

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou



Faculté de Génie Electrique et Informatique
Département d'Electronique

Mémoire de fin d'étude
Présenté en vue de l'obtention du diplôme de Master

Option : électronique industrielle

Thème :

**Etude d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation en
électricité d'un centre enfûteur de GPL (NAFTAL)**

Organisme d'accueil : NAFTAL SPA

Proposé et dirigé par :

M^{lle} D.Hocine
M^{lle} L.Chibane

Réalisé par :

M^{lle} Djidja Djamila
M^{lle} Reggane Mellissa

Promotion 2012

REMERCIEMENT

Nous remercions notre promotrice M^{elle} D.Hocine Maitre assistante classe B de l'Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou (UMMTO), pour son encadrement efficace, son soutien, et sa disponibilité. Qu'elle trouve ici l'expression de notre profonde gratitude.

Nous exprimons notre reconnaissance à notre co-promotrice M^{elle} L.Chibane Chef de service à la direction NAFTAL de Oued Aissi, qui a toujours été à l'écoute.

Nos remerciements s'adressent également aux membres du jury, qui ont accepté d'examiner et de corriger ce modeste travail.

Nous tenons à remercier plus particulièrement M^r Belkaid, Professeur à l'Université Mouloud Mammeri, pour son soutien.

Nous adressons un grand remerciement à l'ensemble du personnel de Naftal pour leur accueil chaleureux.

Nous remercions également tous nos enseignants ainsi que le personnel administratif, les bibliothécaires, et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce mémoire.

DEDICACES

A mes parents,

A mon frère Dillan,

A tous ceux qui me sont chers.

Mellissa

A ma mère,

A mes frères et sœurs.

Djamila

RESUME

Notre thème de mémoire de Master porte sur l'étude d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation en électricité d'un centre enfûteur de GPL de Oued Aissi, une telle installation la doterait d'une autonomie totale, tout en utilisant une source d'énergie inépuisable et propre.

Il a été question durant notre travail d'évaluer les besoins en électricité du centre emplisseur, puis de situer et d'estimer l'irradiation solaire reçue sur les capteurs photovoltaïques.

Ensuite un dimensionnement de l'installation photovoltaïque autonome alimentant le centre durant toute l'année a été réalisé.

Les résultats obtenus n'étant pas rentables sur le plan économique, nous avons donc proposé de raccorder l'installation au réseau de distribution comme conclusion.

Mots clés : Jonction PN, Cellule solaire, Irradiation solaire, Système photovoltaïque, Dimensionnement.

ABSTRACT

Our theme of master's thesis concerns the study of a photovoltaic system for electricity supply center barreling GPL of Oued Aissi. Such installation will provide full autonomy, while using an inexhaustible and clean energy source.

In this work, we have evaluated the requirements in electricity for the center, and then located and estimated the solar radiation received by photovoltaic devices.

Then a dimensioning of the autonomous photovoltaic installation feeding the center during the year was achieved.

The obtained results are not economically viable, so we proposed to connect the installation to the distribution grid as a conclusion.

Keywords: PN junction, Solar cell, solar irradiation, photovoltaic system, Sizing.

Sommaire

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

CHAPITRE 1 : Présentation de l'entreprise

Introduction.....	4
1.1. NAFTAL filiale de SONATRACH	4
1.1.1. Historique	4
1.1.2. Organisation de NAFTAL SPA.....	5
1.1.3. Missions de NAFTAL	6
1.1.4. Moyen Matériel.....	7
1.1.5. L'offre de NAFTAL.....	7
1.2. Présentation de la branche GPL	9
1.2.1. Définition et caractéristique des GPL.....	9
1.2.2. Produits commercialisés par NAFTAL/GPL.....	10
1.2.3. Organisation de la branche NAFTAL/GPL.....	11
a- Présentation du district GPL de Tizi-Ouzou.....	12
b- Description du centre d'emplissage de Oued Aissi	16
1.2.4. L'utilisation des GPL dans les différents domaines	19
1.3. Evaluation des besoins en électricité du centre emplisseur de Oued Aissi.....	20
1.3.1. Périodicité.....	20
1.3.2. Consommation (bilan énergétique)	21
conclusion.....	23

CHAPITRE 2: Rappel sur la physique de la jonction PN

2.1. Définition	24
2.2. La jonction PN à l'équilibre thermodynamique	25
2.2.1. Description phénoménologique.....	25
2.2.2. Diagramme des bandes d'énergie.....	27
2.3. La caractéristique courant/tension d'une jonction PN.....	28
2.4. Polarisation d'une jonction	31
2.4.1. Polarisation directe	31

2.4.2. Polarisation inverse	32
Conclusion :	33

CHAPITRE 3: Etude de la cellule solaire à conversion photovoltaïque

Introduction.....	34
3.1. Le rayonnement solaire.....	34
3.1.1. Rayonnement solaire en atmosphère terrestre.....	35
3.1.2. Notion d'air Masse	36
3.2. L'effet photovoltaïque	38
3.3. La cellule solaire en silicium	40
3.3.1. Principe de fonctionnement de la cellule solaire	40
3.3.2. Schéma électrique équivalent de la cellule solaire	41
3.3.3. Caractéristique électrique et paramètres d'une cellule solaire	42
a- Caractéristique courant/tension	42
b- Paramètres d'une cellule solaire	43
3.3.4. Paramètres influençant le comportement électrique d'une cellule solaire :	46
a- Les paramètres internes	46
b- Les paramètres externes	47
3.4. Structure des cellules solaires	50
3.4.1. Le silicium comme matériau de base pour le photovoltaïque :	50
a- Silicium monocristallin	51
b- Silicium polycristallin	51
3.4.2. Structure des cellules solaires industrielles	52
3.5. Fabrication d'une cellule solaire	53
3.6. Le module photovoltaïque	56
3.6.1. Définition d'un module photovoltaïque	56
3.6.2. Principales caractéristiques d'un module photovoltaïque	57
3.6.3. Construction d'un module photovoltaïque	58
3.6.4. Association des cellules photovoltaïques.....	62
a- Regroupement série	63
b- Regroupement parallèle	64
c- Regroupement série/ parallèle	65
3.7. Les différents systèmes photovoltaïques	68
3.7.1. Systèmes autonomes	68

a- Système au fil du soleil sans stockage.....	68
b- Système au fil du soleil avec stockage.....	69
3.7.2. Systèmes autonomes hybrides	69
3.7.3. Systèmes raccordés au réseau	70
3.8. Les composants d'un système photovoltaïque.....	71
3.8.1. Système de stockage	71
a- Caractéristique d'une batterie	71
b- Type de batterie	73
3.8.2. Système de régulation.....	74
a- Fonction d'un régulateur.....	74
b- Technique de régulation.....	75
3.8.3. Système de conversion.....	79
a- Les convertisseurs DC/DC	79
b- Le convertisseur DC/AC	81
3.8.4. Autres systèmes	83
Conclusion	83

CHAPITRE 4: Dimensionnement

Introduction	84
4.1. Energie solaire récupérable	84
4.2. Caractéristiques du système.....	85
4.3. Dimensionnement d'un générateur photovoltaïque	86
4.4. Dimensionnement de la batterie de stockage d'un champ	88
4.5. Dimensionnement du régulateur	90
4.6. Dimensionnement de l'onduleur	90
4.7. Câblage du système	91
4.8. Application du dimensionnement pour le centre enfûteur GPL de Oued Aissi	92
conclusion	95

Conclusion générale	96
----------------------------------	-----------

Bibliographie

Annexes

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1 : Les 19 Districts de la branche NAFTAL/GPL.

Tableau 1.2 : Bilan énergétique du centre enfûteur de GPL.

Tableau 3.1 : Différent type de batterie.

Tableau 4.1 : Résultat de dimensionnement d'un champ photovoltaïque.

Tableau 4.2 : Estimation du coût de l'installation PV.

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Evolution de la production mondiale de cellules photovoltaïques (en MWc).

Figure 1.1 : Schéma de la macrostructure de NAFTAL SPA.

Figure 1.2 : Organigramme de la branche NAFTAL/GPL.

Figure 1.3 : Organisation du district GPL de Tizi-Ouzou.

Figure 1.4 : Schéma synoptique du centre emplisseur Oued Aissi.

Figure 2.1: Zone P et N.

Figure 2.2: Contacte de deux substrats N et P.

Figure 2.3: Formation de la zone de Charge d'Espace.

Figure 2.4: Le champ électrique de la ZCE, jonction stabilisée.

Figure 2.5: Schéma des bandes de la jonction PN.

Figure 2.6: Courbe caractéristique de la jonction PN.

Figure 2.7 : Variation de la tension en fonction de la température.

Figure 2.8: Jonction PN polarisé en direct.

Figure 2.9: Diagramme des bandes l'énergie d'une jonction PN polarisée en direct.

Figure 2.10: Jonction PN polarisé en inverse.

Figure 2.11 : Diagramme des bandes l'énergie d'une jonction PN polarisée en inverse.

Figure 3.1 : Définition de l'air masse.

Figure 3.2 : Répartition spectrale du rayonnement solaire : hors atmosphère AM0, à l'incidence $41,8^\circ$ (AM 1,5).

Figure 3.3 : Schéma de principe de la conversion photoélectrique.

Figure 3.4: Structure et diagramme de bande d'une cellule photovoltaïque.

Figure 3.5: Schéma équivalent d'une cellule solaire.

Figure 3.6 : Caractéristique courant/tension d'une cellule photovoltaïque.

Figure 3.7 : Influence de la température sur la caractéristique courant/tension d'une cellule photovoltaïque.

Figure 3.8 : Influence de la température sur la caractéristique puissance/tension d'une cellule photovoltaïque.

Figure 3.9 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique courant/tension d'une cellule photovoltaïque.

Figure 3.10 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique puissance/tension d'une cellule photovoltaïque.

Figure 3.11 : Répartition des matériaux sur le marché mondial du photovoltaïque.

Figure 3.12 : Cellule monocristalline.

Figure 3.13 : Cellule polycristalline.

Figure 3.14 : Structure d'une cellule photovoltaïque industrielle en silicium cristallin.

Figure 3.15 : Boite de jonction.

Figure 3.16 : Coupe d'un module PV avec cadre.

Figure 3.17 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de n_s cellules en série.

Figure 3.18 : Caractéristique d'un groupement de n_p cellules en parallèle.

Figure 3.19 : Schéma d'un module photovoltaïque.

Figure 3.20 : Défaillance d'une des cellules du module PV, activation de la diode by-pass et mise en évidence du courant de circulation I_{PV} .

Figure 3.21 : Caractéristique $I(V)$ d'un panneau photovoltaïque et effet d'occultation d'une des 36 cellules qui composent le module PV.

Figure 3.22 : Système photovoltaïque avec stockage.

Figure 3.23 : Système d'alimentation autonome hybride photovoltaïque/ groupe électrogène.

Figure 3.24 : Système photovoltaïque raccordé au réseau.

Figure 3.25 : Caractéristique charge et décharge d'une batterie.

Figure 3.26 : Schéma électrique d'un régulateur de charge shunt.

Figure 3.27 : Schéma électrique d'un régulateur de charge série.

Figure 3.28 : Schéma électrique d'un régulateur de type disjoncteur.

Figure 3.29 : Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur DC/DC contrôlé par une commande MPPT sur charge DC.

Figure 3.30 : Système PV formé par un générateur PV, convertisseur d'énergie survolteur et une charge R_s . L'interrupteur Mosfet est commandé par un signal de période T et de rapport cyclique α .

Figure 3.31 : Schéma de principe d'un onduleur de tension.

Figure 4.1 : Valeurs mensuelles des irradiances solaires globales reçues sur un plan incliné d'un angle de 46° par rapport à l'horizontal, et sur un plan horizontal.

Figure 4.2 : Représentation schématique des champs de la centrale.

Figure 4.3 : Représentation schématique des modules en série et des branches en parallèle d'un champ.

Figure 4.4 : Association des batteries.

Figure 4.5 : Représentation de la surface de la centrale photovoltaïque.

Figure 5.1: Comparaison entre l'énergie consommée par le centre enfûteur et l'énergie produite par le champ photovoltaïque.

Figure 5.2 : Comparaison entre l'énergie consommée réelle en 2011 et l'énergie produite par le champ photovoltaïque.

ABREVIATION

PV : Photovoltaïque.

GPL : Gaz de pétrole liquéfié.

SONATRACH : Société Nationale de transport et commercialisation des hydrocarbures.

PNB : Produit National Brut.

SPA : Société Par Action.

AC : Alternating Current.

DC : Direct Current.

ADF : Anti Déflagration.

ZCE : Zone de Charge d'Espace.

AM : Air Masse.

FF : Facteur de Forme.

V_{co} : Tension de circuit.

I_{cc} : Courant de court circuit.

I_s : Courant de saturation.

PPM : Point de Puissance Maximum.

STC: Standard Test Conditions.

C_Z: Czochralski.

F_Z: Float Zone.

PERL: Passivated Emitter with Rear Locally diffused.

BSF: Back Surface Field.

ARC: Anti Reflective Coating.

EVA: Ethylene Vinyle Acetate.

GPV: Générateur Photo Voltaïque.

D_Z: Diode Zener.

PWM: Pulse With Modulation.

MPPT: Maximum Power Point Tracking.

DNR: Diode de Non Retour.

E_c : Energie consommée.

P_c : Puissance crête.

U_{sys} : Tension du système photovoltaïque.

S_T : Surface totale.

V_{bat} : Tension de la batterie.

η_{bat} : Rendement de la batterie.

P_D : Profondeur de Décharge.

N_j : Nombre de jours.

C_u : Capacité utile.

N_b : Nombre de batteries.

N_m : Nombre de modules.

N_{ond} : Nombre d'onduleurs



INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

En raison du développement de l'industrie, du transport et des moyens de communication, une croissance de la consommation mondiale d'électricité a été observée pendant les dernières décennies. Cependant, la plupart de l'énergie électrique est produite par combustion de ressources non renouvelables (carbone, pétrole, gaz, nucléaire) dont le délai d'épuisement est estimé à quelques décennies. De plus, ce type de production d'énergie est très polluant. Le développement des sources d'énergies renouvelables et non polluantes est donc d'actualité.

Parmi les sources d'énergies renouvelables, on compte le vent, les flux marins et océaniques, la géothermie, le solaire PV, etc. Ce dernier est une source d'énergie très puissante. En effet, la puissance du rayonnement solaire au niveau du sol est d'environ 950 Watt/m^2 [1]. La quantité totale d'énergie solaire reçue au niveau du sol pendant une semaine dépasse l'énergie produite par les réserves mondiales de pétrole, de carbone, de gaz et d'uranium. Mais dans la plupart des cas, une conversion (transformation) de l'énergie du rayonnement solaire en électricité est nécessaire.

L'électricité photovoltaïque est obtenue par la transformation directe de la lumière du soleil en électricité, au moyen de cellules photovoltaïques. La production d'électricité photovoltaïque connaît une croissance importante depuis les années 1990-95, pour dépasser les 2500 MWc [2] en 2006 (figure 1).

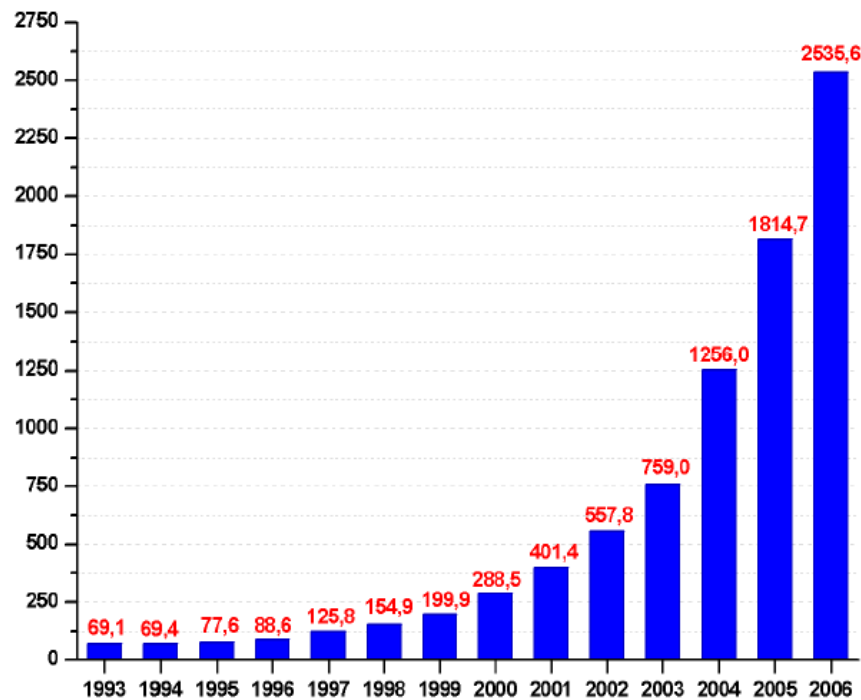


Figure 1 : Evolution de la production mondiale de cellules photovoltaïques (en MWc) [1].

Les projections les plus courantes prévoient un marché annuel de l'ordre de 3 GWc pour l'année 2010, et entre 9 et 21 GWc pour 2020 [2]. Pour faire face à cette croissance, la recherche dans le domaine s'oriente sur deux axes essentiels, qui peuvent sembler opposés : augmenter le rendement des cellules, tout en diminuant les coûts de production.

Le matériau le plus commercialisé dans l'industrie photovoltaïque est le silicium cristallin (abondant, facile à processor, non toxique). Cependant, dans le coût du module, le prix du matériau intervient pour environ 50% et de nombreuses études visent donc à réduire les coûts relatifs à la préparation des substrats [3].

L'électricité provenant des sources renouvelables est intermittente, et dépendante des conditions climatiques.

Ces générateurs renouvelables sont couplés généralement à un système de stockage assurant une disponibilité en continu d'énergie.

Le générateur renouvelable sélectionné pour notre étude est un champ photovoltaïque (PV) avec un système de stockage, le stockage est assuré par des batteries.

Le but poursuivi dans le cadre de ce mémoire est de dimensionner les composants du système photovoltaïque c'est-à-dire, le champ photovoltaïque, la batterie, le régulateur et le convertisseur.

A cet effet nous avons divisé notre mémoire en 4 chapitres :

Dans le premier chapitre, nous présentons l'organisme d'accueil, qui est le centre enfûteur de GPL de Oued Aissi (NAFTAL), puis nous évaluons ses besoins en électricité.

Le second chapitre est consacré à un rappel sur la physique de la jonction PN. Cette partie nous permet de comprendre le fonctionnement des composants électroniques à semi-conducteur à l'équilibre thermodynamique. On s'intéresse entre autre à la caractéristique courant/tension d'une jonction PN et à sa polarisation.

Le troisième chapitre est destiné à l'étude physique et électrique des cellules photovoltaïques. Il débute par des notions sur le rayonnement solaire, puis aboutit à une présentation du module photovoltaïque et les autres composants constituant un système PV.

Le dernier chapitre de ce mémoire concerne le dimensionnement de l'installation PV qui alimentera le centre enfûteur de GPL. Les résultats trouvés et portés sur un tableau nous permettront d'estimer la surface et le coût de revient d'une telle installation.

CHAPITRE 1

PRESENTATION DE L'ENTREPRISE

Introduction

SONATRACH : Société Nationale de Transport et Commercialisation des Hydrocarbures, créée le 31/12/1963 par décret n°63/491, est la plus importante compagnie d'hydrocarbure en Algérie et en Afrique; ses activités principales étaient le transport et la commercialisation des hydrocarbures, à partir de 1966, elle élargit ses activités à la recherche, la production, l'exploitation, le transport, la transformation et à la commercialisation des hydrocarbures [4].

Après 1971, la nationalisation des secteurs des hydrocarbures conduit à une restructuration profonde et une réorganisation efficace qui a donné naissance à 18 filiales NAFTAL, Enip, Engtp, ENSP, EnGCB, CASH, Naftogaz, TASSILI AIRLINES... etc [4]

SONATRACH adopte une stratégie de diversification, elle se développe dans les activités de génération électrique, d'énergies nouvelles et renouvelables, de dessalement d'eau de mer, de recherche et d'exploitation minière.

Avec un chiffre d'affaires à l'exportation de près de 56,1 milliards de US\$ réalisé en 2010, SONATRACH est classée 1ère compagnie en Afrique et 12ème compagnie dans le monde. Elle est également 4ème exportateur mondial de GNL, 3ème exportateur mondial de GPL, et 5ème exportateur de Gaz Naturel. Ses activités constituent environ 30% du PNB de l'Algérie et emploie 160 mille personnes dans l'ensemble du groupe [5].

1.1. NAFTAL filiale de SONATRACH [6]

1.1.1. Historique

Issue de SONATRACH, l'entreprise ERDP « Entreprise nationale de Raffinage et de Distribution de produits Pétroliers » a été créée par le décret N° 80/101 du 06 avril 1981. Elle rentre en activité le 1er janvier 1982, et est chargée du raffinage et de la distribution des produits pétroliers.

En 1987, l'activité raffinage est séparée de l'activité distribution et est dévolue à une nouvelle entité NAFTEC.

NAFTAL (NAFT : nom du pétrole en arabe, AL : diminutif de ALGERIE) est désormais chargée uniquement de la commercialisation et de la distribution des produits pétroliers et dérivés.

Elle intervient en qualité d'intermédiaire entre les fournisseurs nationaux et étrangers (raffineurs, manufacturiers et autres producteurs) et les utilisateurs de produits pétroliers implantés essentiellement en Algérie. En 1998, elle change de statut et devient Société par action, filiale à 100% de SONATRACH.

La distribution consiste à s'approvisionner, stocker, vendre et acheminer le produit vers le client en vue de son utilisation. C'est ainsi que NAFTAL assume deux grandes fonctions :

- ◆ La fonction logistique qui comprend la circulation de tous les flux physiques du producteur à l'utilisateur : transport, livraison, stockage et manutention.
- ◆ La fonction commerciale qui englobe la gestion du réseau, la vente, les actions promotionnelles et la gestion de la force de vente.

NAFTAL a bénéficié du monopole de la distribution des produits pétroliers de la date de sa création jusqu'en 1999 où de multiples intervenants nationaux et étrangers se sont impliqués dans la distribution et la commercialisation des carburants, des GPL, des lubrifiants, des bitumes et des pneumatiques, c'est-à-dire en exerçant une fonction identique à celle de NAFTAL. Elle se retrouve aujourd'hui, dans un nouveau contexte de libre concurrence.

La survie de NAFTAL dépend de sa capacité d'adaptation aux tendances d'un environnement dans lequel la mondialisation des marchés, la globalisation, la difficulté accrue de maîtrise des besoins de la clientèle, l'essor des NTIC (Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication) et l'économie fondée sur le savoir.

1.1.2. Organisation de NAFTAL SPA

NAFTAL SPA, filiale à 100% de Sonatrach est organisée en trois (03) Branches (figure 1.1):

- ◆ branche GPL
- ◆ branche commercialisation
- ◆ branche carburant

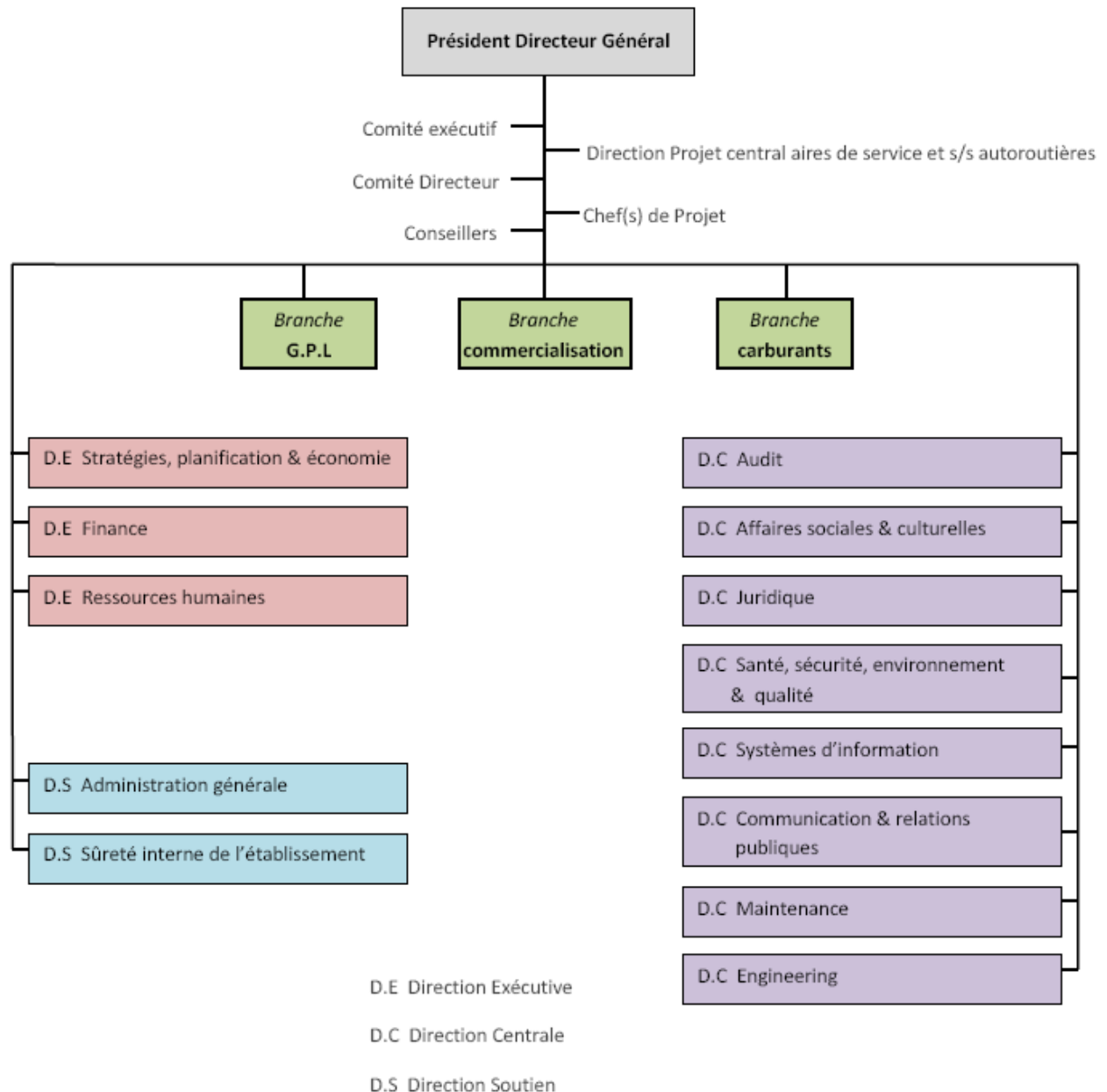


Figure 1.1 : Schéma de la macrostructure de NAFTAL SPA.

1.1.3. Missions de NAFTAL

Elle intervient dans plusieurs domaines qui sont:

- ◆ L'enfûtage des GPL
- ◆ La formulation de bitumes
- ◆ La distribution, le stockage et la commercialisation des carburants, GPL, lubrifiants, bitumes, pneumatiques, GPL/carburant, et produits spéciaux.
- ◆ Le transport des produits pétroliers.

1.1.4. Moyen Matériel

Avec un personnel de plus de 30 000 agents NAFTAL dispose de :

- ◆ 49 centres et dépôts de distribution et de stockage de carburants,
- ◆ 22 centres et 27 magasins lubrifiants et pneumatiques.
- ◆ 26 centres de dépôts Aviation, 06 centres de dépôts marins.
- ◆ 49 dépôts relais de stockage GPL.
- ◆ 41 centres d'emplissage GPL d'une capacité d'enfûtage de 1,2 millions tonnes/an.
- ◆ 03 centres vrac GPL.
- ◆ 15 unités bitume d'une capacité de formulation de 360.000 tonnes/an.
- ◆ 3 000 véhicules de distribution et 800 engins de manutention et de maintenance.
- ◆ 730 Km de canalisation

Et son réseau de distribution s'étend sur :

- ◆ 1 952 stations service dont 671 en toute propriété
- ◆ 7925 points de vente GPL.

1.1.5. L'offre de NAFTAL

NAFTAL pratique une politique de distribution dite extensive, c'est-à-dire qu'elle s'attache à couvrir l'ensemble du territoire national. Son offre est très diversifiée. Elle est composée de plusieurs gammes de produits et services.

a- Les carburants

Naftal commercialise 5 types de carburants "terre" pour les moteurs essence et diesel :

- ◆ Essence 'normal' : utilisable pour les moteurs à combustion interne tels que les véhicules utilitaires et légers.
- ◆ Essence 'super' : utilisable pour les mêmes véhicules cités précédemment.
- ◆ Essence Sans Plomb
- ◆ Gas-oil : destiné aux moteurs 'diesel' de transport et de production d'électricité.
- ◆ GPL/Carburant

Un carburant “aviation“ Le Jet A1

Un carburant “Marin“ Le fuel Bunker C

b- Le Gaz Pétrole Liquéfié - GPL-

Qui est un dérivé pétrolier constitué par le butane et le propane :

- ◆ Le butane conditionné
- ◆ Le butane vrac
- ◆ Le propane conditionné
- ◆ Le propane vrac

c- Les lubrifiants

Qui sont des huiles pour automobiles et aussi pour l'industrie. En automobile, on trouve celles destinées pour les circuits de freinage des véhicules, pour la protection contre le gel des circuits de refroidissement de tout moteur et aussi comme graisse pour tous les organes de véhicules. En industrie, on peut citer celles utilisées pour les transmissions hydrauliques, les installations frigorifiques et pour la protection contre la corrosion.

d- Les bitumes

Qui sont aussi diversifiés, on trouve ceux destinés aux travaux routiers, fabrication des bétons (les bitumes purs, oxydés, fluidifiés) et aussi ceux utilisés pour des opérations industrielles diverses, telle que la protection des canalisations.

e- Les pneumatiques

On les retrouve dans divers catégories dont :

- ◆ Le tourisme
- ◆ Les poids lourds
- ◆ Les véhicules utilitaires
- ◆ Les moyens de manutention
- ◆ Les tracteurs agricoles
- ◆ Le génie civil

f- Les prestations de service

- ◆ Services de vidange - lavage – graissage.
- ◆ Services de maintenance des équipements et installations (volucompteurs, cuves, citernes...)
- ◆ Installations d'équipements de distribution.

1.2. Présentation de la branche GPL [7]**1.2.1. Définition et caractéristique des GPL****• Définition**

Le Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) est un terme utilisé pour la désignation des divers hydrocarbures issus d'un traitement chimique. Les GPL peuvent être obtenus, de manière générale, à partir de deux sources fondamentales : le pétrole brut et le gaz naturel.

• Les caractéristiques des GPL

Les qualités spécifiques des GPL (butane et propane) découlent de la position charnière qu'ils occupent parmi les hydrocarbures ; ainsi, ils ont un pouvoir calorifique élevé, soit 11,8 thermes/kg de butane et 11,9 thermes/kg de propane. Aussi, 1kg de GPL est thermiquement équivalent à 306 kg de bois ; 1,5 à 2kg de charbon ; 1,5 litre d'essence ; 1,33 litre de mazout et 13,8 kWh d'électricité.

De ce fait, on peut dire que les GPL ont une très grande diversité dans les possibilités d'utilisation, puisqu'on peut les substituer à toute autre énergie. A côté de ces spécificités énergétiques, les GPL possèdent des propriétés spécifiques liées à leur composition en carbone et en hydrogène. Ainsi, on peut regrouper ces caractéristiques dans ce qui suit :

- ◆ Les GPL ont la propriété d'être gazeux à la température ordinaire et de se liquéfier dès qu'ils sont soumis à une pression relativement faible ;
- ◆ Ils sont d'un transport facile par récipients légers de 3kg, 13kg et 35kg pour alimenter aisément les appareils d'utilisation. De ce fait, ils sont livrés aux

usagers à l'état liquide, hors des contraintes de distribution par canalisation, ils sont aussi disponibles et stockables en tout lieu.

- ◆ Les GPL sont non toxiques et odorisés d'une façon volontairement désagréables au mercaptan (ou éthanethiol) pour relever l'existence de fuites éventuelles.
- ◆ Ce sont des produits non corrosifs, ne corrodent pas les métaux et n'attaquent donc pas les récipients qui les contiennent.
- ◆ Les GPL ne sont pas solubles dans l'eau et ils sont inflammables dans des limites relativement faibles.

1.2.2. Produits commercialisés par NAFTAL/GPL

Dans la gamme des produits GPL, Naftal commercialise trois produits essentiels :

- ◆ Le butane commercial :

Mélange d'hydrocarbures composé essentiellement de butanes et de butènes et en faible proportion de propane et de propène (moins de 19% du volume). Le butane est commercialisé sous deux formes de conditionnement :

- Bouteille de 13kg (B13)
- Bouteille de 03kg (B03)

- ◆ Le propane commercial :

Mélange d'hydrocarbures composé d'au moins 93% de propane et de propène et pour le surplus d'éthane, d'éthylène, de butane et de butène. Le propane conditionné est commercialisé en bouteille de 35Kg exclusivement :

- Bouteille de 11Kg (P11)
- Bouteille de 35Kg (P35)

- ◆ Le GPL carburant SIRGHAZ :

C'est un mélange de butane et de propane en proportion qui varie selon les saisons et les régions. La proportion de propane est plus élevée en hiver pour faciliter les démarrages à froid.

1.2.3. Organisation de la branche NAFTAL/GPL

La branche NAFTAL/GPL est organisée en 10 directions centrales et 19 districts à travers le territoire national, ce qui est illustré sur la figure et le tableau suivants :

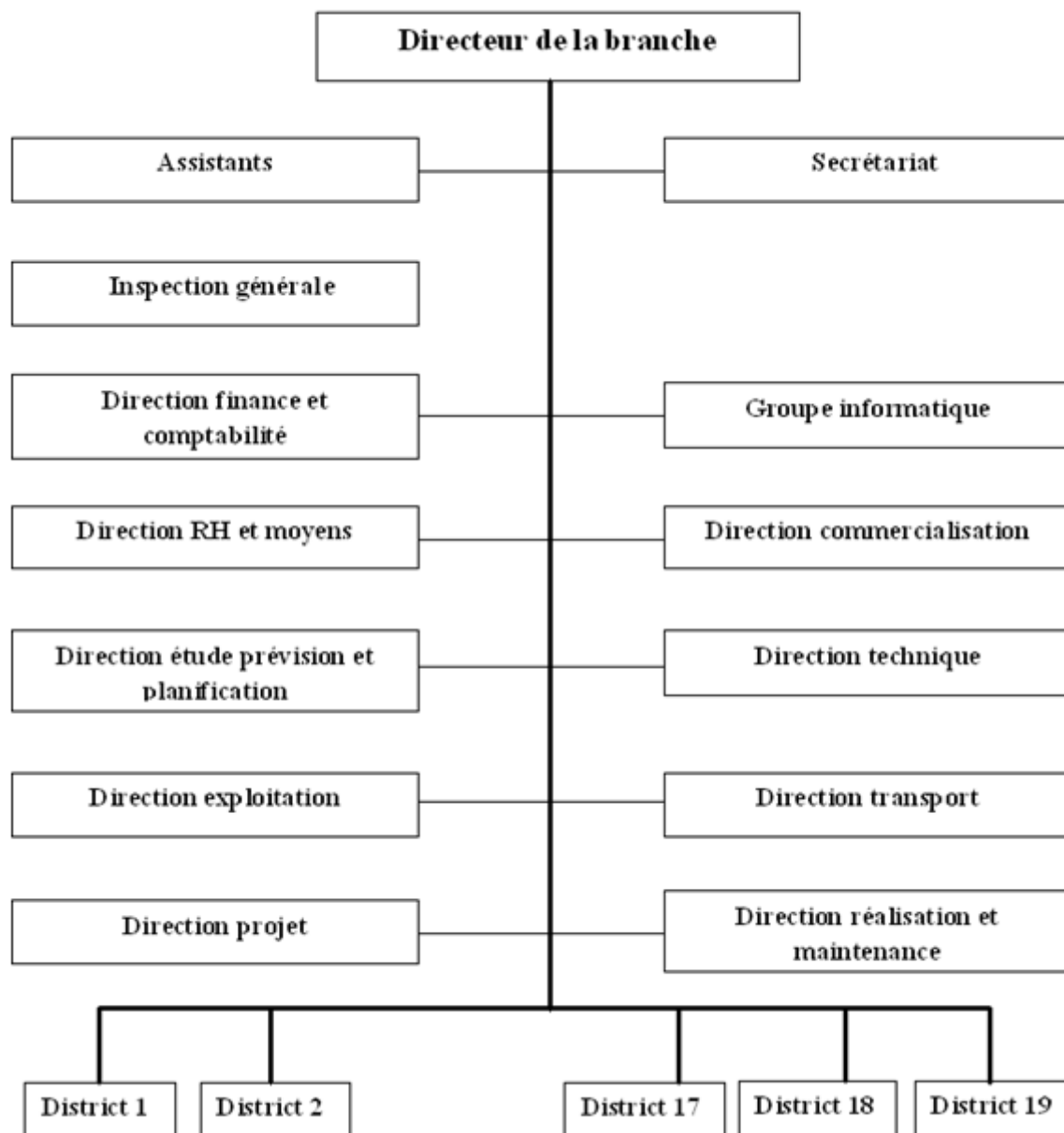


Figure 1.2 : Organigramme de la branche NAFTAL/GPL.

1	District GPL ALGER	11	District GPL OUARGLA
2	District GPL SAIDA	12	District GPL OUM EL BOUAGHI
3	District GPL DJELFA	13	District GPL SETIF
4	District GPL ORAN	14	District GPL SKIKDA
5	District GPL BATNA	15	District GPL TIARET
6	District GPL BECHAR	16	District GPL TIZI OUZOU
7	District GPL BEJAIA	17	District GPL TLEMCEM
8	District GPL BLIDA	18	District GPL BOUIRA
9	District GPL CHLEF	19	District GPL B.B.A
10	District GPL CONSTANTINE		

Tableau 1.1 : Les 19 Districts de la branche NAFTAL/GPL.

a- Présentation du district GPL de Tizi-Ouzou

Le district GPL de Tizi-Ouzou est l'un des dix neuf Districts de Naftal Branche GPL. Il a été créé le 07/03/2001. Son principal objectif est de gérer, organiser, promouvoir et développer l'activité d'entassement et de distribution des produits GPL dans toute la wilaya de Tizi-Ouzou.

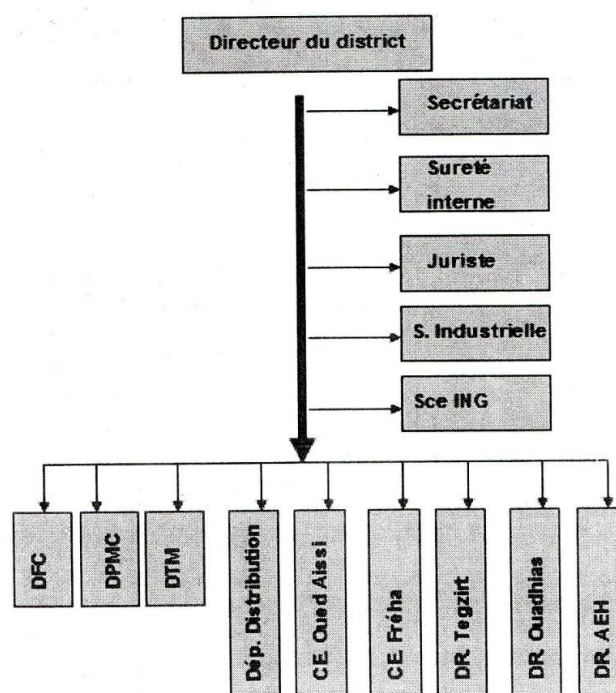


Figure 1.3 : Organisation du district GPL de Tizi-Ouzou.

Comme il est indiqué sur l'organigramme (figure 1.3), le district NAFTAL GPL de Tizi-Ouzou, se compose de plusieurs organes qui peuvent être regroupés en trois catégories :

- Organes liés directement à la direction ;
- Les départements (structures de soutien) ;
- Structures opérationnelles (Centres empletteurs et Dépôts relais).

1- Organes liés directement à la direction

- ◆ **Secrétariat** : Assure la réception, l'enregistrement et la distribution du courrier du district.
- ◆ **Sureté interne** : Créée en 1995 suite à l'insécurité qui régnait en cette période, ses objectifs principaux sont la protection du patrimoine de la société et la neutralisation de toute action de nuisance.
- ◆ **Juriste** : Assure l'assistance juridique et le suivi du contentieux ainsi que les marchés du district.
- ◆ **Sécurité industrielle** : Son rôle principal est la surveillance des installations industrielles du district à l'aide des moyens humains et matériels (personnel de sécurité, moyens de lutte anti-incendie,...) en se basant sur sa stratégie de prévention et d'intervention.
- ◆ **Service informatique de gestion** : Les activités principales de ce service se résument en :
 - La gestion de l'information à l'aide du logiciel « NAFTCOM »
 - Le compactage des informations provenant des autres structures du district
 - L'assistanat des différentes structures dans l'utilisation des nouveaux logiciels.
 - La maintenance de l'outil informatique.

2- Les départements :

◆ Département personnel et moyens communs (DPMC)

Il se compose de trois services :

- **Service ressources Humaines** : Son rôle principal est le suivi des dossiers de recrutement ainsi que le suivi du personnel en matière de formation et d'apprentissage. Il est composé de trois sections qui s'occupent respectivement de la

gestion du personnel, la gestion de la paie ainsi que la gestion des prestations sociales.

- **Service moyens communs :** Composé de trois sections, la section économat, la section moyens généraux et la section intendance. Le rôle de ces sections est de gérer les moyens généraux du district et de fournir aux différentes structures les produits nécessaires à leur bon fonctionnement.

◆ **Département Finance et Comptabilité (DFC)**

Il se compose de trois services : le service comptabilité général, le service trésorerie et le service coût et budget. Ce département assure les tâches liées à la finance et à la comptabilité du district (écritures comptables, suivi de la trésorerie, élaboration des coûts et budget,...)

◆ **Département Distribution**

Il est composé de deux services : Le service vente et le service exploitation. Les fonctions principales de ce département sont :

- La commercialisation des produits du district ;
- La mise en place et le suivi d'une stratégie de vente ;
- La mise en place et le suivi des programmes de transport et d'exploitation ;
- Le suivi des créances.

◆ **Département Technique et Maintenance (DTM)**

Le département technique se compose de trois services :

- **Service maintenance des installations fixes :** Il s'occupe de la maintenance des installations fixes qui composent les structures opérationnelles du district (sphères, cigares, pompes, réseaux de tuyauterie...)
- **Service études et planification :** Il se charge principalement de :
 - L'étude et le suivi des projets d'installation des nouveaux appareils utilisés pour la production des produits GPL dans les CE et le DR ;
 - Le développement et la création de nouvelles méthodes d'amélioration des performances des systèmes de production dans le but d'un meilleur rendement ;
 - La recommandation et l'achat des pièces de rechange des appareils de production (palettiseur, carrousel, convoyeur, pompe, compresseur, tuyauterie...).

- **Service maintenance matériel roulant :** Il se charge de la maintenance et du suivi du matériel roulant du district (tracteurs, citernes, remorques, camions rigides, véhicules légers, chariots élévateurs,...) ainsi que la mise à disposition des pièces de rechange nécessaires.

3- Centres Emplisseurs (CE) et Dépôts Relais (DR)

◆ Centre Emplisseurs (CE)

Le district GPL de Tizi Ouzou possède deux centres emplisseurs : Le centre emplisseur de Fréha et le centre emplisseur de Oued Aissi. Leurs fonctions sont les mêmes sauf que le CE de Oued Aissi est plus important de par sa production et la modernité des processus utilisés (automatisation du palettiseur et des carrousels).

Tâches principales effectuées par les CE :

- Conditionnement et distribution du GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié)
- Ravitaillement des dépôts relais en butane (B13,B3)
- Distribution de Sirghaz et GPL vrac
- Gestion du personnel et comptabilité
- Suivi technique et administratif de la gestion des installations

◆ Dépôts Relais (DR)

Le district possède trois DR se trouvant respectivement à : Tigzirt, Ouadhias et Aïn El Hammam. Leur rôle principal est la commercialisation de la B13 et la B3 à travers les zones d'influence qui leur sont rattachées.

Cette unité comporte un siège constitué de cinq départements (finances, technique, commercial, exploitation et personnel) situés à Tala Athmane et deux centres d'emplissage sis à Oued Aissi et Fréha.

b- Description du centre d'emplissage de Oued Aissi

Construit en 1974, et mis en service une (01) année plus tard sous le code 151, il est composé de quatre zones d'exploitation et d'annexes permettant la gestion des ressources humaines et matérielles, d'ateliers de maintenance et réparation, de stations électriques, et d'une station anti-incendie (figure 1.4). L'alimentation du centre enfûteur en butane et en propane est assurée par attelage (camion citerne à partir d'Alger 105 km)

1- La zone de réception des produits (butane/propane)

Elle est constituée d'un ensemble de canalisations et de vannes, d'un dispositif de filtrage, comptage ou pesée et d'un système de régulation et de protection.

Le transfert des produits au niveau des postes de déchargement peut être assuré par pompes ou compresseurs à gaz.

2- La zone de stockage des produits

Le butane et le propane sont stockés à l'état liquide sous pression dans des sphères ou cigares. Les sphères et les cigares sont conçus et équipés de manière à assurer le stockage, la réception, le transfert et le soutirage des produits en toute sécurité.

3- La zone de transfert des produits

Le butane et le propane sont mouvementés en phase liquide par pompes centrifuges multicellulaires pour expédition du produit vers le hall d'emplissage ou par compresseurs à gaz pour le transvasement de sphère à sphère, de cigare à cigare et le déchargement des camions-citernes.

4- La zone de production

Espace aménagé appelé (hall d'emplissage) sur lequel est implanté un ensemble d'équipements permettant de remplir les bouteilles de butane et de propane de différentes capacités (B3, B13, P11, P35). Le conditionnement ou la mise en bouteille du butane et du propane passe par plusieurs étapes :

◆ **L'arrivage :** Les bouteilles vides B13 qui arrivent en palettes ou casiers sur des camions plateaux sont déchargées par des chariots élévateurs et déposées sur une dépalettiseuse.

- ◆ **La dépalettiseuse** : c'est le premier poste de travail. La fonction de la dépalettiseuse est de recevoir et d'échanger les casiers pleins de bouteilles vides.
- ◆ **Le déchapeautage** : consiste à retirer les chapeaux des bouteilles.
- ◆ **Le tri** : il consiste à retirer du circuit toute bouteille présentant une anomalie (gonflée ou défoncée, robinet défectueux...), dont l'état nécessite de la peinture ou appelée à subir le test de réépreuve.
- ◆ **L'emplissage** : Après le tri, les bouteilles arrivent au poste d'introduction bouteilles de la machine d'emplissage (manège), cette dernière est constituée de plusieurs bascules disposant chacune d'une pince d'emplissage, d'un automatisme de tarage, d'un enclenchement de remplissage et d'un déclenchement en fin de remplissage. Les bouteilles remplies sont dépincées et sortent par le poste d'extraction pour subir une pesée systématique en vue de déceler une éventuelle défaillance. On procède à leurs réparations si une anomalie est détectée.
- ◆ **La détection de fuites** : l'opération est effectuée automatiquement à l'aide d'un détecteur de fuite.
- ◆ **La palettiseuse** : la fonction de la palettiseuse est de recevoir les bouteilles pleines contrôlées et de les charger dans les casiers vides. Les casiers seront par la suite évacués par un chariot.
- ◆ **L'unité d'entretien** : l'unité est conçue de façon à permettre le déchargement des bouteilles à réprover, à réparer et à repeindre, qui auront été stockées en casier à l'extérieur du hall sur la zone de stockage.

Lors du déchargement, les bouteilles sont triées et affectées, soit :

- Sur le convoyeur bouteilles à réprover
- Sur le convoyeur bouteilles à repeindre
- Vers la remise en casiers bouteilles à réparer afin d'être stockées et transportées vers les ateliers de réparation.

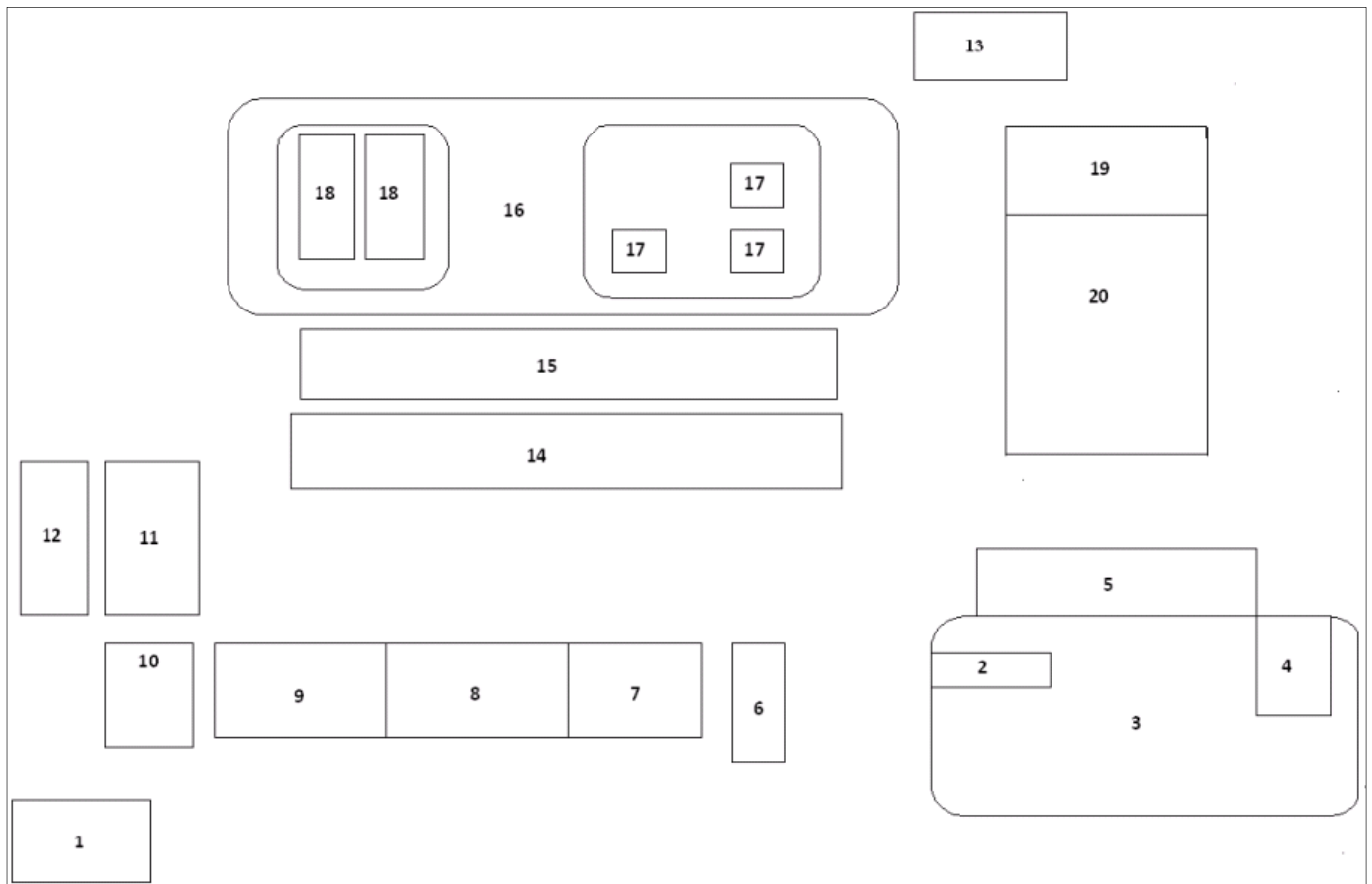


Figure 1.4 : Schéma synoptique du centre emplisseur Oued Aissi.

- | | |
|---|---|
| 1. Poste avancé | 11. Atelier de réparation des installations |
| 2. Poste de garde | 12. Réservoir d'eau |
| 3. Parking | 13. Atelier de soudure |
| 4. Cantine | 14. Poste de déchargement des GPL |
| 5. Administration | 15. Pomperie GPL |
| 6. Poste de contrôle des camions | 16. Air de stockage des GPL |
| 7. Groupe électrogène | 17. Sphères de stockage de butane |
| 8. Magasin | 18. Cigares de stockage de propane |
| 9. Poste anti incendie | 19. Maintenance des bouteilles |
| 10. Poste des compresseurs (gaz et air) | 20. Hall d'emplissage des GPL |

1.2.4. L'utilisation des GPL dans les différents domaines

Les utilisations du butane et du propane sont très nombreuses, elles peuvent néanmoins être classées en quatre catégories :

- a- Utilisations domestiques :** il s'agit des utilisations qui ont pour cadre le foyer familial, c'est à dire la cuisine, la production d'eau chaude, le chauffage...
- b- Utilisations collectives :** qui se rapprochent par leur nature des utilisations domestiques, mais répondant à des besoins beaucoup plus importants. leurs secteurs sont très variés et comprennent aussi bien les services publics que privés ayant à résoudre les problèmes de vie communautaire : hôtels, hôpitaux, restaurants, écoles, cantines, casernes, colonies de vacances...
- c- Utilisations agricoles :** qui sont de plus en plus importantes, soit pour les opérations de culture, tels que le chauffage des serres, le désherbage et la désinfection du sol ; soit pour les opérations d'élevage, tels que la préparation des aliments, l'éclairage et la climatisation des étables ; ou encore pour chauffage des couveuses et des élevages artificiels.
- d- Utilisations industrielles et artisanales :** les GPL interviennent dans de nombreux travaux de fabrication manuels ou mécaniques, telles que l'alimentation, la boulangerie, la biscuiterie, la torréfaction, la confiserie, la laiterie et la fromagerie. Par ailleurs, les GPL sont utilisés dans le domaine du bâtiment et des travaux publics pour la prise de béton, collage de revêtement étanche, etc. ; dans l'industrie céramique pour la fabrication de poterie, faïence ; dans le textile pour le brûlage de fils de coton et de fibres artificielles. On trouve aussi l'utilisation des GPL dans l'industrie du verre pour accomplir les opérations de brûlage, soudage et coupage de verre.
- e- Utilisations des GPL comme carburant automobile :** les GPL sont aussi utilisables comme carburant automobile ; cette opération a séduit de nombreux pays, conscients de la préservation aussi bien de la santé de leurs populations que l'état de leur environnement.

Le GPL carburant présente certaines caractéristiques majeures : il ne contient ni soufre, ni eau, ni plomb et deux fois moins d'oxyde de carbone et de résidus d'hydrocarbures non brûlés par rapport aux essences. Le consommateur est donc en présence d'un carburant propre et écologique souhaitable pour l'utilisation en milieu urbain ; il est

également apprécié pour sa meilleure combustion, et sa faible déposition de résidus donne par conséquent, une meilleure longévité au moteur.

1.3. Evaluation des besoins en électricité du centre emplisseur de Oued Aissi

Le travail qui a été défini pour cette étude concerne l'étude d'une installation d'un système photovoltaïque de grande taille, isolé du réseau et autonome.

L'objectif assigné est d'étudier le système photovoltaïque nécessaire pour l'alimentation du centre enfûteur de Oued Aissi.

Pour ce fait, nous devons calculer les besoins en électricité du centre, c'est-à-dire connaître la périodicité des besoins (le moment où nous avons besoin d'électricité) et estimer la consommation d'électricité.

Cette étape comporte peu de calculs mais demande beaucoup de réflexion car une erreur à ce stade faussera les résultats : si la consommation est surestimée, l'installation risque d'être trop grande et coûtera chère, en revanche si on la sous-estime, le matériel ne sera pas adapté et s'utilisera plus vite.

1.3.1. Périodicité

Ce que l'on appelle la périodicité est en fait le rythme de la consommation d'électricité. Elle peut être « continue » (chaque jour de l'année) ou « périodique » (pendant les vacances, le weekend, ...). Cette périodicité détermine le rapport entre la quantité de modules et la quantité de batteries. Si, par exemple, production et consommation ont lieu au même instant, les batteries ne sont pas nécessaires étant donné que l'électricité est directement utilisée. Cet état de fonctionnement n'est malheureusement pas possible dans la plupart des cas.

Il faut donc déterminer la durée des périodes de charge et de décharge, c'est à dire la durée pendant laquelle on va produire et stocker l'électricité, et la durée pendant laquelle on va l'utiliser. Ces périodes peuvent être légèrement sous évaluées (durée de charge plus courte et décharge plus longue) afin de conserver une certaine souplesse. Cependant, plus nos calculs seront précis et plus le matériel sera adapté. Cela assurera une réduction du coût de l'installation mais aussi une durée de vie plus longue.

La périodicité de notre système sera continue étant donné que le centre enfûteur fonctionne tous les jours.

1.3.2. Consommation (bilan énergétique)

La facture d'électricité est le moyen le plus simple de connaître sa consommation, mais elle n'est malheureusement pas disponible dans tous les cas. Il faut alors se renseigner sur la consommation de chaque appareil.

Dans notre cas, nous avons pu nous procurer les factures d'électricité d'une seule année, mais nous avons préféré par sécurité établir notre propre bilan pour une journée de forte demande de gaz en période hivernale.

Le tableau suivant résume la consommation énergétique journalière des différentes machines, appareils et toutes autres charges électriques tel que l'éclairage :

Bloc	Appareil	Nombre	Puissance Nominale (kW)	Durée d'utilisation/jour (h/j)	Consommation journalière Avec rendement AC/DC de 95% (kWh/j)
Magasin	-ordinateur	1	0,3	8	2,4
	-climatiseur	1	2	7	14
Salle des pompes Anti incendie	-moteur Bomba-zeda	2	75	2	300
Salle des compresseurs	-moteur Atlas Copco	2	37	16	1184
	-moteur Leroy-Sommer	1	4	16	64
Atelier de réparation	-perceuse	1	1	2	2
	-climatiseur	2	2	7	28
Pomperie GPL	-moteur Worthington	3	30	8	720
	-moteur Mixtes Sihi	1	15	8	120
	-moteur sabro	1	30	8	240
	Ou				ou
	-moteur Blackmer	2	37	8	592
	-moteur Ingersoll Rand	2	30	8	480
Hall emplissage	-moteur d'emplissage	2	1,1	16	35,2
	-moteur de la chaine convoyeur	6	4	16	384
	-moteur pour bascule de contrôle	1	4	16	64
		1	1,5	16	24
	-moteur SeytPAM	1	3,6	16	57,6
	-moteur PAM	2	1,1	16	35,2
	-moteur convoyeur B3	1	3,6	16	57,6
Entretien de bouteille	-moteur	2	4	7	56
	-moteur	2	1,5	7	21
Atelier soudure	-tronçonneuse fixe	1	1,4	1	1,4
	-tronçonneuse manuelle	1	2,6	4	10,4
		1	0,75	1	0,75
	-ponceuse	2	12,76	2	51,04
	-poste à souder				
Sécurité	-climatiseur	7	2	24	336

Bloc	Appareil	Nombre	Puissance Nominale (kW)	Durée d'utilisation/jour (h/j)	Consommation journalière Avec rendement AC/DC de 95% (kWh/j)
cantine	-bain marie	1	4,8	4	19,2
	-ventilateur	2	0,5	8	8
	-chambre froide	2	2,8	24	134,4
Administration	-climatiseur	13	2	7	182
	-ordinateur	8	0,3	8	19,2
	-photocopieuse	1	0,3	1	0,3
Naftal	Capteur :				
	-capteur détecteur de gaz	27	0,0012	24	0,7776
	-capteur détecteur d'incendie	19	$1,5 \cdot 10^{-6}$	24	$0,684 \cdot 10^{-3}$
	-capteur brise de glace ADF	8	0,0012	24	0,2304
	Eclairage :				
	-éclairage extérieur	67	0,25	14	234,5
	-projecteur	10	0,5	14	70
	-éclairage intérieur ADF	31	0,25	16	124
	-néon	105	0,36	8	302,4
		12	0,36	16	69,12
		10	0,36	14	50,4
Total			585,23		5287,49

Tableau 1.2 : Bilan énergétique du centre enfûteur de GPL.

Nous constatons que la puissance nominale retrouvée correspond à la puissance fournie par la société nationale d'électricité et de gaz 'Sonelgaz', tandis que la consommation journalière calculée dépasse d'environ un tiers (1/3) la consommation réelle d'une journée du mois de janvier.

Les factures en électricité de l'année 2011 sont données en Annexe A.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté le centre enfûteur GPL de Oued Aissi, et nous avons établi son bilan énergétique, dans le but d'étudier une installation photovoltaïque pour son alimentation en électricité.

Nous verrons dans le chapitre suivant un rappel sur la jonction PN qui nous permettra de comprendre le phénomène photovoltaïque.

CHAPITRE 2

RAPPEL SUR LA PHYSIQUE DE LA JONCTION PN

2.1. Définition

Du point de vue des propriétés électriques, il existe trois grandes familles de matériaux : les **isolants**, les **conducteurs** et les **semi-conducteurs**. C'est la structure des bandes électroniques d'un matériau qui est responsable de son appartenance à l'une de ces trois catégories. Pour un conducteur, il y a continuité des bandes de valence et de conduction, sans bande interdite. A l'inverse, il existe une **bande interdite** entre les bandes de valence et de conduction pour les isolants et les semi-conducteurs. La différence entre ces deux catégories vient de la taille de cette bande interdite : si la largeur de cette bande est de l'ordre de l'électronvolt ($< 3 \text{ eV}$), le matériau est semi conducteur ; sinon, il est isolant.

Il existe plusieurs semi-conducteurs, dont le silicium (Si) ou l'arséniure de gallium (AsGa) [8].

Afin d'obtenir de nouvelles propriétés des semi-conducteurs, on peut leur appliquer un traitement : le **dopage**. Il s'agit de remplacer certains de leurs atomes par des atomes différents, afin de modifier leur structure de bandes électroniques. Il ne faut toutefois pas que cela modifie leur structure cristallographique.

On peut obtenir deux résultats :

- Si on substitue à des atomes du cristal semi-conducteur des **donneurs d'électrons** (comme l'arsenic dans le cas du silicium), on obtient un semi conducteur extrinsèque **de type N**. Les porteurs de charges majoritaires sont alors les **électrons**.
- Si on substitue à des atomes du cristal semi-conducteur des **accepteurs d'électrons** (comme le gallium dans le cas du silicium), on obtient un semi conducteur extrinsèque **de type P**. Les porteurs de charges majoritaires sont alors les **trous**.

Pour comprendre le fonctionnement des composants électroniques à semi-conducteur, il est nécessaire d'avoir des notions sur la jonction PN qui est la juxtaposition de deux zones dopées P et N, c'est ce que nous verrons dans ce chapitre.

2.2. La jonction PN à l'équilibre thermodynamique

2.2.1. Description phénoménologique

Au départ chacune des deux zones P et N est électriquement neutre (figure 2.1).

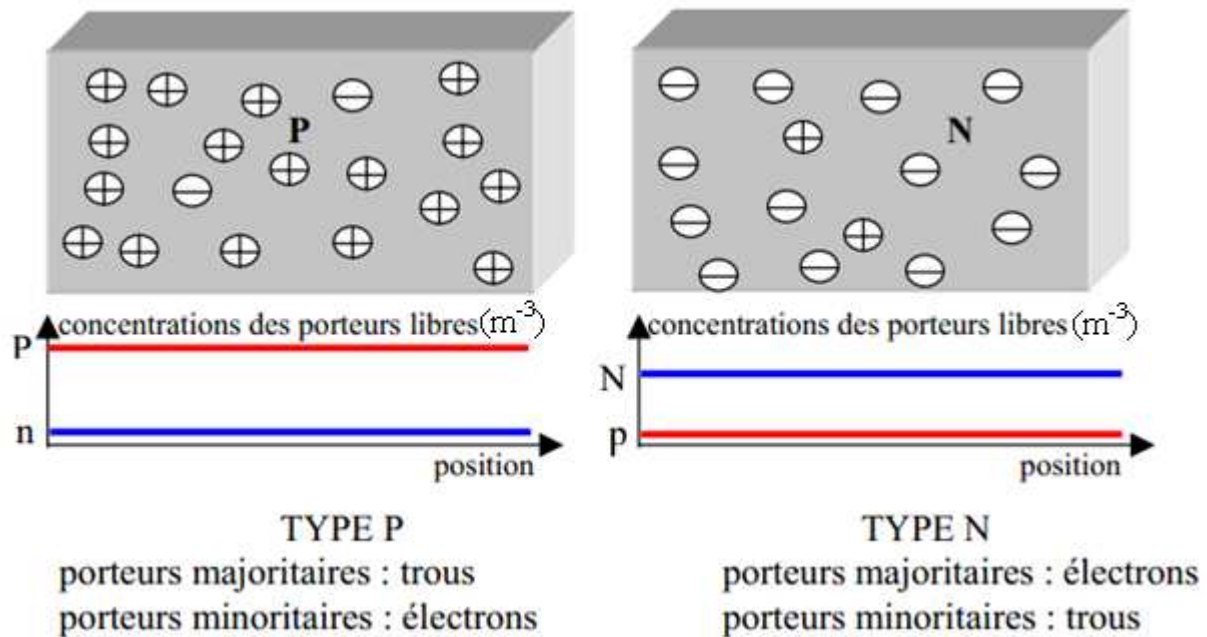


Figure 2.1 : Zone P et N [9].

Lorsque l'on assemble les deux semi-conducteurs, la différence de concentration entre les porteurs des régions P et N va provoquer la circulation d'un courant de diffusion tendant à égaliser la concentration en porteurs d'une région à l'autre. Les trous de la région P vont diffuser vers la région N laissant derrière eux des atomes ionisés, qui constituent autant de charges négatives fixes. Il en est de même pour les électrons de la région N qui diffusent vers la région P laissant derrière eux des charges positives (figure 2.2).

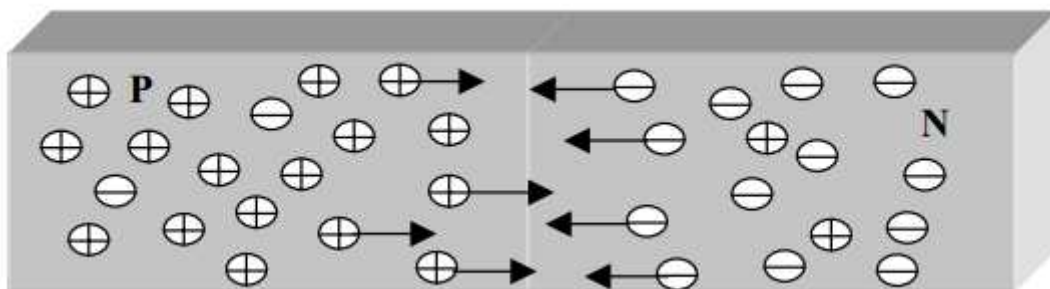


Figure 2.2 : Contacte de deux substrats N et P [9].

Les ions fixes forment de part et d'autre de la jonction métallurgique une Zone de Charge d'Espace (ZCE) ou zone de déplétion, elle a une épaisseur de l'ordre de $0,5 \mu\text{m}$ (figure 2.3).

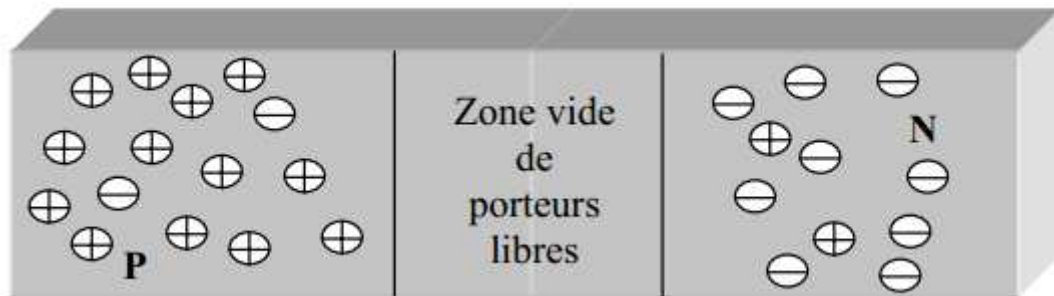


Figure 2.3 : Formation de la zone de Charge d'Espace [9].

Les charges fixes laissées par le départ des porteurs libres voisins de la ZCE provoquent une polarisation électrique de la ZCE, c'est à dire un champ électrique interne E (figure 2.4). Ce champ s'oppose à la diffusion des porteurs de façon à ce qu'un équilibre électrique s'établisse, les niveaux de Fermi¹ E_F s'alignent.

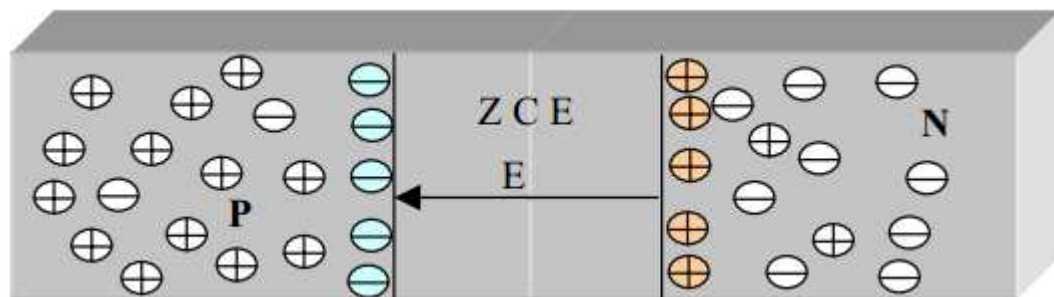


Figure 2.4 : Le champ électrique de la ZCE, jonction stabilisée [9].

La jonction PN est la base des diodes, des transistors, des cellules solaires et d'un grand nombre de dispositifs à semi-conducteur.

¹ Le niveau de Fermi est le niveau d'énergie pour lequel la probabilité de présence d'un électron est égale à $1/2$.

2.2.2. Diagramme des bandes d'énergie

On montre que dans un cristal semi-conducteur non soumis à une différence de potentiel et à l'équilibre thermique, quelque soit son dopage P ou N, les niveaux de Fermi associés, E_{Fp} et E_{Fn} (voir figure 2.5) restent alignés dans le schéma de bandes. Cet alignement entraîne une distorsion des bandes d'énergie.

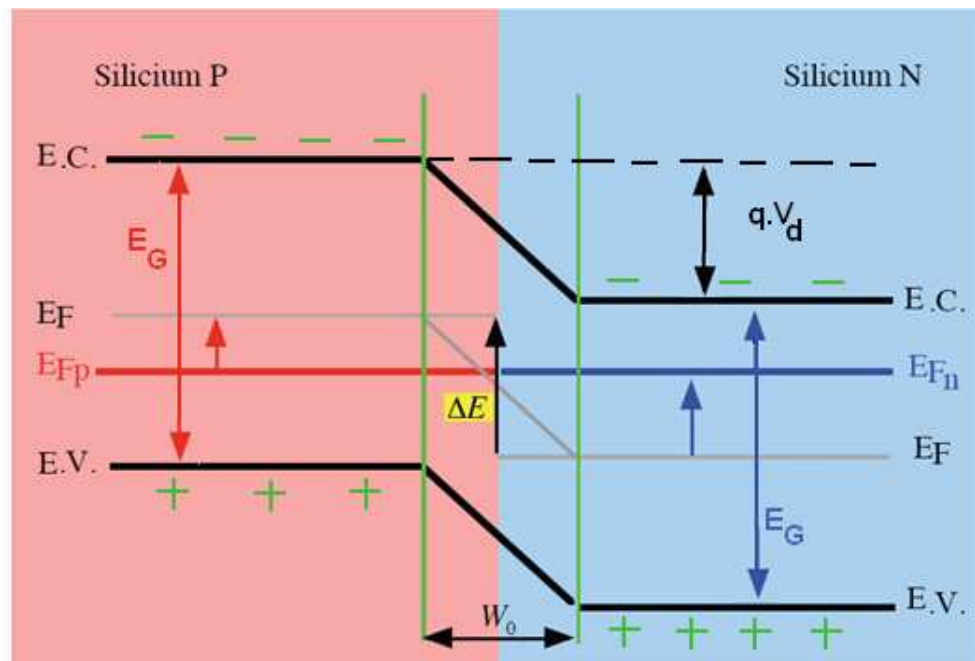


Figure 2.5 : Schéma des bandes de la jonction PN [10].

Sachant que les niveaux de Fermi E_{Fp} et E_{Fn} respectivement associés aux côtés P et N sont alignés, la bande de conduction du silicium P se situe à une énergie plus élevée que celle du silicium N. Il en est de même pour les bandes de valence. Ceci entraîne la présence d'une différence d'énergie ΔE entre ces bandes :

$$\Delta E = (E_F - E_{Fp}) + (E_{Fn} - E_F) \dots\dots\dots (1)$$

La largeur W_0 de la zone de charge d'espace s'étend principalement du côté le moins dopé.

La différence des niveaux E_C des deux matériaux correspond à la variation de l'énergie potentielle de l'électron de conduction ; Cela se traduit par l'apparition d'une barrière de potentiel ($q.V_d$) [11]:

$$q.V_d = E_G - KT \log \frac{N_C.N_V}{N_A.N_D} \quad (eV) \quad \dots\dots\dots(2)$$

Où :

q : Charge de l'électron = $1,6 \cdot 10^{-19}$ C.

V_d : Barrière de potentiel.

E_G : Energie du Gap.

K : Constante de Boltzmann = $8,85 \cdot 10^{-5}$ eV/k.

T : Température (Kelvin).

N_D : Concentration des porteurs majoritaires dans un S-C de type N.

N_C : Densité des états dans la bande de conduction.

N_V : Densité des états dans la bande de valence.

N_A : Concentration des porteurs majoritaires dans un S-C de type P.

En introduisant la définition du nombre intrinsèque, la relation précédente devient [11]:

$$q.V_d = KT \log \frac{N_A.N_D}{n_i^2} \quad \dots\dots\dots(3)$$

n_i^2 : Densité de porteurs intrinsèques ($n_i = 1,4 \cdot 10^{10} \text{ cm}^{-3}$ pour le silicium).

2.3. La caractéristique courant/tension d'une jonction PN

Les électrons mobiles dans le semi conducteur peuvent provenir soit de la région n (porteur majoritaire), soit de la région p (porteur minoritaire). On peut mettre en évidence le comportement de ces deux types de porteurs en appliquant une tension continue variable V aux bornes de la diode (à l'obscurité) et en fermant le circuit sur une résistance.

Si cette tension supplémentaire V est positive, la différence de potentiel entre les zones n et p est diminuée et les porteurs de charge majoritaires pourront plus facilement traverser la zone de charge d'espace (ZCE) donnant donc lieu à un courant de diffusion I_d dirigé de la

région p à la région n intense, car dû aux majoritaires. Ce courant I_d augmente avec la température de la jonction et avec la tension appliquée V .

Si cette tension V est négative, la différence de potentiel entre les zones n et p est augmentée, et seuls les porteurs de charge minoritaires pourront traverser la zone de charge d'espace donnant lieu à un courant de saturation I_s dirigé de la région n vers la région p faible, car dû aux minoritaires. Ce courant I_s est aussi appelé courant inverse ou courant de fuite, il augmente avec la température de la jonction (figure 2.6).

A de trop fortes valeurs négatives de la tension appliquée V , la jonction claque par effet d'avalanche et elle est détruite. Il en résulte une équation de la caractéristique à l'obscurité $I(V)$ de la jonction [12] :

$$I = I_d - I_s = I_s [e^{V/V_T} - 1] \dots\dots\dots(4)$$

Où:

V_T : Potentiel thermodynamique, $V_T = KT/q = 25\text{mV}$ à 25°C .

($k=1,38 \cdot 10^{-23}$: constante de Boltzmann ; T : température)

I_s : Courant de saturation de la diode.

V : Tension de polarisation.

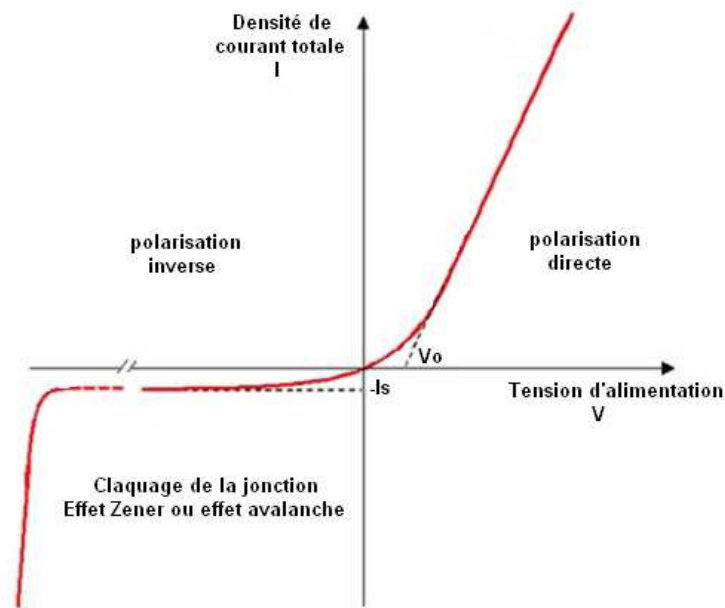


Figure 2.6: Courbe caractéristique de la jonction PN [13].

Etant donné que le courant de saturation $I_{inv} = -I_s$ et la tension thermique V_T sont tous les deux fonctions de la température, la caractéristique $I(V)$ varie en fonction de la température. Dans le cas d'une diode au silicium, sur une plage importante de T et à courant i constant, la tension V décroît approximativement de 2 mV à chaque élévation T d'un degré Celsius, comme illustré à la figure 2.7. Cette propriété est utilisée dans certains capteurs de température.

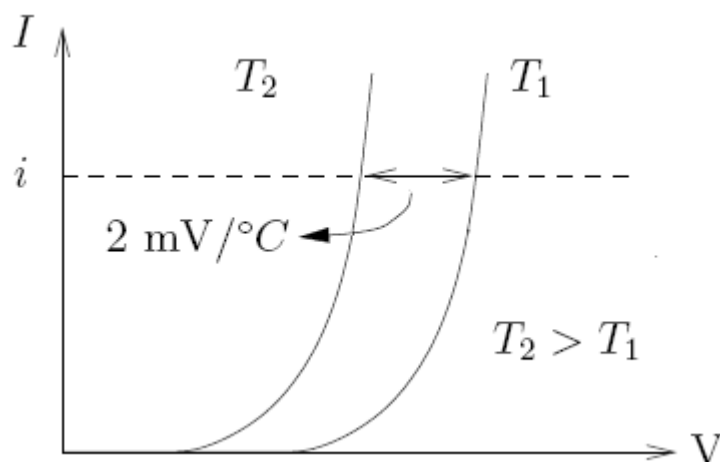


Figure 2.7 : Variation de la tension en fonction de la température [14].

2.4. Polarisation d'une jonction

2.4.1. Polarisation directe

Une jonction PN est polarisée en direct quand la borne positive de la source de tension est reliée au côté P et la borne négative au côté N de la jonction. Le champ électrique dû à la polarisation (externe) s'oppose au champ interne (figure 2.8). Le champ résultant de leur différence est inférieur à celui existant avant la polarisation. En conséquence, la ZCE ainsi que la barrière de potentiel diminuent (figure 2.9).

La largeur de la ZCE devient [12] :

$$W_0 = \sqrt{\frac{2\varepsilon_0\varepsilon_r}{q} \left(\frac{N_A + N_D}{N_A \cdot N_D} \right) (V_d - V)} \dots\dots\dots(4)$$

Où :

ε_0 : Permittivité du vide.

ε_r : Permittivité relative.

N_A : Concentration des porteurs majoritaires dans un S-C de type P.

N_D : Concentration des porteurs majoritaires dans un S-C de type N.

V_d : Barrière de potentiel.

V : Tension de polarisation.

q : Charge de l'électron = $1,6 \cdot 10^{-19}$ C.

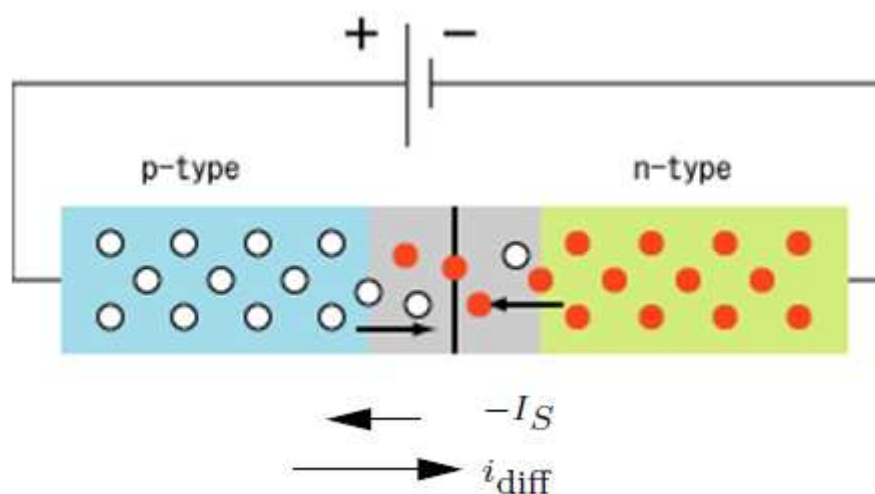


Figure 2.8: Jonction PN polarisé en direct [15].

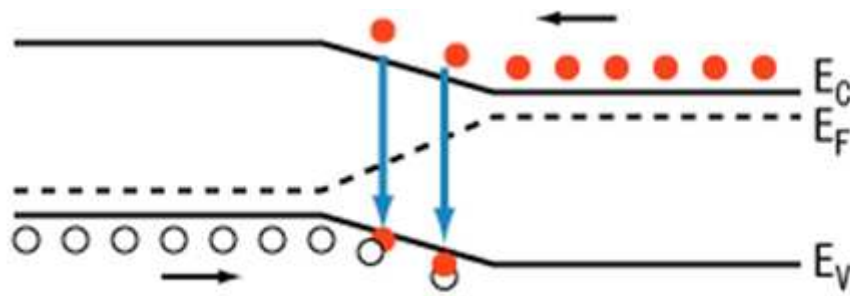


Figure 2.9: Diagramme des bandes l'énergie d'une jonction PN polarisée en direct [15].

2.4.2. Polarisation inverse

La polarisation inverse d'une jonction PN consiste à relier le côté N à la borne positive de la source de tension, et le côté P à la borne négative. Le champ électrique externe s'ajoute au champ électrique interne, le champ résultant de leur somme est plus grand (figure 2.10). En conséquence, la ZCE augmente (figure 2.11) et son expression devient [8]:

$$w = \sqrt{\frac{2\varepsilon_0\varepsilon_r}{q} \left(\frac{N_A + N_D}{N_A \cdot N_D} \right) (V_d + V)} \dots\dots\dots(5)$$

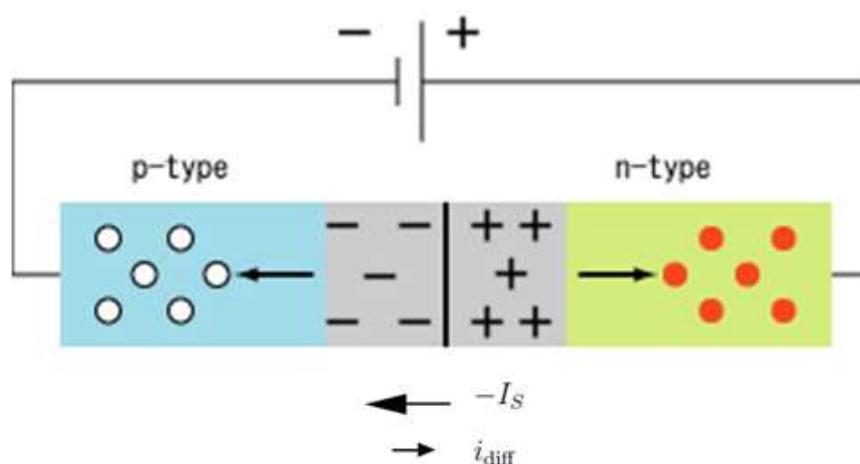


Figure 2.10: Jonction PN polarisé en inverse [15].

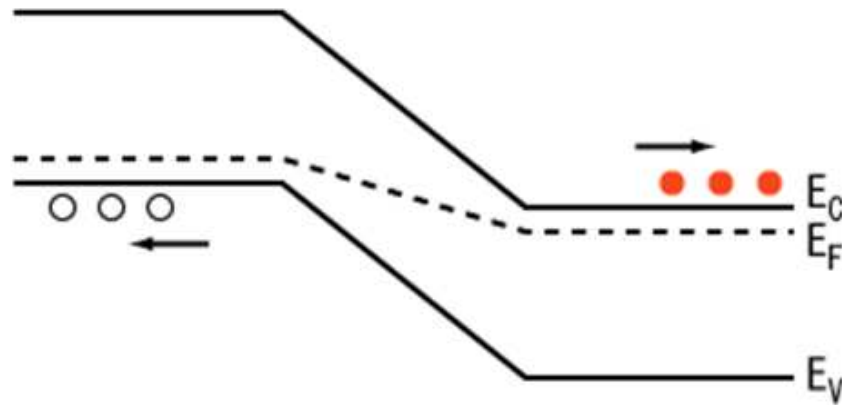


Figure 2.11 : Diagramme des bandes d'énergie d'une jonction PN polarisée en inverse [15].

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons décrit le phénomène permettant d'obtenir une jonction PN à l'équilibre thermodynamique, nous avons donné entre autre son diagramme de bande et sa caractéristique courant/tension.

Ces notions vont nous permettre d'aborder la partie suivante sur la cellule solaire et ainsi de mieux comprendre son fonctionnement.

.

CHAPITRE 3

ETUDE DE LA CELLULE SOLAIRE A CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE

Introduction

Les cellules solaires et modules photovoltaïques sont des composants de conversion d'énergie qui produisent de l'électricité lorsqu'ils sont exposés à la lumière. On parle généralement d'énergie solaire photovoltaïque, car le soleil est la source lumineuse la plus intense de notre planète, et la plupart des applications sont en plein air. Mais, certains préfèrent l'expression énergie lumière, pour insister sur le fait que toute source de lumière, même artificielle (ampoules, tubes fluorescents...), peut générer de l'électricité à travers une cellule solaire.

Nous aborderons dans ce chapitre, en premier lieu, quelques notions sur la source d'énergie qui est le soleil, et le principe de l'effet photovoltaïque.

Nous décrirons ensuite, le fonctionnement des cellules chargées de la conversion photovoltaïque et leurs caractéristiques principales ainsi que leurs structures.

La dernière partie de ce chapitre est consacrée à la présentation du module photovoltaïque et des différents composants constituant un système photovoltaïque.

3.1. Le rayonnement solaire

Le soleil exerce sur notre planète une action vitale, véritable source de vie, il est le centre du système qui porte son nom (système solaire auquel la terre appartient). Il libère continuellement une énorme quantité d'énergie rayonnante dans le système solaire ; en moyenne, 1367 watts atteignent chaque mètre carré de la couche atmosphérique externe, cette densité d'énergie est appelée constante solaire [16]. Il faut noter que la terre reçoit une fraction minuscule de cette énergie à cause des différentes couches et composants de l'atmosphère qu'elle traverse (ozone, vapeur d'eau, poussière...).

L'énergie émise par le soleil l'est d'abord sous la forme de rayonnements électromagnétiques dont l'ensemble forme le rayonnement solaire, qui constitue la seule source externe notable d'énergie pour l'atmosphère. Ce rayonnement solaire se propage à la vitesse de la lumière C ; il lui faut donc, en moyenne 8 minutes et 19 secondes, pour atteindre notre atmosphère [16].

La théorie « corpusculaire » de Max Planck prévoit que tout rayonnement de fréquence f peut être considéré comme un flux de photons dont l'énergie élémentaire est

directement proportionnelle à cette fréquence. De ce fait, ce sont les rayonnements de courte longueur d'onde (ou de haute fréquence) qui sont les plus énergétiques.

L'énergie E_{ph} , de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde λ par la relation suivante [17] :

$$E_{ph} = \frac{hc}{\lambda} \dots\dots\dots(6)$$

Où :

E_{ph} : Energie d'un photon (J).

h : Constante de Planck, $h = 6,62 \cdot 10^{-34}$ J.s.

C : Vitesse de la lumière (m/s) , $C \approx 3 \cdot 10^8$ Km/s.

λ : Longueur d'onde (m).

3.1.1. Rayonnement solaire en atmosphère terrestre

Le rayonnement reçu sur l'atmosphère terrestre n'occupe qu'une faible portion du spectre d'onde électromagnétique solaire. Il est caractérisé par des longueurs d'ondes comprises entre 0,2 et 2,5 μm , il inclut le domaine du visible (onde lumineuses de 0,4 à 0,8 μm). Les capteurs d'énergie solaire, qui correspondent aux cellules solaires devront donc être compatibles avec ces longueurs d'ondes pour pouvoir piéger les photons et les restituer sous forme d'électrons [18].

En traversant l'atmosphère terrestre, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes :

- **le rayonnement direct** : Le rayonnement direct représente le pourcentage de rayons solaires qui parviennent à atteindre la surface sans être ni réfléchis par les différentes couches composant l'atmosphère, ni absorbés par les couches de la surface terrestre.
- **le rayonnement diffus**: Il s'agit du rayonnement solaire renvoyé dans toutes les directions, ce dernier provient des réflexions dans les masses d'air et les nuages, il dépend donc avant tout des conditions météorologiques.
- **Le rayonnement réfléchi** : traduit la fraction d'énergie reçue par le sol ou un bâtiment, qui est réfléchi. Cette fraction du rayonnement solaire reflété par une surface ou un objet, est souvent exprimée en pourcentage et est appelée **Albédo**.

Le rayonnement global est tout simplement la somme de ces diverses contributions [17].

3.1.2. Notion d'air Masse

Un autre facteur détermine comment et avec quelle quantité la terre reçoit les rayons solaires, à savoir son inclinaison par rapport au soleil.

Pour tenir compte de la position relative du soleil qui modifie l'épaisseur de l'atmosphère traversée, on introduit un coefficient m appelé 'masse atmosphérique ou nombre d'air masse' qui est le rapport entre l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol, et l'épaisseur traversée à la verticale du lieu (figure 3.1).

Le nombre d'air masse est défini par [19]:

$$m = \frac{s}{h} = \frac{1}{\sin\varphi} \dots\dots\dots(7)$$

Où :

m : Nombre d'air masse.

S : Longueur de parcours dans l'atmosphère.

φ : Angle d'altitude solaire.

h : Distance au dessus de l'atmosphère.

et :

r : Projection de la longueur S sur la surface de la terre.

AM0 : Condition hors atmosphère.

AM1 : Condition lorsque le soleil est au zénith.

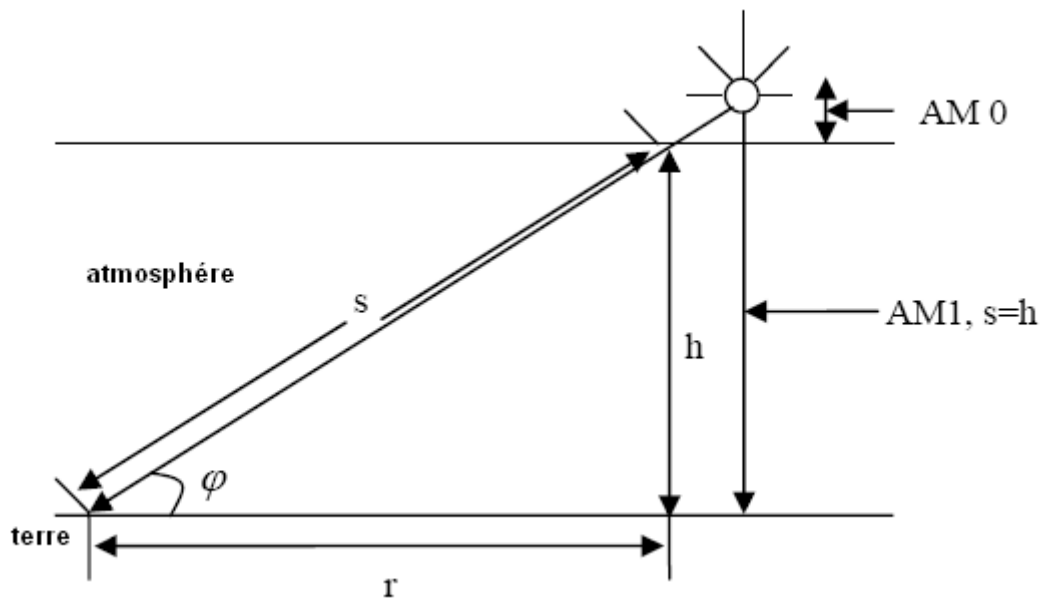


Figure 3.1 : Définition de l'air masse [19].

La figure 3.2 représente l'atténuation observée après le passage à travers une épaisseur d'atmosphère correspondant à une masse d'air 1.5, soit l'équivalent d'une hauteur du soleil de $41,8^\circ$ au niveau de la mer [20].

On remarque que plus l'angle de pénétration φ est faible plus l'épaisseur atmosphérique que les rayons auront à traverser sera grande, d'où une perte d'énergie conséquente.

Il faut bien souligner les deux aspects recouverts par le concept de « nombre d'air masse » :

- d'une part, il caractérise la puissance transportée par le rayonnement solaire;
- d'autre part, il sert à définir un spectre de référence pour calibrer les cellules étalon destinées à qualifier les performances des dispositifs photovoltaïques.

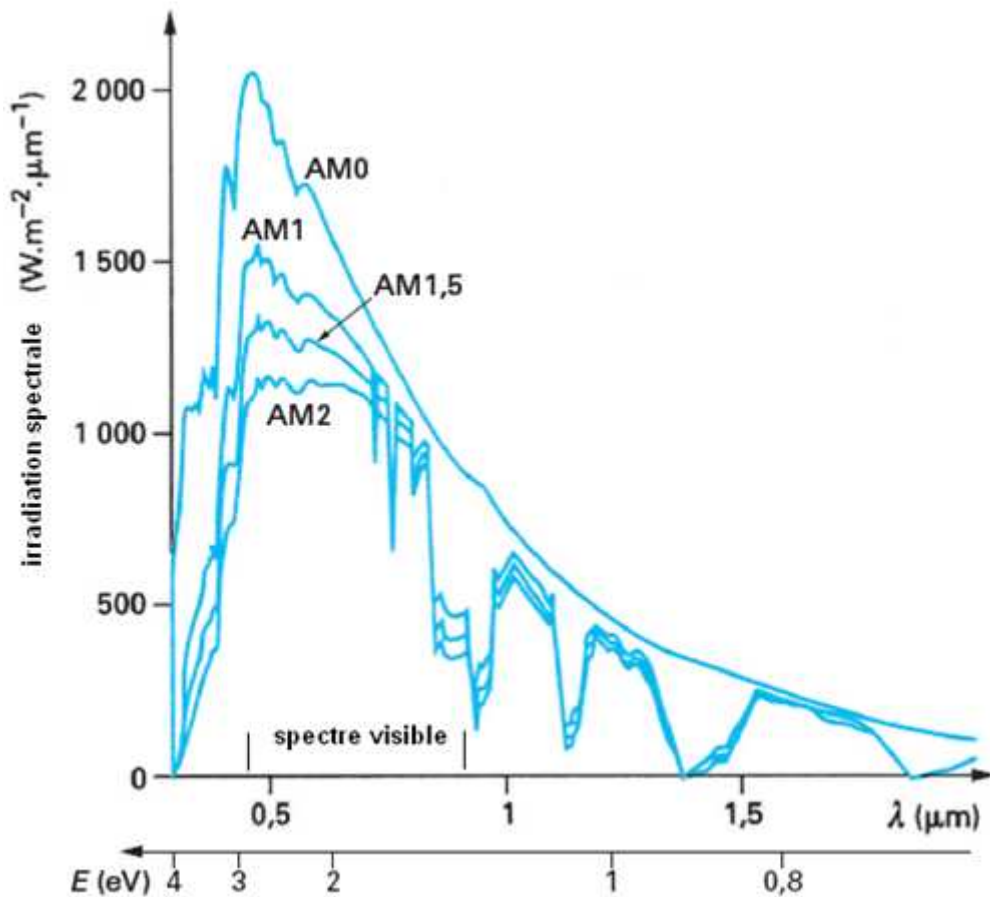


Figure 3.2 : Répartition spectrale du rayonnement solaire : hors atmosphère AM0, à l'incidence $41,8^\circ$ (AM 1,5) [20].

3.2. L'effet photovoltaïque

La conversion photovoltaïque aujourd'hui largement utilisée, peut être simplement définie comme la transformation de l'**énergie des photons** en **énergie électrique** grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière.

Lorsqu'un photon est absorbé par le matériau, il passe une partie de son énergie par collision à un électron l'arrachant littéralement de la matière. Ce dernier étant précédemment à un niveau d'énergie inférieur où il était dans un état stable, passe alors vers un niveau d'énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein de la matière se traduisant par une **paire électron-trou** de même énergie électrique (figure 3.3).

Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique. De même, toute l'énergie des photons n'arrivant pas à se transformer en électricité est absorbée par le matériau sous forme thermique [21].

Même si le phénomène électrique est secondaire devant le phénomène thermique, récupérer tout ou partie de l'énergie électrique est le premier objectif des capteurs photovoltaïques sous forme de cellules ou de générateurs.

L'énergie produite par l'absorption d'un photon dans un matériau se traduit du point de vue électrique par la création d'une paire électron-trou. Cette réaction entraîne une différence de répartition des charges créant ainsi une différence de potentiel électrique, c'est l'effet photovoltaïque.

Le fait d'avoir associé deux types de matériaux pour créer une jonction permet de pouvoir récupérer les charges avant que ces dernières ne se soient recombinaées dans le matériau qui redevient alors neutre. La présence de la jonction PN permet ainsi de maintenir une circulation de courant jusqu'à ses bornes. Le nombre de photons par unité de longueur d'onde est une donnée à connaître pour les applications photovoltaïques, cela permet d'estimer l'énergie totale disponible. La longueur d'onde correspondant au maximum de photons est de l'ordre de 650-670nm [22].

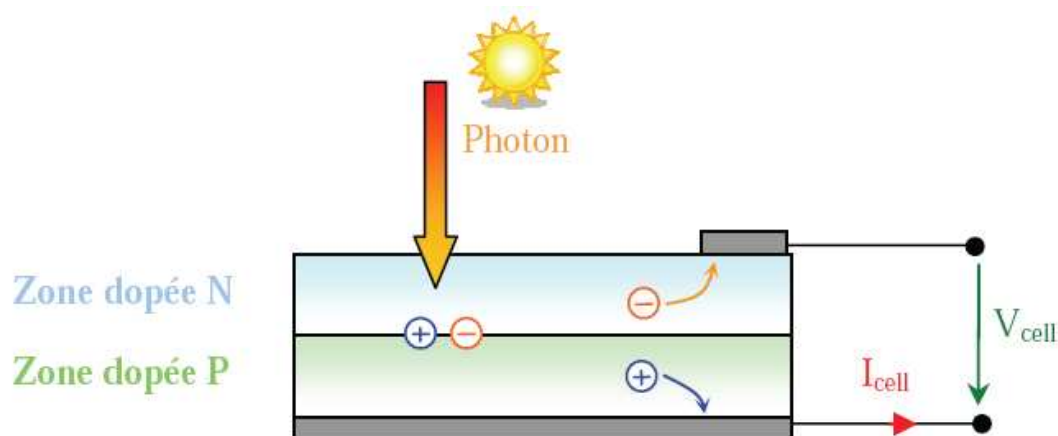


Figure 3.3 : Schéma de principe de la conversion photoélectrique [22].

3.3. La cellule solaire en silicium

3.3.1. Principe de fonctionnement de la cellule solaire

Une cellule photovoltaïque est un dispositif qui permet de transformer l'énergie solaire en énergie électrique. Cette transformation est basée sur les trois mécanismes suivants:

- **absorption** des photons (dont l'énergie est supérieure au gap) par le matériau constituant le dispositif;
- **conversion** de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création de paires électron/trou dans le matériau semi-conducteur;
- **collecte** des particules générées dans le dispositif.

La conversion de l'énergie est le résultat de l'absorption des photons donnant lieu à la création de paires électron-trou. Un champ électrique permanent au sein du matériau assure une séparation rapide de ces porteurs pour éviter des phénomènes de recombinaison. Ce champ peut être généré de plusieurs manières: par la jonction de deux semi-conducteurs de nature et de type différents (hétérojonctions), par la barrière de potentiel entre un métal et un semi-conducteur (diodes Schottky), ou encore à l'interface de zones d'un même semi-conducteur dont les concentrations en électrons libres sont différentes (homojonctions ou jonction p-n) [19].

Le matériau constituant la cellule photovoltaïque doit donc posséder deux niveaux d'énergie et être assez conducteur pour permettre l'écoulement du courant : d'où l'intérêt des semi-conducteurs pour l'industrie photovoltaïque.

Afin de collecter les particules générées, un champ électrique permettant de dissocier les paires électrons / trou créées est nécessaire. Pour cela, on utilise le plus souvent une jonction p-n. D'autres structures, comme les hétérojonctions et les diodes Schottky peuvent également être utilisées.

Le fonctionnement des cellules photovoltaïques est illustré sur la figure suivante :

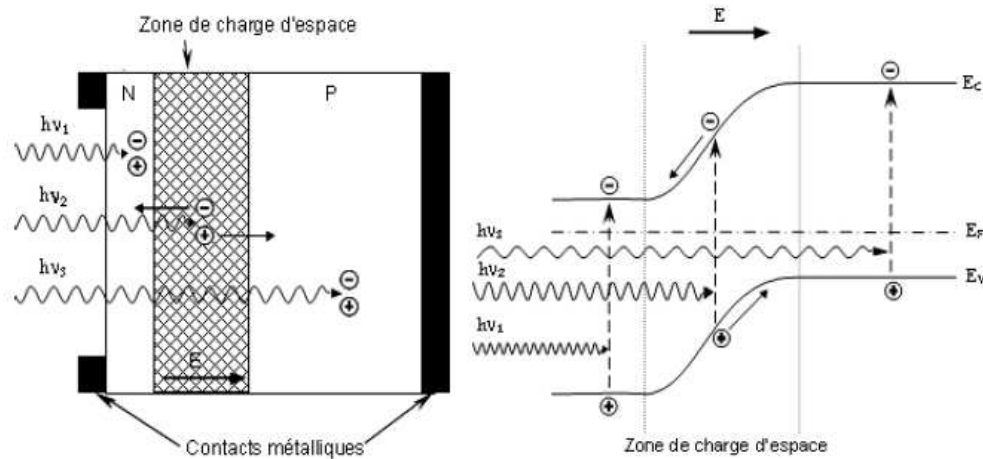


Figure 3.4: Structure et diagramme de bande d'une cellule photovoltaïque [23].

Les photons incidents créent des porteurs dans les zones n et p et dans la zone de charge d'espace.

Les photoporteurs auront un comportement différent suivant la région:

- dans la zone n ou p, les porteurs minoritaires qui atteignent la zone de charge d'espace sont envoyés par le champ électrique dans la zone p (pour les trous) ou dans la zone n (pour les électrons) où ils seront majoritaires.

On aura un photocourant de diffusion;

- dans la zone de charge d'espace, les paires électrons / trous créées par les photons incidents sont dissociées par le champ électrique: les électrons vont aller vers la région n, les trous vers la région p.

On aura un photocourant de génération.

Ces deux contributions s'ajoutent pour donner un photocourant résultant I_{ph} . Il est proportionnel à l'intensité lumineuse.

3.3.2. Schéma électrique équivalent de la cellule solaire

Le schéma équivalent d'une cellule solaire (figure 3.5) comprend le générateur d'énergie, dont le courant I_{ph} est proportionnel à l'éclairement. Le courant i , défini par la relation $I = I_{ph} - I_d$ (où I_d est le courant dans la diode à jonction p-n), circule dans le circuit

extérieur (c'est-à-dire dans la charge et dans la résistance série R_s). Il est égal au courant I_{ph} moins le courant perdu dans la diode i_d qui circule dans la résistance de shunt R_{sh} qui représente la perte d'énergie dans la jonction p-n.

Les valeurs de R_s résistance série et R_{sh} de shunt (résistance des électrodes de la cellule) doivent être très faibles pour la première et élevées pour la seconde.

Les valeurs typiques sont :

$$R_s = 0,5 \text{ à } 2 \, \Omega \cdot \text{cm}^2$$

$$R_{sh} = 2 \cdot 10^3 \text{ à } 2 \cdot 10^4 \, \Omega \cdot \text{cm}^2 \text{ [24]}$$

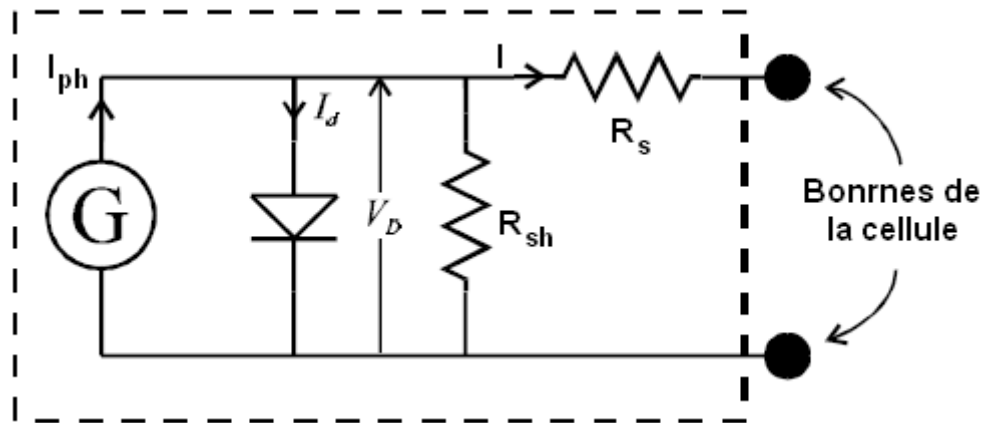


Figure 3.5: Schéma équivalent d'une cellule solaire [25].

3.3.3. Caractéristique électrique et paramètres d'une cellule solaire

a- Caractéristique courant/tension

Une cellule solaire reliée à une résistance électrique et qui est soumise à l'éclairement solaire débite un courant qui va se répartir entre la résistance et la structure interne de la diode. Sa caractéristique $I(V)$ correspond à la soustraction du photo-courant et du courant de la diode à l'obscurité [24] :

$$I(v) = I_{ph} - I_d(v) = I_{ph} - I_s[e^{V/V_T} - 1] \dots\dots\dots(8)$$

Pour une température de jonction et un éclairement donnés, une cellule solaire n'impose ni la tension ni le courant généré, seule la courbe $I(V)$ est imposée, c'est-à-dire seule la relation liant le courant à la tension est fixée.

La caractéristique courant-tension, illustrée dans la figure 3.6, décrit le comportement de la cellule photovoltaïque :

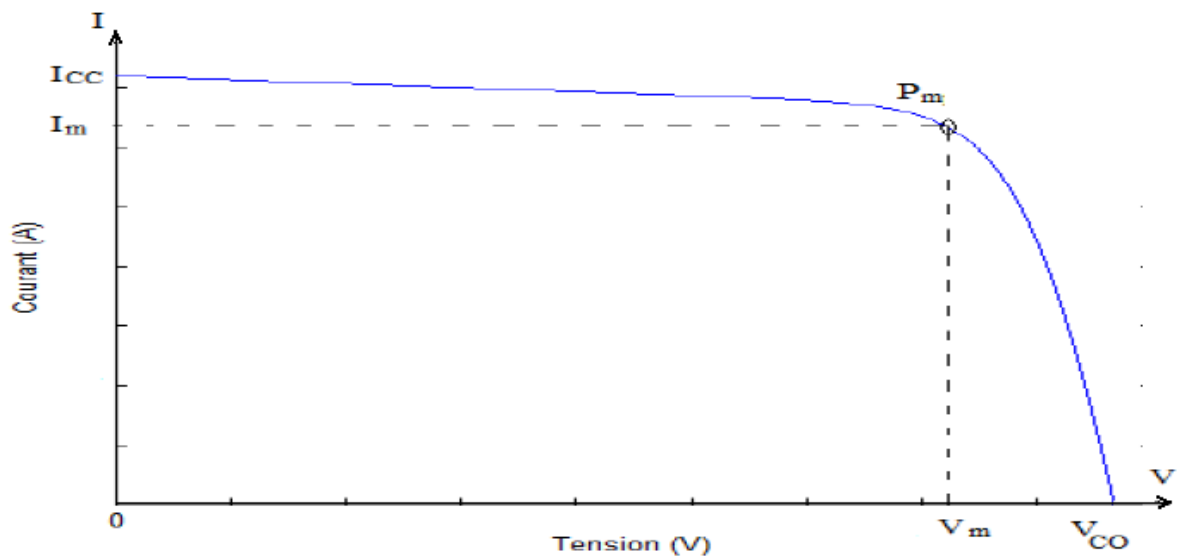


Figure 3.6 : Caractéristique courant/tension d'une cellule photovoltaïque [25].

b- Paramètres d'une cellule solaire

A partir de la caractéristique courante tension $I(V)$ de la cellule solaire, on peut déduire les paramètres photovoltaïques propres à la cellule, notamment :

- Le courant de court circuit I_{cc} (obtenu pour $V=0$) ;
- La tension de circuit ouvert V_{co} (obtenue pour $I=0$) ;
- Le facteur de forme FF ;
- Le rendement de conversion η ;
- La puissance maximale P_m .

• Le courant de court circuit I_{cc}

Le courant de court circuit I_{cc} ($V=0$) de la cellule photovoltaïque constitue le maximum de courant qui peut être obtenu d'une cellule, sa valeur typique sera à peu près d'une dizaine de milliampères (10-35) pour chaque cm^2 de cellule. Il est exprimé comme suit [17] :

$$I_{cc} = I_{ph} - I_s [e^{q(V + I_s R_s)} - 1] - (V + R_s I_s) / R_{sh} \dots\dots\dots (9)$$

Où :

I_{ph} : Courant photo-généré par le générateur solaire sous éclairage.

I_s : Courant de saturation.

R_s : Résistance série du générateur solaire.

R_{sh} : Résistance shunt du générateur solaire.

Pour un niveau d'éclairement standard (égale à 1kW/m^2), lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, l'effet de la résistance série est négligeable (point I_{cc} de la figure 3.6). Dans ce cas, le courant de court circuit peut être considéré comme étant équivalent au photo-courant I_{ph} , c'est-à-dire proportionnel à l'éclairement [17]:

$$I_{cc} = I_{ph} \dots\dots\dots (10)$$

- **La tension en circuit ouvert V_{co}**

La tension en circuit ouvert (V_{co}) est la tension pour laquelle le courant aux bornes de la cellule est nul ($I=0$); elle constitue la tension maximale qui peut être obtenue d'une cellule ; elle se situe autour de 0.6V pour le cas d'une cellule au silicium. Elle est exprimée analytiquement selon la formule suivante [17]:

$$V_{co} = KT/q \cdot \ln[1 + (I_{ph}/I_s)] \dots\dots\dots (11)$$

- **Puissance maximale P_m**

La partie intéressante dans la caractéristique $I(V)$ d'une cellule est celle qui génère de l'énergie. La puissance de sortie de la cellule (ou du générateur) est le produit du courant de sortie délivré par cette dernière et la tension à ses bornes.

La valeur de la puissance au point de court-circuit est nulle étant donné que la tension est nulle. La puissance au point de circuit ouvert est nulle également étant donné que le courant est nul. La puissance entre ces deux points est positive et le Point de Puissance Maximum (PPM) de coordonnées obtenues pour $V = V_m$ et $I = I_m$ tel que :

$$P_m = V_m \times I_m \dots\dots\dots (12)$$

- **Facteur de forme FF**

Il s'agit d'un rapport qui rend compte de la qualité de la forme de la caractéristique courant/tension. Il est défini par la relation suivante [17] :

$$FF = \frac{P_m}{V_{co} \cdot I_{cc}} \dots\dots\dots (13)$$

Le facteur de forme théorique est compris entre 0.25 et 1. Dans le cas d'une cellule idéale, il ne peut dépasser 0,89 [26], puisque les équations courant/tension sont régies par les équations de Boltzmann sous forme exponentielle : $e^{qV/kT}$. Il ne pourra donc pas exister de courbe courant/tension rectangulaire. Ce paramètre dépend de la conception de la cellule, de la qualité de la jonction p-n et du matériau, de la résistivité des contacts métalliques, etc... [27].

- **Rendement énergétique (efficacité) η**

Il définit le rapport entre la puissance électrique optimale obtenue aux bornes de la cellule et la puissance du rayonnement incident. Il est donné en fonction des grandeurs mesurables.

Le rendement s'écrit alors [17]:

$$\eta = \frac{P_m}{P_{inc}} = \frac{I_m \cdot V_m}{P_{inc}} = (FF \times I_{cc} \times V_{co}) / P_{inc} \dots\dots\dots (14)$$

Où :

FF: Facteur de forme.

P_{inc} : Puissance incidente avec $P_{inc} = E \times S$.

Avec :

S : Est la surface de ce module.

E : L'éclairement en W/m^2 .

Ce rendement est souvent mesuré dans les conditions de référence, c'est-à-dire sous l'ensoleillement de $1000W/m^2$, à la température de $25^\circ C$ et sous un spectre AM1.5. Ces conditions normalisées sont dites « STC » pour Standard Test Conditions [17].

La puissance maximale (P_m) d'un panneau dans ces conditions STC est la puissance crête (P_c) exprimée en Watts-crête (Wc).

3.3.4. Paramètres influençant le comportement électrique d'une cellule solaire

Cinq paramètres influent sur le comportement électrique d'une cellule ou d'un générateur photovoltaïque. Ces paramètres sont :

- la résistance série R_s
- la résistance shunt R_{sh}
- le courant de saturation I_s
- Le flux d'éclairement
- la température T

Pour un flux égal à 1000W/m^2 ces paramètres peuvent être considérés comme indépendants, excepté le courant de saturation I_s qui dépend de la température T de la cellule.

a- Les paramètres internes

- **Influence de la résistance série R_s**

La résistance série modélise les pertes résistives dans la cellule (émetteur, base, contacts métalliques). D'une valeur généralement très faible, la résistance série agit sur la pente de la caractéristique dans la zone où la cellule se comporte comme un générateur de tension. Elle ne modifie pas la tension de circuit ouvert. Lorsqu'elle est anormalement élevée, elle peut diminuer notablement la valeur du courant de court circuit. Sa valeur est fonction des résistances de contacts métalliques et de la résistance de la grille collectrice.

- **Influence de la résistance shunt R_{sh}**

La résistance shunt correspond à la présence de courants de fuite dans la cellule (sur les bords de la cellule ou à travers l'émetteur). La résistance shunt est en général très élevée. Si elle diminue on remarque une légère pente au voisinage du point de courant de court-circuit sur la caractéristique $I(V)$ de la cellule photovoltaïque.

Une résistance shunt trop faible aura un impact sur la tension de circuit ouvert de la cellule ; en effet, une cellule photovoltaïque dont la résistance shunt est trop faible ne donnera plus de tension sous un faible éclairement.

b- Les paramètres externes

• Influence de la température

L'influence de la température est non négligeable sur la caractéristique $I(V)$. La tension en circuit ouvert diminue avec l'augmentation de la température (figure 3.7). Par contre une élévation de la température (de jonction) des cellules solaires provoque un important accroissement de leur courant à l'obscurité, mais facilite plus la création de paires électron-trou. Il y a une légère augmentation du courant I_{cc} accompagnée d'une forte diminution de la tension V_{co} en raison d'une augmentation du courant direct de la diode et donc un décalage du point P_m vers les puissances inférieures (figure 3.8).

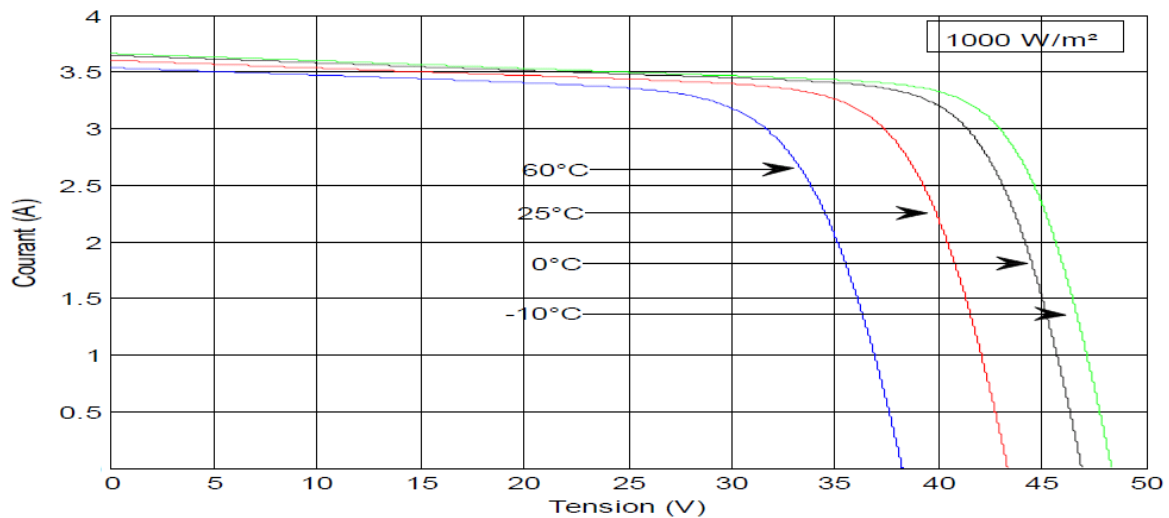


Figure 3.7 : Influence de la température sur la caractéristique courant/tension d'une cellule photovoltaïque [24].

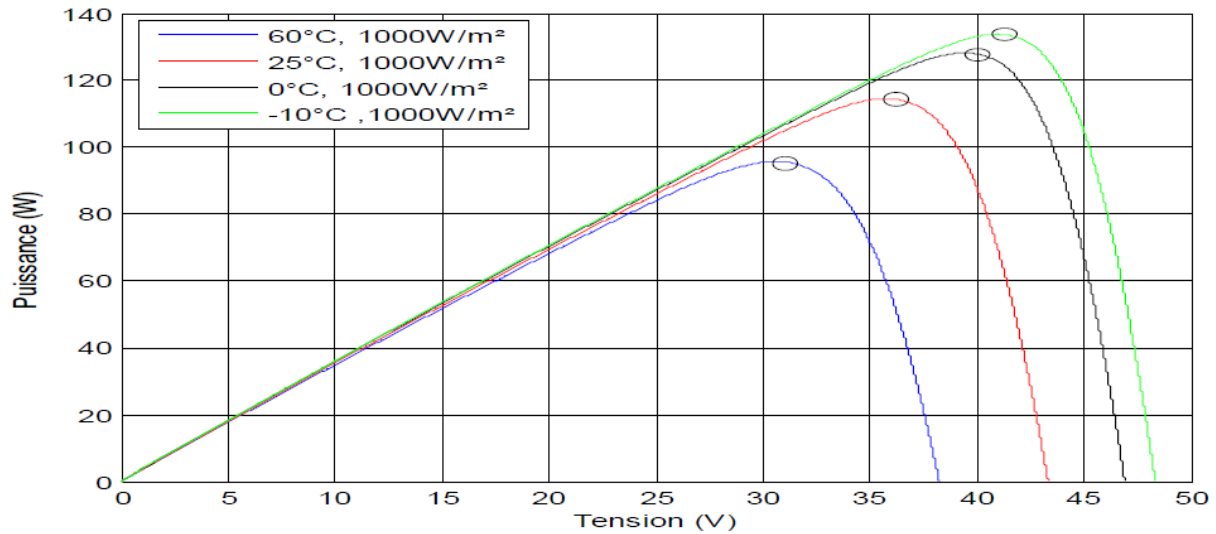


Figure 3.8 : Influence de la température sur la caractéristique puissance/tension d'une cellule photovoltaïque [24].

• Influence de l'éclairement

Nous avons vu que le courant produit par la photopile I_{ph} est pratiquement proportionnel au flux lumineux. Une baisse de l'ensoleillement provoque une diminution de la création de paires électron-trou avec un courant à l'obscurité inchangée. Le courant du générateur étant égal à la soustraction du photo-courant et du courant de diode à l'obscurité, il y'a une baisse du courant solaire I_{cc} proportionnelle à la variation de l'ensoleillement accompagnée d'une très légère diminution de la tension V_{co} (figure3.9). Ceci implique donc que :

- la puissance optimale de la cellule (P_m) est pratiquement proportionnelle à l'éclairement.
- les points de puissances maximales se situent à peu près à la même tension (figure 3.10)

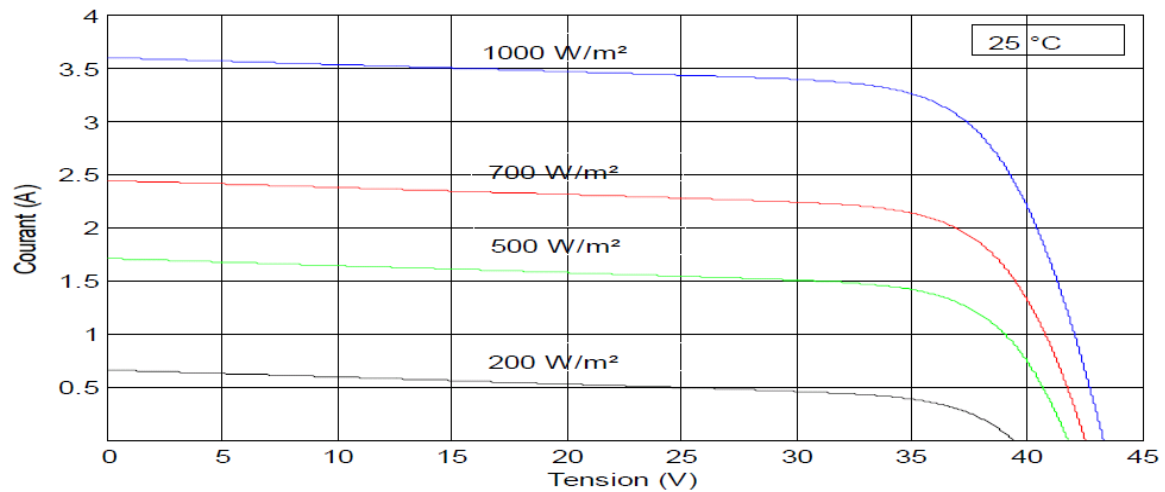


Figure 3.9 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique courant/tension d'une cellule photovoltaïque [24].

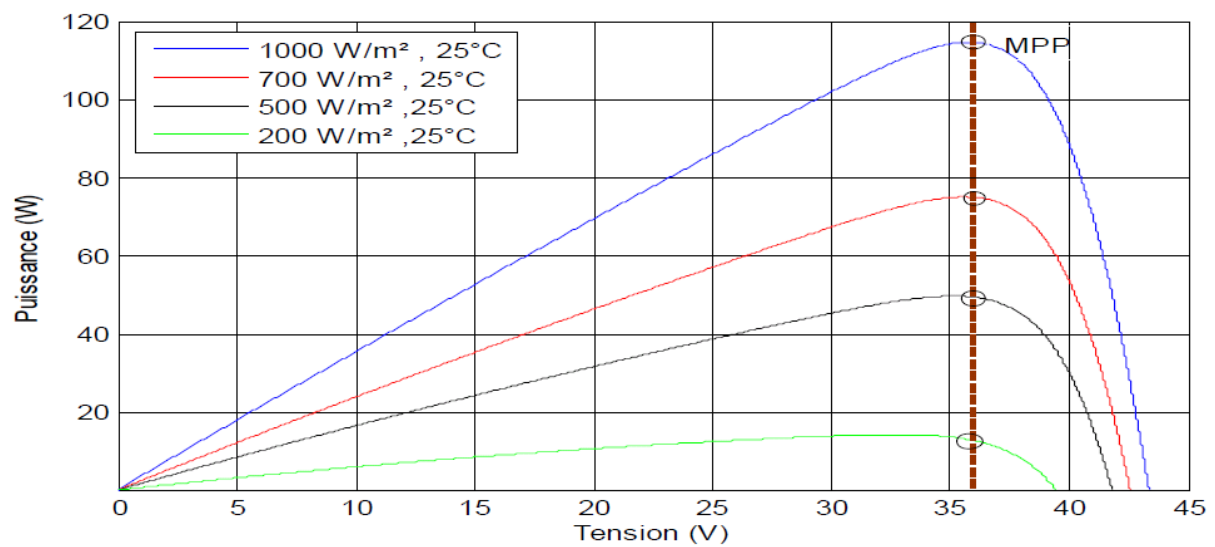


Figure 3.10 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique puissance/tension d'une cellule photovoltaïque [24].

3.4. Structure des cellules solaires

3.4.1. Le silicium comme matériau de base pour le photovoltaïque

La filière silicium représente actuellement 99% du marché des modules photovoltaïques comme le montre la figure 3.11. Il est l'un des éléments le plus abondant sur Terre, chimiquement stable dans le temps et non toxique comme certains semi-conducteurs, la largeur de sa bande interdite optimale se situe vers 1,4eV [1].

On trouve plusieurs technologies pour le photovoltaïque silicium ; d'une part les cellules à base de silicium massif cristallin² (monocristallin, polycristallin) dites de première génération, et qui constituent à l'heure actuelle l'essentiel des modules photovoltaïques commercialisés et d'autre part, la technologie à base de silicium en couche mince.

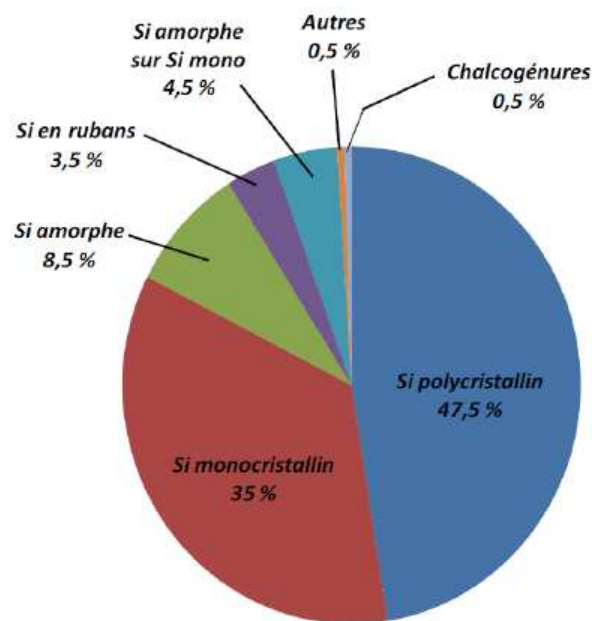


Figure 3.11 : Répartition des matériaux sur le marché mondial du photovoltaïque [1].

² Un cristal est un solide avec des façades polygonales, plus ou moins brillant, à structure régulière et périodique, formé d'un empilement ordonné d'un grand nombre d'atomes, de molécules ou d'ions.

a- Silicium monocristallin

Il existe deux méthodes par lesquelles il est possible d'obtenir du silicium monocristallin de qualité microélectronique, mais nécessitant cependant une dépense d'énergie considérable, proche du MWh. Les siliciums obtenus sont appelés Cz (méthode Czochralski) et FZ (méthode Float Zone), et permettent d'obtenir des rendements de conversion records en laboratoire, de l'ordre de 25% pour des cellules de 4 cm² (Université de New Wales, Australie), et de 12 à 18% en industrie. Les inconvénients de cette technologie sont les rendements faibles obtenus sous un faible éclairage, et surtout le coût prohibitif de production des matériaux [28].

Les cellules sont rondes ou presque carrées, et vues de près, elles ont une couleur uniforme, comme le montre la figure 3.12

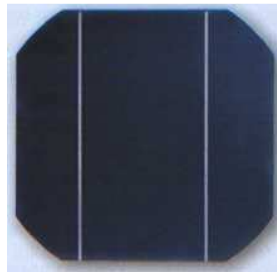


Figure 3.12 : Cellule monocristalline.

b- Silicium polycristallin

Ces cellules sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en plusieurs cristaux dont les orientations cristallographiques sont différentes (figure 3.13). Leur rendement est de l'ordre de 11 à 15%, mais elles engendrent un coût de production moins élevé que les cellules monocristallines.

Ces cellules grâce à leur potentiel de gain de productivité se sont aujourd'hui imposées. L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles produisent peu de déchets de coupe et qu'elles nécessitent 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur fabrication. Leur durée de vie est estimée à 20 ans [28].

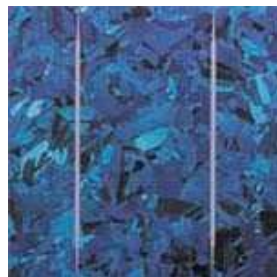


Figure 3.13 : Cellule polycristalline.

A l'heure actuelle, la technologie couches minces représente moins de 15% du marché mondial [28]. Mais il n'en sera sans doute pas de même dans quelques années, en effet cette technologie est nettement moins chère et a de nombreux avantages sur le terrain (le silicium amorphe produit plus de kWh par kWc installé que le silicium cristallin par exemple [29]).

Plusieurs technologies de cellules photovoltaïques autres que la technologie « silicium » existent, cependant elles ne sont pas représentatives de la production actuelle mais plutôt du domaine de la recherche. Un tableau comparatif des différentes technologies des cellules photovoltaïques est donné en annexe B.

3.4.2. Structure des cellules solaires industrielles

Le rendement des cellules PV industrielles est compris entre 15 et 17% pour les cellules conventionnelles en silicium monocristallin et 14 % environ pour les cellules en silicium multicristallin [22]. La différence de rendement entre les cellules PV industrielles et la cellule PERL (élaborée en laboratoire et qui détient le record de rendement) peut être expliquée par l'existence de deux facteurs : le rendement et le prix. En effet, certains matériaux et techniques (lithographie, silicium FZ, double couche antireflet, émetteur sélectif) utilisés pour la cellule PV ne peuvent pas être adaptés pour l'industrie car ils sont trop chers.

La plupart des cellules photovoltaïques en silicium massif industrialisées ont la structure présentée sur la figure 3.14. La structure de la cellule PV industrielle est simplifiée afin de réduire son coût. Par exemple, la texturation de la face avant est réalisée sous forme de «pyramides aléatoires» ou texturation acide et on dépose ensuite une simple couche anti-réfléchissante en SiN. De même, le champ électrique face arrière est obtenu par recuit d'une couche en Aluminium déposée par sérigraphie.

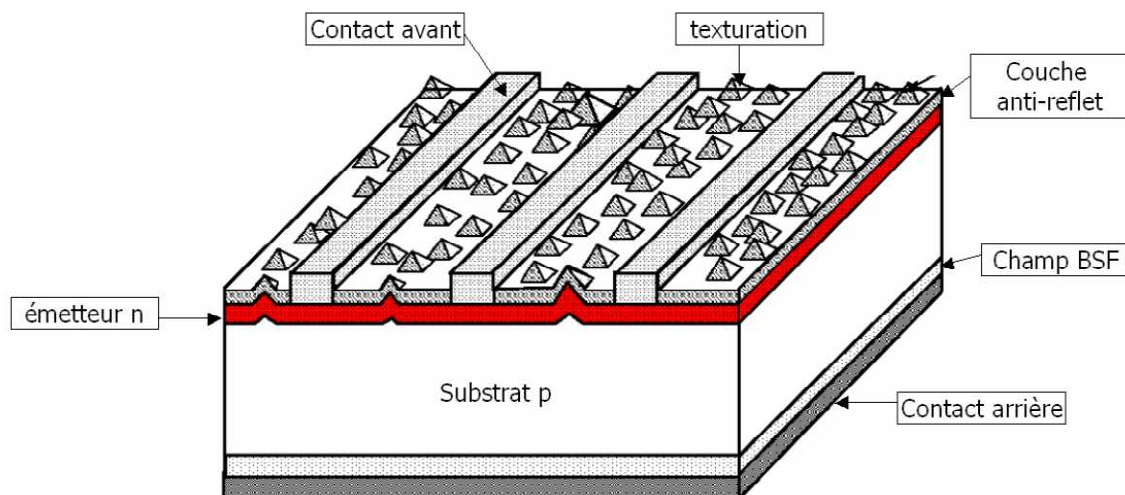


Figure 3.14 : Structure d'une cellule photovoltaïque industrielle en silicium cristallin [30].

D'énormes progrès ont été réalisés ces dernières années pour améliorer la passivation du matériau et des surfaces, le piégeage de la lumière, la diminution de la résistance série et du coût de la cellule.

Pour les cellules photovoltaïques en silicium multicristallin, de nombreuses études ont été menées afin de développer une attaque chimique acide du substrat qui soit isotrope (ce qui n'est pas le cas des solutions alcalines) et qui ne détériore pas la tenue mécanique des plaques de silicium. 4% d'augmentation du courant de court-circuit ont pu être obtenus sur du silicium multicristallin grâce à ce procédé [22].

Afin de diminuer la résistance série et d'augmenter le courant de court-circuit, une approche très intéressante est celle de l'émetteur sélectif. Elle consiste à surdoper la zone sous les contacts (afin d'assurer l'ohmicité) et à diminuer le dopage de la jonction entre les contacts (pour améliorer le courant de court-circuit). Différents procédés permettent d'obtenir une telle structure : la structure avec contacts enterrés déjà industrialisée, ou une double sérigraphie (une pour la zone surdopée de l'émetteur, une pour la métallisation) avec l'alignement de la sérigraphie des contacts sur celle de la zone déjà dopée [23].

3.5. Fabrication d'une cellule solaire

Les modules en silicium cristallin sont fabriqués industriellement. Toutes les étapes du processus de fabrication ne cessent de progresser régulièrement afin de viser le plus possible

les rendements théoriques calculés, tout en évitant d'augmenter le prix des modules. Il reste encore aujourd'hui un large potentiel d'optimisation.

1- Obtention des lingots de silicium

La première étape consiste à fabriquer des lingots à base de silicium pur à travers les différents processus de fusion et de cristallisation du silicium.

La fabrication du silicium monocristallin, typiquement produit par la méthode de Czochralski, consiste à introduire un germe préformé monocristallin dans le lingot de silicium en fusion [30]. Le silicium se solidifie sur ce germe selon la même orientation cristallographique. On tire lentement le germe vers le haut, avec un mouvement de rotation, tout en contrôlant minutieusement la température et la vitesse.

Le silicium monocristallin ainsi obtenu, sous forme de lingots circulaires, est constitué d'un seul type de cristal et présente une couleur uniforme grise.

Le silicium polycristallin, est obtenu par coulage en lingotière dans laquelle s'opère un refroidissement lent, de l'ordre de quelques dizaines d'heures.

On obtient au final des lingots cubiques. Cette forme est recherchée afin d'optimiser l'espace lorsque les plaquettes seront placées en série sur un module photovoltaïque.

Le silicium polycristallin présente une couleur grise, il est constitué d'une mosaïque de cristaux monocristallins de silicium d'orientation et de tailles différentes [22] [31].

2- Obtention des Wafers photovoltaïques

Après la solidification, les lingots sont découpés en fines couches d'environ 300 μm d'épaisseur grâce à un fil de diamant abrasif de 150 μm de diamètre, ces fines couches sont appelées wafers (en anglais, wafers signifie lamelles) [32].

Actuellement, les wafers ont une taille de 125 x 125 mm pour une épaisseur de 330 μm . Aujourd'hui, en plus d'obtenir des wafers plus fins, l'objectif est de réduire les pertes liées au sciage afin d'économiser le silicium. Les industriels du photovoltaïque développent des wafers de nouvelle génération de 210 x 210 mm² et plus larges encore, tout en réduisant leur épaisseur pour arriver à un objectif de 100 μm [33].

L'augmentation de la taille de ces cellules implique donc une augmentation de la puissance produite et donc du courant. Les cellules les plus performantes peuvent déjà fournir des courants de plus de 10 A sous une tension de 0.6V [22] [31].

3- Elimination des effets de découpe sur le substrat

L'étape de sciage entraîne des dommages en profondeur à la surface des wafers, de l'ordre du rayon du fil de la scie. Les surfaces doivent donc être traitées de manière à éliminer les traits de scie ainsi que les graisses et les effluents de sciage. Le dégraissage est effectué dans des bains classiques de solvants bien connus dans la technologie des semi-conducteurs. Quant à l'amincissement, il est réalisé dans une solution à base d'hydroxyde de sodium ou de potassium (NaOH ou KOH) [34].

4- Texturation de la surface

La texturation du silicium est utilisée pour diminuer la réflectivité de la surface de la cellule. Cette opération vise à développer en surface un relief micrométrique, généralement de forme pyramidale.

La longueur d'onde de la lumière incidente étant inférieure aux dimensions des structures ainsi réalisées, les rayons incidents suivent les lois de l'optique géométrique.

Le relief de la surface entraîne une baisse de la réflexion en face avant: un rayon arrivant à incidence normale (par rapport au plan de la cellule) sur une pyramide sera réfléchi sur la face d'une pyramide adjacente [19].

5- Formation de la jonction

Les wafers une fois traités peuvent être dopés par diffusion dans le matériau même afin de constituer des jonctions PN.

Lors de la diffusion, on utilise un four dans lequel on injecte des gaz avec une solution dopante pour le silicium. Avec la chaleur, le dopant a une énergie suffisante pour entrer dans la plaquette de silicium. Cette méthode nécessite une température uniforme dans le four.

D'autres méthodes existent telles que la croissance épitaxiale qui utilise un dépôt en surface et non pas une insertion, et la méthode de bombardement ionique qui peut provoquer des dommages au silicium induisant un réarrangement indésirable de sa structure cristalline [31].

6- Passivation de la surface de l'émetteur

La surface des semi-conducteurs contient une densité importante de défauts (liaisons pendantes, impuretés, etc.) entraînant des pertes non négligeables liées à la recombinaison en surface. La passivation consiste à améliorer les qualités électroniques de la surface et du volume du matériau en neutralisant les effets de ses défauts électriquement actifs. Diverses

couches de passivation sont utilisées en photovoltaïque mais les principales sont l'oxyde thermique de silicium (SiO_2) et le nitrure de silicium hydrogéné (SiN_xH) [31].

7- Création de la jonction p-p⁺ à l'arrière (BSF)

Le champ électrique arrière (BSF : Back Surface Field) consiste à créer une barrière de potentiel (par exemple, jonction p⁺-p) sur la face arrière de la cellule pour assurer une passivation. La barrière de potentiel induite par la différence de niveau de dopage entre la base et le BSF tend à confiner les porteurs minoritaires dans la base. Ceux-ci sont donc tenus à l'écart de la face arrière qui est caractérisée par une vitesse de recombinaison très élevée [27].

8- Couche antireflet (ARC) et passivation de la couche avant

Le rayonnement solaire incident perd une fraction relativement importante de son énergie par réflexion en surface, or dans une cellule solaire, on cherche à capter la plus grande partie des photons utiles du spectre solaire. Pour minimiser la réflexion à la surface de la cellule, on dépose une couche antireflet.

9- Contact électrique

Une grille de métallisation est déposée sur l'avant (électrode(-)) par sérigraphie avec une pâte à l'argent. Puis elle est séchée dans une étuve à air à 150°C pendant un quart d'heure [35]. Le contact arrière est formé par une couche d'aluminium recouvrant pleinement la surface, déposée par sérigraphie.

10- Soudures et test des cellules

Les rubans de connexion sont ensuite soudés à température ambiante sur les faces avant et arrière. Finalement, les cellules sont testées et classifiées selon les résultats.

3.6. Le module photovoltaïque

3.6.1. Définition d'un module photovoltaïque

Le module photovoltaïque génère de l'électricité grâce aux cellules photovoltaïques qu'il contient. Ses caractéristiques principales sont sa puissance et sa tension, ainsi que la technologie utilisée pour sa fabrication (silicium monocristallin, cristallin ou amorphe).

Un module photovoltaïque est un générateur électrique de courant continu. Autrement dit, c'est un appareil qui crée de l'électricité lorsqu'il est exposé à la lumière du soleil. Il ne faut pas le confondre avec le panneau solaire thermique, dont le rôle est de produire de la chaleur (pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire par exemple). Ce sont deux technologies complètement différentes utilisant la même source d'énergie.

Le module est composé d'un cadre rigide (le plus souvent en aluminium) permettant la fixation, et d'une vitre transparente en verre trempé sur le dessus. A l'intérieur se trouve un nombre variable de cellules photovoltaïques connectées électriquement. En réalité, ce sont elles qui génèrent l'électricité. On les regroupe à l'intérieur du module afin de cumuler leur puissance et de les rendre plus résistantes à l'environnement extérieur.

La taille du module varie en fonction du nombre de cellules qu'il contient. De forme rectangulaire et de faible épaisseur (5cm), ses dimensions sont d'environ un mètre de large pour une longueur comprise entre 1,5 et 2m. Leur poids est de 15 à 20kg. On trouve cependant des modules de plus petite taille pour des applications spécifiques nécessitant de faibles puissances (relais de télécommunication, borne de signalisation, ...) [36].

3.6.2. Principales caractéristiques d'un module photovoltaïque :

Un module a des caractéristiques légèrement inférieures à celles des cellules qui le constituent, à cause :

- Du verre et de l'EVA en face avant qui engendre une perte optique (environ 4%) ;
- Des pertes dues à la disposition géométrique : espace entre les cellules, bordure et encadrement ;
- Des petites pertes électriques en série : soudure, câbles plats...

Ces caractéristiques sont :

La puissance de crête, P_c : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standard (25°C et un éclairement de 1000 W/m²).

La caractéristique I/V : Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.

Tension à vide, V_{co} : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".

Courant de court-circuit, I_{cc} : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".

Point de fonctionnement optimum, (V_m , I_m) : Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil, $P_m = V_m * I_m$.

Rendement : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.

Facteur de forme : Rapport entre la puissance maximale P_m et la puissance incidente P_{inc} que peut avoir la cellule : $V_{CO} * I_{CC}$.

Le rendement (par m^2) du module est plus faible d'environ 10 à 15 % que celui de chaque cellule. La puissance crête d'un panneau photovoltaïque est de l'ordre de 100 à 200 watts/ m^2 , ce qui donne une puissance crête de 50 à 250 W par panneau, selon ses caractéristiques notamment sa taille. Cette puissance est livrée sous forme de courant continu, ce qui est parfait pour un branchement sur une batterie et pour de nombreuses applications, mais implique une transformation en courant alternatif par un onduleur s'il s'agit de l'injecter dans un réseau de distribution. La tension délivrée dépend du type des panneaux et du branchement des cellules. Elle est de l'ordre de 10 à 100 volts [37].

3.6.3. Construction d'un module photovoltaïque

Même si les cellules photovoltaïques peuvent fonctionner de manière indépendante, il est plus intéressant en termes de puissance de les assembler en modules photovoltaïques.

On utilise la même technologie pour réaliser des modules avec des cellules mono ou polycristallines ; la seule différence est en général un nombre plus élevé de cellules pour les polycristallins, la tension de leurs cellules au point de puissance maximale étant plus faible que celle des cellules monocristallines.

Voici donc une description assez précise de la procédure usuelle de production pour une usine semi-automatique. Cette procédure peut différer légèrement suivant les moyens et techniques utilisés.

Première étape : Arrivée des cellules

Les cellules n'étant pas forcément produites sur place, elles viennent d'entreprises spécialisées dans la fabrication de cellules.

Généralement, les cellules arrivent par palettes de 30 caisses contenant 400 ou 500 cellules chacune, ce qui fait 12000 à 15000 cellules par palette [38].

Deuxième étape: Contrôle des cellules et soudure des “tabs”

Les cellules sont contrôlées par une personne par voie visuelle, tactile et auditive. La même opération peut être effectuée par une machine par un contrôle caméra et un test de résistance à la pression.

Par la suite, plusieurs opérateurs soudent deux « tabs » (ou lamelles d'étain) sur la partie supérieure de la cellule.

Un “tab” est une lamelle de cuivre/étain qui fait la jonction électrique entre les cellules et qui se soude avec de l'étain.

Troisième étape : Montage des « strings » et test

Après la soudure des tabs, on soude des bandes de cellules en plusieurs séries, la connexion du dessus d'une cellule au dessous de la cellule suivante. Le tab traverse en général les trois quarts de la cellule dessus avec plusieurs points de soudure pour abaisser la résistance série. La longueur de la chaîne correspond à la longueur du panneau où l'on dispose usuellement trois rangées de 10 à 12 cellules ou 04 rangées de 09 à 11 cellules. Le tab entre les cellules forme une petite boucle destinée à absorber les mouvements des cellules dus aux dilatations [38].

Sur ces tables, on effectue un premier contrôle de puissance électrique pour vérifier qu'il n'y a pas eu de problème pendant le montage. Quand un « string » est terminé, l'opérateur le stocke dans un charriot, recouvrant chaque “string” avec une feuille de papier plastique pour le protéger.

Quatrième étape: Montage de la “matrix”, test et montage du panneau

Les charriots pleins de “strings” arrivent aux tables de montage de la matrix. Les strings sont alors placés en parallèle et reliés entre eux, la plupart du temps en série. La largeur du string dépend de la largeur du module.

Une fois soudée, la “matrix” est soulevée par des ventouses qui absorbent chaque cellule. Ainsi, les cellules se placent au dessus de la table suivante pour le deuxième test de puissance électrique.

Toujours soulevées, les cellules sont relâchées sur la troisième et dernière table, sur une plaque de verre trempé de 04 mm d'épaisseur (avec une transmission optique de l'ordre de 95% dans la gamme utile du spectre solaire (380 nm à 1 200 nm)) recouverte d'une feuille d'EVA (Ethylene Vinyl Acetate). On ajoute ensuite une autre feuille d'EVA et enfin la feuille de Tedlar (Polycarbonate).

L'EVA est utilisé comme matériau moulant et absorbe les dilatations ; il est stable et ne vieillit pas aux UV, il présente aussi une excellente transmission optique (supérieure à 90% selon le type d'EVA) dans la gamme utile du spectre solaire (380 nm à 1 200 nm) [38].

Une fois prêts, les modules sont mis en attente sur des charriots.

Cinquième étape: Laminage

Les modules en attente sont mis sur la table d'entrée de la lamineuse. On met trois modules (en fonction du type de machine) qui sont contrôlés avant d'entrer dans la machine. On contrôle les soudures, le sens de connexion, la présence de corps étrangers,...

Ensuite, débute le processus de laminage qui consiste à chauffer les modules et en même temps à les plaquer pour qu'ils deviennent très fins et sous vide. D'abord, le module entre dans la zone de laminage, la température monte jusqu'à 142 °C pendant que l'on impose une pression de 0 bar en bas et 1 bar en haut pendant 720 secondes.

Ensuite, vient l'étape de refroidissement nécessaire pour pouvoir sortir les modules après le laminage. Lors de cette étape, on abaisse la température des modules jusqu'à température ambiante avec de l'eau à 20°C pendant 600 secondes [38].

Enfin, les panneaux sortent sur une table identique à la table d'entrée et vont à la prochaine étape.

Sixième étape: Coupe et pose de boîte

A la sortie du lamineur, les panneaux sont prêts à produire de l'électricité mais non propres à la vente. En effet, quand l'EVA et le Tedlar sont laminés, il y a de la matière en trop et donc il faut couper l'excédent. Pour cela, le panneau est posé sur une table avec ventouses pour qu'il ne bouge pas pendant que deux opérateurs coupent au cutter. Le panneau coupé passe ensuite sur la table des boîtes de connexions.

Pour poser les boîtes de jonction, on décolle les “tabs” et on les coupe pour qu’ils rentrent mieux dans la boîte. Avec des pinces, on leur donne une forme plate puis on met un morceau de tube de plastique sur chaque « tab » pour les protéger de l’humidité.

Ensuite, on prend une boîte de jonction (figure 3.15), on la silicone et on la colle sur la partie arrière du panneau. Cette boîte contient 2 diodes antiparallèles qui permettent d’éviter qu’un module au soleil ne se décharge dans un module à l’ombre [39]. Une fois collée, les « tabs » sont connectés dans la boîte. Les panneaux sont ensuite stockés dans des charriots.

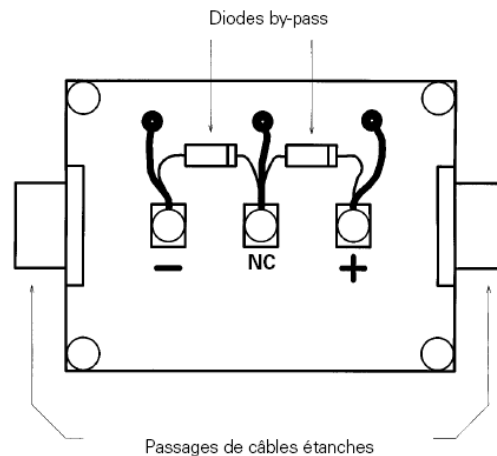


Figure 3.15 : Boîte de jonction [40].

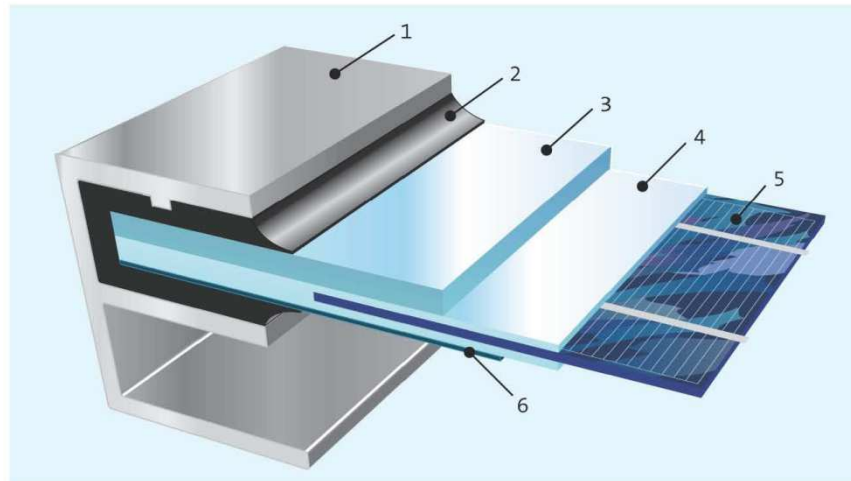
Septième étape: Encadrement, test et stockage

Pour protéger le module des chocs, on pose un cadre aluminium siliconé qui est pressé par une machine spéciale contre le panneau. Après l’encadrement, le module passe au dernier test de puissance électrique qui détermine sa puissance maximale effective.

Avec ce test, on obtient aussi une étiquette adhésive que l’on colle sur le panneau et qui donne toutes les caractéristiques du panneau (V_{co} , I_{cc} , P_{max} ,...).

Une fois terminés, les panneaux sont propres à la vente.

La figure ci-dessous montre une coupe d’un module avec cadre :



- | | |
|------------------------|-----------------------|
| 1. Cadre en aluminium | 2. Joint d'étanchéité |
| 3. Verre | 4. Support EVA |
| 5. Cellule cristalline | 6. Film Tedlar |

Figure 3.16 : Coupe d'un module PV avec cadre [31].

Les modules photovoltaïques assurent les fonctions suivantes :

- Protection des cellules contre les agents atmosphériques ;
- Protection mécanique et support ;
- Connexion électrique entre cellules et avec l'extérieur.

Les modules en silicium monocristallin (c-Si, 35% de marché), polycristallin ou multicristallin (mc-Si, 47,5% du marché) ou silicium amorphe (a-Si, 13% du marché), délivrent des tensions normalisées (12, 24, 48) et des puissances entre 10 et 100 Wc [41].

La plupart des modules commercialisés sont composés de 36 cellules en silicium cristallin, le courant de sortie, et la puissance seront proportionnels à la surface du module. Ils ont une efficacité de conversion (énergie électrique produite/énergie solaire incidente) de l'ordre de 10 à 20% [42].

3.6.4. Association des cellules photovoltaïques

Dans les conditions STC, la puissance maximale délivrée par une cellule en silicium de (150 cm²) est d'environ (2,3W_{crête}) sous une tension de (0,5 V).

Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue donc un générateur électrique de faible puissance, insuffisante en tant que telle pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait, réalisés par association, en série et/ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules élémentaires [43].

a- Regroupement série

Une association de n_s cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV) [22].

Les cellules sont alors traversées par le même courant, et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule. Un tel regroupement est représenté par la figure 3.17. L'équation (16) résume les caractéristiques électriques d'une association série de n_s cellules.

$$V_{SCO} = n_s \cdot V_{CO} \quad \text{avec} \quad I_{SCC} = I_{CC} \quad \dots\dots\dots (16)$$

Où :

V_{SCO} : La somme des tensions en circuit ouvert de n_s cellules en série.

I_{SCC} : Courant de court-circuit de n_s cellules en série.

Ce système d'association est généralement le plus communément utilisé pour les modules photovoltaïques du commerce. Comme la surface des cellules devient de plus en plus importante, le courant produit par une seule cellule augmente régulièrement au fur et à mesure de l'évolution technologique alors que sa tension reste toujours très faible. L'association série permet ainsi d'augmenter la tension de l'ensemble et donc d'accroître sa puissance. Les panneaux commerciaux sont habituellement réalisés en associant 36 cellules en série ($V_{cons}=0.6V \cdot 36=21.6V$) afin d'obtenir une tension optimale du panneau V_{opt} proche de celle d'une tension de batterie de 12V.

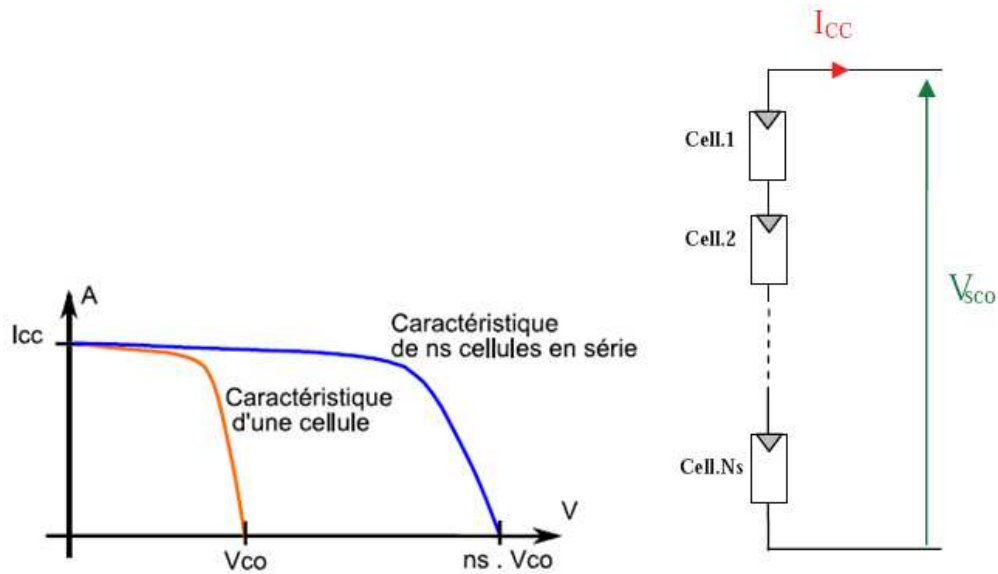


Figure 3.17 : Caractéristiques résultant d'un groupement de n_s cellules en série [22].

b- Regroupement parallèle

Une association parallèle de n_p cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants (figure 3.18). L'équation (17) résume à son tour les caractéristiques électriques d'une association parallèle de n_p cellules.

$$I_{PCC} = n_p \cdot I_{CC} \text{ avec } V_{PCO} = V_{CO} \dots\dots\dots (17)$$

Où :

I_{PCC} : La somme des courants de court-circuit de n_p cellules en parallèle.

V_{PCO} : Tension du circuit ouvert de n_p cellules en parallèle.

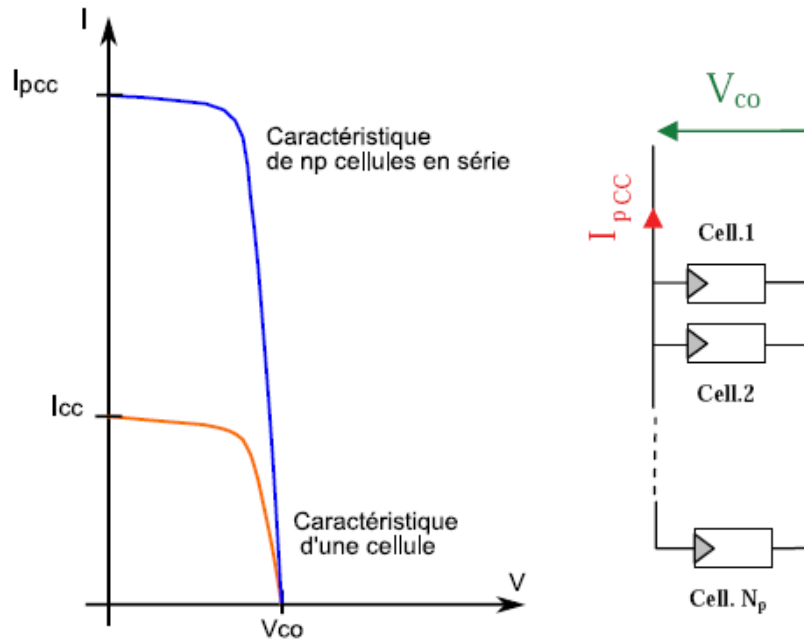


Figure 3.18 : Caractéristique d'un groupement de n_p cellules en parallèle [22].

c- Regroupement série/ parallèle

La caractéristique $I(V)$ d'un générateur solaire peut être considérée comme le fruit d'une association d'un réseau de $n_s.n_p$ cellules en série/parallèle (figure 3.19). La caractéristique globale peut, en outre, varier en fonction de l'éclairement, de la température, du vieillissement des cellules et des effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement. De plus, il suffit d'une occultation ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série pour provoquer une forte diminution du courant solaire produit par le module photovoltaïque. Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule faiblement éclairée, la tension de celle-ci devient négative et devient un élément récepteur. Celle-ci se retrouve à dissiper une quantité trop importante de puissance électrique qui pourrait aboutir à sa destruction si le défaut persiste trop longtemps. C'est le phénomène dit de hot spot ou « point chaud » [44] [45] [46].

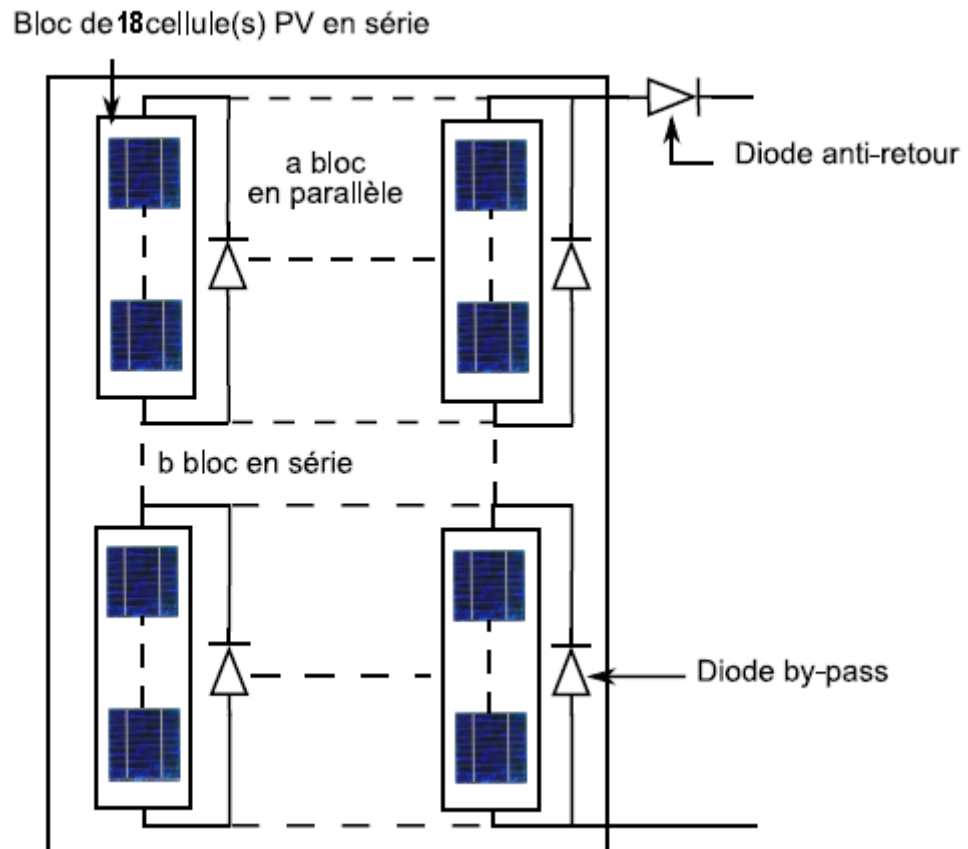


Figure 3.19 : Schéma d'un module photovoltaïque [47]

Pour remédier à ce phénomène, on équipe donc les panneaux photovoltaïques de **diodes by-pass** qui doivent être mises en parallèle au maximum toutes les 20 cellules en série [44] pour les technologies silicium. Dans les faits, pour des raisons de simplicité de réalisation, une diode by-pass est placée en parallèle de chaque groupe de 18 cellules constituant le module. Deux diodes by-pass sont nécessaires pour un module 12V, 4 pour un 24V et ainsi de suite.

La diode by-pass lorsqu'elle se met à fonctionner, court-circuite une partie du panneau comme l'indique la figure 3.20, évitant ainsi la circulation de courants inverses au sein des cellules défectueuses. Par contre, cette solution efficace réduit la puissance délivrée ainsi que la tension aux bornes du panneau. La dégradation d'une seule cellule condamne donc le groupe de cellules associées à la cellule défectueuse et, protégées par la diode by-pass les cellules ne fournissent plus de puissance. Ce phénomène de perte partielle de puissance est à comparer à la perte totale d'un panneau entier en cas de problème sur une cellule avec un panneau fonctionnant sans protections [48] [49].

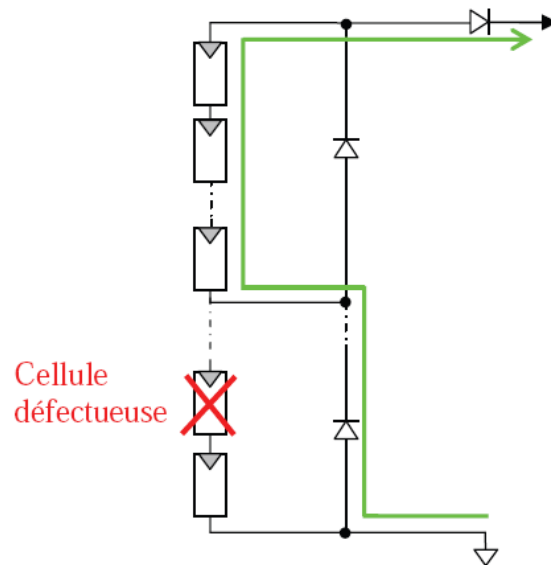


Figure 3.20 : Défaillance d'une des cellules du module PV, activation de la diode by-pass et mise en évidence du courant de circulation I_{PV} [47]

Des mesures réalisées sur un module photovoltaïque sur lequel on occulte volontairement (à différents niveaux d'ombrage) une des 36 cellules qui composent ce générateur sont représentées sur la figure 3.21.

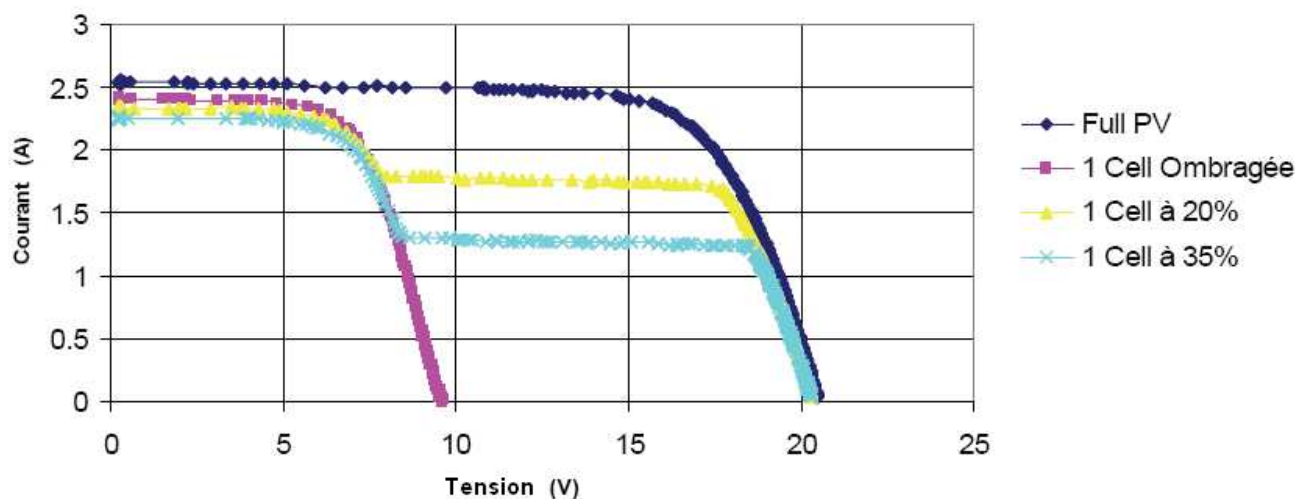


Figure 3.21 : Caractéristique $I(V)$ d'un panneau photovoltaïque et effet d'occultation d'une des 36 cellules qui composent le module PV [22].

Une autre protection consiste à protéger le module photovoltaïque contre les courants négatifs qui pourraient être générés lors de différentes connexions en parallèle de plusieurs panneaux (lorsque le panneau devient récepteur plutôt que générateur).

Ainsi, une **diode anti-retour** est mise en série avec chaque branche d'un GPV. Le risque est que des chaînes de cellules fortement éclairées débitent dans des chaînes soumises à moins d'éclairement. Il est à souligner que la présence de cette diode anti-retour permet d'éviter tous les courants négatifs y compris ceux provenant de la charge (comme une batterie par exemple fonctionnant tout le temps et pouvant débiter sur le GPV la nuit).

On s'aperçoit donc que la maîtrise de cette énergie photoélectrique n'est pas aussi simple. La production de courant dans un module photovoltaïque du commerce est donc limitée par la cellule la plus faible de l'ensemble. Généralement, lors de l'assemblage des cellules, il est nécessaire de les trier en fonction de leurs caractéristiques électriques.

3.7. Les différents systèmes photovoltaïques

Il existe différents types de générateurs variant selon le service souhaité et les applications recherchées.

3.7.1. Systèmes autonomes

Il existe des systèmes autonomes au fil du soleil sans stockage et avec stockage :

a- Système au fil du soleil sans stockage

C'est le système le plus simple puisque l'énergie photovoltaïque est utilisée directement à partir des panneaux.

L'appareil alimenté par ce système ne fonctionnera qu'en présence de la lumière, et dès que l'éclairement sera suffisant pour atteindre la puissance demandée. Ce type de système est intéressant pour toutes les applications qui n'ont pas besoin de fonctionner dans l'obscurité, et pour lesquelles le besoin en énergie coïncide avec la présence de la lumière.

L'inconvénient de ce système, c'est qu'on ne profite pas toujours des éclaircissements les plus élevés : pas de stockage, donc pas de récupération des surplus d'énergie solaire.

b- Système au fil du soleil avec stockage

Cette installation est constituée essentiellement de trois composants : des modules solaires, la batterie, et le régulateur de charge (figure 3.22). La batterie d'un tel système se charge le jour et sert de réservoir d'énergie en permanence ; elle peut sans problème à un instant donné, recevoir un courant de charge et débiter un courant de décharge de valeur différente. Les appareils alimentés sont donc câblés sur la batterie à travers le régulateur de charge, cela pour assurer le chargement optimal de l'accumulateur tel que, lorsque la batterie est pleine, ce dernier coupe la charge pour éviter qu'elle ne souffre de surcharge.

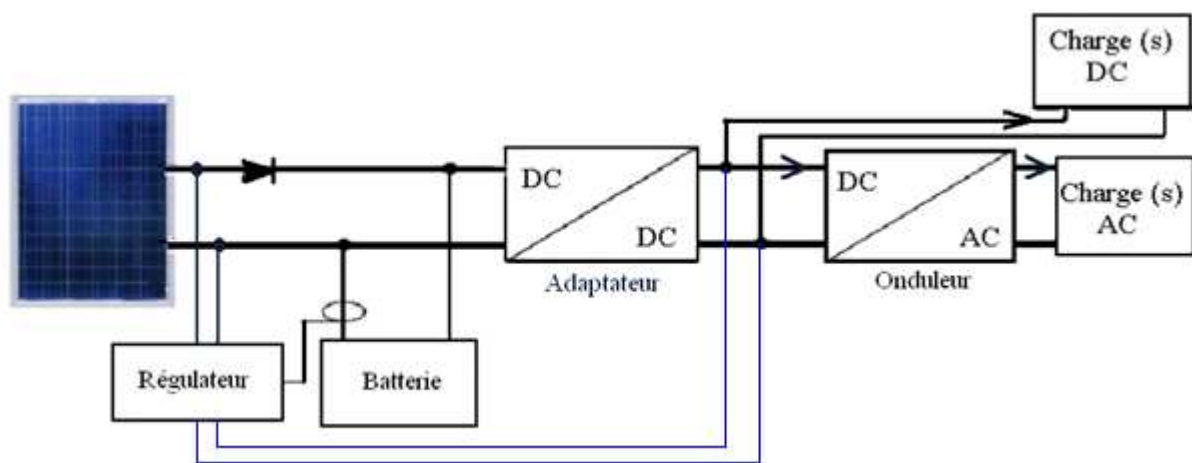


Figure 3.22 : Système photovoltaïque avec stockage [50].

3.7.2. Systèmes autonomes hybrides

Une des limites d'un système autonome purement photovoltaïque, comme on vient de le décrire, est qu'il fournit une puissance donnée, variable selon la saison, mais que l'on ne peut pas dépasser au risque de détruire la batterie ; or les consommateurs ont des besoins qui évoluent, et pas forcément en phase avec les saisons.

Avoir un système hybride, c'est disposer d'une autre source d'électricité qui vient compléter l'apport photovoltaïque. Cette autre source peut être un groupe électrogène (appelé aussi "génératrice") ou une éolienne (figure 3.23). De tels systèmes ont habituellement des accumulateurs de stockage d'énergie et donc ils permettent en outre de recharger la batterie lorsqu'elle est faible.

Un tel système photovoltaïque hybride fournit une grande fiabilité du système et peut représenter la solution adéquate pour les sites isolés; il convient aussi lorsque la demande en énergie est élevée (pendant l'hiver ou tout le long de l'année).

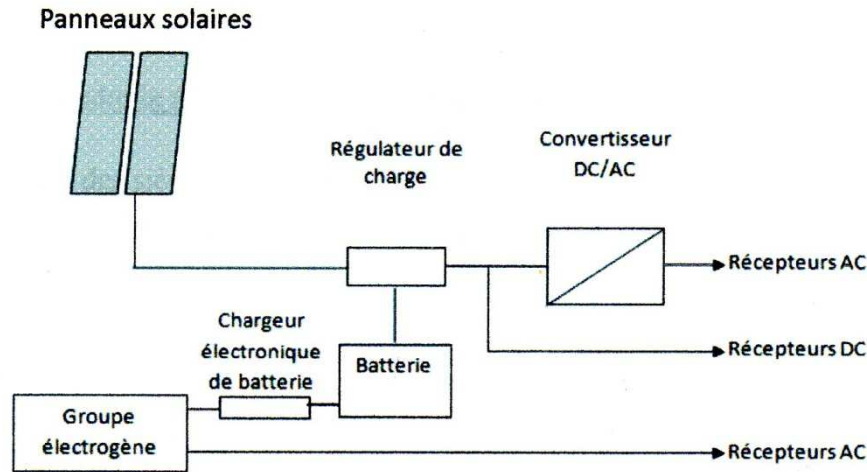


Figure 3.23 : Système d'alimentation autonome hybride photovoltaïque/ groupe électrogène [51].

3.7.3. Systèmes raccordés au réseau

Un tel système s'installe sur un site raccordé au réseau (figure 3.24). Généralement sur les habitations ou les entreprises qui souhaitent recourir à une forme d'énergie renouvelable et qui bénéficient d'un bon ensoleillement.

L'énorme avantage de cette solution est l'absence de batterie. On ne stocke plus l'énergie, on l'injecte directement au réseau local ou national. Il y a un compteur qui tourne dans un sens pour la consommation, et un autre dans l'autre sens pour la production. Mais il faut tout de même convertir le courant continu des panneaux en alternatif au travers d'un onduleur. Cet onduleur doit être homologué par la compagnie d'électricité qui va recevoir ce courant (il doit respecter des normes sur sa qualité sinusoïdale).

Dans certains cas, on ajoute au système une batterie de secours pour les coupures de courte durée.

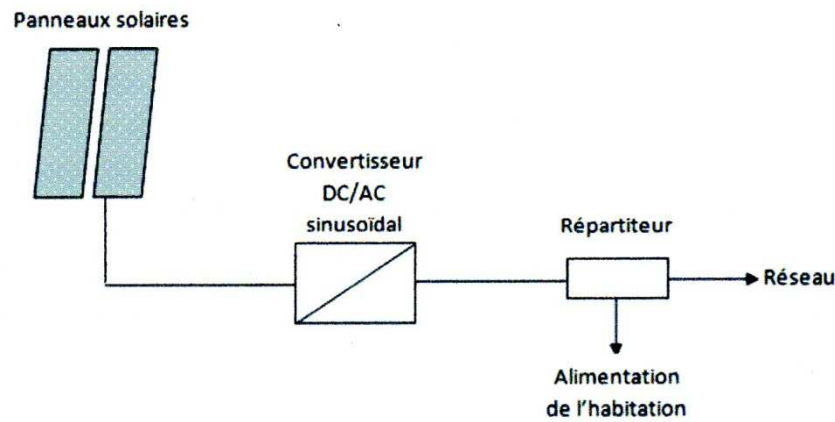


Figure 3.24 : Système photovoltaïque raccordé au réseau [51].

3.8. Les composants d'un système photovoltaïque

3.8.1. Système de stockage

Dans une installation PV, le stockage correspond à la conservation de l'énergie produite par le générateur PV, en attente pour une utilisation ultérieure. La gestion de l'énergie solaire nécessite d'envisager des stockages suivant les conditions météorologiques et qui vont répondre à deux fonctions principales [52]:

- Fournir à l'installation de l'électricité lorsque le générateur PV n'en produit pas (la nuit ou par mauvais temps par exemple).
- Fournir à l'installation des puissances plus importantes que celles fournies par le générateur PV.

Le système de stockage est un élément crucial de l'installation photovoltaïque du point de vue technique, mais aussi du point de vue économique; car il représente 40 à 50 % du coût de l'installation [53].

a- Caractéristique d'une batterie

Généralement une batterie est caractérisée par un certain nombre de paramètres qui déterminent son fonctionnement et qui sont :

- **La tension nominale** : C'est la tension type de la batterie, elle correspond aussi à la tension de fonctionnement du système. Aux bornes d'un élément d'accumulateur, elle est voisine de 2V (entre 1,7 et 2,4) suivant l'état de charge en conditions normales de fonctionnement [52]. Elle dépend du nombre d'accumulateurs placés, ainsi une tension de 12V s'obtient en plaçant 6 éléments de 2V en série. Pour les systèmes solaires les plus utilisés, les tensions d'utilisation les plus courantes sont : 12V, 24V et 48V.

- **La charge** : Pendant la charge, l'accumulateur est un récepteur (environ 2,2V) ; en fin de charge (point M), on note un accroissement rapide de la tension, les plaques complètement polarisées, la fin de charge est atteinte à 2,6 ou 2,7V [54](figure 3.25).

- **La décharge** : Durant une assez longue durée d'utilisation, la tension reste remarquablement constante à la valeur de 2V environ. A partir du point N, elle diminue brusquement à 1,8V, il faut alors recharger l'accumulateur [54] (figure 3.25).

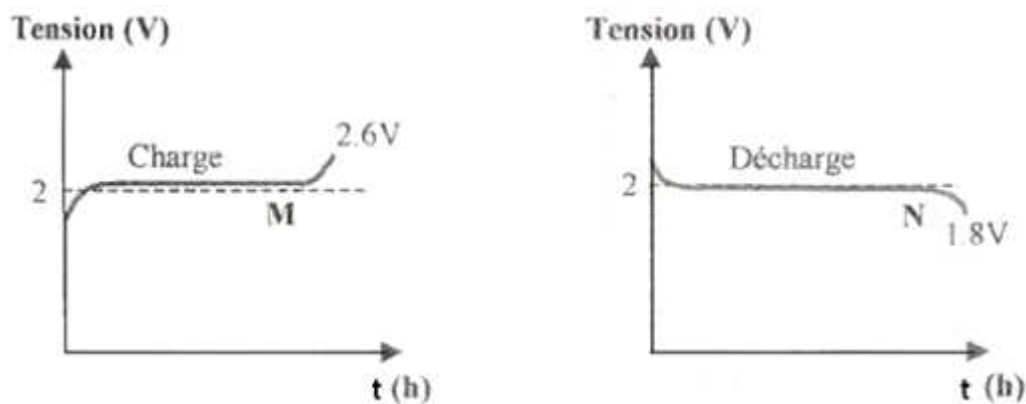


Figure 3.25 : Caractéristique charge et décharge d'une batterie [55]

- **Capacité en Ampère heure** : Les Ampères-heure d'une batterie sont simplement le nombre d'Ampères qu'elle fournit multiplié par le nombre d'heures pendant lesquelles circule ce courant.

- **Rendement** : Le rendement charge/décharge est le rapport entre la quantité d'électricité débitée à la décharge Q_d et celle fournie lors de la charge Q_c (calculé en Ah ou Wh), tel que :

$$\eta_{bat} = Q_d/Q_c \dots\dots\dots (18)$$

Ce rendement est pratiquement constant pour une batterie neuve, il est estimé à 0,9 [29].

- **Autodécharge** : L'autodécharge est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné. La plupart des batteries modernes sont à faible autodécharge, c'est à dire qu'elles perdent moins de 3% de capacité par mois à 20°C [52].

- **Profondeur de décharge** : c'est le pourcentage d'énergie maximum que l'on peut retirer d'une batterie. Elle ne doit pas être déchargée au-delà de cette valeur afin de prolonger sa durée de vie.

- **La durée de vie** : Un accumulateur peut être chargé puis déchargé complètement un certain nombre de fois avant que ses caractéristiques ne se détériorent ; c'est le nombre de séquences de charge/décharge que peut subir une batterie à sa profondeur de décharge. Le nombre de cycles maximaux et la durée de vie sont fortement dépendants de la technologie de fabrication, des conditions et du mode d'utilisation de l'accumulateur.

b- Type de batterie

Les batteries utilisées dans les systèmes solaires autonomes sont en général de type plomb-acide (Pb). Le plomb est un matériau facile à trouver, malgré sa toxicité il est stocké de façon totalement étanche. Ce type de batterie est facile à entretenir, et dispose d'un bon circuit de recyclage, il possède aussi le meilleur rapport qualité / prix aussi bien à court qu'à long terme. Ses seuls défauts sont le poids et le volume (35Wh/kg), mais dans la majorité des cas, ces batteries restent le meilleur choix [56].

Il y a également d'autres types de batteries dont les avantages et les inconvénients sont présentés dans le tableau suivant :

type	Avantage	Inconvénient	Puissance (Wh/kg)
Nickel-Cadmium (NiCD)	-Très bonne résistance mécanique -Possibilité de supporter des décharges profondes	-Très chère -Toxique -Effet mémoire	45 [57]
Nickel-Métal-Hydrure (NiMH)	-Moins toxique que NiCD -Longue durée de vie	-Très chère -Capacité faible -Autodécharge très forte	90 [57]
Lithium-ion (Li-ion)	-Légère -Rendement excellent -Autodécharge faible	-Risque d'explosion -Durée de vie 3ans -Très chère	150 [57]

Tableau 3.1 : Différents types de batterie.

3.8.2. Système de régulation

Le régulateur de charge protège toute l'installation photovoltaïque, et notamment la batterie qui est l'élément le plus sensible. Il est au cœur du système, branché à la fois sur le module solaire, la batterie et les appareils qui consomment l'électricité.

Comme son nom l'indique, le régulateur de charge/décharge régule les charges et les décharges de la batterie. Si la batterie est à pleine charge et que les modules continuent de lui fournir de l'énergie, il y aura alors surcharge et la batterie se détériorera. De même, il est recommandé de ne pas vider entièrement une batterie. Ainsi, même s'il s'agit d'une batterie à décharge profonde, il vaut mieux ne pas descendre en dessous de 50% à 80% de décharge pour ne pas trop la dégrader. Le régulateur augmente donc sa durée de vie en lui évitant des états extrêmes [36].

a- Fonction d'un régulateur

Il existe deux types de régulateurs : les régulateurs de charge, et les régulateurs de charge/décharge. Les premiers sont les plus simples et les moins chers car ils ne contrôlent

que la charge de la batterie. Les surcharges sont donc évitées, mais ils n'ont pas d'autres fonctions. Ils peuvent toutefois convenir à une installation pour laquelle on est sûr de ne jamais épuiser complètement les batteries. Dans le cas contraire, les régulateurs de charge/décharge sont plus adaptés car ils permettent également d'éviter les décharges profondes en coupant l'alimentation de tout ou partie des appareils électriques.

b- Technique de régulation

Toute la régulation se fait grâce à la mesure de la tension aux bornes de la batterie. Une batterie déchargée possède une tension faible (autour de 11,4V pour une batterie de 12V), alors qu'une batterie chargée possède une tension forte (autour de 13,2V). Le régulateur de charge doit donc avoir une lecture précise de la tension aux bornes de la batterie, afin de savoir si elle se trouve dans une période de fin de charge ou en fin de décharge. C'est pour cela que l'on place toujours le régulateur à proximité des batteries, pour éviter les chutes de tension dues à la distance et pour pouvoir prendre en compte la température environnante [36].

Les régulateurs de charge de système photovoltaïque autonome peuvent se caractériser en quatre groupes principaux :

- les régulateurs de charge parallèle (shunt)

Le régulateur shunt est bien adapté aux petits systèmes. En fin de charge, il court-circuite le module (il "shunte" le module) afin que la batterie ne reçoive plus de courant et ne soit pas en surcharge. Le courant excédentaire est ainsi dirigé vers une résistance qui dissipe l'énergie produite sous forme de chaleur. C'est une technologie ancienne qui n'est plus vraiment disponible sur le marché car elle ne permet pas de recharger la batterie à plus de 70% de sa capacité [36].

La figure 3.26 illustre un régulateur de charge shunt :

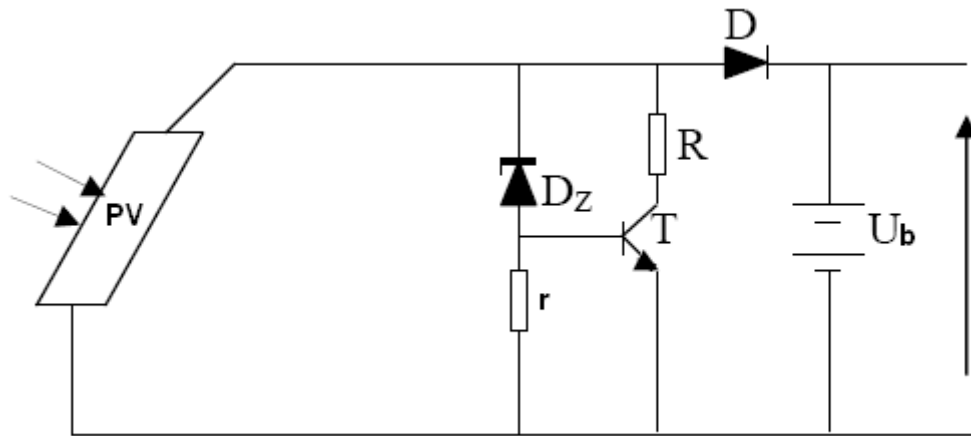


Figure 3.26 : Schéma électrique d'un régulateur de charge shunt [58].

Tant que la tension aux bornes de la batterie est faible, le courant I et la tension U aux bornes de la résistance r seront faibles également, donc le transistor est bloqué.

$$I_R = 0; I_b = I_p - I \dots\dots\dots (19)$$

Le courant délivré par le générateur PV passe dans la batterie, dès qu'on atteint la tension de référence de la diode Zener le courant I et la tension U croient brusquement, ainsi le transistor devient conducteur et délivre un courant I_e ; d'où :

$$I_b = I_p - I - I_e \dots\dots\dots (20)$$

Avec :

I_R : Le courant traversant la résistance R .

I_b : Le courant traversant la batterie.

I_p : Le courant provenant du champ PV.

I_e : Le courant délivré par le transistor.

I : Le courant traversant la diode Zener.

Il faut ajouter impérativement une diode entre cet interrupteur (transistor) et la batterie pour ne pas court-circuiter la batterie. Cette diode joue également le rôle de blocage du courant nocturne pouvant s'écouler de la batterie vers le panneau.

- Les régulateurs de charge série

Contrairement au régulateur shunt qui dérive le courant vers une résistance, le régulateur série stoppe la circulation du courant en ouvrant le circuit électrique. Les modules restent sous tension, mais les batteries sont à l'abri de la surcharge. Il s'agit également d'une technologie ancienne peu performante. Elle ne permet pas non plus de recharger les batteries au delà de 70% de leur capacité.

Étant donné que le module produit de l'électricité tant qu'il est éclairé, on ne peut pas stopper la recharge de la batterie autrement qu'en ouvrant le circuit et en créant une dérivation (figure 3.27).

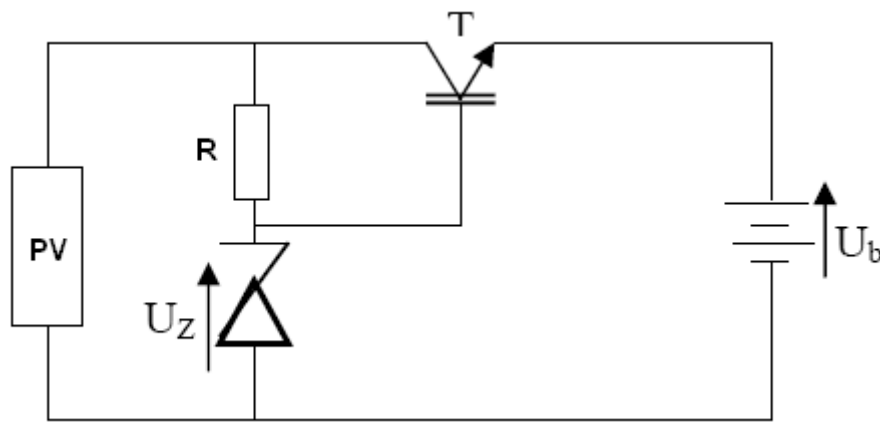


Figure 3.27 : Schéma électrique d'un régulateur de charge série [58].

Tant que la tension U_b aux bornes de la batterie est inférieure à la tension de la diode Zener U_z , le courant délivré par le panneau solaire charge la batterie à travers le transistor (absence de régulation), dès que la tension de la batterie devient supérieure à celle de la diode Zener, le transistor se bloque, et le courant ne passe qu'à travers la résistance (apparition de la régulation). Donc, le régulateur série ouvre le circuit électrique pour couper le courant qui provient du champ PV.

- Régulateur PWM

Le régulateur PWM (Pulse With Modulation) ou MLI (Modulation en largeur d'impulsion) est un régulateur de génération plus récente qui a permis d'améliorer la recharge des batteries en passant de 70% (avec les anciens régulateurs de type shunt et série) à 100% de leur capacité. C'est le plus utilisé dans les installations photovoltaïques autonomes [36].

Quand les modules fournissent de l'énergie à une batterie déchargée, le régulateur PWM procède au début de la même manière que les régulateurs shunt ou série, c'est à dire

qu'il limite le courant de charge de la batterie à un ampérage constant. Plus la batterie se recharge, plus la tension à ses bornes augmente. A partir d'un certain niveau, le régulateur PWM va alors maintenir une tension constante et produire des impulsions de courant. Autrement dit, plusieurs fois par seconde, il va couper et rétablir le courant jusqu'à ce que la batterie soit totalement chargée. Dans un premier temps, les impulsions du régulateur sont longues et presque continues, quand la batterie s'approche de la fin de sa recharge, elles deviennent de plus en plus rares et espacées.

Bien que cette technologie de régulateur soit plus évoluée, elle possède tout de même des similitudes avec les régulateurs shunt ou série. Tant que la surface du module photovoltaïque est éclairée, celui-ci continue de fournir de l'électricité. Pour le déconnecter de la batterie il n'y a que deux solutions : on peut ouvrir le circuit électrique (comme pour les régulateurs série), ou on peut le court-circuiter (comme pour les régulateurs shunt). Les régulateurs PWM utilisent les mêmes techniques que les anciens, à la différence près que ces derniers fonctionnaient en mode tout ou rien (On/Off), alors que le PWM possède un microprocesseur beaucoup plus précis.

- **Régulateur MPPT (Maximum Power Point Tracking) :**

Dans ce régulateur, un circuit mesure en permanence la tension et le courant du panneau pour tirer de l'énergie au point de puissance maximale. Ceci permet de garantir une récupération maximum d'énergie, quelque soient la température et l'ensoleillement. Ces régulateurs fonctionnent soit en élevant, soit en réduisant la tension. Un premier circuit ajuste la demande au point de puissance maximale de l'ensemble des panneaux et le deuxième circuit transforme le courant et la tension pour les adapter au type de batterie [29].

Le régulateur MPPT coûte en général beaucoup plus cher qu'un régulateur standard. C'est pour cette raison que son utilisation n'est pas généralisée, et qu'il n'est pas recommandé pour les petites installations (les pertes ne sont pas assez importantes).

A ces quatre types de circuit on ajoute en général un régulateur de décharge pour empêcher les décharges profondes de la batterie.

- **La régulation de décharge par disjonction automatique**

Le schéma de principe de ce régulateur est représenté sur la figure 3.28, il est constitué d'un comparateur qui compare la tension aux bornes de la batterie à un seuil bas, et transmet

l'information à un circuit de commande qui arrête la décharge lorsque la tension de la batterie atteint ce seuil.

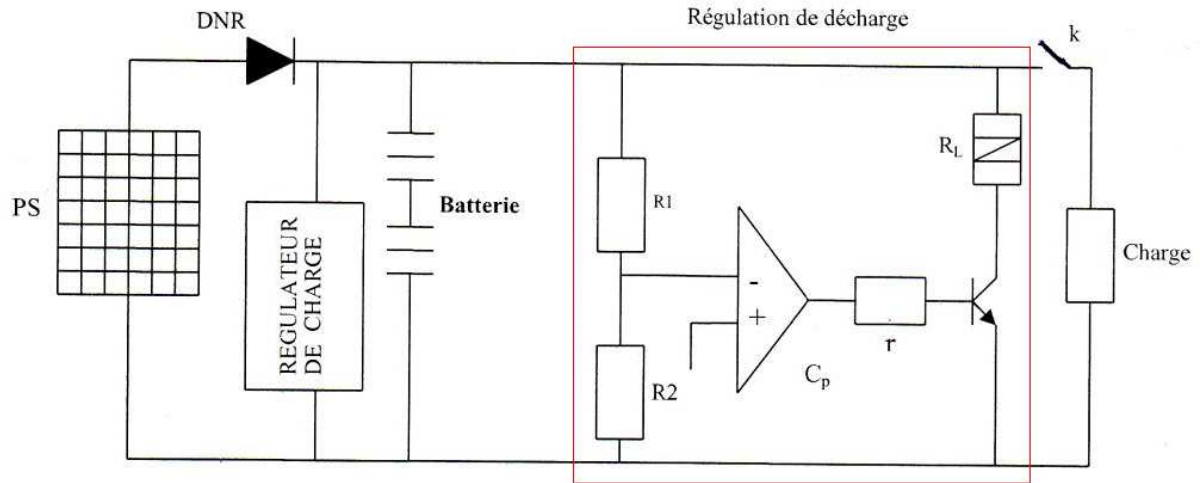


Figure 3.28 : Schéma électrique d'un régulateur de type disjoncteur [55].

3.8.3. Système de conversion

Les convertisseurs sont des appareils servant à transformer la tension continue fournie par les panneaux ou les batteries pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant soit à une tension continue différente, soit à une tension alternative. Aujourd'hui, la grande majorité des convertisseurs est électronique mais on peut encore trouver des génératrices fournissant du 230 VAC entraînées par des moteurs à courant continu. Nous décrivons dans la figure 3.29 le schéma type des convertisseurs DC/DC utiles pour alimenter de petits récepteurs ou chargeurs depuis une batterie et nous décrivons les onduleurs DC/AC autonomes.

a- Les convertisseurs DC/DC

La figure 3.29 présente le schéma de principe d'un module photovoltaïque doté d'un étage d'adaptation DC-DC plus communément connu sous l'appellation d'hacheur, entre le GPV et la charge de sortie.

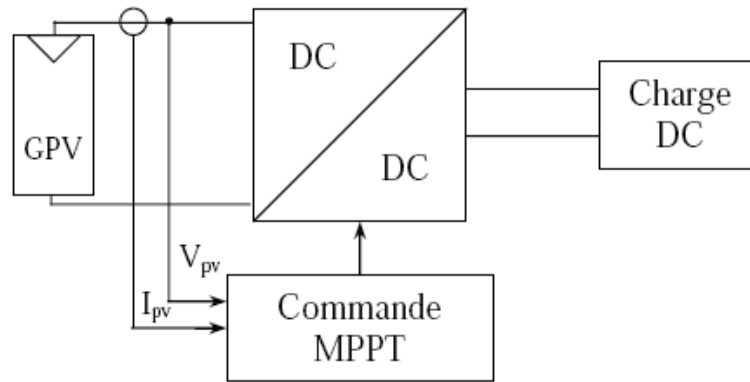


Figure 3.29 : Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur DC/DC contrôlé par une commande MPPT sur charge DC [3].

Cet adaptateur DC-DC permet le plus souvent d'alimenter une charge qui ne supporte pas les fluctuations de tension. Cet étage d'adaptation dispose d'une commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) qui lui permet de rechercher le PPM que peut fournir un panneau solaire photovoltaïque, son rendement se situe entre 90 et 95%. L'algorithme de recherche MPPT peut être plus ou moins complexe en fonction du type d'implantation choisi et des performances recherchées. Cependant au final, tous les algorithmes performants doivent jouer sur la variation du rapport cyclique du convertisseur de puissance associé [59].

Le principe de la commande est basé sur la variation automatique du rapport cyclique α à la valeur adéquate de manière à maximiser la puissance à la sortie du panneau PV.

Nous allons nous intéresser aux structures des hacheurs élévateurs de tension (hacheur Boost ou hacheur parallèle), qui convertissent une tension continue en une autre tension continue de plus forte valeur (figure 3.30). Ce montage permet de fournir une tension moyenne V_s à partir d'une source de tension continue $E < V_s$.

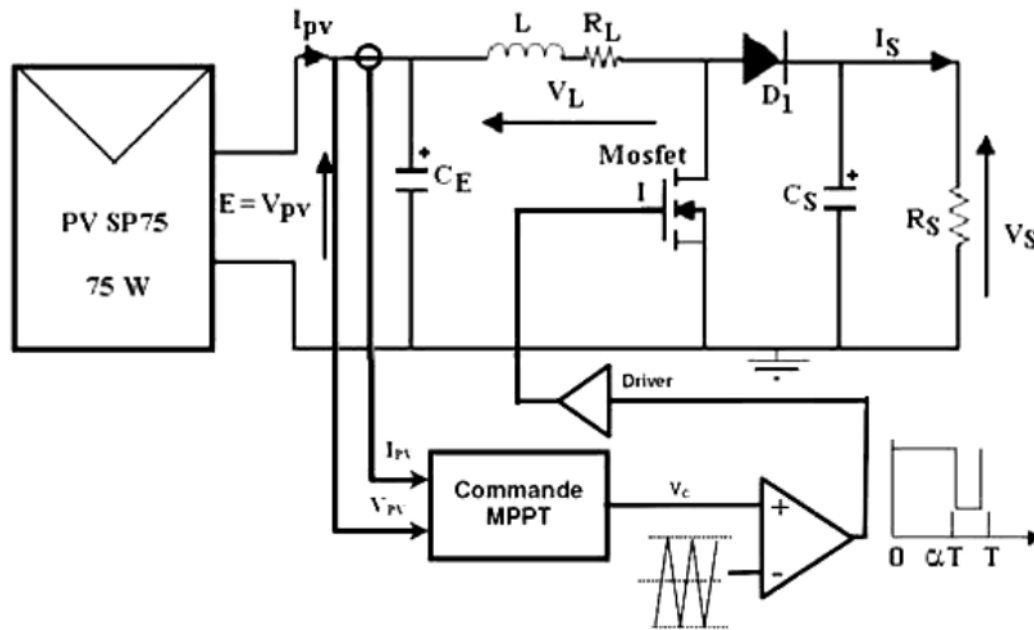


Figure 3.30 : Système PV formé par un générateur PV, convertisseur d'énergie survolteur et une charge R_s . L'interrupteur Mosfet est commandé par un signal de période T et de rapport cyclique α [60]

On distingue deux phases de fonctionnement :

- Lorsque l'interrupteur I est fermé, la diode D est polarisée en inverse ($V_{D1} = -V_s$) ; la charge est donc isolée de la source, par conséquent la source fournit de l'énergie à l'inductance L .
- Lorsque l'interrupteur I est ouvert, l'étage de sortie (C_s plus la charge) reçoit de l'énergie de la source et de l'inductance L .

Pour l'analyse en régime permanent, le condensateur de filtrage C_s a une valeur de capacité suffisamment élevée pour que l'on puisse considérer la tension disponible en tension constante.

b- Le convertisseur DC/AC

Pour alimenter les appareils qui fonctionnent en courant alternatif, il faut interposer un convertisseur entre la batterie et ces appareils. Les convertisseurs les plus utilisés transforment le courant continu issu de la batterie en courant alternatif 220 V/50 Hz ou 380 V/50 Hz.

Le convertisseur de courant se dimensionne en fonction de plusieurs critères:

- **La tension d'entrée** U_e : c'est la même que la tension des batteries ou du régulateur (12, 24 ou 48V DC).

- **La tension de sortie** : en Algérie nous utilisons du 220/230 VAC, 50Hz

- **La puissance nominale** : c'est la puissance dont les appareils qui consomment notre électricité ont besoin pour fonctionner de façon normale. Pour connaître cette puissance nominale, il suffit de faire la somme des puissances des appareils électriques. Il faut toujours choisir un convertisseur dont la puissance est légèrement supérieure à celle des appareils.

- **La puissance maximale** : l'onduleur est capable de fournir une grande puissance sur un court laps de temps (généralement 2 ou 3 fois la puissance nominale). Cette particularité est utile pour les appareils qui possèdent un moteur, car leur consommation augmente très fortement lors du démarrage. En général, si nous avons correctement dimensionné la puissance nominale, la puissance maximale est suffisante.

- **Le rendement** η : c'est le critère principal dans le choix d'un onduleur, car on souhaite maintenir élevée l'efficacité du système. Il est défini comme étant le rapport de la valeur efficace de la puissance de sortie sur la valeur de la puissance d'entrée continue :

$$\eta = P_{AC}/P_{DC} \dots \dots \dots (21)$$

Une partie de l'électricité transformée est consommée par le convertisseur de courant (entre 80 et 95% de l'énergie est restituée [37]). La plupart des convertisseurs consomment de l'énergie même lorsqu'ils ne fonctionnent pas. Heureusement, certains sont équipés d'un système de marche/arrêt qui permet de grandes économies dans les petites installations photovoltaïques.

- **La forme du signal** : la sinusoïde produite par le convertisseur peut avoir plusieurs formes (de la plus coûteuse à la moins chère : pur sinus, pseudo sinus ou carré). Certains appareils supportent très bien les ondes carrés, mais d'autres pas. En revanche, n'importe quel appareil peut fonctionner avec une onde pur sinus.

- **Durée de vie** : Une garantie de 5 ans sur les produits est devenue la norme chez les constructeurs, alors qu'elle n'était que de 2 ans, il y a quelques années.

Il est possible d'étendre la garantie à 10 ans voir 20 ans suivant les constructeurs. Cette étendue de la durée de vie est le résultat de l'utilisation de composants de meilleure qualité, surdimensionnés ou plus résistants aux hausses de température [61].

On distingue deux types d'onduleurs :

Les onduleurs de tension : ils sont alimentés par une source de tension continue, les charges qui leur sont connectées doivent être de type récepteur de courant, ce qui est utilisé dans les systèmes PV. Le schéma de principe de l'onduleur de tension est indiqué sur la figure 3.31.

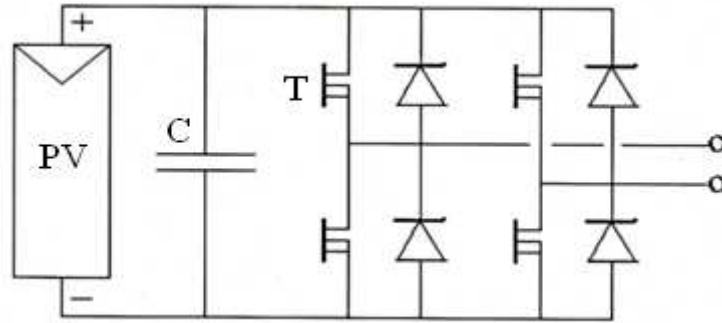


Figure 3.31 : Schéma de principe d'un onduleur de tension [62].

Les onduleurs de courant : Ils sont reliés à une source de courant continu et leurs charges sont impérativement de type récepteur de tension.

3.8.4. Autres systèmes

Les derniers éléments indispensables au bon fonctionnement d'un système PV autonome sont les protections contre la foudre, les disjoncteurs et les fusibles (voir Annexe C). Les panneaux solaires sont des équipements généralement coûteux, ils doivent être protégés pour éviter toute dégradation comme les perturbations induites par les commutations des convertisseurs de puissance. Dans ce cas, on peut introduire des filtres de puissance pour éliminer les harmoniques.

Conclusion

Nous avons présenté dans ce présent chapitre les différentes notions relatives à la constitution d'un système de captage photovoltaïque, ainsi que les principes de fonctionnement de chaque élément dont nous aborderons le dimensionnement dans le prochain chapitre.

CHAPITRE 4

DIMENSIONNEMENT

Introduction :

Lorsqu'on s'équipe en énergie renouvelable, il est important de respecter un certain nombre d'étapes. Ces dernières permettront, grâce à quelques calculs très simples, de dimensionner la source d'énergie. Une installation PV autonome nécessite plusieurs étapes dont la première est d'estimer la consommation d'électricité et de déterminer à quel moment on en a besoin, ce qui a été fait dans le chapitre 1. Puis vient le chiffrage de l'énergie solaire récupérable selon l'emplacement et la situation géographique. Avec ces données, il sera alors possible de connaître la quantité de modules photovoltaïque nécessaire, la quantité de batteries, le régulateur ainsi que l'onduleur les mieux adaptés, et enfin le câblage adéquat.

4.1. Energie solaire récupérable :

La position des modules photovoltaïques par rapport au soleil influe directement sur leur production énergétique. Il est très important de bien les placer pour optimiser au mieux l'installation solaire. On appelle orientation le point cardinal vers lequel est tournée la face active du panneau (Sud, Nord, Sud-Ouest...). Quand à l'inclinaison, elle indique l'angle en degrés que font les panneaux avec le plan horizontal.

Idéalement, ils doivent être orientés en plein Sud dans l'hémisphère Nord et en plein Nord dans l'hémisphère Sud.

En ce qui concerne l'inclinaison, pour des applications qui consomment une énergie quasi-constante tout au long de l'année, il faut optimiser la production pour la période la moins ensoleillée (l'hiver). Les panneaux doivent donc pouvoir récupérer l'énergie d'un soleil dont la hauteur est faible. Il en résulte que, pour une utilisation annuelle, l'inclinaison idéale est environ égale à la latitude du lieu + 10° (pour une orientation Sud) [17], ce qui correspond pour notre site à une inclinaison de 46°.

Une surface exposée au soleil reçoit, à un instant donné, un rayonnement solaire en W/m^2 , qui est un flux d'une puissance par unité de surface. Ce flux varie au passage d'un nuage et selon les heures de la journée. Au bout d'une journée, ce flux produit une énergie journalière ou rayonnement solaire intégré, en Wh/m^2 par jour. Grâce à la station météorologique, on peut connaître le rayonnement solaire intégré en $kWh/m^2.jour$; mais la connaissance de la production d'un panneau solaire par heure n'est pas très nécessaire car on peut réaliser un dimensionnement assez précis avec 12 valeurs de rayonnement solaire

seulement (les valeurs moyennes de l'énergie solaire journalière pour chaque mois de l'année).

Pour un dimensionnement plus rapide, on se servira de la valeur de la plus faible période de fonctionnement de l'application qui correspond à 3,0076 kWh/m².jour pour le mois de Janvier [63].

La figure suivante représente l'évolution de l'irradiation solaire globale reçue sur le plan des capteurs inclinés d'un angle de 46° par rapport à l'horizontal.

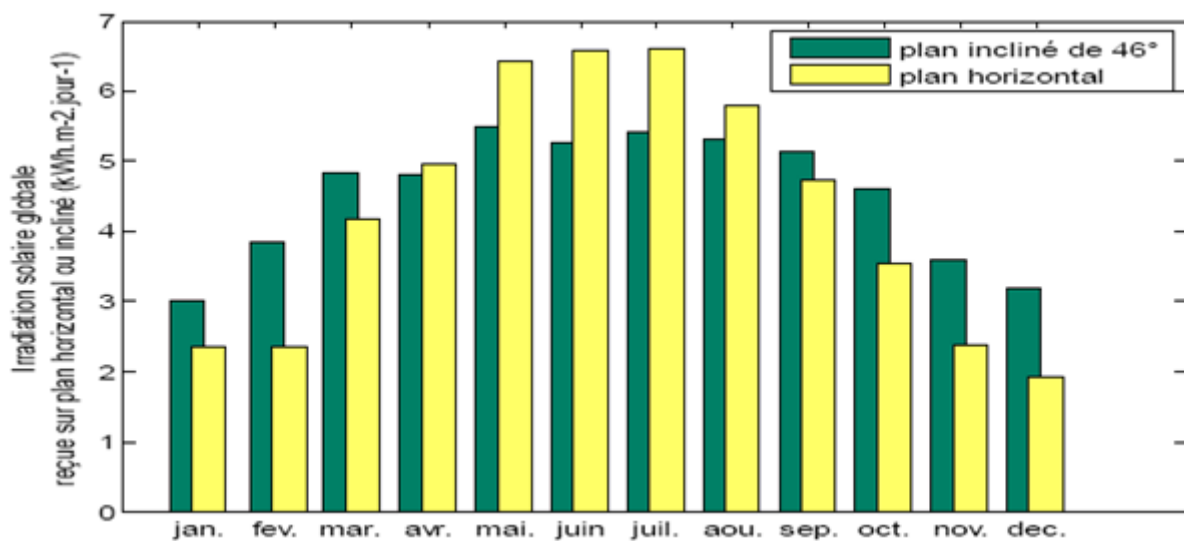


Figure 4.1 : Valeurs mensuelles des irradiances solaires globales reçues sur un plan incliné d'un angle de 46° par rapport à l'horizontal, et sur un plan horizontal [64].

En annexe D est donnée la cartographie de l'irradiation globale en Algérie simulée par ciel moyen pour les quatre saisons.

4.2. Caractéristiques du système

Les caractéristiques de notre charge sont :

- La puissance consommée : 585,23 kW
- L'énergie moyenne consommée : 5287,49 kWh/j
- L'autonomie du système : 5jours

4.3. Dimensionnement d'un générateur photovoltaïque

Cette étape consiste à calculer la quantité de modules photovoltaïques que l'on devra posséder pour couvrir les besoins en électricité du centre enfûteur.

- **Caractéristiques du module E19/320 (Annexe E)**

Puissance crête $P_{cm}=320W_c$

Tension nominale $U_n= 32V$

Taille : 1046x1559 (mm²)

Garantie : 25ans

Rendement : 19,6%

- **Estimation de la puissance crête de la centrale photovoltaïque**

La puissance crête de la centrale photovoltaïque installée dépend de l'irradiation du lieu. On la calcule de façon à satisfaire les besoins pendant la période la plus défavorable en appliquant la formule suivante [17] :

$$P_c = \frac{E_c}{k \cdot I_r} \dots\dots\dots (22)$$

Où :

P_c : Puissance crête de la centrale photovoltaïque (W_c).

I_r : Irradiation moyenne mensuelle reçue par le capteur photovoltaïque correspondant au mois le plus défavorable (Wh.m⁻².jour⁻¹).

E_c : Energie consommée (Wh).

k : Coefficient correcteur. Ce coefficient tient compte :

- De l'inclinaison non corrigée des modules suivant la saison ;
- Du point de fonctionnement des modules ;
- Du rendement moyen de la batterie (90%) ;
- Du rendement de régulateur (95%) ;
- Des pertes dans les câbles de connexion pour les systèmes avec batterie.

k est en général compris entre 0,55 et 0,75. La valeur souvent utilisée dans des calculs du système avec batterie est $k=0,65$ [37].

- **Choix de la tension de fonctionnement de la centrale photovoltaïque U_{sys}**

Sur les systèmes autonomes, pour une puissance donnée, une tension faible implique des courants élevés qui produisent des pertes ohmiques dans les câbles.

On choisit la tension de fonctionnement en fonction de la puissance crête du champ photovoltaïque en watt de façon générale comme suit [17] :

- Moins de 500 Wc : elle est de 12V ;
- De 501 à 2000 Wc : elle est de 24V ;
- De 2001 à 10 000 Wc : elle est de 48V ;
- Plus de 10 000 Wc : elle est supérieure à 48V.

- **Estimation du nombre de modules constituant le générateur**

Soit une installation fonctionnant sous une tension U_{sys} , la puissance crête nécessaire est égale à P_c , les modules disponibles sont de puissance crête P_{cm} et de tension nominale U_n [17]:

$$N_m = \frac{P_c}{P_{cm}} \dots\dots\dots (23)$$

Avec :

N_m : Nombre de modules.

P_{cm} : Puissance crête d'un module photovoltaïque.

- **Répartition des modules**

La centrale sera divisée en champs montés en parallèle comme le montre la figure 4.2, les modules de chaque champ seront repartis comme suit :

- Le nombre de modules connectés en série sera égal à [17] :

$$N_{ms} = \frac{U_{sys}}{U_n} \dots\dots\dots (24)$$

- Estimation du nombre de branches en parallèle [17] :

$$N_{mp} = \frac{N_{ch}}{N_{ms}} \dots\dots\dots (25)$$

Ou :

N_{ch} : Nombre de modules par champ.

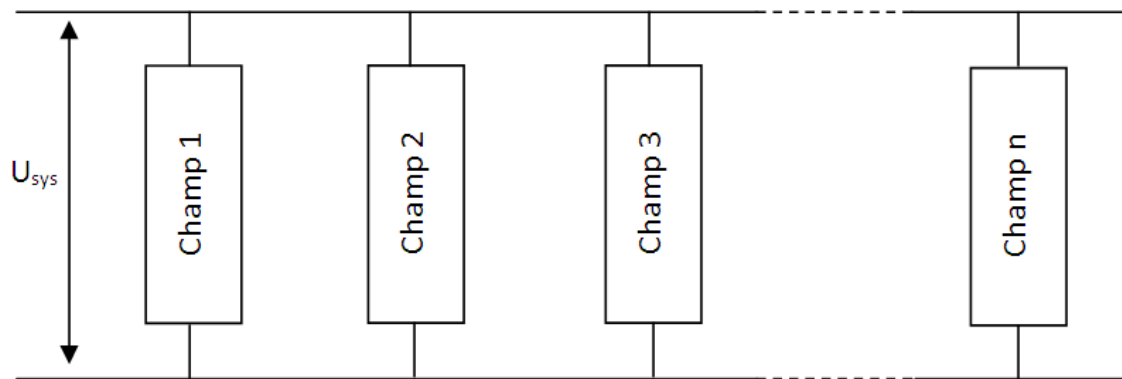


Figure 4.2 : Représentation schématique des champs de la centrale.

- **Calcul de la puissance crête d'un champ**

La puissance crête délivrée par le champ (W_c) est :

$$P_{ch} = N_{ms} \times N_{mp} \times P_{cm} \dots\dots\dots (26)$$

- **Calcul de la surface totale du générateur**

La surface totale occupée par les modules sur le sol ou le toit est :

$$S_T = S_m \cdot N_m \dots\dots\dots (27)$$

Avec :

S_m : Surface d'un module en m^2 .

4.4. Dimensionnement de la batterie de stockage d'un champ

Pour assurer la continuité de l'alimentation pendant les jours de mauvais temps, on prévoit un système de stockage qui se compose généralement de batteries. La capacité qui doit être installée dépend de la tension (V_{bat}), du rendement de la batterie (η_{bat}) et de la profondeur de décharge de la batterie ($P_D=0,75$), ainsi que de l'énergie demandée par la charge (E_C) et du nombre de jours d'autonomie (N_j) pendant lesquels les batteries initialement chargées peuvent remplir les besoins en électricité sans que les modules ne fonctionnent.

- **Calcul de la capacité de batterie utile [64]:**

$$C_u(Ah) = \frac{E_c \cdot N_j}{P_D \cdot U_{sys} \cdot \eta_{bat}} \dots\dots\dots (28)$$

Pour calculer la capacité utile d'un champ $C_{u/champ}$, il faut prendre la consommation journalière E_c que peut couvrir un seul champ.

- **Détermination du nombre de batteries à utiliser par champ**

En raison de la puissance importante du champ, il est préférable de travailler avec des batteries de 48V au lieu de 12V et ce, dans le but d'éviter des courants importants.

Les batteries choisies sont au plomb de 48V et de 503 Ah de capacité chacune.

- **Répartition des batteries**

L'association des batteries se fera en série/parallèle de sorte que la mise en série permettra de gagner en tension et la mise en parallèle permettra d'augmenter la capacité.

- On donne le nombre d'éléments série par la relation [17]:

$$N_{bs} = \frac{U_{sys}}{U_b} \dots\dots\dots (29)$$

Avec :

U_b : Tension nominale de la batterie donnée par le constructeur en V.

- Le nombre de branches en parallèle [17] :

$$N_{bp} = \frac{C_u}{C_{bat}} \dots\dots\dots (30)$$

C_{bat} : Capacité équivalente des batteries séries, exprimée en (Ah).

- Le nombre total de batteries est donné par :

$$N_{bat} = N_{bs} \times N_{bp} \dots\dots\dots (31)$$

4.5. Dimensionnement du régulateur

Le régulateur sera dimensionné d'après les paramètres suivants : tension, courant d'entrée et courant de sortie :

- **Tension nominale** : elle doit être celle du champ photovoltaïque.
- **Courant d'entrée** : C'est le courant de charge maximale que les modules sont susceptibles de débiter. Il doit être supporté sans problème par le régulateur. Pour estimer ce courant, le plus sûr est de prendre 1,5 fois le courant maximal [65].
- **Courant de sortie** : L'intensité du courant de sortie du régulateur doit être supérieure à la valeur maximale que peuvent tirer les récepteurs simultanément.

Notre installation sous une tension de 96V, délivre un courant $I_{\max} = 295\text{A}$ par champ. Vu l'indisponibilité dans le marché de régulateurs supportant ce courant, on propose alors d'utiliser 3 régulateurs en parallèle pour chaque bloc de batterie, tel que chaque régulateur a les caractéristiques suivantes :

- courant de sortie à 50°C : 100A
- courant d'entrée : 150A
- tension de charge : 48V
- durée de vie : 15ans

4.6. Dimensionnement de l'onduleur

Lorsque l'application contient des appareils fonctionnant en alternatif (AC), il faut convertir l'électricité continue que produisent les capteurs photovoltaïques en électricité alternative utilisable par ces appareils.

Le dimensionnement d'un onduleur se base sur la somme des puissances maximales de chaque équipement à connecter au courant alternatif, et se fait en fonction de plusieurs critères :

- **Tension d'entrée** : elle est égale à celle de la batterie ou du régulateur.
- **Tension de sortie** : en Algérie nous utilisons du 220 VAC, 50Hz.
- **Puissance nominale** : elle est définie d'après les besoins exprimés. Elle tient compte du nombre d'équipements, et de leurs puissances.

L'onduleur INGEON du constructeur espagnol INGETEAM présente les caractéristiques suivantes [66] :

- Tension de sortie plus au moins 5% : 220V à 230V
- Puissance nominale : 2500 W
- Puissance maximale : 5000 W
- Fréquence : 50Hz
- Rendement : 95%

On donne le nombre d'onduleurs par la relation :

$$N_{ond} = \frac{\text{Puissance consommée}}{P_{max} \text{ de l'onduleur}} \dots\dots\dots (32)$$

4.7. Câblage du système

Pour assurer le bon fonctionnement d'un système photovoltaïque autonome, il reste à prendre en considération le câblage qui assure la liaison entre les différents éléments de la centrale. Le diamètre du câble est fonction du courant qui le traverse et de sa longueur.

Tout câble électrique a une résistance qui est donnée par la formule suivante :

$$R = \frac{\rho \cdot L}{S} \dots\dots\dots (33)$$

Avec :

L : La longueur du câble en m.

S : La section du câble en m².

ρ : La résistivité du matériau conducteur en $\Omega \cdot m$.

Les pertes en tension et en courant sont données par :

$$V_{pertes} = R \times I \quad (V) \dots\dots\dots (34)$$

Le choix de la section des câbles est très important et il doit être fait de sorte à limiter la baisse de tension entre les composants à moins de 5%.

De manière générale, on peut résumer les liaisons existantes entre les divers composants dans un système avec batterie comme suit :

- liaison champ PV - batterie
- liaison batterie - régulateur
- liaison batterie - onduleur
- liaison charge électrique - onduleur

4.8. Application du dimensionnement pour le centre enfûteur GPL de Oued Aissi

La centrale sera constituée de 48 champs de 177 modules chacun, montés en parallèle. La répartition des modules d'un champ est représentée sur la figure suivante :

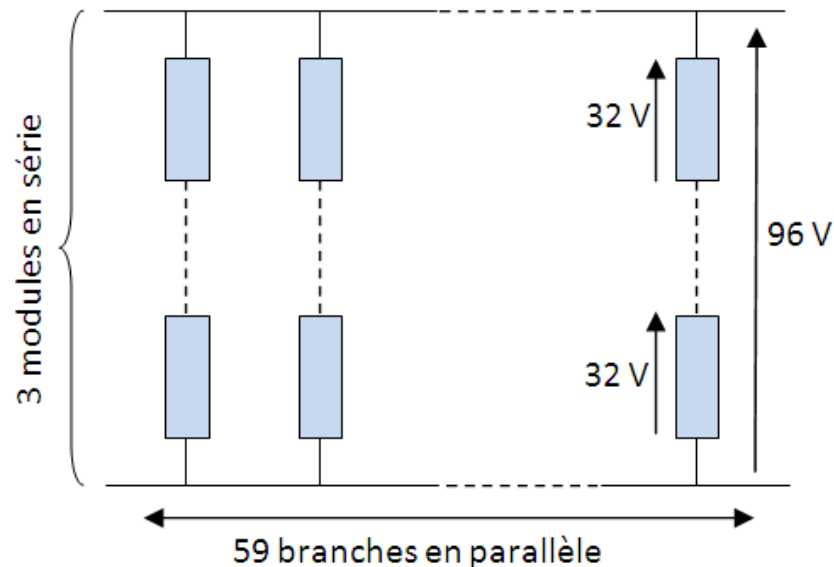


Figure 4.3 : Représentation schématique des modules en série et des branches en parallèle d'un champ.

Le choix de la tension du générateur photovoltaïque est étroitement lié à la puissance crête demandée. Vu que la puissance demandée $P_c = 2704,68 \text{ kW}_c$ dépasse de loin 10 kW_c , la tension d'utilisation adoptée est de 96 V.

Les résultats du dimensionnement pour un seul champ sont représentés dans le tableau suivant :

Dimensionnement		
Puissance crête du champ (kWc)		56,35
Tension de fonctionnement (V)		96
Nombre de modules	Total	177
	En série	3
	En parallèle	59
Batteries	Capacité totale (kAh)	8,5
	Total	68
	En série	2
	En parallèle	34
Régulateur	Total	6
	En série	2
	En parallèle	3
Onduleur	Total	3

Tableau 4.1 : Résultat de dimensionnement d'un champ photovoltaïque.

Les batteries sont réparties en 2 blocs de 48V placées en série, et chaque bloc contient 34 batteries montées en parallèle comme le montre la figure suivante :

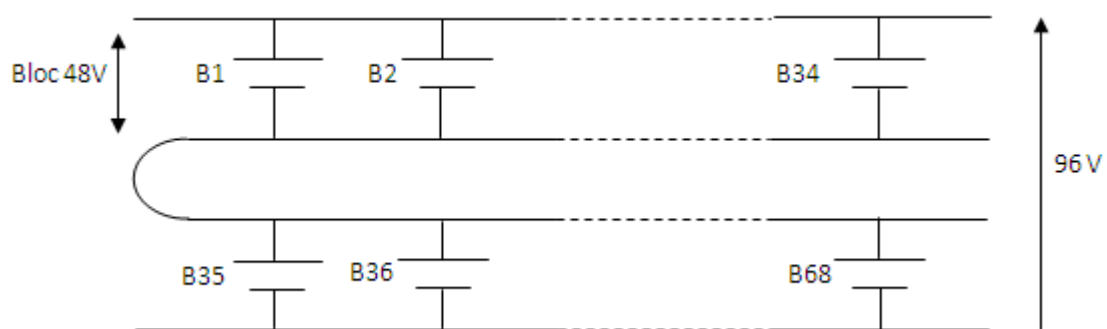


Figure 4.4 : Association des batteries.

- **Estimation de la surface**

La surface d'un champ est estimé à : 288,64 m²

La surface de la centrale sera donc de : 13 854,55 m²

Un exemple de répartition des champs est donné sur la figure suivante :

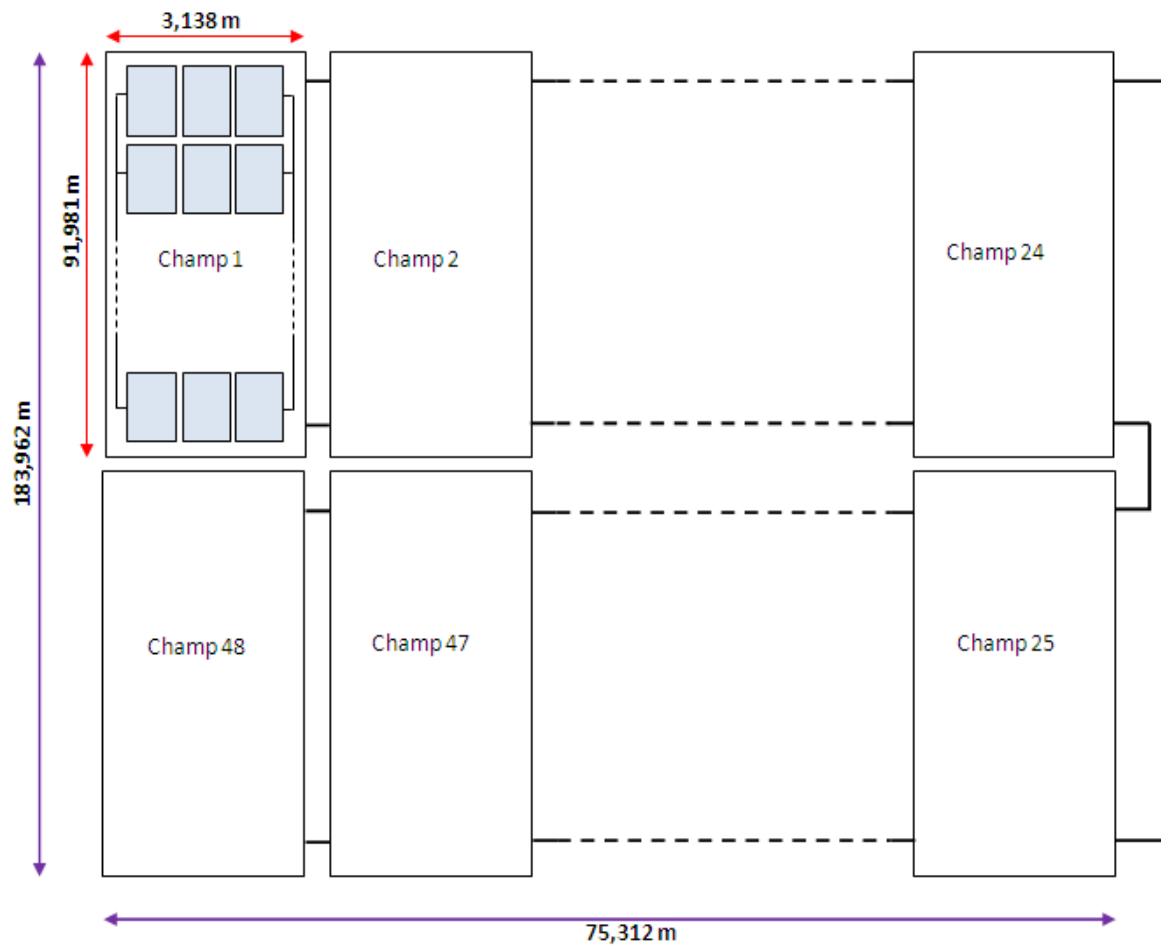


Figure 4.5 : Représentation de la surface de la centrale photovoltaïque.

- **Estimation du coût**

Composant	Nombre utilisé	Prix unitaire €	Coût €
Module	8496	720	6 117 120
Régulateur	288	180	51 840
Batterie	3264	1000	3 264 000
Onduleur	144	1350	194 400
			Total 9 627 360
			Total en DA : 962 736 000

Tableau 4.2 : Estimation du coût de l'installation PV.

Conclusion

Les installations photovoltaïques par leur caractère d'autonomie doivent être dimensionnées pour qu'elles puissent fournir de l'énergie dans les conditions les plus défavorables, ce qui nous permet d'aboutir à une meilleure optimisation des installations photovoltaïques.

Dans ce chapitre nous avons utilisé la méthode du mois le plus défavorable pour dimensionner le système photovoltaïque qui alimente le centre enfûteur de GPL de Oued Aissi.

Pour ce faire, nous avons calculé le nombre de modules, batteries, régulateurs et onduleurs, puis nous les avons répartis de sorte à répondre aux exigences du système.

Il est à signaler que les résultats de ce dimensionnement sont conditionnés par les paramètres de base (météorologiques et profil de consommation). S'il est indispensable de continuer à améliorer les rendements des éléments photovoltaïques, il ne faut pas seulement raisonner en puissance produite, mais aussi en puissance consommée et donc favoriser l'utilisation d'appareils électriques à faible consommation, et rationaliser le temps de fonctionnement.



CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

L'intérêt scientifique aussi bien que le potentiel commercial ont conduit à une recherche accrue dans le domaine du photovoltaïque qui s'est considérablement développé durant ces vingt dernières années.

Le présent travail avait pour but l'étude d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation en électricité du centre enfûteur de GPL de Oued Aissi.

Dans un premier temps, nous avons revu généralement le principe de la technologie photovoltaïque, ainsi que les paramètres et la structure des cellules solaires.

Dans un deuxième temps, nous avons décrit chaque élément d'un système photovoltaïque.

Enfin, nous avons abouti à un dimensionnement de notre installation qui nous a permis d'estimer la surface et le coût de revient.

Nous avons constaté que l'installation autonome d'une centrale PV peut être possible du point de vue énergétique, mais elle ne peut être intéressante d'un point de vue économique étant donné le prix de revient, elle reste quand même intéressante en terme d'autonomie.

La question du prix élevé de l'électricité photovoltaïque est souvent avancée comme un frein important au développement de cette ressource énergétique. Cependant, ce prix, aujourd'hui à environ 2,25 € par Wc [67], baisse régulièrement avec les avancées technologiques diverses. L'objectif des professionnels est de passer dans quelques années, sous la barre symbolique de 1 € par Wc [68]. Quelle que soit la baisse des coûts atteinte, cela rend cette énergie de plus en plus intéressante pour le grand public.

Le site d'implantation de l'installation profite de forts ensoleillements, et le fait d'avoir dimensionner le système en considérant le mois le plus défavorable nous permet d'avoir un surplus d'énergie non utilisée comme le montre la figure suivante :

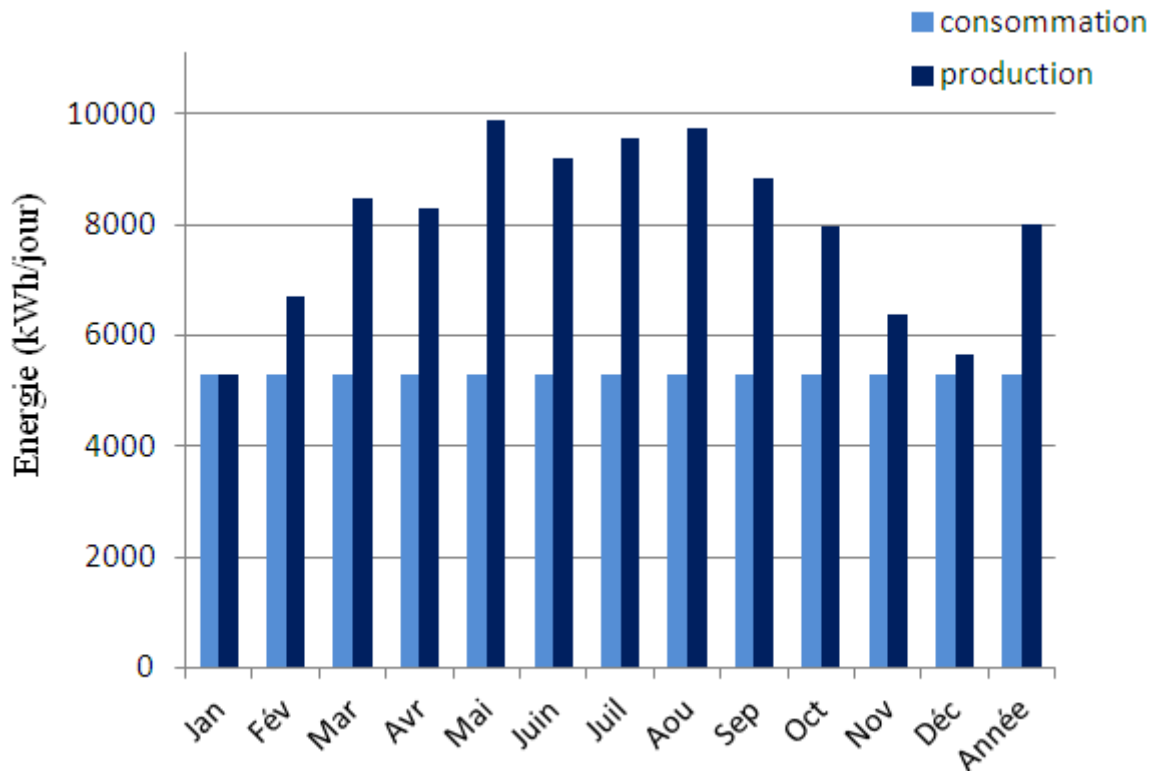


Figure 5.1: Comparaison entre l'énergie consommée par le centre enfûteur et l'énergie produite par le champ photovoltaïque.

Un système raccordé au réseau, non seulement permettrait de réduire le coût de l'installation, en supprimant le coût des batteries, car le stockage ne sera plus nécessaire, mais permettrait en plus d'avoir une possibilité de revendre l'énergie excédentaire au réseau et ainsi faire des profits, ce qui amortirait le prix d'investissement initial. En effet, le retour sur investissement se fera à partir de 13 ans dans le cas où le surplus d'énergie produite est commercialisé à 0,55c€/kWh [69].

Ce type de système permettra bien entendu de couvrir l'ensemble des besoins énergétiques du centre.

Si en plus, on prend en considération la consommation réelle et non la consommation calculée avec marge, on obtiendrait une énergie plus importante à revendre, et donc un retour sur investissement à partir de 6 ans seulement. Un exemple de ce cas est représenté sur la figure 5.2, avec les chiffres de consommation obtenus pour l'année 2011 :

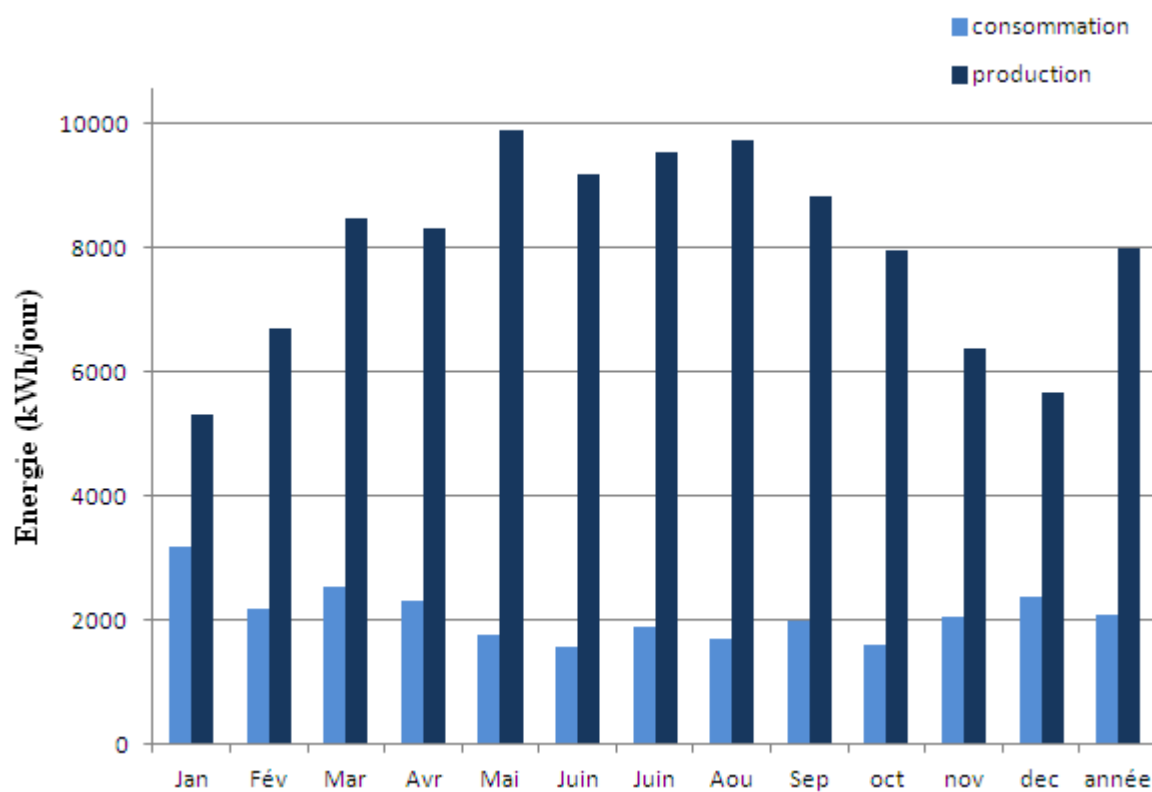


Figure 5.2 : Comparaison entre l'énergie consommée réelle en 2011 et l'énergie produite par le champ photovoltaïque.



REFERENCES

Bibliographie

- [1] Observ'ER, «Baromètre du Solaire Photovoltaïque; N°160,» *Systèmes Solaires*, p. 69-83, Avril 2004.
- [2] S. Berger, «Croissance de silicium monocristallin en couche mince par épitaxie en phase liquide sur couches sacrificielles pour report sur substrat faible coût pour applications photovoltaïques»; p. 122, Thèse EEA, INSA de Lyon, 2003.
- [3] M. C. P. Angel, «Conception et réalisation de modules photovoltaïque électroniques,» Thèse de doctorat en microélectroniques et microsystèmes, Toulouse, 2006.
- [4] «Site du Groupe sonatrach,». Available: <http://www.sonatrach-dz.com/>. [Accès le 17 Avril 2012].
- [5] Sonatrach, «Rapport annuel 2010,» Sonatrach, 2010.
- [6] «Naftal SPA,» 2012. Available: <http://www.naftal.dz/accueil.php>. [Accès le 17 Avril 2012].
- [7] GPL, «Naftal SPA produit,». Available: <http://www.naftal.dz/produits.php?pageID=GPL>. [Accès le Avril 2012].
- [8] J. Gaillard, «La jonction PN,» Central Paris, 2007.
- [9] L. Luc, «Physique et technologie des composants de puissance,» Département E.E.A, Université Bordeaux 1, 2003.
- [10] P. roux, «théorie général simplifiée des semi-conducteurs - jonction PN au silicium - effet transistor Bipolaire,» 2008.
- [11] A. Chevet et P. Masson, «Physique des semi-conducteurs,» Département Micro-électronique et télécommunications, Ecole polytechniques universitaire de Marseille, 2004-2005.
- [12] A. Saidane, «Physique des semi-conducteurs (Tome II),» OPU, Alger, 1993.
- [13] R. Houdré, «Chapitre 5: jonction p-n,» Cours de l'école doctorale de photonique, Ecole polytechnique Fédérale de Lausanne, 2006/2007.
- [14] B. Boittiaux, «Les diodes semiconductrices:caractéristique statique de la diode PN,» Ecole polytechnique de Lille, 19 Mars 2004. Available: <http://www.polytech-lille.fr/cours-atome-circuit-integre/bip/bip220.htm>. [Accès le Avril 2012].
- [15] «L'effet photovoltaïque,» Energie +. Available: http://www.energiepluslesite.be/energieplus/page_16679.htm?reload. [Accès le Avril 2012].
- [16] P. Bessemoulin, «Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette,» *La météorologie*

8ème série n°31, Septembre 2000.

- [17] A. Labouret et M. Viloz, «Energie solaire photovoltaïque, » Paris: Dunod 3ème Edition, 2009.
- [18] S. M. Ait Cheikh, «Etude, investigation et conception d'algorithmes de commandes appliqués aux systèmes photovoltaïque,» Ecole National Polytechnique, Thèse de doctorat d'état en électronique, 2007.
- [19] B. Lakehal, «Etude des propriété électrique d'une photopile à base d'une structure schottky,» Magistère en Microélectronique, Batna, 2009.
- [20] S. Astier, «*Conversion photovlotaique: du rayonnement solaire à la cellule*», d3935, Technique de l'ingénieur.
- [21] K. Emery, J. Burdick, Y. Caiyem, D. Dunlavy, H. Field, B. Kroposki, T. Morlarty, L. Ottoson, S. Rummel, T. Strand et M. Wanlass, «Temperature dependence of photovoltaic cells, modules and systems; P1275-1278,» *Conference Record of the Twenty Fifth IEEE*, 13-17 May 1996.
- [22] P. Stephane, «Nouvelles architectures distribuée de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïque,» Thèse de doctorat, Toulouse, 2009.
- [23] N. Oleksiy, «Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïque à contacts arrières interdigites,» Thèse de doctorat, Institut national des sciences appliquées, 2005.
- [24] J. C. Muler, «*Electricité photovoltaïque: principes*»; *Techniques de l'ingénieur*; be8578.
- [25] S. Gauthier, «Cellules solaires photovoltaïque,» Université de Montréal.
- [26] M. A. Green, J. Zhao, A. Wang et S. R. Wenham, «Cery high efficiency silicon solar cells; » V46, N°10, chez *IEEE Transaction on electron devices*, 1999.
- [27] A. Kaminski, «*Etude des étapes technologiques critiques dans la production des cellules solaires en silicium multicristallin*; » P 165, INSA de Lyon, 1997.
- [28] B. Flèche et D. Delagnes, «Energie solaire photovlotaique; » STI Electrotechnique, 2007.
- [29] A. Labouret et M. Viloz, «Energie solaire photovoltaïque, le manuel du professionnel,» Dunod, 2003.
- [30] W. Chenled, Z. Hui, W. Tihu et Z. Lili, «Solidification interface shape control in a continuous czochralski groxth system,» *Journal of Crystal Growth*, V. 287, p. 252-257, January 25, 2006.
- [31] Hallou Solaire, «La fabrication des cellules photovoltaïques,». Available: www.hallou-solaire.com.
- [32] D. Kray, M. Schumann, A. Eyer, G. P. Willeke, R. Kubler, J. Beinert et G. Kleer, «Solar Wafer

- Slicing With Loose and Fixed Grains; V1, P948-951,» *Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference*, May 2006.
- [33] A. Muller, M. Reinecke, A. Bachmann, C. Seifert, T. Trommer et R. Schindler, «Towards larger and thinner wafers used in photovoltaic,» *Photovoltaic Specialists Conference, Conference Record of the Thirty-first IZZZ*, 2005.
- [34] P. Werner et I. Muhlis Kenter, «*Fabrication des cellules photovoltaïques*,» Illinois, Chicago, 1988.
- [35] O. Mourad, «Etude du silicium poreux destiné aux cellules solaires,» Magistère en Physique; Ecole doctorale 'Energies Renouvelables, 2009.
- [36] Encyclopédie, «Arebor Energie,». Available: <http://www.arebor-energie.fr/>. [Accès le 6 Mai 2012].
- [37] A. Ricaud, «Modules et systèmes photovoltaïque, » Septembre 2008.
- [38] «Les panneaux photovoltaïques,» . Available: <http://lespanneauxphotovoltaïques.doomby.com/>. [Accès le 1 Mai 2012].
- [39] C. Bernard, J. Chauvin, D. Lebrun, J. F. Muraz et P. Stassi, «Station solaire autonome pour l'alimentation des antennes de l'expérience de radio détection à l'Observatoire Pierre Auger,» 2006.
- [40] M. Viloz, «Centrales photovoltaïques- Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets- A l'usage des bureaux d'ingénieurs; » P 64, conjoncturelles, Office fédéral des questions, Programme d'action PACER, 1996.
- [41] T. Fogelman, «Système photovoltaïque pour les pays en développement, manuel d'installation et d'utilisation,» Agence Française pour la Maîtrise de l'énergie (AFME).
- [42] A. Guen, «Contribution à l'étude des système de télécommunication mobiles alimentés par énergie solaire,» 1992.
- [43] P. Ludovic et S. Astier, «Convertisseurs photovoltaïques,» Techniques de l'ingénieurs- D3 360.
- [44] W. Herrman, W. Wiesner et W. Vaaben, «Hot spot investigations on PV modules -New concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes,» chez *26th PVSC*, Anaheim, CA, 1997.
- [45] M. Alanso-Garcia, J. Ruiz et F. Chenlo, «Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module, cells, Solar Energy Materials & Solar»; V.90; p.329-340, 2006.
- [46] J. David, J. Duveau, J. Guerin et A. Michel, «Electrical and thermal testing and modelling of

- breakdown in space solar cells and generators,» *23rd Photovoltaic Specialists Conference*, 1993.
- [47] S. Vighetti, «Systèmes photovoltaïque raccordés au réseau: Choix et dimensionnement des étages de conversion,» p.15-16 Thèse de doctorat, Institut polytechnique de Grenoble, Grenoble, 2010.
- [48] A. Kajihara et T. Harakawa, «Model of photovoltaic cell circuits Under partial shading,» *Industrial Technology ICIT 2005*, 14-17 Dec. 2005.
- [49] A. B. Rabli, M. Jraidi et A. S. Bouazzi, «Investigation of degradation in field-adged photovoltaic modules,» *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, May 11-18, 2003.
- [50] H. Belmili, M. Ayad, E. Berkouk et M. Haddadi, «Optimisation de dimensionnement des installations photovlotaïque autonomes -Exemple d'applications, éclairage et pompage au fil du soleil,» *Revue des energies renouvelables*, Algérie, 2008.
- [51] G. Tiwari et D. Swapnil, «Fundamentals of photovoltaic modules and their applications.,» Royal society of Chemistry, Inde, 2010.
- [52] N. Achaibou, A. Malek et N. Bacha, «Modèle de vieillissement des batteries plomb acide dasn l'installation PV,» *N. spécial (CHEMSS)*, p. 61-66, 2000.
- [53] N. Achaïbou, «Introduction à l'étude du système de stockage dans un système photovoltaïque,» CDER,1997.
- [54] I. Tsuda, K. Kurokawa et K. Nozaki, «Annual simulation results of photovoltaic system with redox flow battery; » p. 503-508, *Solar Energy Materials ans solar cells* 35, 1994.
- [55] C. Hennous et K. Ait allala, «Dimenssionnement et installation d'un système photovoltaïque (application a la F.G.E.I),» Mémoire de fin d'études-ingénieur d'etat en électronique-option: communication controle, 2009.
- [56] S. Dirk Uwe, «Electrochemical Storage for Photovoltaics,» Freiburg, Germany: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2004.
- [57] N. Achaibou, «Introduction à l'étude du système de stockage dans un système photovoltaïque,» *Revue: energie renouvelable*, Alger, 1999.
- [58] Z. Bachi et S. Elfodil, «Conception et réalisation d'un système de régulation de charge semi statique a sortie fixe pour installation photovlotaique,» Université de Blida, 2008.
- [59] Electrique, Professionnels du secteur, «Réussir votre centrale photovoltaïque,» Gimélec, 2010.
- [60] K. Kassmi, M. Hamdaoui et F. Olivié, «Conception et modélisation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT analogique,» *Revue des energies Renouvelables* , vol. 10, n° 14,

- p. 451-462, 2007.
- [61] P. Barrade, «Electronique de puissance: Methodologie et convertisseurs élémentaires,» Lausanne, France, 2006.
- [62] Y. Djouadi et K. Belouni, «etude et dimenssionnement d'un système photovoltaïque (Application à la bibliothèque centrale de l'UMMTO),» FGEI, Tizi ousou, Algérie, 2010.
- [63] A. Mekki, «Guide des Energies Renouvelables,» Ministère de l'energie et des mines, Direction des energies nouvelles et renouvelables. Available: www.mem-algeria.org.
- [64] F. Trahi, «Prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de Tizi-Ouzou par les réseaux de neurones artificiels. Application pour le dimenssionnement d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation du laboratoire de recherche LAMPA,» Mémoire de Magister en électronique, Tizi ousou, 2011.
- [65] M. Nkouimi, «Outil d'aide au dimensinnement des systèmes photovoltaïques domestiques, » Mémoire de fin détude pour l'obtention du diplome d'ingénieur de conception, Ecole National Superieur Polytechnique de Yaoundé, 2010.
- [66] Photovoltaic solar energy; Available: www.Accubel.be.
- [67] «Solar Module Price Highlights,» SOLARBUZZ, Septembre 2008. Available: www.solarbuzz.com. [Accès le Juin 2012].
- [68] Working group Science, Technology ans Applications of the EUPV Technology Platform, «A trategic research agenda (SRA) for photovoltaic solar energy technology,» Juin 2007.
- [69] «Parité réseau,» Mai 2012. Available: http://energeia.voila.net/solaire/parite_allemanne.pdf. [Accès le 18 Juin 2012].
- [70] A. Mefti et M. Y. Bouroubi, «Estimation et cartographie de la composante globale du rayonnement solaire,» *Energie Renouvelable, Centre de développement des energies renouvelables*, p. 219-224, 1999.
- [71] S. Martinuzzi, O. Palais, M. Pasquinelli et F. Ferrassa, «N-type multicrystalline silicon wafers and rear junction solar cells,» *The European Physical Journal*, V. 32, p. 187-192, 2005.
- [72] W. Schockley et H. J. Queisser, «Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells,» *Applied Physics*, V. 32, n° 13, p. 510-519, 1961.
- [73] J. M. Marshall et D. Dimova-Malinovska, «Photovlotaic and photoactive, Materials, Properties, Technology ans Applications; » V.80, London, 2002.
- [74] A. Ricaud, «Pohotopiles solaires; » p.332, Lausane, Suisse: romandes, Presse polytechniques et

universitaires, 1997.

- [75] M. Swanson, «Approching the 29% limit efficiency of silicon solar cells; » p.584-589, Barcelona, Spain: Conference, The 20th European Solar Energy, 2005.



ANNEXES

Annexe A

Facture d'électricité du centre enfûteur pour l'année 2011

Janvier 2011

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	999	441	1600	2785	477
P.E.C Active	14	6	23		
P.E.A Active	56	30	93		
Consom. Réactive	4403			6089	
P.E.C Réactive	176				
P.A.V Réactive	1510				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité (kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	2785	150,53	4192,26
Point	477	726,68	3466,26
Facteur de puissance 186,66%	4458	37,94	1691,37
Puissance mise à disposition	50	3225,00	1612,50
Puissance max atteinte	18	15048,00	2708,64
Primes fixes			429,71
TVA 7%			987,05
Taxe habitation			100,00

Total :	15 187,79 DA
---------	---------------------

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	8411	11758	63264	78835	12962
P.E.C Active	742	1037	5580		
P.E.A Active	314	167	524		
Consom. Réactive	51305			61636	
P.E.C Réactive	2052				
P.A.V Réactive	8279				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité (kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	78835	150,53	118670,33
Point	12962	726,68	94192,26
Facteur de puissance 67,14%	15737	37,94	5970,62
Puissance mise à disposition	500	3225,00	16125,00
Puissance max atteinte	244	15048,00	36717,12
Primes fixes			429,71
Sous total			272105,04
TVA 7%			19047,35
Taxe habitation			100

Total :	291 252,39 DA
---------	----------------------

Février 2011

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	807	322	1293	2280	357
P.E.C Active	12	5	19		
P.E.A Active	56	30	93		
Consom. Réactive	0			1510	
P.E.C Réactive	0				
P.A.V Réactive	1510				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	2280	150,53	3432,08
Point	357	726,68	2594,25
Facteur de puissance 57,26%	191	37,94	72,47
Puissance mise à disposition	50	3225,00	1612,5
Puissance max atteinte	12	15048,00	1805,76
Primes fixes			429,71
Sous total			9946,77
TVA 7%			696,27
Taxe habitation			100

Total : **10 743,04 DA**

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	5573	8826	41958	52562	9771
P.E.C Active	492	778	3701		
P.E.A Active	314	167	524		
Consom. Réactive	34120			43763	
P.E.C Réactive	1364				
P.A.V Réactive	8279				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	52562	150,53	79121,58
Point	9771	726,68	71003,90
Facteur de puissance 70,21%	12596	37,94	4778,92
Puissance mise à disposition	500	3225,00	16125,00
Puissance max atteinte	241	15048,00	36265,68
Primes fixes			429,71
Sous total			207724,79
TVA 7%			14540,74
Taxe habitation			100

Total : **222 365,53 DA**

Mars 2011

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	895	318	1322	2398	353
P.E.C Active	13	5	19		
P.E.A Active	56	30	93		
Consom. Réactive	0			1510	
P.E.C Réactive	0				
P.A.V Réactive	1510				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	2398	150,53	3609,71
Point	353	726,68	2565,18
Facteur de puissance 54,89%	134	37,94	50,84
Puissance mise à disposition	50	3225,00	1612,50
Puissance max atteinte	12	15048,00	1805,76
Primes fixes			429,71
Sous total			10073,70
TVA 7%			705,16
Taxe habitation			100

Total : **10 878,86 DA**

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	6624	9854	49786	62223	10890
P.E.C Active	584	869	4391		
P.E.A Active	314	167	524		
Consom. Réactive	40364			50257	
P.E.C Réactive	1614				
P.A.V Réactive	8279				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	62223	150,00	93664,28
Point	10890	726,68	79135,45
Facteur de puissance 68,74%	13700	37,94	5197,78
Puissance mise à disposition	500	3225,00	16125,00
Puissance max atteinte	235	15048,00	35362,00
Primes fixes			429,71
Sous total			229915,02
TVA 7%			16094,05
Taxe habitation			100

Total : **246 109,07 DA**

Avril 2011

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	920	316	1044	2141	351
P.E.C Active	13	5	15		
P.E.A Active	56	30	93		
Consom. Réactive	0			1510	
P.E.C Réactive	0				
P.A.V Réactive	1510				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	2141	150,53	3222,85
Point	351	726,68	2550,65
Facteur de puissance 60,59%	264	37,94	100,16
Puissance mise à disposition	50	3225,00	1612,50
Puissance max atteinte	12	15048,00	1805,76
Primes fixes			429,71
Sous total			9721,63
TVA 7%			680,51
Taxe habitation			100

Total : **10 502,14 DA**

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	6080	8321	46306	57844	9222
P.E.C Active	536	734	4084		
P.E.A Active	314	167	524		
Consom. Réactive	39196			49458	
P.E.C Réactive	1583				
P.A.V Réactive	8270				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	57844	150,53	87072,57
Point	9222	726,68	67014,43
Facteur de puissance 73,75%	15925	37,94	6041,95
Puissance mise à disposition	500	3225,00	16125,00
Puissance max atteinte	221	15048,00	33256,08
Primes fixes			429,71
Sous total			209939,74
TVA 7%			14695,78
Taxe habitation			100

Total : **224 735,52 DA**

Mai 2011

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	663	218	631	1462	251
P.E.C Active	10	3	9		
P.E.A Active	56	30	93		
Consom. Réactive	0			1510	
P.E.C Réactive	0				
P.A.V Réactive	1510				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	1462	150,53	2200,75
Point	251	726,68	1823,97
Facteur de puissance 88,15%	653	37,94	247,85
Puissance mise à disposition	50	3225,00	1612,50
Puissance max atteinte	12	15048,00	1805,76
Primes fixes			429,71
Sous total			8120,44
TVA 7%			5608,43
Taxe habitation			100

Total :	8 788,87 DA
---------	--------------------

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	4729	3647	37397	46679	4136
P.E.C Active	417	322	3298		
P.E.A Active	314	167	524		
Consom. Réactive	30179			39665	
P.E.C Réactive	1207				
P.A.V Réactive	8279				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	46679	150,53	70265,9
Point	4136	726,68	30055,48
Facteur de puissance 78,06%	14257	37,94	5409,4
Puissance mise à disposition	500	3225,00	16125,00
Puissance max atteinte	219	15048,00	32955,12
Primes fixes			429,71
Sous total			155240,32
TVA 7%			10866,82
Taxe habitation			100

Total :	166 207,14 DA
---------	----------------------

Juin 2011

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	602	239	678	1448	272
P.E.C Active	9	3	10		
P.E.A Active	56	30	93		
Consom. Réactive	0			1510	
P.E.C Réactive	0				
P.A.V Réactive	1510				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	1448	150,53	2179,67
Point	272	726,68	1976,57
Facteur de puissance 87,79%	650	37,94	2246,61
Puissance mise à disposition	50	3225,00	1612,50
Puissance max atteinte	12	15048,00	1805,76
Primes fixes			429,71
Sous total			8250,82
TVA 7%			577,56
Taxe habitation			100

Total :	8 928,38 DA
---------	--------------------

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	4231	2934	33880	42310	3360
P.E.C Active	373	259	2988		
P.E.A Active	314	167	524		
Consom. Réactive	27984			37382	
P.E.C Réactive	1119				
P.A.V Réactive	8279				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	42310	150,53	63689,24
Point	3360	726,58	24416,45
Facteur de puissance 81,85%	14547	37,94	5519,13
Puissance mise à disposition	500	3225,00	16125,00
Puissance max atteinte	205	5048,00	30848,40
Primes fixes			429,71
Sous total			141027,93
TVA 7%			9871,96
Taxe habitation			100

Total :	150 999,89 DA
---------	----------------------

Juillet 2011

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	509	272	750	1426	306
P.E.C Active	7	4	11		
P.E.A Active	56	30	93		
Consom. Réactive	0			1510	
P.E.C Réactive	0				
P.A.V Réactive	1510				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	1426	150,53	2146,56
Point	306	726,68	2223,64
Facteur de puissance 87,10%	644	37,94	244,33
Puissance mise à disposition	50	3225,00	1612,50
Puissance max atteinte	12	15048,00	1805,76
Primes fixes			429,71
Sous total			8462,50
TVA 7%			592,00
Taxe habitation			100

Total :	9 154,88 DA
---------	--------------------

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	5460	4745	39705	49987	5331
P.E.C Active	481	419	3502		
P.E.A Active	314	167	524		
Consom. Réactive	30051			39532	
P.E.C Réactive	1202				
P.A.V Réactive	8279				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	49987	150,53	75245,43
Point	5331	726,68	38739,31
Facteur de puissance 71,46%	11873	37,94	4504,62
Puissance mise à disposition	500	3225,00	16125,00
Puissance max atteinte	263	15948,00	39576,24
Primes fixes			429,71
Sous total			174620,31
TVA 7%			12223,42
Taxe habitation			100

Total :	186 943,73 DA
---------	----------------------

Aout 2011

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	638	326	916	1725	361
P.E.C Active	9	5	13		
P.E.A Active	56	30	93		
Consom. Réactive	0			1510	
P.E.C Réactive	0				
P.A.V Réactive	1510				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	1725	150,53	2596,64
Point	361	726,68	2623,31
Facteur de puissance 72,39%	467	37,94	177,18
Puissance mise à disposition	50	3225,00	1612,50
Puissance max atteinte	12	15048,00	1805,76
Primes fixes			429,71
Sous total			9245,20
TVA 7%			647,16
Taxe habitation			100

Total : **9 992,26 DA**

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	5192	4592	33777	43244	5164
P.E.C Active	458	405	2979		
P.E.A Active	314	167	524		
Consom. Réactive	26566			35907	
P.E.C Réactive	1062				
P.A.V Réactive	8279				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	43244	150,53	65095,19
Point	5164	726,68	37525,76
Facteur de puissance 74,18%	11703	37,94	4440,12
Puissance mise à disposition	500	3225,00	16125,00
Puissance max atteinte	239	15048,00	35964,72
Primes fixes			429,71
Sous total			159580,50
TVA 7%			11170,64
Taxe habitation			100

Total : **170 851,14 DA**

Septembre 2011

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	473	251	576	1213	285
P.E.C Active	7	4	8		
P.E.A Active	56	30	83		
Consom. Réactive	0			1510	
P.E.C Réactive	0				
P.A.V Réactive	1510				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	1213	150,53	1825,93
Point	285	726,68	2071,04
Facteur de puissance 100,80%	761	37,94	288,72
Puissance mise à disposition	50	3225,00	1612,50
Puissance max atteinte	18	15048,00	2708,64
Primes fixes			429,71
Sous total			8936,54
TVA 7%			625,56
Taxe habitation			100

Total : **9 662,10** DA

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	6213	4062	4204	53315	4587
P.E.C Active	548	358	3705		
P.E.A Active	314	167	524		
Consom. Réactive	31937			41493	
P.E.C Réactive	1277				
P.A.V Réactive	8279				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	53315	150,53	80255,07
Point	4587	726,68	33332,81
Facteur de puissance 71,66%	12542	37,94	4758,43
Puissance mise à disposition	500	3225,00	16125,00
Puissance max atteinte	254	15048,00	38221,92
Primes fixes			429,71
Sous total			173122,94
TVA 7%			12118,61
Taxe habitation			100

Total : **185 341,55** DA

Octobre 2011

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	424	246	577	1164	280
P.E.C Active	6	4	8		
P.E.A Active	56	30	93		
Consom. Réactive	0			1510	
P.E.C Réactive	0				
P.A.V Réactive	1510				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	1164	150,53	1752,17
Point	280	726,68	2034,70
Facteur de puissance 04,57%	788	37,94	298,97
Puissance mise à disposition	50	3225,00	1612,50
Puissance max atteinte	12	15048,00	1805,76
Primes fixes			429,71
Sous total			7933,81
TVA 7%			555,37
Taxe habitation			100

Total : **8 589,18 DA**

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	3988	4467	33630	41774	5028
P.E.C Active	352	394	2966		
P.E.A Active	314	167	524		
Consom. Réactive	26456			35793	
P.E.C Réactive	1058				
P.A.V Réactive	3279				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	41774	150,53	62882,40
Point	5028	726,68	36537,47
Facteur de puissance 76,48%	12392	37,94	4701,52
Puissance mise à disposition	500	3225,00	16125,00
Puissance max atteinte	217	15048,00	32654,16
Primes fixes			429,71
Sous total			153330,36
TVA 7%			10733,12
Taxe habitation			100

Total : **164 163,38 DA**

Novembre 2011

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	722	349	849	1742	384
P.E.C Active	10	5	12		
P.E.A Active	56	30	93		
Consom. Réactive	0			1510	
P.E.C Réactive	0				
P.A.V Réactive	1510				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	1742	150,53	2622,23
Point	384	726,68	2790,45
Facteur de puissance 71,03%	447	37,94	169,59
Puissance mise à disposition	50	3225,00	1612,50
Puissance max atteinte	18	15048,00	2708,64
Primes fixes			429,71
Sous total			10333,12
TVA 7%			723,32
Taxe habitation			100

Total : **11 156,44 DA**

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	4988	4888	43455	53554	5486
P.E.C Active	440	431	3833		
P.E.A Active	314	167	524		
Consom. Réactive	34375			44029	
P.E.C Réactive	1375				
P.A.V Réactive	8279				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	53554	150,53	80614,84
Point	5486	726,68	39865,66
Facteur de puissance 74,57%	14509	37,94	5504,71
Puissance mise à disposition	500	3225,00	16125,00
Puissance max atteinte	210	15048,00	31600,80
Primes fixes			429,71
Sous total			174140,72
TVA 7%			12189,85
Taxe habitation			100

Total : **186 430,57 DA**

Décembre 2011

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	774	404	1190	2141	440
P.E.C Active	11	6	17		
P.E.A Active	56	30	93		
Consom. Réactive	173			1689	
P.E.C Réactive	6				
P.A.V Réactive	1510				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	2141	150,53	3222,85
Point	440	726,68	3197,39
Facteur de puissance 65,44%	398	37,94	151,00
Puissance mise à disposition	50	3225,00	1612,50
Puissance max atteinte	18	15048,00	2708,64
Primes fixes			429,71
Sous total			11322,09
TVA 7%			792,55
Taxe habitation			100

Total : **12 214,64 DA**

	Consommation			Périodes tarifaires	
Energies	Cadran1	Cadran2	Cadran3	H.Point	Point
Consom. active	6495	7615	47755	59873	8454
P.E.C Active	573	672	4212		
P.E.A Active	314	167	524		
Consom. Réactive	38618			48441	
P.E.C Réactive	1544				
P.A.V Réactive	8279				

FACTURATION :

Energie Consommée	Quantité(kWh)	P.U (cDA)	A ajouter
H.Point	59873	150,53	90126,83
Point	8454	726,68	61433,53
Facteur de puissance 70,90%	14277	37,94	5416,69
Puissance mise à disposition	500	3225	16125,00
Puissance max atteinte	276	15048	41532,48
Primes fixes			429,71
Sous total			215064,24
TVA 7%			15054,50
Taxe habitation			100

Total : **230 218,74 DA**

Annexe B

Comparatif des différentes technologies des cellules photovoltaïques [28]

Matériau	Rendement	Longévité	caractéristiques	Principales utilisations
Silicium mono cristallin	12 à 18% <i>(24,7% en laboratoire)</i>	20 à 30 ans	* Très performant * Stabilité de production d'W * Méthode de production coûteuse et laborieuse.	Aérospatiale, modules pour toits, façades,...
Silicium poly cristallin	11 à 15% <i>(19,8% en laboratoire)</i>	20 à 30 ans	* Adapté à la production à grande échelle. * Stabilité de production d'W. - Plus de 50% du marché mondial.	Modules pour toits, façades, générateurs...
Amorphe	5 à 8% <i>(13% en laboratoire)</i>		* Peut fonctionner sous la lumière fluorescente. * Fonctionnement si faible luminosité. * Fonctionnement par temps couvert. * Fonctionnement si ombrage partiel * La puissance de sortie varie dans le temps. En début de vie, la puissance délivrée est de 15 à 20% supérieure à la valeur nominale et se stabilise après quelques mois.	Appareils électroniques (montres, calculatrices...), intégration dans le bâtiment
Composite mono cristallin (GaAs)	18 à 20% <i>(27.5% en laboratoire)</i>		* Lourd, fissure facilement	Systèmes de concentrateurs Aérospatiale (satellites)
Composite poly cristallin (CdS, CdTe, CuInGaSe2, etc.)	8% <i>(16% en laboratoire)</i>		Nécessite peu de matériaux mais certains contiennent des substances polluantes	Appareils électroniques (montres, calculatrices...), intégration dans le bâtiment

Annexe C

Composants de protection des systèmes photovoltaïques

Protection contre la foudre :

Les protections contre la foudre sont indispensables si l'on veut garantir une alimentation fiable en électricité, le nombre de pannes recensées augmente avec l'altitude et dès 1000m, il est fortement recommandé de prévoir des protections supplémentaires à celles qui, en général sont incorporées aux régulateurs.

Trois principes doivent être respectés pour réaliser une protection contre la foudre :

- conduire le courant de foudre vers la terre par le chemin le plus direct ;
- minimiser les surfaces de boucle de masse ;
- limiter l'onde de surtension par les parafoudres.

Ce qui implique de réaliser :

- 1- Une protection par des installations extérieures éventuellement un paratonnerre pour les effets directs ;
- 2- La pose de parafoudre pour se protéger des effets indirects.

A noter que ces deux protections devraient être liées à une prise de terre unique pour être réellement efficaces.

La prise de terre :

Le réseau de terre sert à évacuer le courant vers la terre et doit être équipotentiel pour ne pas créer de surtensions locales. Le meilleur système est un réseau unique de préférence maillé de conducteurs de cuivres nus de 25 mm minimum.

Masses équipotentielle :

Pour la protection des personnes, il faut s'assurer de l'équipotentialité des masses qui ne doivent pas créer de surtensions dangereuses lors des impacts. Une structure maillée et non en étoile est conseillée avec une liaison à la barre d'équipotentialité la plus proche.

Parafoudre :

Le parafoudre est un élément non-linéaire limitant la tension au dessous d'une valeur déterminée, plusieurs composants peuvent faire office de parafoudre :

- 1- L'éclateur à gaz démarre en quelques nanosecondes et certains modèles peuvent laisser passer jusqu'à 10kA, son inconvénient est qu'une fois amorcé, une tension de 24V peut suffire à continuer le passage du courant; c'est pourquoi une autre varistance ou un fusible est monté en série pour interrompre ce courant ;
- 2- La varistance est un semi-conducteur qui accepte des courants jusqu'à 50kA mais vieillit dans le temps et à chaque impact ;
- 3- La diode Zener bidirectionnelle protège les appareils très rapidement mais ne peut dissiper que peu d'énergie. Elle est en général montée sur les appareils comme dernière protection.

Cheminement des câbles et blindage :

Il faut éviter la création de boucles ou limiter au maximum leurs surfaces par les maillages des masses. Le blindage des liaisons est excellent pour limiter les surtensions par induction.

Fusibles et disjoncteurs :

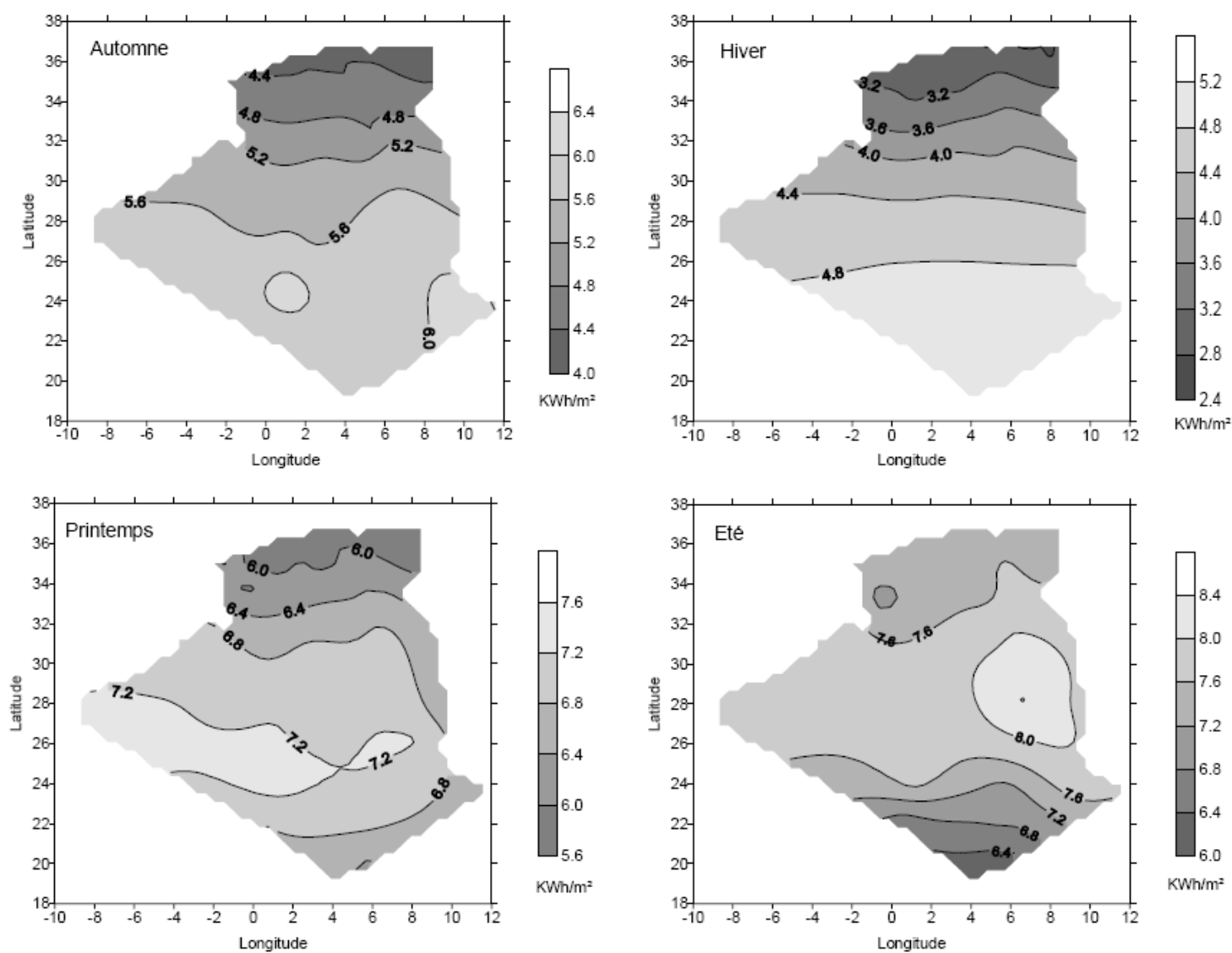
Une distribution électrique à partir d'énergie solaire demande les mêmes protections que pour un réseau classique. Cependant les protections coté DC sont particulières car le courant continu qui ne passe pas par zéro à chaque alternance (cas de l'alternatif) est plus difficile à interrompre si un arc se produit.

Dans un système autonome, le risque principal est la forte densité d'énergie présente dans la batterie qui peut fournir plus de 100A, il est impératif de toujours ajouter un fusible.

Dans le choix d'un disjoncteur ou d'un fusible, il faut s'assurer que la valeur du courant et de la tension est valable en courant continu. Pour les grands systèmes à tension DC élevée, le matériel le plus adéquat est celui utilisé dans le transport pour l'équipement de tramway, trolleybus et trains.

Annexe D

Cartographie de l'irradiation globale simulée par ciel moyen pour les quatre saisons [70]



Annexe E

SUNPOWER

MODULE SOLAIRE E19/320

RENDEMENT SUPÉRIEUR À 19%

Les modules SunPower E19 détiennent un des rendements les plus élevés du marché et produisent, dans les mêmes conditions de surface, plus de puissance que leurs concurrents

COMPATIBILITÉ AVEC DES ONDULEURS SANS TRANSFORMATEUR

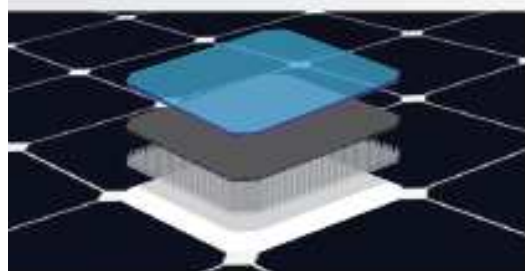
La parfaite compatibilité des onduleurs permet aux clients d'aller le très haut rendement des modules à celui des onduleurs pour optimiser la production d'énergie

TOLÉRANCE POSITIVE GARANTIE

Nos clients sont assurés, grâce à la tolérance positive, que tous les modules atteignent, ou même dépassent, leur puissance nominale

FIABILITÉ ET ROBUSTESSE

La technologie de cellules solaires Maxeon™ et la qualité de conception des modules SunPower garantissent une fiabilité de pointe



TECHNOLOGIE MAXEON™

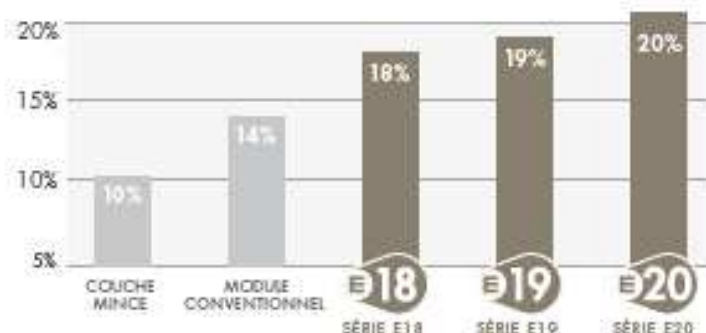
Cellule solaire à contact arrière brevetée, offrant un rendement inégalé et une fiabilité optimale.

SÉRIE
E19

THE WORLD'S STANDARD FOR SOLAR™

Les modules solaires SunPower® E19 offrent une performance et un rendement supérieurs. Grâce à la technologie Maxeon™ de SunPower, les modules de la série E19 offrent des rendements allant jusqu'à 19,6%. Le faible coefficient de température, le verre antireflets et les performances exceptionnelles même à faible luminosité du E19 permettent d'obtenir une puissance remarquable par watt-crête.

L'AVANTAGE DES SOLUTIONS SUNPOWER À HAUT RENDEMENT



Votre installateur photovoltaïque

www.energreen.be
Tel: 010 45 13 73
Fax: 010 45 00 73
info@energreen.be
Av. Levoisier 13
1200 Wavre

SUNPOWER

MODULE SOLAIRE E19/320

MODÈLE : SPR-320NE-WHT-D

CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES

Valeurs dans des conditions de test standard : éclairement de 1 000 W/m², AM 1,5 et température de cellule de 25 °C

Puissance nominale (+5/-0%)	P_{nom}	320 W
Rendement (cellule)	η	22,0 %
Rendement (panneau)	η	19,6 %
Tension à puissance maximale	V_{mpp}	54,7 V
Courant à puissance maximale	I_{mpp}	5,86 A
Tension en circuit ouvert	V_{oc}	64,8 V
Courant de court-circuit	I_{sc}	6,24 A
Tension maximale du système	IEC	1 000 V
Coefficients de température	Puissance (P)	-0,38 %/K
	Tension (V_{oc})	-176,6 mV/K
	Courant (I_{sc})	3,5 mA/K
NOCT		45 °C +/- 2 °C
Calibre des fusibles série		20 A
Valeur indicative de courant inverse Pour 3 Strings (1,25*2" bcSTC)	I_r	15,6 A
Mise à la terre		Mise à la terre du pôle positif non requise

CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES

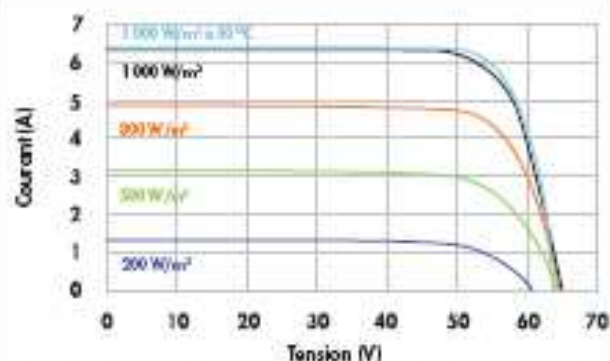
 Valeurs à température nominale d'opération de la cellule (NOCT)
éclairement 800 W/m², température 20 °C, niveau de vent 1 m/s

Puissance nominale	P_{nom}	238 W
Tension à puissance maximale	V_{mpp}	50,4 V
Courant à puissance	I_{mpp}	4,72 A
Tension en circuit ouvert	V_{oc}	60,7 V
Courant de court-circuit	I_{sc}	5,05 A

CARACTÉRISTIQUES MÉCANIQUES

Cellules	96 cellules SunPower Maxeon™
Vitre avant	Vitre trempée haute transmission avec couche antireflet (AR)
Boîtier de connexion	IP65 avec 3 diodes de dérivation (bypass) 32 x 155 x 128 mm

COURBE TENSION/COURANT



Caractéristiques de courant/tension en fonction de l'éclairement et de la température du module.

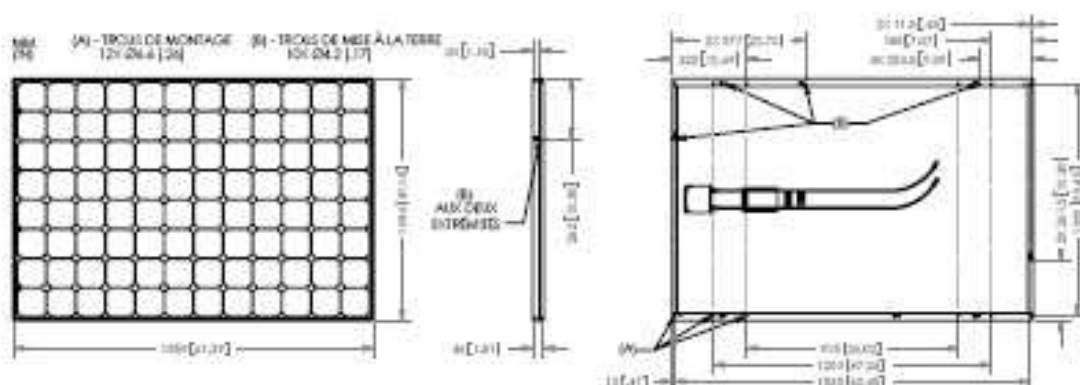
CONDITIONS DE TEST

Température	-40 °C à +85 °C
Max load	550 kg/m² (5 400 Pa), avant (par exemple neige) avec fixation spécifique 245 kg/m² (2 400 Pa) avant et arrière (par exemple vent)
Résistance à l'impact	Grêle : 25 mm à 23 m/s

GARANTIES ET CERTIFICATIONS

Garanties	25 ans sur la performance 10 ans sur le produit
Certifications	IEC 61215 Ed. 2, IEC 61730 (SCII)

DIMENSIONS



Veuillez lire les consignes de sécurité et les instructions d'installation avant d'utiliser ce produit.
Pour plus d'informations, rendez-vous sur le site www.sunpower.fr.

© 2011 SunPower Corporation. SUNPOWER, le logo SunPower logo, THE WORLD'S STANDARD FOR SOLAR INNOVATION sont des marques commerciales ou marque déposée de SunPower Corporation aux États-Unis et dans d'autres pays. Tous droits réservés. Les spécifications figurant dans ce document sont susceptibles d'être modifiées sans préavis.

www.sunpowercorp.fr

Document n° 001-67799 Rev. 11 / Août 11

02/11/2011