront absorbés plus profondément dans le matériau ; le problème à résoudre sera alors de faire en sorte que les paires électron – trous générées en profondeur ne se recombinent pas avant d'être collectées.

La figure 3 donne le coefficient d'absorption du $\text{Ga}_{1-y}\text{Al}_y\text{As}$ en fonction de la longueur d'onde pour les différentes compositions de l'Aluminium.

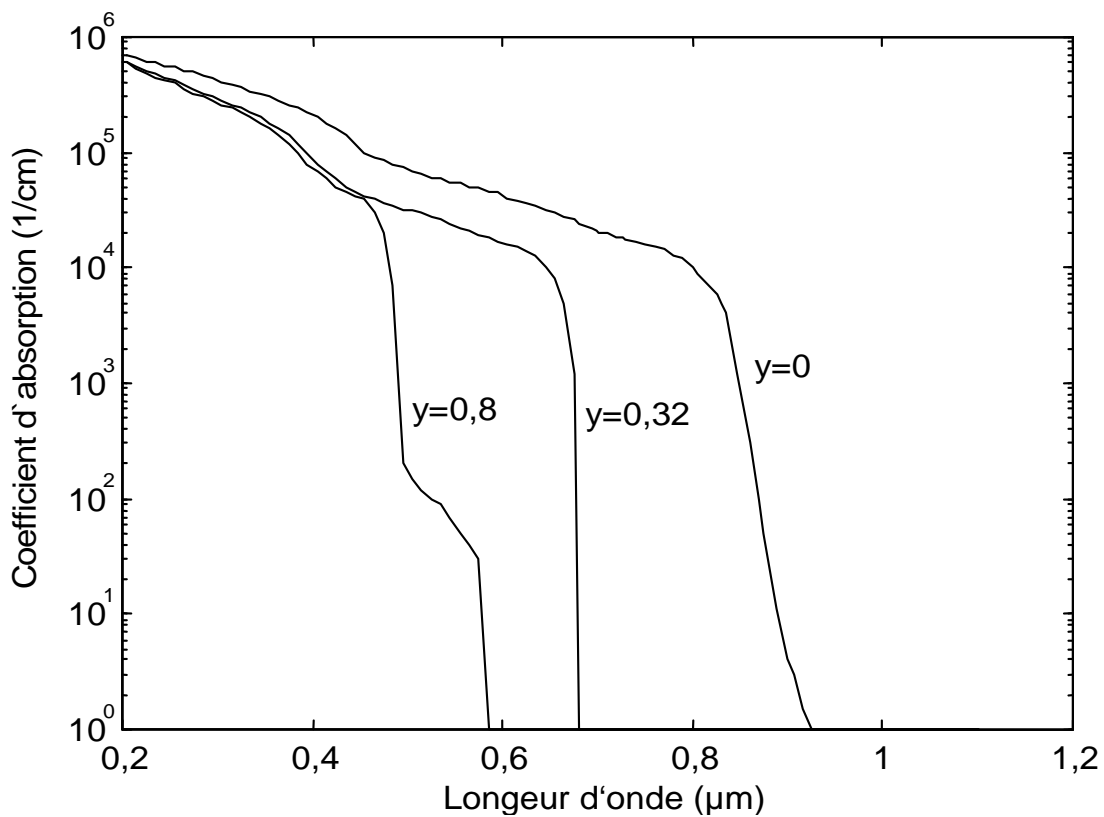


Figure 3 Les spectres d'absorption

1.7 Génération optique

Dans un semi-conducteur homogène, l'intensité de la radiation incidente diminue dans le matériau, en vertu d'une loi exponentielle donnée par la relation de $I(x, \alpha)$.

Le taux d'absorption des photons dans le semi-conducteur (en photons. $\text{Cm}^{-3} \cdot \text{S}^{-1}$) s'exprime par (1.10):

$$\beta = - \partial \phi(x, \lambda) / \partial x = \alpha \cdot \phi(x, \lambda) \quad (1.10)$$

$\phi(x)$: étant le flux de photons à la profondeur x de la surface (en photons. $\text{Cm}^{-2} \cdot \text{S}^{-1}$).

En tenant compte du rendement quantique $\gamma(\lambda)$, rapport entre le nombre de paires électron – trou créées et le nombre de photons absorbés, le taux de génération (1.11) dans le volume (en porteur libre. $\text{cm}^{-3} \cdot \text{S}^{-1}$) à la distance x de la face éclairée du matériau, s'écrit :

$$g(x, \lambda) = \beta \cdot \gamma(\lambda) = \gamma(\lambda) \cdot \alpha(\lambda) \cdot [1 - R(\lambda)] \cdot \phi(0, \lambda) \cdot \exp[-\alpha(\lambda) \cdot x] \quad (1.11)$$

$\phi(0, \lambda)$: flux de photons incidents

Pour la totalité du spectre solaire qui éclaire une photopile, en admettant que le rendement quantique $\gamma(\lambda)$ soit égal à 1, le taux de génération devient alors (1.12) :

$$G(x) = (1/h \cdot c) \int \lambda S(\lambda) [1 - R(\lambda)] \alpha(\lambda) \exp[-\alpha(\lambda) x] d\lambda \quad (1.12)$$

$S(\lambda)$: répartition spectrale du rayonnement solaire incident ($\text{W} \cdot \text{cm}^{-2} \cdot \mu\text{m}^{-1}$)

1.8 Recombinaison en surface des porteurs en excès

La surface du semi-conducteur présente de nombreux défauts. Les traitements qu'elle subit lors du polissage et de l'attaque chimique, l'oxyde natif qui, dans le milieu ambiant, croît en quelques minutes sur plusieurs dizaines d'angströms (Å) perturbent profondément la structure cristalline au voisinage de la surface.

Quand on éclaire le matériau uniformément, la recombinaison superficielle provoque une concentration en porteurs excédentaires moins importante en surface que dans le volume. Afin de pallier ce déséquilibre, les porteurs générés diffusent vers la surface, donnant naissance à un courant de diffusion. Dans le cas d'un matériau de type N par exemple :

$$D_p \frac{\partial \Delta p}{\partial x} \Big|_{x=0} = S \Delta p \quad (1.13)$$

S : Vitesse de recombinaison en surface (cm.s^{-1}).

Dans le cas d'une densité élevée de centres en surface, et en l'absence de zone de charge d'espace superficielle, on écrit :

$$S = \sigma_p N_{st} V_{th} \quad (1.14)$$

N_{st} : densité superficielle en centre recombinants.

σ_p : Section efficace de capture du centre.

Dans l'arséniure de gallium, S est plus élevé de 10^4 à 10^7 cm.s^{-1} . Avec ce matériau à bande interdite directe, la génération des paires électron - trou se localise sur quelques microns de profondeur.

2 Effet photovoltaïque

2.1 Définition

L'effet photovoltaïque est le phénomène physique qui permet la transformation de l'énergie lumineuse en énergie électrique. Il consiste en l'apparition d'une force électromotrice aux bornes d'un élément, appelé cellule solaire ou photopile, exposée à la lumière.

2.2 Principe de l'effet photovoltaïque

Le principe de l'effet photovoltaïque réside dans la création de paires 'électron-trou' par absorption de photons et la séparation de ces photoporteurs par le champ électrique interne d'une jonction.

Ce champ interne est dû à la barrière de potentiel qui peut venir :

Soit d'un gradient de dopage dans le même matériau semi-conducteur : homojonction P-N.

Soit d'un contact avec un métal ou un semi - métal : structure M - S ou diode Schottky.

Soit d'une jonction avec un autre semi - conducteur : hétérojonction.

2.3 La cellule photovoltaïque

Généralités

Le terme photopile est très souvent utilisé pour désigner la cellule photovoltaïque. Il faut cependant noter qu'en dépit de cette terminologie aucune énergie n'est stockée dans une cellule, ni sous forme chimique ni sous aucune autre forme. Ce n'est donc pas une pile,

mais un convertisseur instantané, qui ne pourra fournir une énergie sous forme électrique que s'il reçoit une énergie sous forme de rayonnement. Une cellule sous obscurité totale va donc se comporter comme un composant passif.

Le deuxième point important concernant la cellule solaire qu'elle n'est ni un générateur de tension constant ni un générateur de courant constant.

Le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque a été décrit intensément dans la littérature [4, 5, 6, 7, 8, 9] sous le modèle d'une homojonction P-N au silicium soumise à un éclairage. Nous décrivons, brièvement, dans ce qui suit le fonctionnement ainsi que les caractéristiques principales de la cellule solaire à homojonction.

2.4 Principe de fonctionnement d'une pile solaire – Ses paramètres électrique

La pile solaire est un composant semi-conducteur qui convertit l'éclairage incident en puissance électrique. Le phénomène mis en jeu, l'effet photovoltaïque, consiste en l'apparition d'une différence de potentiel quand on génère des porteurs de charge par excitation lumineuse, au voisinage d'une jonction.

La structure photovoltaïque la plus classique est une homojonction au silicium. Le contact de la face éclairée a la forme d'une grille qui n'occulte qu'une faible portion de la surface (5 à 10 %). La face arrière est entièrement métallisée. Afin de réduire les pertes par réflexion du rayonnement incident, une couche antireflet recouvre uniformément toute la face avant.

La pile solaire dont les extrémités sont reliées à une résistance de charge fonctionne en générateur de puissance électrique (figure 4). L'intersection de la caractéristique courant – tension du dipôle associé à la pile solaire avec la droite de charge définit le point de fonctionnement de ce circuit. Les deux régimes extrêmes : la résistance de charge est nulle ou infiniment grande, donnent respectivement un courant de court - circuit (I_{CC}) et une tension de circuit ouvert (V_{CO}). Quand on utilise la pile solaire, on se place au plus près du point de la caractéristique courant - tension pour lequel la puissance électrique délivrée à la charge est maximale. Cette puissance s'accroît plus que le rapport FF (facteur de forme) se rapproche de l'unité.

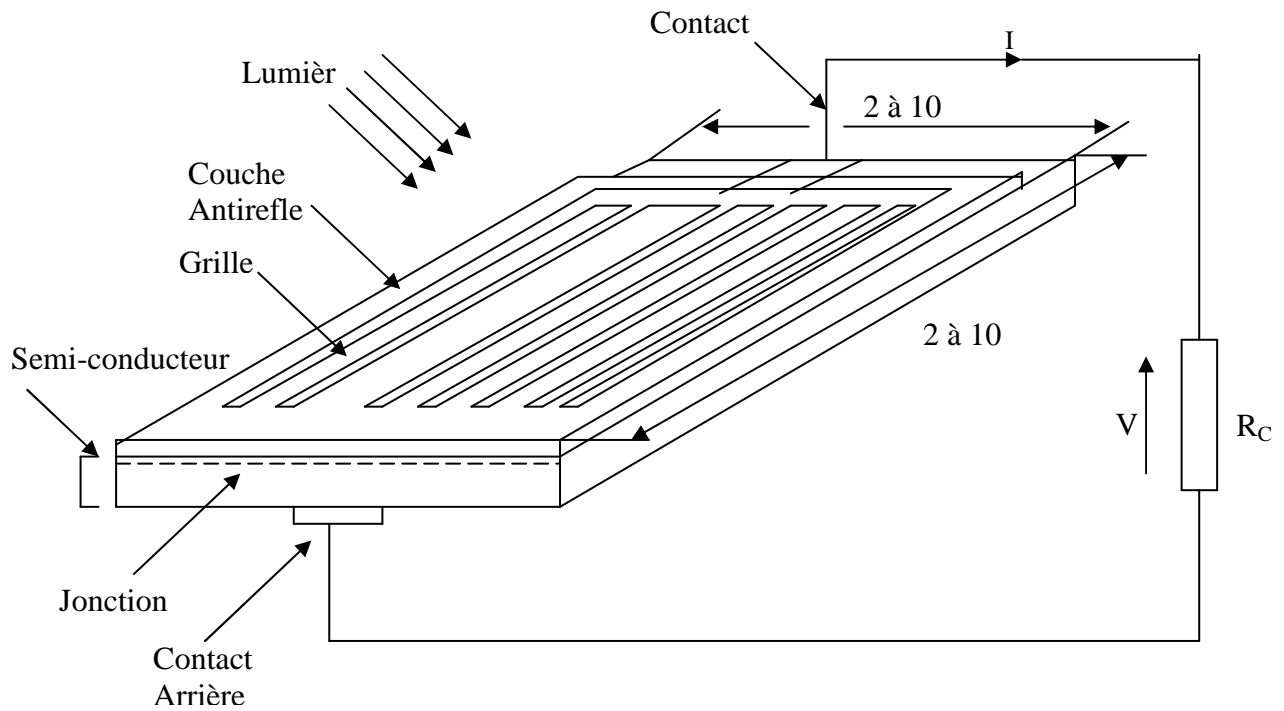


Figure 4. Représentation schématique d'une pile solaire

Facteur de forme

$$FF = V_m \cdot I_m / V_{CO} \cdot I_{CC} \quad (1.15)$$

V_m, I_m : tension et courant à la puissance maximale.

Une autre caractéristique électrique importante est le rendement de conversion (1.16) : rapport entre la puissance électrique maximale fournie par la pile solaire et la puissance lumineuse qu'elle reçoit :

$$\eta (\%) = 100 \cdot V_m \cdot I_m / P_i \cdot S = 100 \cdot FF \cdot V_{CO} \cdot I_{CC} / P_i \cdot S \quad (1.16)$$

S : surface totale de la pile solaire.

P_i : Puissance incidente.

Le rendement de conversion dépend du spectre solaire. La densité de puissance P_i ou éclairement du spectre solaire hors atmosphère (AM0) est connue (1.4, 1.5), c'est la constante solaire égale à $1373 \text{ W} / \text{m}^2$. Au sol, le spectre solaire varie avec les conditions météorologiques locales et la hauteur du soleil (AM1 ...).

En fonction des caractéristiques d'absorption du matériau semi-conducteur, une partie plus ou moins importante de ce spectre sera utilisable pour la conversion photovoltaïque. En

effet, les photons dont l'énergie est inférieure à celle de la largeur de bande interdite ne sont pas absorbés par le semi conducteur. L'énergie en excès des photons absorbés se transforme en énergie cinétique, puis se perd thermiquement par collision avec les atomes du réseau cristallin. D'autres facteurs tels que les pertes par réflexion sur la surface éclairée malgré la couche antireflet, les caractéristiques électriques propres à la jonction comme le facteur de diode et la résistance série diminuent encore le rendement de conversion des piles solaires. Ainsi les meilleures d'entre elles à l'arséniure de gallium, atteignent un rendement de conversion d'environ 20 % pour un spectre AM1,5.

La structure technologique de la photopile est conçue en vue d'améliorer la collecte des porteurs libres. Dans certains cas, on élabore une structure tandem ou structure multicolore. Dans les hétérostructures à l'arséniure de gallium, on réalise une cellule à deux jonction l'une à l'AsGa et l'autre avec un alliage ternaire, le $Ga_{1-y}Al_yAs$.

2.5 Choix du matériau semi-conducteur

Parmi les paramètres qui limitent le rendement de conversion d'une pile solaire, la largeur de bande interdite E_g apparaît comme l'un des plus importants. C'est en effet l'énergie nécessaire à la création d'une paire électron – trou. En outre, elle fixe la valeur maximale de la tension de circuit ouvert. On emploie d'ailleurs le terme de facteur de tension F , (1.17) pour exprimer le rapport entre ces deux paramètres :

$$F = q \cdot V_{CO} / E_g \quad (1.17)$$

La phototension théorique maximale est la tension de diffusion V_d qui dépend de la concentration en impuretés. Celle-ci ne peut atteindre une valeur proche de la tension correspondant à la largeur de bande interdite, que pour des matériaux très dopés où le niveau de Fermi est voisin du bord de bande. Mais alors la longueur de diffusion des porteurs excédentaires diminue et les porteurs de charge se recombinent avant d'atteindre la jonction. Le courant de court – circuit décroît.

2.6 Caractéristiques électriques

Le courant délivré sur une charge par une pile solaire éclairée s'écrit (1.18) :

$$I = I_e - I_{obs} (V) \quad (1.18)$$

I_e : courant d'éclairement.

I_{obs} : courant d'obscurité.

On introduira, après, la notion de schéma électrique équivalent (Figure 5) de la pile solaire où seront pris en compte les effets de résistances série et parallèle.

Dans une cellule solaire, deux courants s'opposent : le courant d'éclairément et un courant de diode appelé courant d'obscurité qui résulte de la polarisation du composant. Nous allons successivement analyser et calculer ces deux constituants du photocourant, dans cette étude théorique de la jonction.

Examinent le cas extrême où la résistance de charge a une valeur très élevée. Le courant dans la charge prend une valeur négligeable. On se trouve dans les conditions d'un circuit ouvert et le courant d'obscurité équilibre le courant de lumière. La tension aux bornes de la pile solaire a une valeur maximale (V_{CO}). On obtient donc la tension de circuit ouvert, de la relation.

$$I_e - I_{\text{obs}}(V_{\text{CO}}) = 0$$

Le facteur de forme FF se déduit d'une courbe fondamentale, la caractéristique courant – tension, tracée pour un spectre solaire donné est montrée sur la figure 6.

Le schéma électrique équivalent d'une pile solaire.

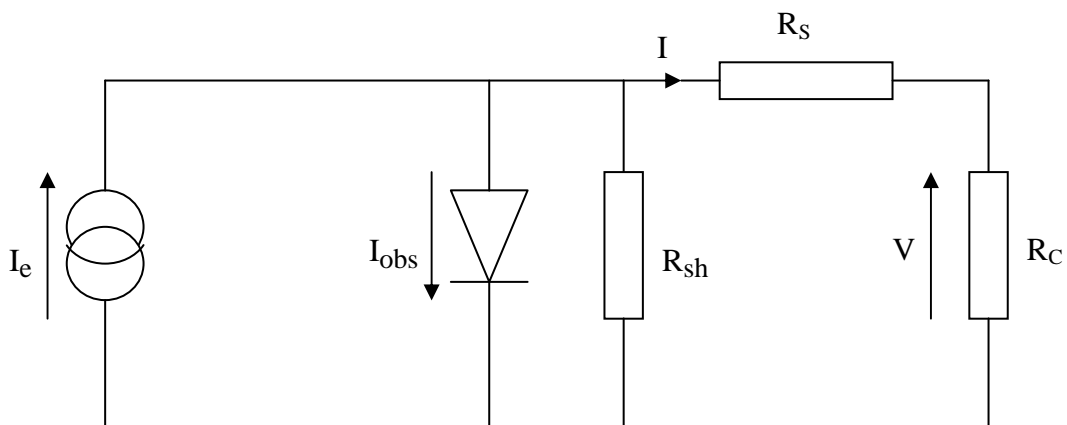


Figure 5. Schéma électrique équivalent de la photopile

La caractéristique courant – tension avec différentes droites de charge :

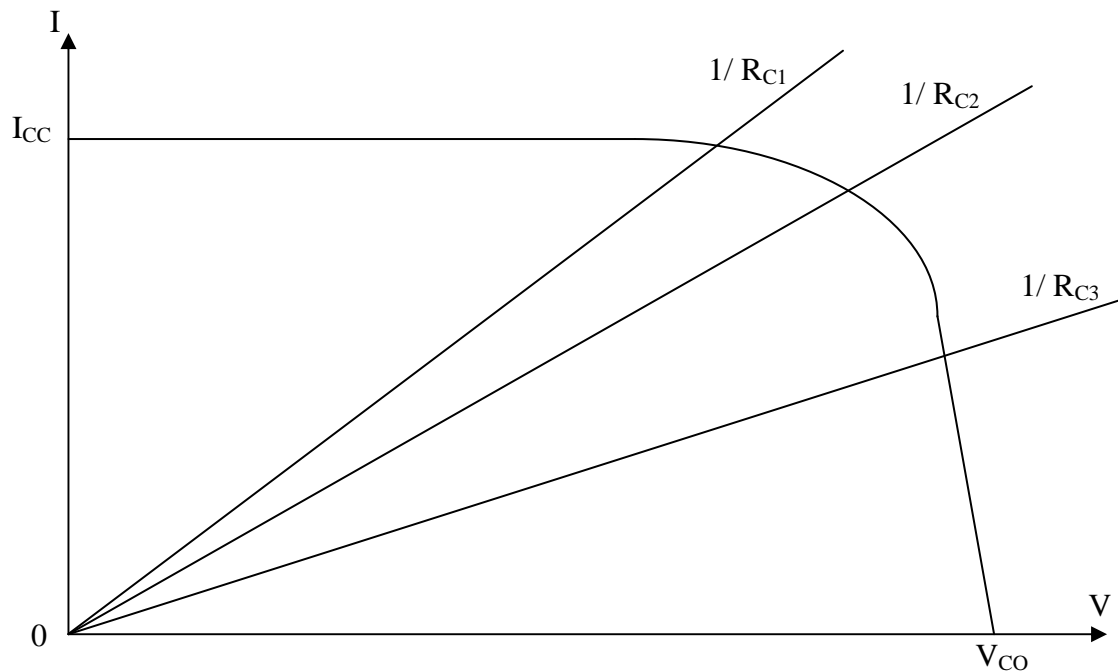


Figure 6. La caractéristique courant – tension

2.7 La réponse spectrale

La réponse spectrale est également une courbe très employée. Elle représente le rapport entre la densité de courant collecté et la densité de puissance incidente, pour chaque longueur d'onde du rayonnement lumineux.

Reportons– nous à la loi de Lambert–Bouguer qui exprime la radiation lumineuse absorbée par le semi-conducteur. Une partie du flux de photon incidents $\phi(\lambda)$ en (photons / cm² s), pour la radiation de longueur d'onde λ , se réfléchit, $R(\lambda)$ étant le coefficient de réflexion de cette radiation.

La part $\phi(\lambda) \cdot [1 - R(\lambda)]$ se transmet dans le matériau.

Suivant que l'on tient compte ou non des réflexions en surface, on définit un rendement de collecte par longueur d'onde incidente (1.19), (1.20) :

- interne :

$$\eta_{qi} = \frac{\text{Nbr de paires électron – trou collectées par la jonction par unité de temps et de surface}}{\text{Nbr de photons traversant la surface du semi-conducteur par unité de temps et de surface}} = \frac{JE(\lambda) / q \cdot \phi(\lambda) \cdot [1 - R(\lambda)]}{\phi(\lambda)} \quad (1.19)$$

- externe :

$$\eta_{qe} = \frac{\text{Nombre de paires électron – trou collectées par la jonction par unité de temps et de surface}}{\text{Nombre de photons incidents par unité de temps et de surface}} \cdot q \cdot \phi(\lambda) = \text{---} \quad (1.20)$$

On introduit aussi la notion de sensibilité spectrale (A/W) définie par les rapports (1.21), (1.22):

- Interne:

$$SS(\lambda) = \frac{JE(\lambda)}{\phi(\lambda)} \cdot [1 - R(\lambda)] \cdot h \cdot \nu \quad (1.21)$$

- Ou externe:

$$SS(\lambda) = \frac{JE(\lambda)}{\phi(\lambda)} \cdot h \cdot \nu \quad (1.22)$$

$JE(\lambda)$: densité de courant d'éclairement en court – circuit par longueur d'onde (A / cm²)

BIBLIOGRAPHIE

- [1] M. ORGERET, Les piles solaires, le composant et ces applications, Préface de F. ALLEST.
- [2] A. M. Baye GPS énergie .C.N.R.S. Valbonne.
- [3] H. NECKEL et D. LABS Solar Physics 74, p.231, 1981.
- [4] A. Laugier et J. A. Roger, Les photopiles solaires : du matériau au dispositif; du dispositif aux application, Technique et documentation, Lavoisier, Paris, 1981.
- [5] Charles Kittel, Physique de l'état solide, Dunod Université, Paris, 1984.
- [6] S. M. Sze, Physics of semiconductor Devices, Wiley-interscience, 1969.
- [7] H. J. Hovel, Semiconductors and semimetals, Vol. 11. Solar cells, Academic Press, 1975.
- [8] B. Equer, Y. Marfaing, Energie solaire photovoltaïque, Ecole d'été UNESCO, Physique des convertisseurs photovoltaïques, UNESCO, Ellipses, Paris, 1993.
- [9] J. Coat, Physique électronique des solides, Ecole Supérieur d'électricité, Société française des électriciens, Paris, 1971.