

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique UNIVERSITE

MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D' INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

**Mémoire de Fin d'Etude
de MASTER ACADEMIQUE
Domaine: Science et Technologies
Filière: Génie électrique
Spécialité: Réseaux Electriques**

Présenté par

**Azouaou SAMAR
Lamri AMMOUCHE**

Thème

**Dimensionnement et Etude
Technico-Economique d'un Système
Photovoltaïque Autonome.**

Mémoire soutenu publiquement le 11/09/ 2017 devant le jury composé de:

Mr Mustapha ZAOUIA

Maître de conférences classe A, U.M.M.T.O, président.

Mr Hakim DENOUN

Maître de conférences classe A, U.M.M.T.O, Encadreur.

Mr Rabah KHALDI

Maître assistant classe A, U.M.M.T.O, Examineur.

Mr Nabil BENYAHIA

Maître de conférences classe A, U.M.M.T.O, Examineur.

Mr Arezki FEKIK

Doctorant, U.M.M.T.O, Examineur.

Remerciements :

*Avant tout nous remercions nôtre **DIEU** de nous avoir donné la force et le courage.*

*Nous remercions nôtre promoteur Monsieur **H.DENOUN**, d'avoir dirigé ce travail en nous prodiguant conseils et encouragements, qu'il trouve ici nôtre reconnaissance pour sa patience et sa disponibilité.*

Nous tenons à remercier le président ainsi que les membres de jury, qui ont accepté d'examiner et de corriger nôtre travail.

Nous remercions les enseignants du département d'électrotechnique, qui ont participé à l'aboutissement de nos études.

Enfin, nous tenons à exprimer nôtre reconnaissance à tous ceux et celles qui ont contribués de près ou de loin à l'élaboration et la finalisation de ce mémoire.





Dédicaces

Je dédie ce modeste travail

À :

Mes chers parents, que nulle dédicace ne puisse exprimer mes sincères sentiments.

Mon frère Akli.

Ma chère Syla.

Toute ma famille.

Mon binôme.

Mes ami(e)s.

*Toutes les personnes qui m'ont encouragé ou aidé
au long de mes études.*

La mémoire de tous les êtres chers que j'ai perdus.

AZOUAOU SAMAR



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail

À :

Mes chers parents, que nulle dédicace ne puisse exprimer mes sincères sentiments.

Mes chers frères et sœurs :

Saïd, ALI, MELHA, KARIMA, NABIL, HAMZA et ANAÏSSE pour leur grand amour et leur soutien qu'ils trouvent ici l'expression de ma haute gratitude.

Mes chers amis qui sans leur encouragement ce travail n'aura jamais vu le jour.

Lamri AMMOUCHE.

Acronymes et **Unités**

Acronymes et unités

Acronymes et unités	Désignation.
AC (CA)	Alternatif current (courant alternatif).
Ah	Ampères heures (unité de la capacité).
AM	Air Mass, (masse d'air).
AGM	Absorbed Glass Mat, (électrolyte imprégné).
C.D.E.R	Centre de développement des énergies renouvelable (Algérie)
CO ₂	Dioxyde de carbone.
C _p	Coefficient de perte en courant.
DC (CA)	Direct current (Courant continu).
Eudora	Fédération des énergies renouvelables (Belgique).
EPIA	European Photovoltaic Industry Association.
Fraunhofer ISE	Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (Germany).
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (ONU).
GPV	Générateur Photovoltaïque.
GW	Gigawatts = 10 ⁹ watts.
Hz	Hertz (unité de la fréquence).
h/j	Heures par jour.
h/an	Heures par année.
IEA	International <u>E</u> nergy <u>A</u> gency (France).
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (USA).
Km	Kilomètres, (unité de longueur).
MW	Mégawatts = 10 ⁶ watts.
MPPT	Maximum Power Point Tracking.
m/s	Mètre par seconde (unité de la Vitesse).
NF C15-100	La norme française ,réglemente les Installations électriques en basse tension Elle porte plus précisément sur la protection de l'installation électrique et des personnes.
Ni-Cd	Nikel-Cadmium.
Ni-Zn	Nickel-Zinc.
Ni- Na Cl	Nickel- Chlorure de Sodium.

η	Rendement, en %.
PWM	Pulse With Modulation.
PVsyst	Photovoltaïque système.
Pb	Plomb.
PV	Photovoltaïque.
RDC	Rez-de-chaussée.
STC	Standard Test Conditions.
TVA	Taxe sur la valeur ajoutée
TW	Térawatts = 10^{12} Watts.
UTE C15-712	Union Technique de l'Electricité (Guide pratique - Installations photovoltaïques », Février 2008
VAC	Volt en courant alternatif.
VDC	Volt en courant continue.
W	Watts (unité de la puissance)
W _c	Watts Crète.
Wh	Watts heures, (unité de l'énergie).
W/m ²	Watts par mètre au carré, (puissance sur une surface), (unité de l'éclairement).
Wh/m ²	Watts heures sur le mètre carré, (l'énergie sur unité de surface), (unité du Rayonnement solaire).
ZJ	Zettajoules = 10^{21} joules.
2 + T	(Phase, neutre) + La mie à la terre.

Liste des Figures **et tableaux**

Liste des figures

Chapitre I : Généralité sur l'énergie photovoltaïque autonome.

Figure I.1 : Variation de l'angle h au cours de l'année	21
Figure I.2 : Exemple simplifié d'une journée d'ensoleillement.	22
Figure I.3 : Définition de l'air mass AM_x	23
Figure I.4 : Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel	24
Figure I.5 : Les coordonnées géographiques	25
Figure I.6 : Les coordonnées géographiques	26
Figure I.7 : Tracé de l'horizon dans le diagramme (Azimut ; Hauteur) du soleil.....	26
Figure I.8: L'effet photovoltaïque.....	28
Figure I.9 : Dopage des régions	29
Figure I.10 : Structure d'un générateur photovoltaïque.....	30
Figure I.11 : Câblage série/parallèle des modules PV avec leurs diodes de protection.....	31
Figure I.12 : Image correspondante aux cellules à base du silicium.....	32
Figure I.13 : Schéma électrique équivalent d'une cellule PV.....	33
Figure I.14 : Module photovoltaïque	34
Figure I.15 : Raccordement des modules PV à l'aide d'un boîtier de mise en parallèle.....	35
Figure I.16 : Effet de l'ensoleillement sur la puissance générée par le module	35
Figure I.17 : Effet de la température sur la puissance générée par le module	36
Figure I.18 : Courbes courant /tension, puissance /tension d'un module PV	36
Figure I.19 : Principe de fonctionnement d'une batterie au plomb	38
Figure I.20 : Caractéristique charge et décharge d'une batterie au plomb-acide.....	40
Figure I.21 : le processus de charge et la régulation « tout ou rien »	42
Figure I.22 : Principe de la régulation MLI.	43
Figure I.23 : Le processus de charge et la régulation MLI	44
Figure I.24 : Schéma simplifié d'un onduleur	47
Figure I.25 : les composante continue et alternative à l'entrée et à la sortie de l'onduleur	47
Figure I.26 : Schéma de principe d'un système PV autonome avec batteries	52
Figure I.27 : Schéma de protection d'une installation PV (coté DC)	57

Chapitre II : Dimensionnement analytique et par le logiciel PVsyst d'un système Photovoltaïque autonome.

Figure II.1 : Exemple de données d'énergie solaire journalière (site : Ait Bouaddou).	62
Figure II.2 : pointe de courant au démarrage.....	71
Figure II.3 : Connexion de notre champ PV.....	76
Figure II.4 : Connexion de notre parc batterie.....	77
Figure II.5 : Schéma global de notre système PV	83
Figure II.6 : Préface du logiciel PVsyst.....	84
Figure II.7 : Coordonnées géographiques du site à étudier.	85
Figure II.8 : Trajectoire du soleil à AIT BOUADDOU.....	85
Figure II.9 : Données météorologiques du site à étudier.	86
Figure II.10 : Paramètres d'entrés pour la simulation du système.	86
Figure II.11 : Inclinaison plan de 30°, Optimisation par rapport à l'hiver.	87
Figure II.12 : Inclinaison plan de 37°, Optimisation par rapport à l'hiver.	87
Figure II.13 : Inclinaison plan de 56°, Optimisation par rapport à l'hiver.	88
Figure II.14 : Inclinaison plan de 56°, Optimisation par rapport à l'été.....	88
Figure II.15 : Inclinaison plan de 16°, Optimisation par rapport à l'été.....	89
Figure II.16 : Inclinaison plan de 56°, Optimisation par rapport à l'hiver.	89
Figure II.17 : Consommation journalière de l'utilisateur.	90
Figure II.18 : Distribution des heures d'utilisation dans la journée.	90
Figure II.19 : Appels de puissance au cours d'une journée.....	91
Figure II.20 : Nombre de batteries de notre système sans tenir compte de la profondeur de décharge.	91
Figure II.21 : Nombre de batterie de notre système en tenant compte de la profondeur de décharge.	92
Figure II.22 : Nombre de module PV et le type de régulateur de notre système.....	93
Figure II.23 : Nombre de modules PV et le type de régulateur de notre système, en imposant la puissance crête.....	94
Figure II.24 : Diagramme d'entrée/sortie journalier de notre système.....	95
Figure II.25 : l'Energie fournie à l'utilisateur au profil horaire de la journée.....	96
Figure II.26 : Diagramme de comparaison entre le besoin énergétique et l'énergie fournie à l'utilisateur.	96
Figure II.27 : l'Allure du courant fourni à l'utilisateur au profil horaire de la journée.....	97
Figure II.28 : Tension moyenne des batteries au profil horaire de la journée.	97
Figure II.29 : Energie manquante au profil horaire de la journée.....	98
Figure II.30 : Diagramme des pertes du système sur l'année entière	99

Liste des tableaux

Chapitre I : Généralités sur l'énergie photovoltaïque autonome.

Tableau I.1 : Décomposition de la journée d'ensoleillement	22
Tableau I.2: Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques	25
Tableau I.3 : Rendement des régulateurs PV de différentes technologies	46

Chapitre II : Dimensionnement analytique et par le logiciel PVsyst d'un système photovoltaïque autonome.

Tableau II-1 : Chiffres correspondant aux mois de l'année pour l'inclinaison des panneaux PV	63
Tableau II-2 : Tension recommandée pour les systèmes photovoltaïques en fonction de leur puissance crête.....	66
Tableau II-3 : Estimation de la consommation énergétique journalière de la maison.	74
Tableau II.4 : Bilan des courants dans le système.....	98

Chapitre III : Etude technico-économique d'un système photovoltaïque autonome-réseau SONELGAZ.

Tableau III-1 : Comparaison du coût (€/KWh) des différentes technologies énergétiques (2014)	107
Tableau III-2 : Synthèse des études concernant le coût de photovoltaïque en Europe	107
Tableau III-3 : Coûts des différents panneaux solaires « CONDOR ».	111
Tableau III-4 : Estimation du coût de l'installation PV de notre habitation.	112
Tableau III.5 : Estimation du coût annuel de la consommation d'électricité de notre habitation.	114
Tableau III-6 : Coût de l'extension de la ligne basse tension par la SONELGAZ.	114

Sommaire

Sommaire

Introduction générale.....	18
<u>Chapitre I : Généralités sur l'énergie photovoltaïque autonome.</u>	
I.1 Introduction.....	20
I.2 L'énergie solaire.....	20
I.2.1 Sources de lumière	20
I.2.2 Le rayonnement solaire terrestre.....	21
I.2.2.a L'Air Mass.....	23
I.2.2.b L'éclairement	23
I.2.2.c L'albédo	24
I.2.3 Le gisement solaire	24
I.2.3.a Le gisement solaire en Algérie	24
I.2.4 Paramètres de position.....	25
I.2.4.a Les coordonnées géographiques	25
I.2.4.b Les coordonnées célestes horizontales	26
I.2.5 Le Masque solaire.....	26
I.3 l'Energie solaire photovoltaïque.....	27
I.3.1 Historique.....	27
I.3.2 L'Effet photovoltaïque.....	28
I.3.2.a La conversion photovoltaïque.....	29
I.3.2.b Le Silicium.....	30
I.4 Centrales photovoltaïques.....	30
I.4.1 Générateurs photovoltaïques	30
I.4.1.a Cellule photovoltaïque.....	31
I.4.1.b Modules photovoltaïques	33
I.4.2 Stockage de l'énergie (Batteries solaires).....	37
I.4.2.a Principe de fonctionnement d'une batterie solaire au Plomb	37
I.4.2.b Caractéristiques d'une batterie solaire	38
I.4.3 Les contrôleurs de charges (Régulateurs).....	41
I.4.3.a Les deux principales fonctions des régulateurs.....	41
I.4.3.b Types de régulateurs PV	42
I.4.3.c Rendement des régulateurs PV	46
I.4.3.d Mise en parallèle des régulateurs	46
I.4.4 Les Convertisseurs	46
I.4.4.a Les convertisseurs DC/DC	47

I.4.4.b Les Convertisseurs DC/AC (Onduleur).....	47
I.4.5 Les Pertes énergétiques.....	49
I.5 Les systèmes photovoltaïques	50
I.5.1 système photovoltaïque raccordés au réseau.....	50
I.5.2 Système photovoltaïque autonome (non raccordé au réseau).....	51
I.5.2.a Système photovoltaïque autonome avec stockage.....	51
I.5.2.a Système photovoltaïque autonome sans stockage.....	53
I.6 Sécurité et protection des installations photovoltaïques	53
I.6.1 Mise à la terre.	54
I.6.1.a Protection contre les surtensions dues à la foudre.....	54
I.6.1.b Protection contre les courants de fuite et décharges statiques.....	55
I.6.1.c Protection contre les défauts d'isolation côté CA	55
I.6.2 Les interrupteurs-disjoncteurs CC	55
I.6.3 Les fusibles CC	55
I.6.4 La protection départ du circuit électrique CA	56
I.6.5 Protection des batteries solaires.....	56
I.7 Conclusion	58

Chapitre II : Dimensionnement analytique et par le logiciel PVsyst d'un système photovoltaïque autonome.

II.1 Introduction	60
II.2 Méthode analytique de dimensionnement	61
II.2.1 Localisation du site	61
II.2.2 Evaluation des besoins.....	61
II.2.3 Energie solaire récupérable	62
II.2.3.a orientation et inclinaison des modules.....	62
II.2.4 Dimensionnement du générateur photovoltaïque.....	63
II.2.4.a Production électrique d'un module	63
II.2.4.b La Puissance à installer	65
II.2.4.c Tension nominale du système photovoltaïque	65
II.2.4.d Déterminer le nombre de modules photovoltaïques	66
II.2.4.e Technologie des modules.....	67
II.2.5 Dimensionnement des batteries	67
II.2.5.a Calcul de capacité batterie	67
II.2.5.b Choix du type de batterie	69

II.2.6 Dimensionnement du régulateur	69
II.2.7 Dimensionnement de l'onduleur	70
II.2.8 Plan de câblage.....	72
II.2.8.a Courant continu	72
II.2.9.b Courant alternatif	74
II.2.9 Surface du champ photovoltaïque.....	74
II.3 Application à la méthode	74
II.3.1 Localisation du site	74
II.3.2 Evaluation des besoins énergétiques	74
I.3.3 Dimensionnement du générateur photovoltaïque	75
II.3.3.a Calcul du nombre de modules photovoltaïques.....	76
II.3.3.b Orientation et inclinaison des modules	76
II.3.3 Dimensionnement des batteries	76
II.3.4 Dimensionnement du régulateur	78
II.3.5 Dimensionnement de l'onduleur	79
II.3.6 Plan de câblage.....	80
II.3.7 Surface du champ photovoltaïque.....	82
II.3.8 Schéma global de notre système	83
II.4 Simulation avec le logiciel PVsyst	84
II.4.1 Préface du logiciel	84
II.4.2 Caractéristiques de notre site	84
II.4.2.a Coordonnées géographiques	84
II.4.2.b Paramètres du soleil.....	85
II.4.2.c Données météorologiques	85
II.4.3 Orientation et inclinaison.....	87
II.4.4 Consommation journalière de l'utilisateur	90
II.4.5 Système batteries solaires.....	91
II.4.6 Système Panneaux solaires et Régulateur	93
II.4.7 Résultats de la simulation et discussions	94
II.4.7.a Diagramme d'entrée/sortie journalier	95
II.4.7.b l'Energie fournie à l'utilisateur	96
II.4.7.c Diagramme du besoin énergétique et l'énergie récupérée.....	96
II.4.7.d Courant fourni à l'utilisateur	97
II.4.7.e Tension moyenne des batteries.....	97

II.4.7.f Bilan des courants	98
II.4.7.g l'Energie manquante.....	98
II.4.7.h Diagramme des pertes	99
II.4.7.i Le rapport final	100
II.5 Conclusion.....	104

Chapitre III : Etude technico-économique d'un système photovoltaïque autonome
- réseau SONELGAZ.

III.1 Introduction	106
III.2 Le secteur du photovoltaïque et son évolution à travers les dernières années.....	106
III.2.a Evolution de la capacité photovoltaïque installée	106
III.2.b Evolution des coûts du secteur photovoltaïque.....	106
III.3 Aspects politiques des énergies renouvelables et du photovoltaïque	108
III.3.a Politique énergétique de l'Algérie.....	108
III.4 Caractéristiques du Photovoltaïque et fondamentaux économiques	109
III.4.a Caractéristiques spécifiques du photovoltaïque.....	109
III.5 Aspects économiques et financiers	110
III.6 Analyse environnementale et énergétique	110
III.7 Le prix des panneaux solaires en Algérie	111
III.8 Estimation du prix d'une installation photovoltaïque autonome.....	111
III.9 Le cout de la consommation d'énergie électrique (réseau SONELGAZ).....	112
III.9 Conclusion	115
Conclusion général	117
Annexes.....	119
Références Bibliographiques.....	130

Introduction

Générale

Depuis le début du 21^{ème} siècle, la consommation énergétique mondiale est en très forte croissance dans toutes les régions du monde. Il semble que, la consommation d'énergie va continuer à augmenter, sous l'effet de croissance économique d'une part, et de l'augmentation du nombre d'habitants d'une autre part. La plus grande partie soit 65% de cette énergie consommée actuellement provient des combustibles fossiles comme le pétrole, le charbon, le gaz ou encore le nucléaire. À la fin du 21^{ème} siècle, presque 400 ans après le début de l'industrialisation humaine, la plupart des combustibles fossiles, qui aient mis 400 millions d'années à s'accumuler dans la croûte terrestre, seront épuisés. L'exploration de ces ressources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre, une pollution plus lourde, le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles qui réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures. La fin de l'ère des énergies fossiles est annoncée et les conséquences sur notre vie et sur notre environnement sont déjà visibles, si nous ne mettons pas en place des mesures de protection du climat, le GIEC prévoit d'ici la fin du siècle une augmentation de température comprises entre 1,1 et 6,4 °C, en fonction du comportement humain et ceci quelles que soient les mesures qui seront prise pour la protection du climat, et la sauvegarde de notre planète [1].

L'énergie solaire photovoltaïque est un thème au centre de l'actualité depuis la prise de conscience mondiale du réchauffement de la planète par effet de serre et de la raréfaction des ressources primaires fossiles (pétrole, gaz, uranium...). Face à cette crise environnementale et énergétique, les énergies renouvelables (solaire, géothermie, éolien, hydraulique et biomasse) semblent être des possibilités énergétiques de notre planète puisqu'elles permettent d'éviter les émissions de gaz à effet de serre tout en produisant aucun déchet. En produisant de l'électricité à partir du rayonnement solaire, l'énergie photovoltaïque contribue amplement à cette nouvelle politique énergétique privilégiant la lutte contre le changement climatique et la préservation des ressources fossiles.

Par ailleurs, l'énergie solaire photovoltaïque ne doit pas être confondue avec l'énergie solaire thermique, qui produit de la chaleur à partir du rayonnement solaire. L'énergie photovoltaïque convertit directement l'énergie lumineuse en énergie électrique par le biais de modules PV composés de cellules solaires. L'électricité produite peut être utilisée pour l'alimentation d'un site isolé ou revendu en tout ou partie au réseau de distribution [2].

Cependant si on veut utiliser et concevoir un système d'alimentation photovoltaïque autonome, il est impératif de prévoir un dispositif de production (module), stockage (batterie), régulation (régulateur), conversion (onduleur), selon des critères, le cas et les besoins.

L'objectif de ce modeste travail est donc l'étude technico-économique d'un système photovoltaïque autonome, ce mémoire est partagé en trois chapitres :

Le premier chapitre consiste à donner des généralités sur l'énergie solaire en général et sur l'énergie photovoltaïque autonome en particulier.

Le deuxième chapitre a pour le but de dimensionner un système photovoltaïque autonome avec la méthode analytique et à l'aide d'un logiciel de simulation (PVsyst), et enfin les résultats seront discutés.

Dans le troisième chapitre, nous ferons une comparaison économique entre le coût d'une installation photovoltaïque autonome et une alimentation via le réseau SONELGAZ.

Enfin, nous terminerons notre travail par une conclusion générale.

Chapitre I

Généralités sur l'énergie
solaire photovoltaïque
autonome.

I.1 Introduction

Au début de ce chapitre on fait appel à quelques bases indispensables dans le domaine de l'énergie solaire en général et de l'énergie photovoltaïque en particulier. Nous aborderons en premier lieu quelques notions sur la source d'énergie photovoltaïque, une brève description des semi-conducteurs et les cellules avec leurs principes de fonctionnement et Nous décrirons ensuite, le stockage et les différents modes de fonctionnement existant ainsi que la régulation et la conversion, et enfin les différents types de systèmes photovoltaïques.

I.2 L'énergie solaire

L'énergie solaire est la fraction de l'énergie électromagnétique provenant du soleil et parvenant à la surface de la terre, après filtrage par l'atmosphère terrestre. L'énergie solaire vient de la fusion nucléaire qui se produit au centre du soleil. Elle se propage dans le système solaire et dans l'univers essentiellement sous la forme d'un rayonnement électromagnétique de photons et de rayonnement infra-rouge. L'énergie solaire reçue en un point du globe dépend de :

- L'énergie solaire envoyée par le Soleil et arrivant au voisinage immédiat de la terre (fluctuations décennales, saisonnières, et ponctuelles).
- La nébulosité (nuages, brouillards, etc.), qui varie énormément d'un endroit à un autre. Celle-ci est forte et très forte dans les régions océaniques tempérées et subpolaires ainsi que dans les régions équatoriales alors qu'elle est faible et très faible dans les régions arides subtropicales ou polaires.
- La latitude, la saison et l'heure, qui influent sur la hauteur du soleil et donc sur l'énergie reçue au sol par unité de surface, ainsi que sur la nébulosité en fonction du climat local.

Globalement, la terre reçoit en permanence une puissance de 170 millions de gigawatt (soit 170 millions de milliards ou $1,7 \times 10^{17}$ joules par seconde), dont 122 sont absorbés alors que le reste est réfléchi. L'énergie totale absorbée sur une année est donc de 3 850 Zettajoules (10^{21} joules, ZJ), sachant que la distance entre la terre et le soleil est de 149,6 millions km et la vitesse de la lumière est de 299 792 458 m / s. L'énergie produite par l'homme en captant le rayonnement émis par le soleil, principalement sous forme électrique ou thermique. C'est l'une des principales formes d'énergies renouvelables [3].

I.2.1 Sources de lumière

Intéressons-nous à ce que produit la lumière dans notre environnement. La lumière naturelle par excellence est bien entendu celle du soleil, et de loin la plus énergétique. Les dispositifs photovoltaïques et solaires thermiques sont par définition développés pour convertir cette énergie d'origine solaire. Mais cette source de lumière n'est pas la seule, l'homme ayant, depuis la découverte du feu, inventé et fabriqué de multiples sources de lumière artificielle. Le feu, les torches, bougies, lampes à l'huile ou à pétrole ...etc. Toutes ces sources lumineuses peuvent être classées en quatre catégories, selon le type de spectre qu'elles émettent, c'est-à-dire en fonction de la répartition de l'énergie lumineuse émise dans les différentes longueurs d'onde.

❖ Spectre continu

Dans un tel spectre, il y a émission d'énergie lumineuse de manière continue, à chaque longueur d'onde. Il s'agit essentiellement des sources thermiques, qui utilisent la chaleur comme source d'énergie, c'est le cas du soleil.

❖ **Spectre discontinu**

Ce type de spectre présente de nombreux trous, dans lesquels aucune énergie lumineuse n'est émise.

❖ **Spectre combiné**

Il s'agit de la combinaison d'un spectre continu et d'un spectre discontinu. Ce type particulier est émis par des sources à décharge électrique modifiées, telles que les tubes fluorescents.

❖ **Spectre de raies**

Certaines sources lumineuses, comme des lasers ou les diodes lasers, n'émettent que dans de rares longueurs d'ondes. Associées à des filtres à bandes passantes étroites [4].

I.2.2 Le rayonnement solaire terrestre

Le rayonnement solaire est l'ensemble des ondes électromagnétiques émises par le soleil. Il est composé de toute la gamme des rayonnements, de l'ultraviolet lointain comme les rayons gamma aux ondes radio en passant par la lumière visible. Le rayonnement solaire contient aussi des rayons cosmiques de particules animées d'une vitesse et d'une énergie extrêmement élevées. Le rayonnement solaire total reçu sur la terre est la somme du rayonnement direct et du rayonnement diffus. En moyenne sur le globe terrestre, 61 % du rayonnement reçu est direct. En fonction de l'endroit où l'on se situe sur terre, cette part varie fortement [5].

La conception de systèmes photovoltaïques nécessite une connaissance aussi précise que possible du rayonnement solaire exploitable sur le site d'installation, dans le plan des panneaux solaires. C'est un des paramètres essentiels de l'étude préalable, pour un besoin électrique donné, plus d'énergie solaire reçue implique moins de panneaux solaires à installer et inversement [4].

Lors de la traversée de l'atmosphère, ce rayonnement subit des déperditions, du fait de son absorption partielle par les gaz atmosphériques et la vapeur d'eau. Ainsi, le flux reçu sur la terre est inférieur au flux « initial » et dépend de l'angle d'incidence, et donc de l'épaisseur d'atmosphère traversée. En effet, si l'on fait face au soleil, on le voit à une certaine hauteur, qu'on appelle hauteur apparente. C'est l'angle h entre le plan horizontal situé sous nos pieds et une droite pointée vers le soleil.

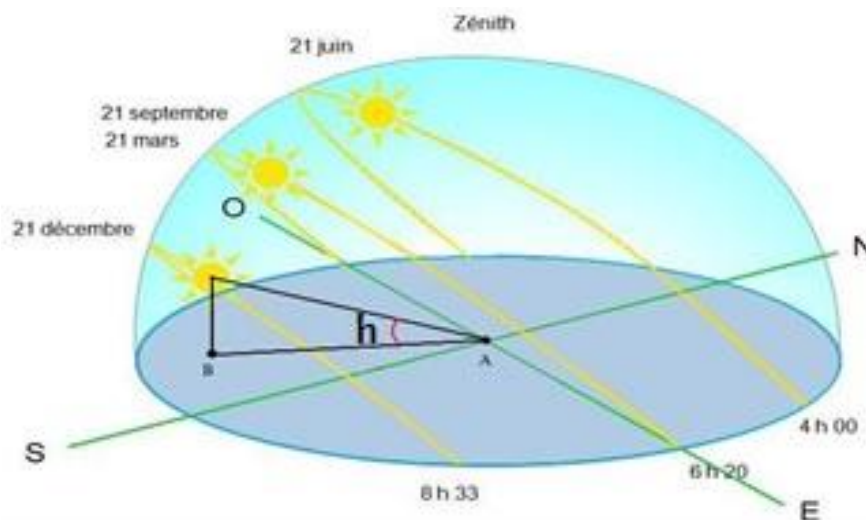


Figure I.1 : Variation de l'angle h au cours de l'année [6]

Cet angle h détermine la distance parcourue par le soleil à travers l'atmosphère et donc les pertes engendrées. Or, la modification par l'atmosphère du rayonnement solaire obéit à des phénomènes assez complexes et surtout en grande partie aléatoires. L'état de notre ciel est donc le flux lumineux reçu au niveau du sol à un instant donné dépend d'un grand nombre de paramètres :

- Les gaz présent dans l'atmosphère.
- Les nuages.
- L'albédo (réflectivité du sol).
- Le vent.
- L'humidité relative.
- La température ambiante...etc.

Or ces paramètres dépendent :

- Du lieu géographique
- De la saison
- De l'heure de la journée
- Des conditions météo du moment...etc.

Il faut bien distinguer le rayonnement instantané (en W/m^2), appelé aussi éclairement, qui est un flux lumineux reçu à un moment donné, et le rayonnement intégré (ou cumulé) (en Wh/m^2 ou kWh/m^2), qui est l'énergie totale disponible pendant un certain temps. En général, cette période de base est de 24 h : on parle alors de $Wh/m^2 \cdot jour$ (watts-heure par m^2 et par jour). On obtient cette énergie globale en multipliant le rayonnement instantané par le temps. Pour un rayonnement variable, c'est l'intégrale du rayonnement sur le temps considéré [7].

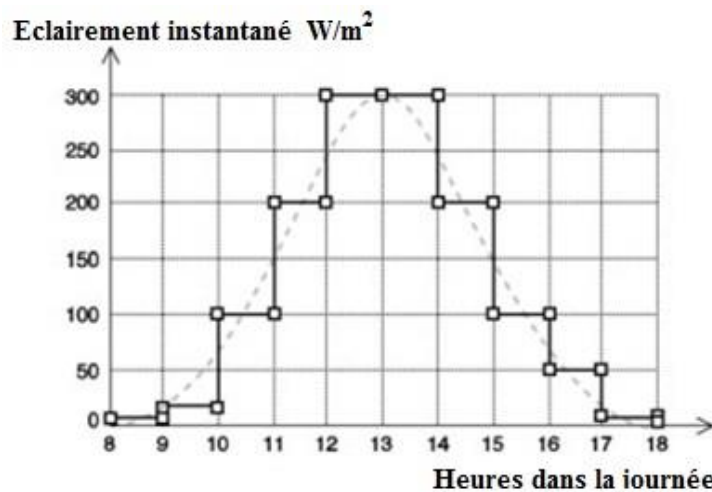


Figure I.2 : Exemple simplifié d'une journée d'ensoleillement. [7]

Horaire	W/m^2	Durée (h)	Résultat (Wh/m^2)
8 h à 9 h	5	1	5
9 h à 10 h	20	1	20
10 h à 11 h	100	1	100
11 h à 12 h	200	1	200
12 h à 14 h	300	2	600
14 h à 15 h	200	1	200
15 h à 16 h	100	1	100
16 h à 17 h	50	1	50
17 h à 18 h	5	1	5
Total	1 280 $Wh/m^2 \cdot jour$		

Tableau I.1 : Décomposition de la journée d'ensoleillement [7].

I.2.2.a L'Air Mass

On appelle masse d'air ou Air Mass en anglais, 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 I.3). Cela dépend surtout de la hauteur angulaire du soleil h .

À l'aide des points O, A et M et cet angle h représentés à la figure (I.3), on écrit la longueur du trajet du Soleil à travers l'atmosphère :

$$\sin(h) = OA / OM \Leftrightarrow OM = OA / \sin(h) \quad (\text{I.1})$$

Donc l'Air Mass (AM) est :

$$OM / OA = 1 / \sin(h) \quad (\text{I.2})$$

La notation conventionnelle de ce concept est donnée par un nombre sans dimension AM_x , x étant:

$$X = 1 / \sin(h) \quad (\text{I.3})$$

Citons, à titre d'exemple :

- AM1 : position du Soleil au zénith; $h=90^\circ$, (au niveau de la mer).
- AM2 : le Soleil à 30° .
- AM1.5 : le Soleil à 41.8° .

Et par convention, AM0 désigne le rayonnement solaire hors atmosphère (spectre valable pour les applications spatiales).

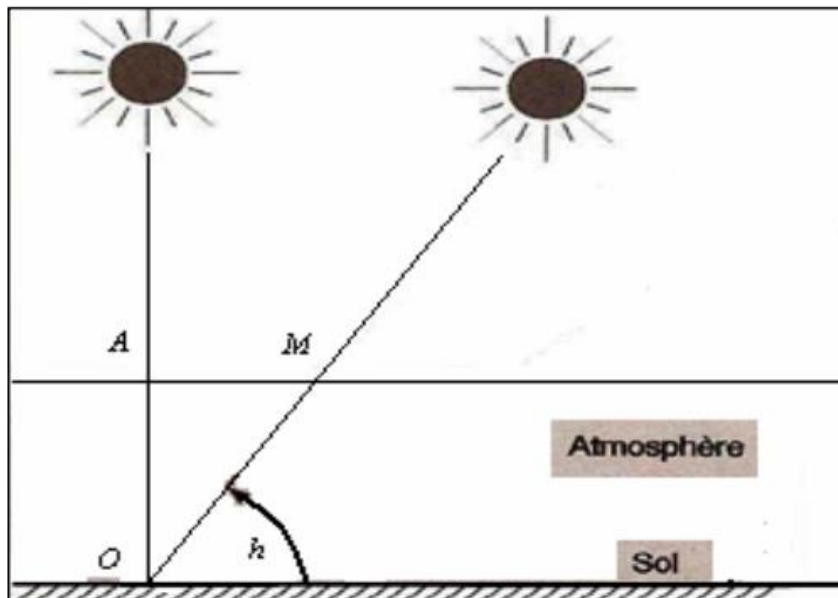


Figure I.3 : Définition de l'air mass AM_x [8].

I.2.2.b L'éclairement

Est défini comme une puissance reçue par une surface. Il s'exprime en W/m^2 (watt par mètre carré). Le S.I. (système international d'unités) recommande d'utiliser le symbole **E**.

I.2.2.c L'albédo

L'albédo du sol est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige). Ainsi pour un corps noir parfait, l'albédo est nul.

$$\text{Albédo} = \frac{\text{l'énergie réfléchie}}{\text{l'énergie reçue}} \quad (\text{I.4})$$

I.2.3 Le gisement solaire

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu de la demande à satisfaire.

I.2.3.a Le gisement solaire en Algérie

Par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire énorme comme le montre la figure suivante [9] :

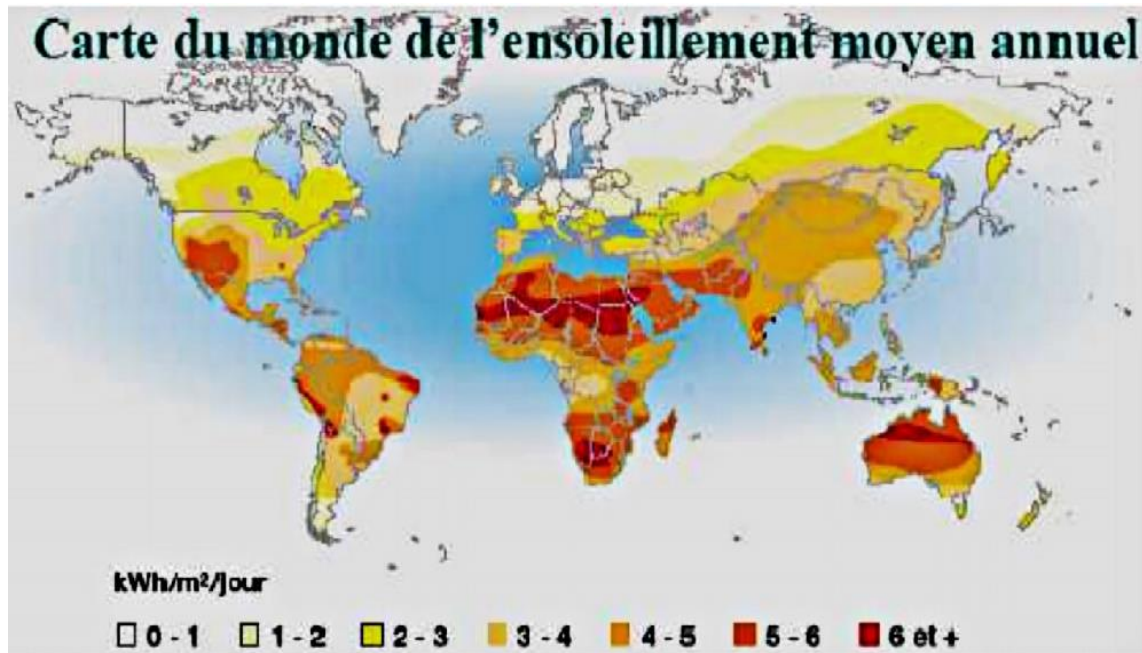


Figure I.4 : Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel [10].

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit 169.000 TWh/an pour le solaire thermique, 13,9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque. Le potentiel solaire algérien est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découverts à Hassi R'Mel. La répartition du potentiel solaire par région climatique au Niveau du territoire algérien est représentée dans le tableau suivant selon l'ensoleillement reçu annuellement.

Régions	Région côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	2650

Tableau I.2: Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques [10].

La durée d'insolation dans le Sahara algérien est de l'ordre de 3500 h/an est la plus importante au monde, elle est toujours supérieure à 8 h/j et peut arriver jusqu'à 12 h/j pendant l'été à l'exception de l'extrême sud où elle baisse jusqu'à 6 h/j en période estivale. La région d'Adrar est particulièrement ensoleillée pendant toute l'année 365/365 jours, elle présente le plus grand potentiel de toute l'Algérie [9].

I.2.4 Paramètres de position

I.2.4.a Les coordonnées géographiques

Tout point de la surface de la terre est repéré par ses coordonnées géographiques.

- **La latitude**

L'angle de latitude est l'angle entre une ligne tracée d'un point sur la surface de la terre avec le centre de cette dernière, et le cercle équatorial de la terre. L'intersection du cercle équatorial avec la surface de la terre forme l'équateur, est indiquée en tant que latitude de 0°, le pôle nord par latitude +90° et le pôle sud par la latitude -90°. Cette convention de signe affecte le signe (+) à tous les lieux de l'hémisphère nord et le signe (-) tous les lieux de l'hémisphère sud. La latitude généralement prend la lettre (θ), et peut ainsi être composée entre -90° et +90°.

- **La longitude**

La longitude d'un lieu correspond à l'angle formé par deux plans méridiens (passant par l'axe des pôles), l'un étant pris comme origine (méridien de Greenwich 0°) et l'autre déterminé par le lieu envisagé. La longitude d'un lieu peut aussi être comprise entre -180° et +180°, à tout écart de 1° de longitude correspond à un écart de 4 minutes de temps. On affecte du signe (+) les méridiens situés à l'est de ce méridien, et du signe (-) les méridiens situés à l'ouest. la longitude généralement prend la lettre (φ).

- **L'altitude**

L'altitude d'un point correspond à la distance verticale en mètre, entre ce point et une Surface de référence théorique (niveau moyen de la mer) [11].

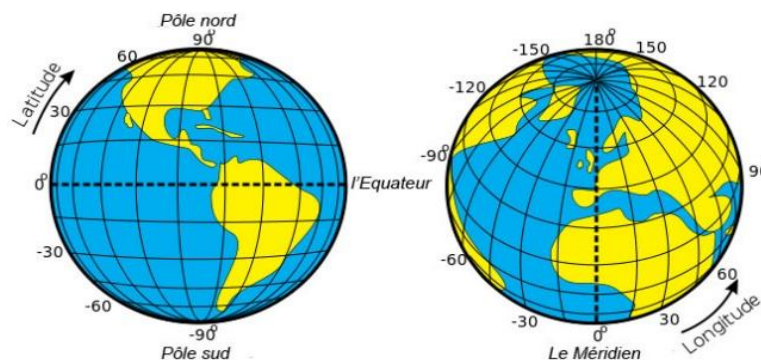


Figure I.5 : Les coordonnées géographiques [11].

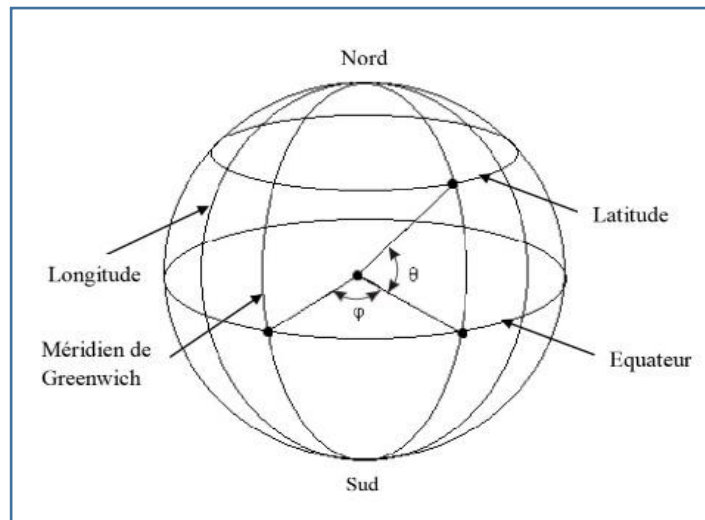


Figure I.6 : Les coordonnées géographiques [11]

I.2.4.b Les coordonnées célestes horizontales

Le repérage du soleil se fait par l'intermédiaire de deux angles qui sont :

- **L'azimut (Ψ)** : est l'angle compris entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le soleil.
- **La hauteur du soleil (h)** : est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur un plan horizontal [10].

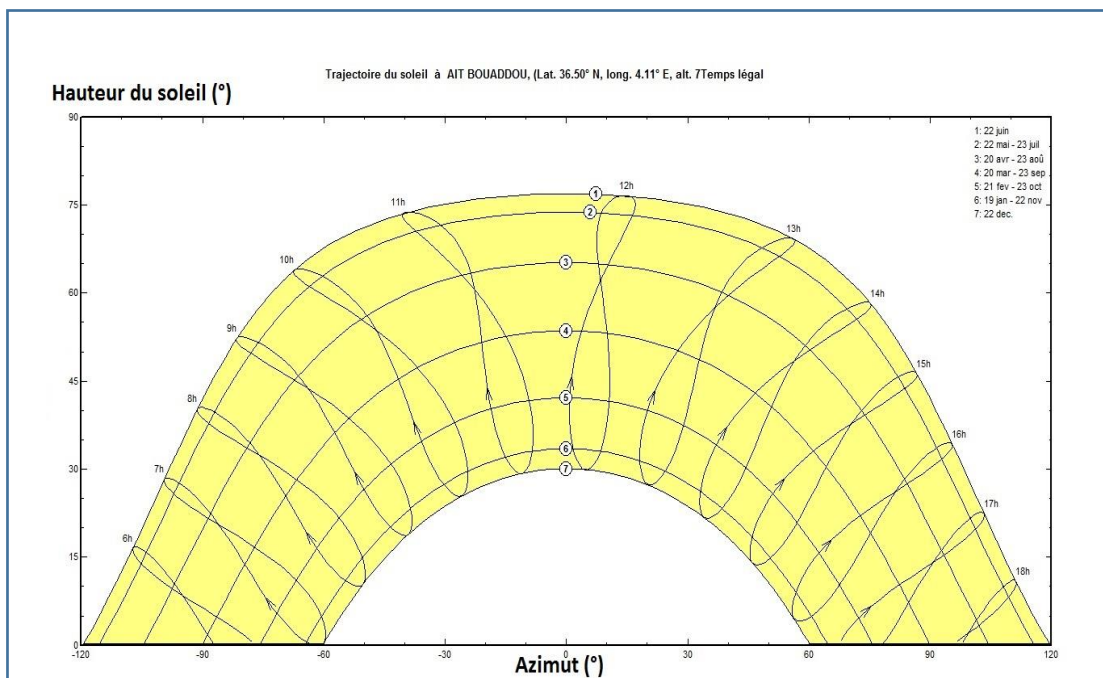


Figure I.7 : Tracé de l'horizon dans le diagramme (Azimut ; Hauteur) du soleil [12]

I.2.5 Le Masque solaire

Les ombres portées sur les modules s'appellent aussi le masque solaire. On distingue deux types de masques : le masque proche et le masque lointain. Le masque proche correspond à l'ensemble des obstacles proches susceptibles de faire de l'ombre au module : arbre, câble

électrique, bâtiment voisin, etc. Le masque lointain correspond aux obstacles lointains qui se trouvent à l'horizon, c'est-à-dire les montagnes, les collines, etc. Pour fonctionner de manière optimale, une installation solaire photovoltaïque doit être soumise au moins d'ombrage possible [13].

I.3 l'Energie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque est une énergie électrique produite à partir du rayonnement solaire. L'énergie produite par une centrale solaire photovoltaïque est dite renouvelable, car sa source est considérée comme inépuisable à l'échelle de temps humaine. Cette énergie n'est cependant pas totalement renouvelable, car la fabrication des panneaux photovoltaïques, leurs installations et leurs exploitations consomment de l'énergie issue en grande partie de sources non renouvelables ; mais un système photovoltaïque produit entre 20 et 40 fois plus d'énergie que ce qui a été utilisé pour le fabriquer [14].

I.3.1 Historique

La conversion de la lumière en électricité, appelée effet photovoltaïque, a été découverte par Edmond Becquerel en 1839, mais il faudra attendre près d'un siècle pour que les scientifiques approfondissent et exploitent ce phénomène de la physique.

L'énergie photovoltaïque s'est développée dans les années 50 pour l'équipement de vaisseaux spatiaux et le premier a été lancé dans l'espace en 1958. C'était le seul procédé non-nucléaire d'alimenter des satellites en énergie. Les images satellites reçues par votre téléviseur ne vous parviennent que grâce à l'énergie photovoltaïque. Pendant les années 70 et 80, des efforts ont été faits pour réduire les coûts de sorte que l'énergie photovoltaïque soit également utilisable pour des applications terrestres. La croissance de l'industrie fut spectaculaire. Depuis le début des années 80, la quantité de modules photovoltaïques expédiés par an (mesurés en MW-Crêtes) a augmenté et le prix des modules (par Watt-Crête) diminuait au fur et à mesure que le nombre de modules fabriqués augmentait.

1839 : Le physicien français **Edmond Becquerel** découvre l'effet photovoltaïque.

1875 : **Werner Von Siemens** expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Mais jusqu'à la Seconde Guerre Mondiale, le phénomène reste encore une découverte anecdotique.

1954 : Trois chercheurs américains, **Chapin, Pearson et Prince**, mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites.

1958 : Une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.

1973 : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware.

1983 : La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4 000 km en Australie.

1995 : Des programmes de toits photovoltaïques raccordés au réseau ont été lancés, au Japon et en Allemagne, et se généralisent depuis 2001 [15].

I.3.2 L'Effet photovoltaïque

L'Effet photovoltaïque est mis en œuvre dans des cellules PV pour produire de l'électricité à partir du rayonnement solaire, pour fabriquer ces cellules on utilise des matériaux aux propriétés particulières « les semi-conducteurs » et cela pour deux raisons, ils absorbent facilement la lumière et ils permettent de générer un champ électrique et une tension électrique.

Ce champ électrique va être obtenu par la superposition de deux couches dopées d'un semi-conducteur en général du Silicium, dopées c'est-à-dire dans lesquelles on a introduit des éléments perturbateurs appelés « impuretés » qui améliorent la conductivité électrique. L'une des couches du silicium et ainsi dopée en atome de phosphore, ce dernier est un atome qui possède plus d'électrons sur sa périphérie que le silicium, l'un de ses électrons ne participe pas aux liaisons, il est donc libre de se déplacer.

Le dopage introduit dans cette couche les atomes susceptibles de libérer des électrons mobiles on parle de couche N car la charge est négative, l'autre couche du semi-conducteur est quant à elle dopée au Bore, déficitaire en électrons. Le bore est un atome qui possède moins d'électrons sur sa périphérie que le silicium, il lui manque un électron pour la réalisation des liaisons, le bore va donc capter un électron dans le reste du matériau et cet électron laisse derrière lui un trou qui est mobile et de charge positive (+), le dopage introduit dans cette couche des atomes susceptibles de libérer des trous mobiles, on parle de couche P car la charge est positive.

Les électrons et les trous se déplacent par diffusion dans ces deux couches, au voisinage de leur interface la diffusion entraîne une recombinaison entre les trous et les électrons, ce phénomène produit une zone non neutre électriquement d'atome de phosphore chargé positivement et une zone non neutre électriquement d'atome de bore chargé négativement.

On obtient ainsi un champ électrique au sein du semi-conducteur et cette région est appelée « Jonction PN », ce champ électrique s'accompagne de l'apparition d'une différence de potentiel entre la zone N et P [16].

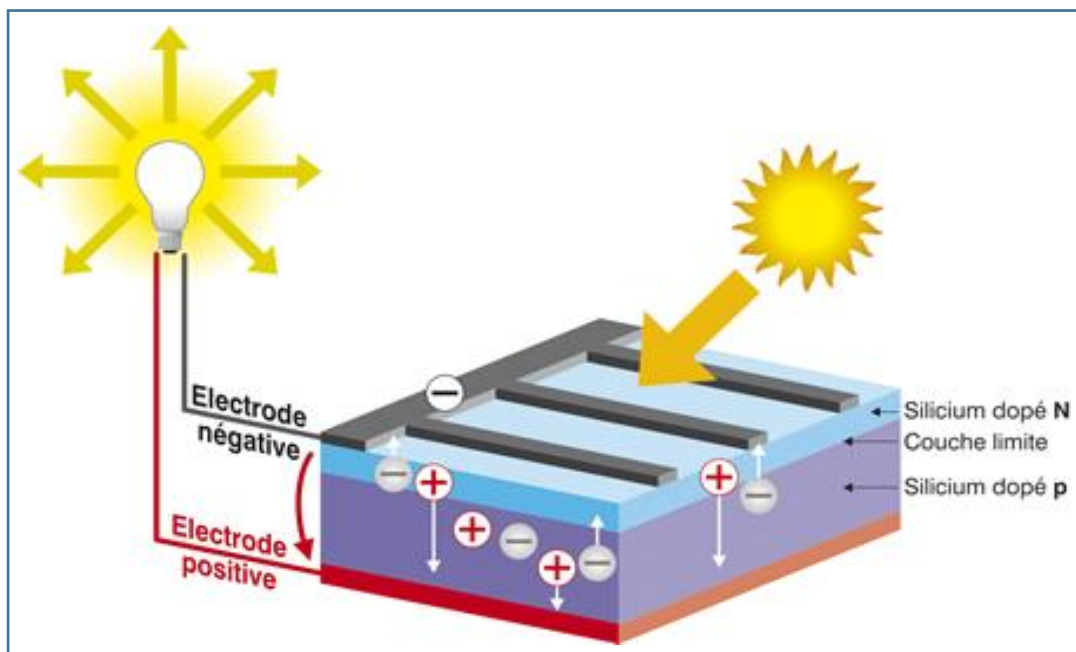


Figure I.8: L'effet photovoltaïque [17].

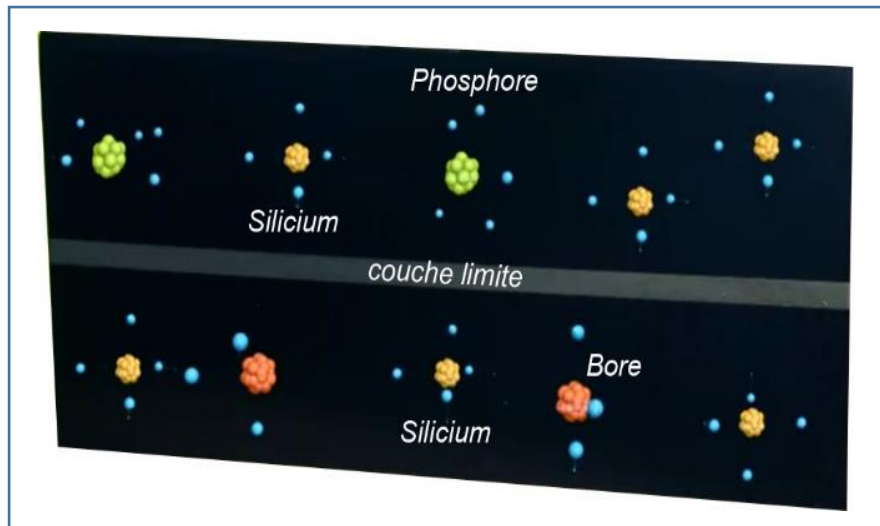


Figure I.9 : Dopage des régions [18]

Lorsque les rayons du soleil frappent une cellule PV sur laquelle on a disposé deux bornes, les photons de la lumière transmettent leurs énergies aux électrons qui sont arrachés des atomes, dans lesquelles ils laissent des trous, les électrons et les trous ainsi formés vont avoir tendance à se recombiner mais lorsque le phénomène a eu lieu dans ou au voisinage de la jonction PN, le champ électrique va au contraire contribuer à séparer les charges positives et négatives, les électrons sont repoussés vers la couche N et les trous vers la couche P. Les électrons cherchent à se recombiner avec les trous, sont alors obligés de passer par un circuit extérieur pour rejoindre les trous, créant ainsi un courant électrique continu qu'on appelle « Photocourant », les électrons sont délivrés sous la tension créée dans la jonction PN qu'on appelle la « Phototension ». Le produit des deux correspond à la puissance électrique délivrée par la cellule qui convertit ainsi directement une partie de l'énergie lumineuse en énergie électrique.

Le rapport entre l'énergie de la lumière et l'énergie électrique est appelé « le rendement de conversion de la cellule » [16].

I.3.2.a La conversion 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 [19].

La différence de potentiel présente aux bornes d'une jonction PN soumise à un éclairage est également mesurable entre les bornes de la cellule PV. Typiquement, la tension maximale d'une cellule (PN) est d'environ 0.5 à 0.8V. Elle peut être directement mesurée à ses bornes sans charge (circuit ouvert). Cette tension est nommée tension de circuit ouvert « V_{oc} ». Lorsque les bornes d'une cellule sont court-circuitées, on peut mesurer le courant maximal produit par la cellule PV et on le nomme communément courant de court-circuit « I_{cc} » [20].

I.3.2.b Le Silicium

Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques disponibles à un niveau industriel. Le silicium est fabriqué à partir de sable quartzéux (dioxyde de silicium). Celui-ci est chauffé dans un four électrique à une température de 1700 °C. Divers traitements du sable permettent de purifier le silicium. Le produit obtenu est un silicium dit métallurgique, pur à 98% seulement. Ce silicium est ensuite purifié chimiquement et aboutit au silicium de qualité électronique qui se présente sous forme liquide, puis coulé sous forme de lingot suivant le processus pour la cristallisation du silicium, et découpé sous forme de fines plaquettes. Par la suite, ce silicium pur va être enrichi en éléments dopants (P, As, Sb ou B) lors de l'étape de dopage, afin de pouvoir le transformer en semi-conducteur de type P ou N. La diffusion d'éléments dopants (bore, phosphore) modifie l'équilibre électronique de ces plaquettes, ce qui les transforme en cellules sensibles à la lumière. [21].

I.4 Centrales photovoltaïques

Une centrale solaire photovoltaïque est un dispositif technique de production d'électricité par des modules solaires photovoltaïques (PV) reliés entre eux (série et parallèle) et utilise des onduleurs pour être raccordée au réseau et aussi des batteries pour le stockage de l'énergie pour une centrale dite autonome suivie forcément des régulateurs [22].

I.4.1 Générateurs photovoltaïques

Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait, réalisés par association, en série et/ou en parallèle d'un grand nombre de cellules élémentaires. Ces groupements sont appelés modules, puis panneaux. L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donne lieu à un GPV. Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par l'addition des tensions. La plupart des modules commercialisés sont composés de 36 cellules en silicium cristallin, connectées en série pour des applications en 12 V. D'une autre part, si les cellules se connectent en parallèle, c'est l'ampérage qui augmentera [23].

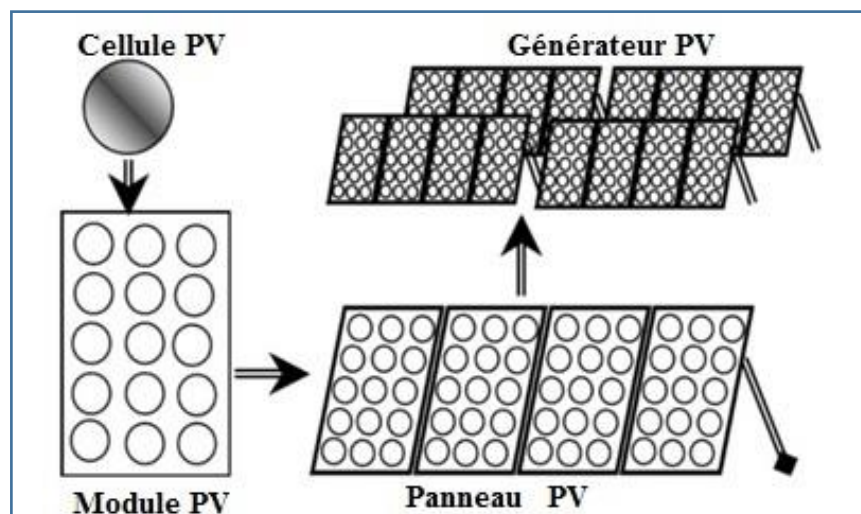


Figure I.10 : Structure d'un générateur photovoltaïque [24].

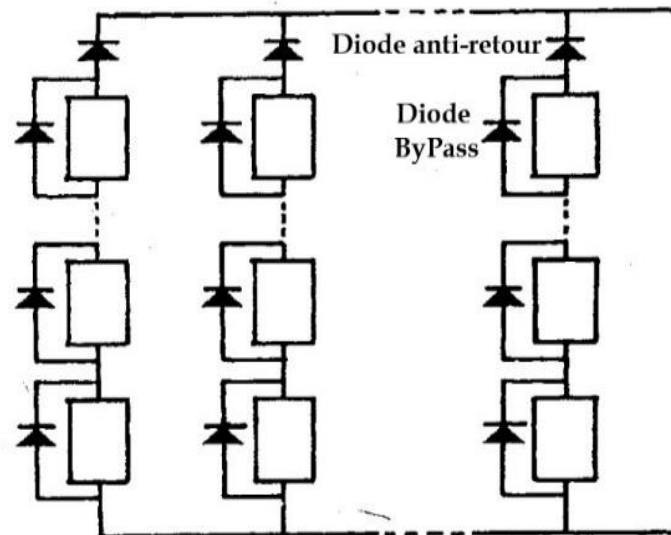


Figure I.11 : Câblage série/parallèle des modules PV avec leurs diodes de protection [21].

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

Les diodes Bypass : Au sein d'une série un module qui ne peut plus produire d'énergie, doit être protégé pour ne pas devenir récepteur et s'endommager irrémédiablement, des diodes sont placées en parallèle sur chacun des modules du générateur. Elles permettent de dévier le courant produit par les autres modules de la série et sont placées en parallèle avec les modules [25].

I.4.1.a Cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est un composant électronique qui, exposé à la lumière (photons), produit de l'électricité grâce à l'effet photovoltaïque qui est à l'origine du phénomène. La tension obtenue est en fonction de la lumière incidente. La cellule photovoltaïque délivre une tension continue. Les cellules photovoltaïques les plus répandues sont constituées de semi-conducteurs, principalement à base de silicium (Si) et plus rarement d'autres semi-conducteurs. Elles se présentent généralement sous la forme de fines plaques d'une dizaine de centimètres de côté, prises en sandwich entre deux contacts métalliques, pour une épaisseur de l'ordre du millimètre.

On trouve des cellules au silicium de différentes technologies :

- **Les cellules monocristallines**

La première génération de photopiles, Un taux de rendement excellent (12-16%) (23% en Laboratoire), Une méthode de fabrication laborieuse et difficile, donc très chère, Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir du cristal pur.

- **Les cellules poly-cristallines**

Coût de production moins élevé, Procédé nécessitant moins d'énergie, Rendement 11-13% (18% en Labo).

- **Les cellules amorphes**

(Cellules de calculatrices par exemple) Coût de production bien plus bas, Rendement plus bas : 8-10% (13% en labo), Durée de vie plus faible, C'est le silicium amorphe que l'on trouve le plus souvent dans les produits de consommation comme les calculatrices, les montres etc.... Toutefois, ils réagissent mieux à des températures élevées ou à une lumière diffuse [26].

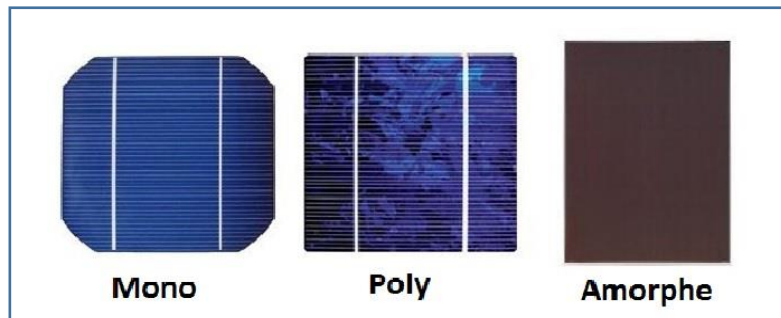


Figure1.12 : Image correspondante aux cellules à base du silicium [26].

Il existe aussi des cellules à base de **Tellurure de cadmium**, les cellules sont à base de couches minces de tellurure de cadmium placées sur un support de verre ; ils sont sensiblement moins coûteux à fabriquer que ceux en silicium, mais ont un rendement (10 à 12 %) plus faible que celui du silicium monocristallin, mais plus élevé que ceux en silicium amorphe [13].

Comme on trouve des cellules appelées **multi-jonction** sont composées de différentes couches qui permettent de convertir différentes parties du spectre solaire et ainsi d'obtenir les meilleurs rendements de conversion, rendement record en laboratoire environ 40%, développées pour les applications spatiales, ce type de cellule n'est pas encore commercialisable.

Une nouvelle innovation en 2016 de cellules appelées : **Cellules CZTS** (Cuivre, Zinc, Etain, Soufre), toujours en phase de développement et donc pas encore commercialisées, les cellules CZTS, fabriquées à partir de minerais non toxiques, contrairement au silicium, ont l'avantage d'être fines, et peuvent donc s'appliquer sur des supports souples. L'équipe du Dr Xiaojing Hao de l'Australian Centre for Advanced Photovoltaics a réussi à obtenir en avril 2016 un rendement record de 7,6 % pour des cellules d'un cm². Ces résultats sont en constante amélioration. L'équipe obtenait un rendement de 5,5% en 2013, et de 6,6 % en 2015. L'objectif est d'atteindre les 20%, ce qui permettrait la mise sur le marché de cette technologie. Les cellules fines CZTS peuvent être utilisées sur tous types de supports, contrairement aux cellules au silicium, ce qui permet de concevoir des surfaces incurvées, transparentes, ou en superposition d'autres matériaux [27].

De plus, les cellules mono et poly-cristallines sont les types de cellules les plus répandues sur le marché du photovoltaïque (environ 60% de la production) [26].

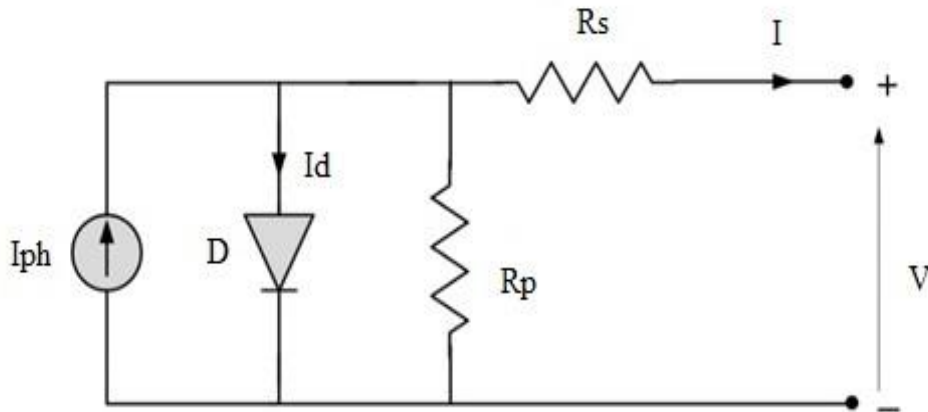


Figure I.13 : Schéma électrique équivalent d'une cellule PV [8].

- Le générateur de courant : il délivre le courant I_{ph} correspondant au courant photogénéré.
- La diode (D) : modélise la jonction P-N.
- La résistance série (R_s) : modélise les pertes résistives au sein de la photopile (les métallisations). Elle est liée à l'impédance des électrodes et du matériau; il en résulte que la tension V aux bornes de la cellule est différente de la tension aux bornes de la jonction PN.
- La résistance parallèle (R_p) (résistance shunt R_{sh}) : correspond à une résistance de fuite entre les deux zones N et P de la jonction, il en résulte qu'une partie du courant I_{ph} sera dérivée par cette résistance et ne pourra être délivrée à la charge. Cette résistance devra être la plus élevée possible [8].

I.4.1.b Modules photovoltaïques

Les cellules sont souvent réunies dans des modules photovoltaïques ou panneaux solaires, en fonction de la puissance recherchée [28].

Un module photovoltaïque est un capteur solaire photovoltaïque qui fonctionne comme un générateur électrique de courant continu constitué d'un ensemble de cellules PV reliées entre elles électriquement, qui sert de module de base pour les installations photovoltaïques et notamment les centrales solaires photovoltaïques.

L'énergie réellement captée par un module dépend de la surface et de la puissance nominale du panneau mais aussi de l'ensoleillement, variable selon la latitude, l'heure de la journée, la météo, le masquage subi, etc. Leur rendement est un peu plus faible que celui des cellules qui les constituent, du fait des pertes électriques internes et des surfaces non couvertes ; le rendement (par mètre carré) du module complet est plus faible d'environ 10 à 15 % que celui de chaque cellule. 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 modules et du branchement des cellules. Elle est de l'ordre de 10 à 100 volts.

Un module photovoltaïque se caractérise généralement par [13]:

- La puissance maximale P_{\max} .
- Le courant au point de puissance maximale I_{mppt} , nommé aussi le courant maximal I_{\max} .
- La tension au point de puissance maximale V_{mppt} , nommé aussi la tension maximale V_{\max} .
- Le courant de court-circuit I_{cc}
- La tension en circuit ouvert V_{oc}
- Tension maximale du système.
- Température nominale d'utilisation en °C.
- Poids.
- Dimensions.
- Technologie de la cellule.
- la stabilité dans le temps des performances (les fabricants garantissent généralement au moins 80 % de la puissance de départ pendant 20 à 25 ans).

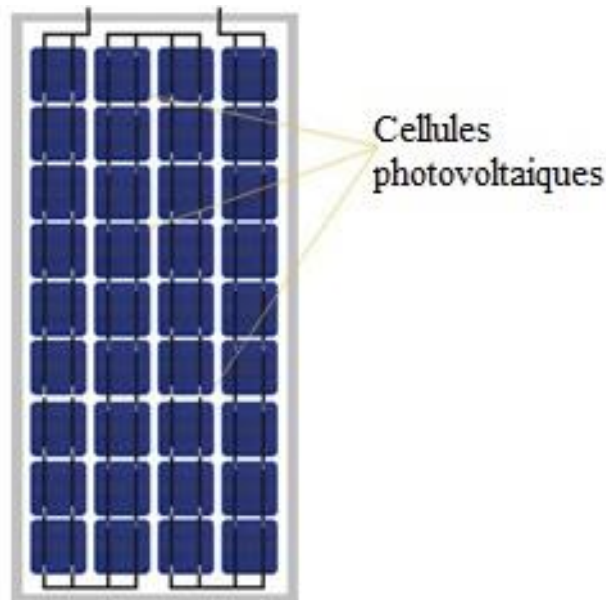


Figure I.14 : Module photovoltaïque [28]

❖ Mise en parallèle des modules PV

Lorsqu'un champ de modules photovoltaïques doit être constitué de plusieurs modules, ou branches de modules en parallèle, il est vivement recommandé d'utiliser un boîtier de mise en parallèle. Ces boîtiers sont munis de diodes antiparallèles, qui permettent d'isoler les branches parallèles entre elles, ce qui permet d'éviter, en cas de dysfonctionnement d'une branche, de perturber le fonctionnement des autres. En cas de court-circuit d'une branche notamment, l'absence de diodes antiparallèles mettrait toutes les autres branches en court-circuit également, et le champ ne produirait plus rien [29].

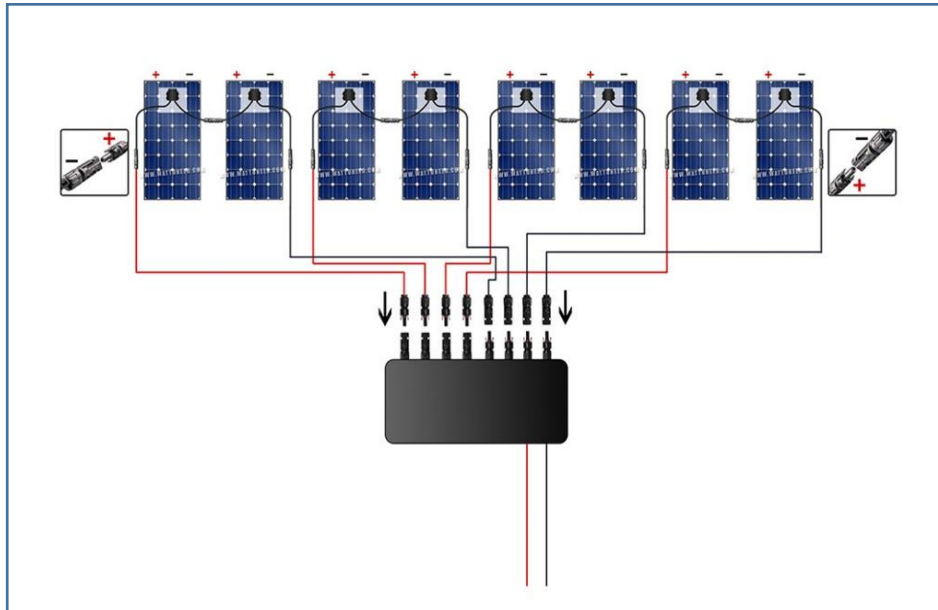


Figure 1.15 : Raccordement des modules PV à l'aide d'un boîtier de mise en parallèle [29].

❖ Effet du niveau d'éclairement sur le module photovoltaïque

L'éclairement correspond à l'intensité lumineuse captée par le module photovoltaïque, et se mesure en W/m^2 . La nuit, l'éclairement est nul ($0 W/m^2$). L'éclairement varie au cours de la journée entre 0 et $1000 W/m^2$ (valeur maximum), en fonction de la saison.

L'éclairement a une nette incidence sur la valeur de I_{cc} . Lorsque l'éclairement double, I_{cc} double aussi. L'éclairement a très peu d'incidence sur la tension à vide V_{co} .

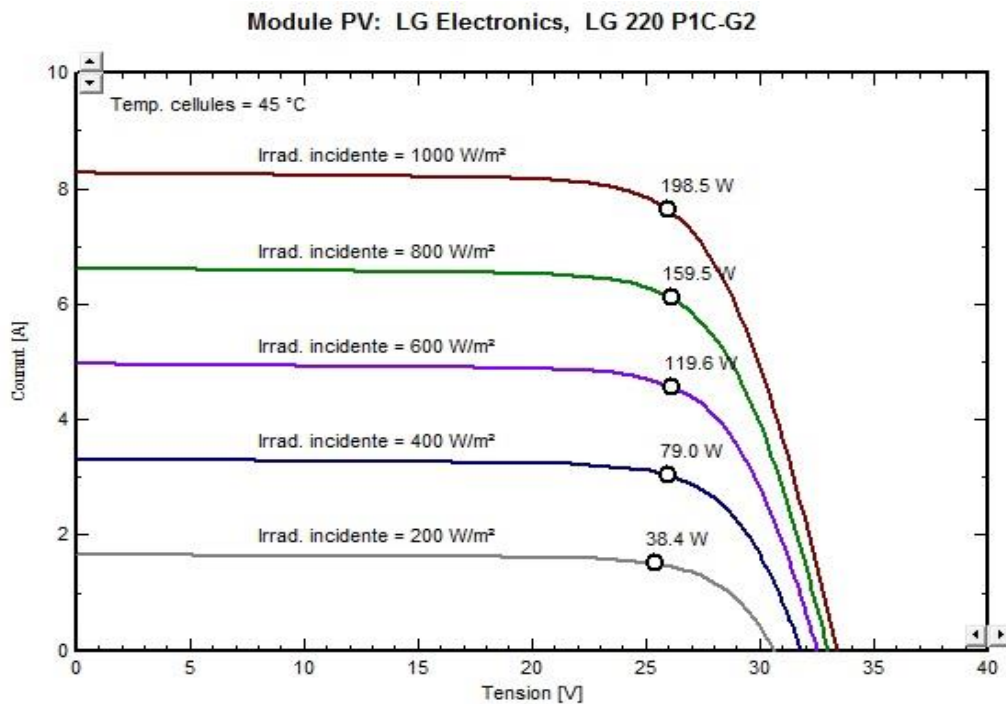


Figure 1.16 : Effet de l'ensoleillement sur la puissance générée par le module [12].

❖ Effet de la température sur le module photovoltaïque

La température a une forte influence sur la tension à vide du module. Plus la température du module augmente, plus la tension à vide V_{co} diminue. Par contre, la température du module influence très peu le courant de court-circuit I_{cc} , comme la figure suivante le montre [30].

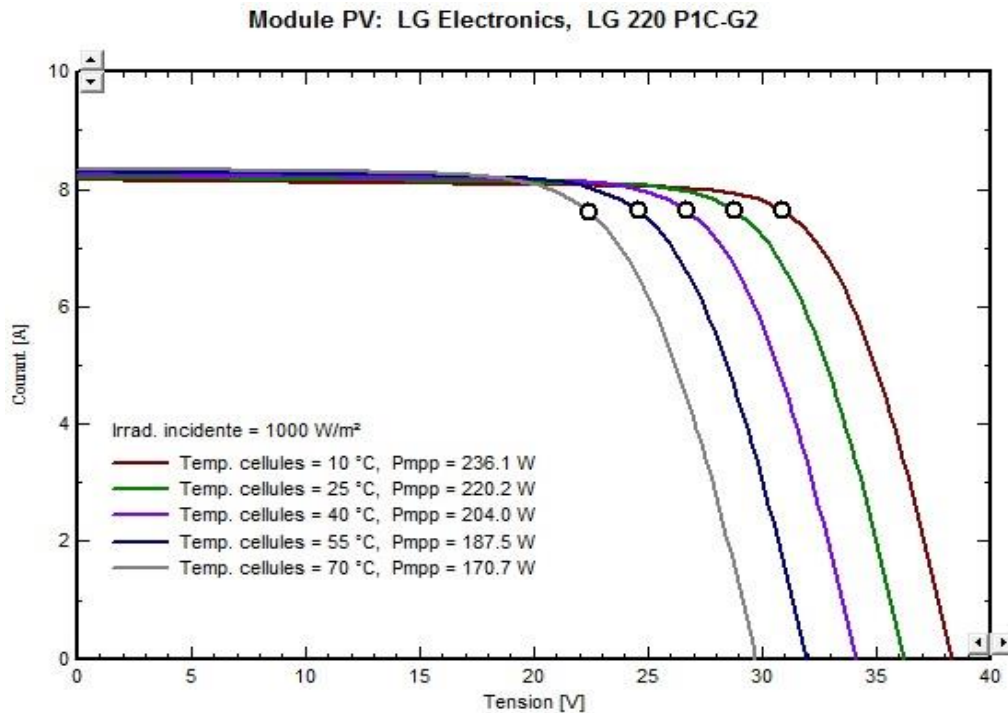


Figure I.17 : Effet de la température sur la puissance générée par le module [12]

❖ Caractéristiques Courant/tension, puissance/tension d'un module PV

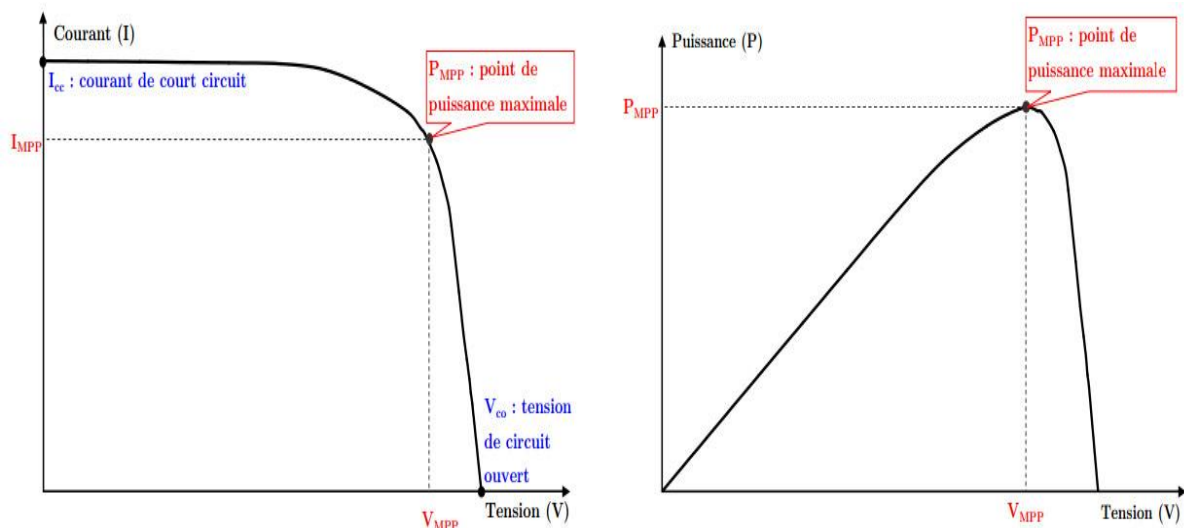


Figure I.18 : Courbes courant /tension, puissance /tension caractéristiques d'un module PV [31]

❖ Orientation et inclinaison

Le montage de capteurs solaires à l'horizontale n'est généralement pas conseillé du fait de l'encrassement des capteurs posés à plat. Un angle d'inclinaison des modules d'au moins 5° est nécessaire pour bénéficier de l'effet autonettoyant de l'eau de pluie. L'angle formé par les rayons du soleil et le panneau solaire est appelé angle d'incidence (noté α). La production est maximale si les rayons du soleil atteignent la surface du panneau perpendiculairement à midi (heure solaire). Inclinaison de 90° par rapport aux rayons du soleil (au centre) égale à la production optimale. En général, on cherche à optimiser la production pendant le mois de plus faible ensoleillement il faut donc que les rayons du soleil soient perpendiculaires au panneau pendant ce mois [32].

I.4.2 Stockage de l'énergie (Batteries solaires)

Une installation photovoltaïque autonome comporte une ou plusieurs batteries (accumulateurs) pour stocker l'énergie produites par les panneaux photovoltaïques. Ces batteries spécifiques sont appelées "batterie à décharge lente" (ou pour simplifier batterie solaire) [33].

Le stockage de l'énergie est l'action qui consiste à placer une quantité d'énergie en un lieu donné pour permettre son utilisation ultérieure. L'opération de stockage d'énergie est toujours associée à l'opération inverse consistant à récupérer l'énergie stockée (le déstockage). Ces deux opérations de stockage/déstockage constituent un cycle [34].

La première batterie développée par **Planté** en **1859** utilisait des plaques de plomb solides. La batterie en plomb est un composant développé depuis XIX^e (19^{ème}) siècle et son fonctionnement est bien connu. Deux électrodes de plomb et d'oxyde de plomb sont plongées dans un électrolyte composé d'acide sulfurique dilué. En reliant les deux électrodes à un récepteur externe consommant le courant, elles se transforment en sulfate de plomb et l'acide se dilue, phénomène qui permet d'évaluer l'état de charge de la batterie en mesurant la densité d'acide. En fournissant un courant opposé au système, l'acide se concentre et les deux électrodes retournent à leurs états initiaux. Il existe des batteries solaires fonctionnant en 2 Volts, 6 Volts ou 12 Volts (tension nominale), dont la capacité (en Ampères heure) est inversement proportionnelle à la tension : les batteries ayant la capacité de stockage la plus élevée sont les batteries 2V. Ces batteries sont différenciées par la géométrie des plaques positives (planes ou tubulaires) et par la forme de l'électrolyte (liquide, gel) [4].

De nombreux types d'accumulateurs électrochimiques existent (Pb, CdNi, NiZn.).Le plus ancien et le plus utilisé en trouve l'accumulateur au plomb-acide [35].

I.4.2.a Principe de fonctionnement d'une batterie solaire au Plomb

Quatre éléments sont indispensables pour le fonctionnement d'une batterie au plomb. Il s'agit d'une électrode positive, d'une électrode négative, d'un électrolyte et d'un séparateur :

- l'électrode négative est constituée de plomb spongieux (Pb).
- l'électrode positive est constituée d'oxyde de plomb (PbO₂).
- l'électrolyte est une solution d'acide sulfurique (H₂SO₄).
- le séparateur en matière poreuse isolante a les propriétés suivantes :

- Grande résistivité électrique.
- Grande résistance chimique à l'acide sulfurique.
- Bonne porosité aux ions.

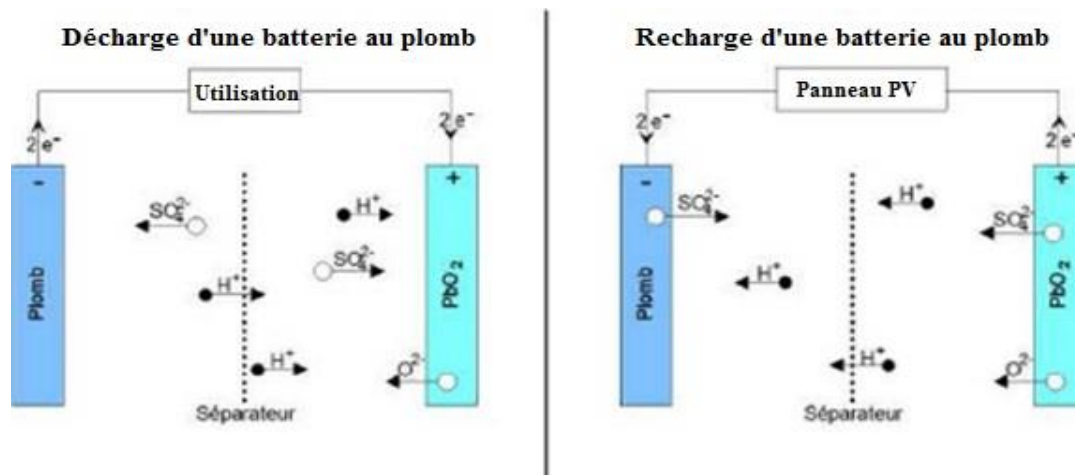


Figure I.19 : Principe de fonctionnement d'une batterie au plomb [36]

Le séparateur a pour but d'éviter un court-circuit interne entre deux électrodes. En effet, pour des raisons d'encombrement et de réduction de la résistance interne, les plaques positives et négatives d'un accumulateur sont très proches les unes des autres ($d \leq 10$ mm) [37].

L'oxygène libéré par l'électrode positive s'unit aux ions H^+ en solution pour former de l'eau. Si la décharge est totale, l'électrolyte ne sera plus composé que d'eau distillée. A la recharge, les deux polarités se dé-sulfatent, l'électrolyte est régénéré (mise en solution d'ions SO_4^{2-}). La plaque positive est peroxydée (formation de PbO_2) et des ions sont libérés (augmentation de la concentration H^+ de l'électrolyte) [36].

I.4.2.b Caractéristiques d'une batterie solaire

- **Tension**

La tension aux bornes d'un élément d'accumulateur au plomb est en voisine de 2V. Sa valeur varie entre 1,7 V et 2,4 V suivant l'état de charge en conditions normales de fonctionnement, la tension nominale d'une batterie soit de 2V, 6V, 12V.

- **Capacité**

La capacité d'une batterie solaire est exprimée en Ampères Heure (Ah) ce qui désigne le débit total d'énergie de la batterie dans des conditions données (10 heures, 20 heures, ...).

Elle représente le "débit" potentiel de la batterie. Mais il faut ajouter à cela la vitesse de décharge de la batterie qui a un impact sur la capacité : plus la rapidité de la décharge est importante, plus la capacité réelle de la batterie sera faible. Ainsi une batterie présentant la capacité de 70 Ah en C_{100} aura réellement une capacité de 70 Ah si la décharge prend 100 heures, environ 55 Ah en 20 heures et seulement 50 Ah en 10 heures. Pour le dire autrement : si on décharge complètement cette batterie selon une intensité de 5 Ampères, la décharge ne durera que 10 heures ($10 \times 5 = 50$) cette même décharge durera 20 heures à la cadence de 2,75 A ($2,75 \times 20 = 55Ah$) et enfin 100 heures à la cadence de 0,7 A ($0,7 \times 100 = 70$ Ah). Mais attention, dans une

installation photovoltaïque, cette capacité n'est qu'une base de travail, car il est hors de question de décharger une batterie à 100% : cela la détruirait. Dans le cadre d'un dimensionnement photovoltaïque ou éolien, on prendra donc comme hypothèse une décharge possible de 40% (jusqu'à 50% maximum), afin de ne pas endommager la batterie et de prolonger sa durée de vie.

- **Résistance interne**

La résistance interne d'un accumulateur est toujours très faible (de l'ordre de quelques centièmes d'ohm) et négligeable en général, dans les applications numériques. Cette faible résistance interne présente d'ailleurs un inconvénient quand les deux bornes sont accidentellement, réunies par un conducteur lui-même peu résistant, la résistance totale du circuit reste très faible l'intensité du courant débité est considérable, peut provoquer un incendie et l'accumulateur, mis ainsi en court-circuit, est rapidement hors d'usage.

- **Rendement**

Rendement faradique:

Le rendement en ampères-heures (ou faradique) (η_q) est le rapport entre la quantité d'électricité débitée à la décharge (Q_d) et la quantité d'électricité fournie lors de la charge (Q_c) (Ah récupérés lors de la décharge/ Ah fournis pendant la charge).

$$\eta_q = Q_d / Q_c \quad (\text{I.5})$$

Pb: > 90 %, Ni-Cd: < 80%

Rendement énergétique :

Sachant que la tension de charge est en général supérieure de 15 % (Pb) à 30 % (Ni-Cd) à la tension de décharge, le rendement énergétique utile est le produit du rendement faradique par le rendement de tension. Typiquement il vaut 56 % pour le Ni-Cd et 77 % pour le Pb.

Et donc le rendement faradique du Pb est de l'ordre de 90%. Le rendement énergétique est de l'ordre de 70 à 80%.

- **Charge et décharge**

Pour un accumulateur au plomb-acide, Pendant la charge, ce dernier est un récepteur. Si on trace graphiquement la différence de potentiel aux bornes en fonction du temps, on constate (Figure I.20) qu'après un court régime transitoire elle s'établit aux environs de 2,2 V. En fin de charge (point M), on note un accroissement rapide de la tension. Les plaques, complètement polarisées, ne retiennent plus l'oxygène et l'hydrogène dégagés. La fin de charge est atteinte à 2,6 V ou 2,7 V en charge cyclique. En charge flottante (régulation de charge) on se limite entre 2,25 V et 2,35 V par élément.

Pendant la décharge, la tension varie, en fonction du temps comme l'indique la figure. Pendant une assez longue durée d'utilisation, elle reste remarquablement constante à la valeur de 2 V environ. A partir du point N, elle diminue brusquement (1,8 V), il faut alors recharger l'accumulateur. En pratique, on ne descend pas en général au-dessous de 20% ou davantage de la capacité batterie.

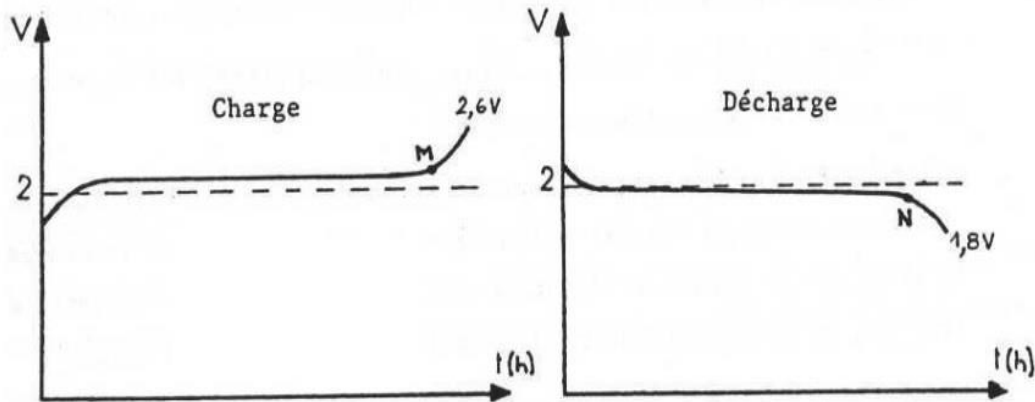


Figure I.20 : Caractéristique charge et décharge d'une batterie au plomb-acide [35].

- **Autodécharge**

Le taux d'autodécharge d'un accumulateur représente la perte moyenne relative de capacité par mois et pour une température donnée.

$$\zeta (\%) = \frac{Q_{AS} - Q_{PS}}{n \times Q_{AS}} \quad (\text{I.6})$$

Q_{AS} : capacité avant stockage, Q_{PS} : capacité après stockage, n : durée de stockage en mois

L'autodécharge est une caractéristique interne découlant de la technologie utilisée et est généralement donnée pour une température de 20°C. Elle est de l'ordre de 10 % par mois à 20°C, L'autodécharge varie très rapidement avec la température. Elle double de valeur tous les 10 °C. C'est une fonction linéaire du temps, elle augmente avec l'âge et la température.

- **Profondeur de décharge**

Ce paramètre revêt une importance considérable pour les batteries au Pb puisqu'elles survivent rarement à une décharge totale. On limite en général la décharge à 80% de la capacité nominale. Pour les applications solaires, la profondeur de décharge ne dépasse guère 40 %, les accumulateurs étant souvent surdimensionnés afin d'augmenter leur durée de vie.

- **Tenue en cycles**

Dépendant beaucoup de la profondeur de décharge, pour les accumulateurs électrochimiques ce paramètre varie typiquement de 400 cycles à 80 % de décharge à 2000 cycles à 40 % de décharge [35].

- **La durée de vie**

La durée de vie d'une batterie solaire s'évalue en nombre de cycles de charge/décharge qu'elle est capable de supporter. On dit "estimer" car il s'agit d'une donnée basée sur un niveau de décharge et sur des conditions atmosphériques données, La durée de vie d'une batterie solaire dépend d'abord de la technologie utilisée : plomb ouvert, AGM, GEL..., ensuite les batteries solaires vieillissent en raison des charges et décharges : le nombre de cycles dépend principalement de la profondeur habituelle de décharge.

On donne un ordre d'idée, pour des décharges de l'ordre de 40%, on peut estimer les durées de vie suivantes pour les différents types de batteries à décharge lente :

- Batterie solaire au plomb ouvert : 400 à 500 cycles.
- Batterie solaire AGM : 600 à 700 cycles.
- Batterie solaire GEL : 800 à 900 cycles.

- **Autres couples électrochimiques**

Beaucoup de technologies qui revendiquent les batteries au plomb : batterie ouverte, fermée, Electrolyse GEL, AGM, comme en trouve d'autres couples :

- Nickel-Zinc.
- Nickel-Fer.
- Nickel-NaCl.
- Lithium-ion.

- **Le montage des batteries**

Le montage se fait en série ou en parallèle pour augmenter la tension ou la capacité.

- Le montage en parallèle (qui consiste à relier les bornes "+" aux bornes "+" et les bornes "-" aux bornes "-") permet d'additionner les capacités de stockage (en Ah) tout en conservant la même tension (en Volts).
- Le montage en série permet d'additionner la tension des batteries, en revanche la capacité en Ah reste celle d'une seule batterie [33].

I.4.3 Les contrôleurs de charges (Régulateurs)

Le régulateur est l'élément central d'un système photovoltaïque autonome, il contrôle les flux d'énergie. Il doit protéger la batterie contre les surcharges (solaire) et décharge profondes (utilisateur). Il doit également assurer la surveillance et la sécurité de l'installation (surchage, alarmes, fusible, inversion de polarités). Dans les systèmes plus élaborés (Hybride), il peut aussi commander la recharge par d'autres sources d'énergie (éolienne, hydraulique...). Dans certains cas, il peut réaliser une adaptation d'impédance (recherche du point de puissance maximum). Accessoirement, il affichera des indications concernant l'état de charge des batteries et les paramètres de fonctionnement du système [4].

I.4.3.a Les deux principales fonctions des régulateurs

- Contrôle de la charge :

Le contrôle de la charge est la fonction la plus critique déterminant la durée de vie de la batterie. La difficulté de ce travail provient de la nature de l'énergie à disposition qui n'est pas toujours disponible. Pour garantir une durée de vie élevée d'une batterie, il faudrait après chaque décharge pouvoir la recharger à 100%. Or, avec la nature aléatoire de l'ensoleillement, il n'est pas toujours possible d'effectuer une recharge complète et la batterie va souvent rester plusieurs jours dans un état de charge (moyen), ce qui à long terme peut réduire la durée de vie de ce composant.

Il existe plusieurs techniques, utilisant soit la mesure de la tension, soit la mesure du courant entrant et sortant pour réguler une batterie. En fait, la mesure de la tension est beaucoup plus simple et la grande majorité des régulateurs utilise ce paramètre.

▪ Contrôle de décharge :

Les régulateurs solaires contrôlent non seulement la charge de la batterie mais ils s'intéressent à l'état de la batterie lorsqu'on lui soutire du courant. Afin d'éviter une décharge profonde de la batterie et qui est fortement nuisible pour sa durée de vie, on ajoute un circuit de délestage qui déconnecte les récepteurs lorsque la tension de la batterie est descendue au-dessous d'un seuil critique. Ce seuil sera choisi en fonction de plusieurs critères qui sont une durée de vie espérée, la température ambiante et le niveau de courant [4].

I.4.3.b Types de régulateurs PV

Les régulateurs de charge des systèmes PV autonome peuvent se caractériser en trois groupes principaux :

❖ **Les régulateurs TOR (tout ou rien)**, on trouve :

- Le régulateur **série**, qui incorpore un interrupteur entre le générateur et l'accumulateur pour arrêter la charge.
- Les régulateur **shunt**, dont l'interrupteur court-circuite le générateur solaire en fin de charge.

Ces régulateurs fonctionnent par coupure électromécanique. Rappelons que, lors de la charge, il n'est pas possible d'imposer n'importe quelle tension aux bornes des batteries. Or, lorsqu'on branche un module photovoltaïque aux bornes d'une batterie, le point de fonctionnement est déterminé par l'intersection entre les 2 caractéristiques courant-tension :

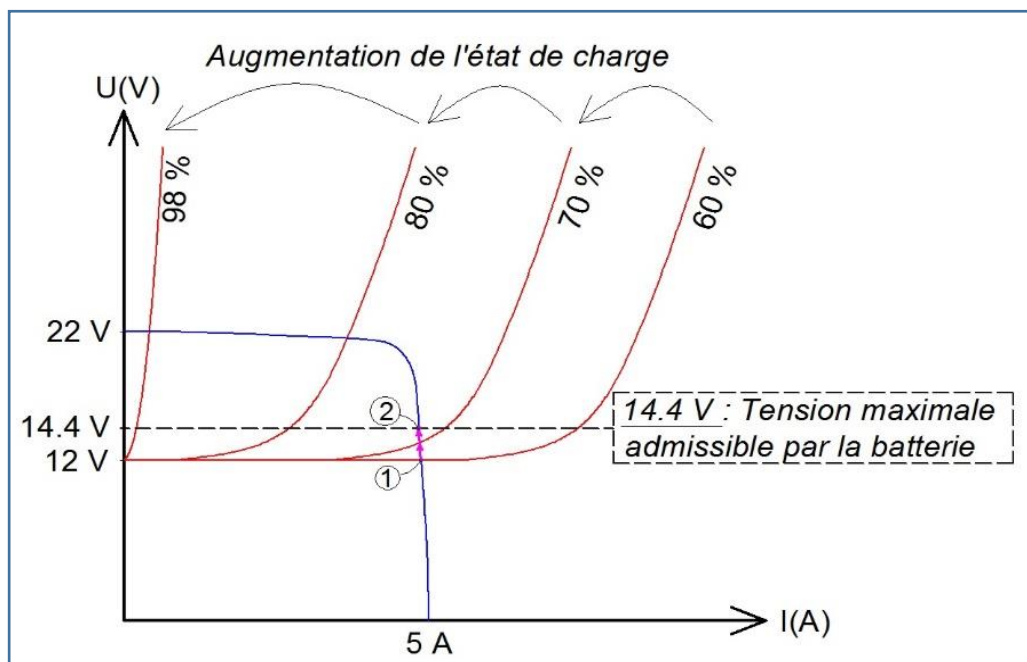


Figure I.21 : le processus de charge et la régulation « tout ou rien » [6].

En rouge sont représentées les caractéristiques courant-tension d'une batterie de 12 V pour différents états de charge. En bleu est représentée la caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque à 36 cellules

Lorsque que la batterie est déchargée, le point de fonctionnement est indiqué par le numéro 1, à savoir une tension de 12 V et un courant de l'ordre de 4.9 A. Il s'agit de l'intersection entre la caractéristique de la batterie déchargée et celle du module photovoltaïque. Puis au fur et à mesure que la batterie se charge, le point de fonctionnement évolue jusqu'au point 2 défini par une tension de 14.4 V et un courant de l'ordre de 4.8A.

A ce stade, si on ne fait rien, la tension va continuer à augmenter ce qui est dommageable pour la batterie. Par conséquent, afin d'éviter d'endommager la batterie par dépassement de sa tension maximale admissible, il convient de déconnecter le module photovoltaïque. C'est ainsi que fonctionne le régulateur "tout ou rien" lors de la charge des batteries : soit il connecte le champ photovoltaïque au parc de batteries, soit il le coupe lorsque la tension devient trop importante. Les avantages des régulateurs "tout ou rien" sont la simplicité, la robustesse et le faible coût.

Par contre, le principal inconvénient (et non des moindres) est que l'état de charge des batteries ne dépasse jamais 75%. Cela s'observe facilement en constatant que le point 2 sur le schéma correspond à un état de charge de l'ordre de 75%, et qu'il n'est pas possible de charger davantage sous peine de dépasser la tension maximale admissible.

❖ Les régulateurs MLI (PWM)

Le régulateur MLI a été conçu, vers la fin des années 1990, afin de lever l'inconvénient majeur des régulateurs "tout ou rien" vis-à-vis de la fin de charge. Sa valeur ajoutée est donc une fin de charge optimale avec un état de charge de 100% (au lieu de 75% pour le régulateur "tout ou rien").

Le régulateur MLI est en fait un hacheur qui abaisse la tension du champ photovoltaïque afin que celle-ci soit supportable par le parc de batteries notamment en fin de charge (à partir d'un état de charge de l'ordre de 70%). En début de charge, le régulateur MLI fonctionne comme le régulateur "tout-ou-rien".

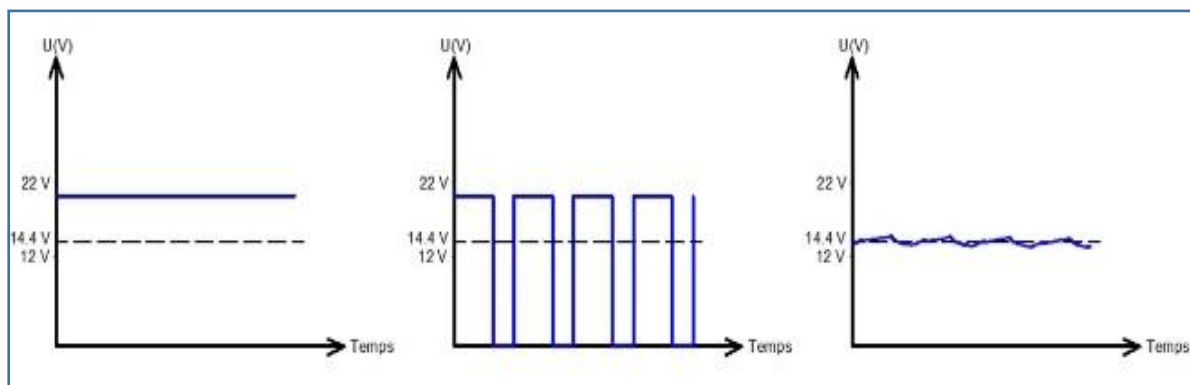
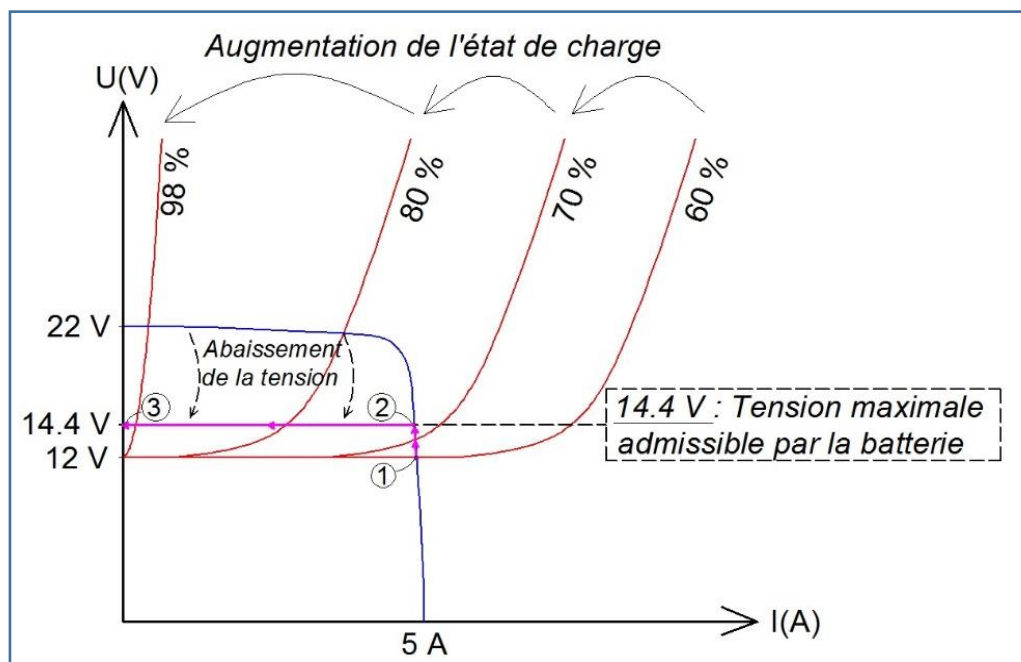


Figure I.22 : Principe de la régulation MLI [6].

- 1) Le champ photovoltaïque fournit une tension continue (qui varie en fonction des conditions climatiques). La plupart du temps, cette tension est supérieure à la tension maximale admissible par le parc de batteries. Sur la figure ci-dessus, la tension fournie par le champ photovoltaïque ne permet de charger le parc de batteries (exemple d'un parc de 12 V).
- 2) Le régulateur MLI va dans un premier temps transformer la tension continue du champ photovoltaïque en un signal rectangulaire dont la valeur moyenne est compatible avec le parc de batteries. Le profil de cette tension rectangulaire est ajusté en fonction de l'état de charge du parc de batteries et de la tension fournie par le champ photovoltaïque (celle-ci dépendant des conditions climatiques extérieures).
- 3) La tension rectangulaire précédente, bien que disposant d'une valeur moyenne entre 12 V et 14.4 V, n'est pas utile à la charge car elle vaut successivement 22 V et 0 V. La technique (assez classique dans le domaine de l'électronique de puissance) consiste à lisser le signal rectangulaire autour de sa valeur moyenne, grâce à un ensemble de bobines et de condensateurs correctement calculés. On obtient finalement une tension continue plus ou moins pure, permettant de réaliser la fin de charge du parc de batteries (ce que ne permettait pas le régulateur "tout ou rien").



Lorsque que la batterie est déchargée, le point de fonctionnement est indiqué par le numéro 1, à savoir une tension de 12 V et un courant de l'ordre de 4.9 A. Il s'agit de l'intersection entre la caractéristique de la batterie déchargée et celle du module photovoltaïque.

Puis au fur et à mesure que la batterie se charge, le point de fonctionnement évolue jusqu'au point 2 défini par une tension de 14.4 V et un courant de l'ordre de 4.8 A. A ce stade, le régulateur tout-ou-rien déconnecte le champ photovoltaïque car la tension devient trop importante. Le régulateur MLI va, quant à lui, abaisser la tension du champ photovoltaïque afin de la maintenir à une valeur acceptable (ici 14.4 V maximum pour une batterie de 12 V).

❖ Les régulateurs MPPT

Ce type de régulateur a presque le même principe que le régulateur MLI, sauf que celui-là est doté d'un chercheur de point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking), dit aussi: Régulateur MLI + MPPT.

La recherche du point de puissance maximum (MPPT) est intégralement réalisée de façon électronique, sans aucun dispositif ou système mécanique.

Un régulateur MPPT recherche le point de puissance maximum, dont la valeur diffère de la valeur STC (Standard Test Conditions) dans presque toutes les situations. Le système de recherche du point de puissance maximum est un convertisseur DC vers DC c'est-à-dire un appareil qui convertit le courant continu en courant continu. Cet appareil prend le courant continu dans les panneaux solaires, le transforme en courant alternatif haute fréquence, et le convertit à nouveau en un courant continu dont la tension et l'intensité sont parfaitement adaptées au dispositif batterie. Le régulateur MPPT fonctionne avec des fréquences très élevées, généralement situées dans la plage des 20-80 kHz. L'avantage des circuits à hautes fréquences est qu'ils peuvent être conçus avec des transformateurs très efficaces de petite taille.

Un Régulateur MPPT, est un principe permettant de suivre, comme son nom l'indique, le point de puissance maximale d'un générateur électrique non linéaire (figure I.18). Les systèmes MPPT sont généralement associés avec les générateurs photovoltaïques ou encore avec les générateurs éoliens. Il ne permet pas de recharger la batterie au-delà de 100%, mais il peut la recharger beaucoup plus vite en optimisant les caractéristiques de tension et de courant du module et de la batterie. En effet, pour diverses raisons liées à la température, aux chutes de tensions dans les câbles électriques,...etc.

Les modules photovoltaïques sont toujours conçus avec une tension supérieure à ce qui serait nécessaire. Autrement dit, un module censé produire du 12V produira en réalité 17V voire plus. De même, la tension d'une batterie n'est pas constante. Elle oscille entre 11,4V quand la batterie est déchargée, et monte à 13,2V une fois rechargée. La tension des deux appareils n'est jamais identique, et c'est la batterie qui impose la sienne au reste du système. Quand elle est déchargée, le module est donc « obligé » de produire 11,4V et dans tous les cas, il ne dépassera pas 13,2V. Malheureusement, pour qu'un module de 100Wc produise 100W, la tension du courant qu'il produit doit être de 17V.

L'emploi d'un régulateur MPPT permet d'obtenir généralement de 20% à 45% de puissance supplémentaire en hiver et de 10% à 15% en été (par rapport à un régulateur classique).

Prenons pour exemple un module photovoltaïque 12V, 100W VICTRON Blue Solar dont la fiche technique nous indique que le courant de service est de 5.56 A avec une tension de 18 Volts. Pour vérifier la puissance du module, il suffit de multiplier la tension par le courant : $5,56A \times 18 V = 100,08W$. Le module va recharger une batterie dont la tension ne dépassera pas 13,2V. Étant donné que leur tension doivent être identique, le module va réduire sa tension de fonctionnement, ce qui va réduire également sa puissance ; $5,56A \times 13,2V = 73,39W$. Il y a donc une différence de 26.61W entre la réalité et les données du constructeur.

Un régulateur conventionnel se contente de connecter directement le module à la batterie, sans se soucier des pertes dues à la différence de tension. En revanche, le régulateur MPPT va transformer les caractéristiques du courant pour que le module puisse produire un maximum de puissance, tout en respectant les contraintes de la batterie. C'est en quelque sorte un

convertisseur qui va absorber le maximum du module (c'est à dire 100W avec 18V) et qui fournira en sortie la même puissance mais sous une tension réduite et un courant plus élevé. Il va « convertir » la tension en intensité afin de maintenir le maximum de puissance.

Dans notre exemple précédent, le régulateur MPPT va donc absorber les 100W du module avec une tension de 18V mais il va la réduire pour que le courant de sortie ne soit plus qu'à 13,2V. En contrepartie, l'intensité va passer de 5,56 à 7,57A afin que l'on ait toujours nos 100W ($7,57A \times 13,2V = 100W$). Si la batterie est déchargée, le courant augmentera même jusqu'à 8,77A ($8,77A \times 11,4V = 100W$). En conclusion, même si le régulateur MPPT ne permet pas d'obtenir les 100W car son rendement est d'environ 95%, il permet malgré tout d'augmenter la vitesse de la recharge d'environ 30%, dans n'importe quelle condition climatique.

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).

I.4.3.c Rendement des régulateurs PV

Les régulateurs photovoltaïques étant constitués de composants électroniques (transistors, diodes, bobines, condensateurs, etc.), une partie de la puissance électrique les transitant est donc dissipée sous la forme de chaleur. La fonction de régulation s'effectue donc avec un certain rendement. Ce rendement dépend de la technologie du régulateur [6]:

Technologie du régulateur	Rendement moyen
Tout-ou-rien	Entre 97 % et 100 %
MLI	Entre 95 % et 98 %
MLI + MPPT	Entre 90 % et 95 %, mais la fonction MPPT permet d'améliorer le rendement du champ photovoltaïque

Tableau I.3 : Rendement des régulateurs PV de différentes technologies [6].

I.4.3.d Mise en parallèle des régulateurs

Les fabricants offrent des régulateurs en limitant le courant de charge, mais si cette valeur est dépassée, on aura tendance à diviser le champ en plusieurs parts égales et à connecter un régulateur par sous champ avant la liaison avec la batterie. Il faut vérifier que la technologie des régulateurs autorise ce mode de branchement et qu'il n'y ait pas d'interférences entre sous-systèmes.

I.4.4 Les Convertisseurs

Les convertisseurs sont des appareils qui servent 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.

I.4.4.a Les convertisseurs DC/DC

Ce type de composants est utilisé pour transformer la tension continue des batteries en une autre tension continue différente, pour alimenter un appareil spécial : un chargeur pour téléphone portable, une radio, un pc portable...

Il existe des convertisseurs actifs qui offrent un bon rendement, et des convertisseur passifs qui permettent d'alimenter un appareil à plus basse tension que nominal en dissipant la différence. Deux types sont possibles : les convertisseurs « vers le haut » pour augmenter la tension et les convertisseurs « vers le bas » pour abaisser la tension [38].

I.4.4.b Les Convertisseurs DC/AC (Onduleur)

Un onduleur est un dispositif d'électronique de puissance permettant de générer une tension et un courant alternatif à partir d'une source d'énergie électrique continue, de fréquence différente. C'est la fonction inverse d'un redresseur [39].

Plus précisément, un onduleur solaire est un composant électronique qui permet de transformer l'électricité continue provenant d'un module photovoltaïque en électricité alternative, pouvant être transmise au réseau électrique (Charges AC).

Il est constitué d'un pont qui permet de transformer l'électricité continue en électricité alternative et d'un transformateur qui permet d'imposer une fréquence prédéfinie (50 Hz ou 60 Hz). Le schéma électrique simplifié d'un onduleur est représenté en figure suivante [31] :

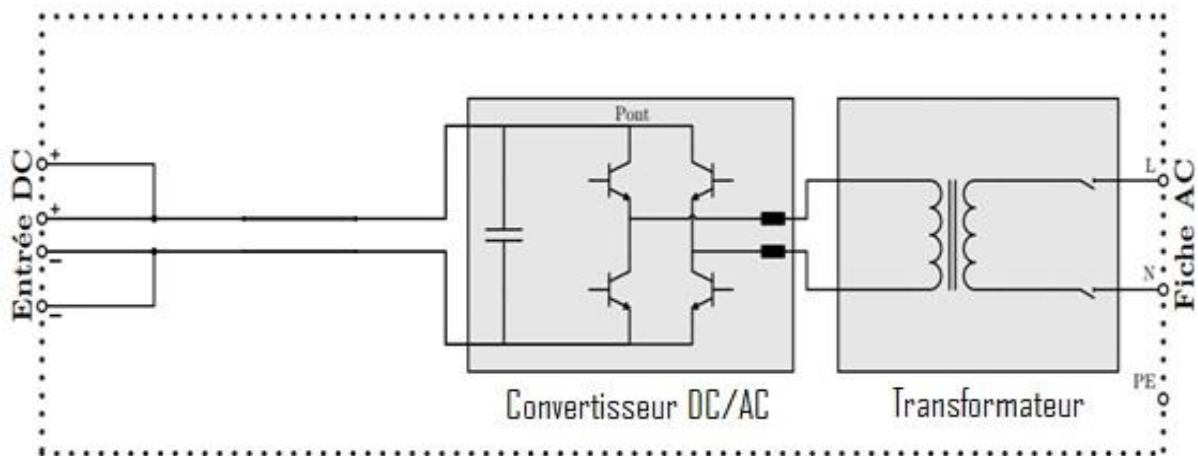


Figure I.24 : Schéma simplifié d'un onduleur [31]

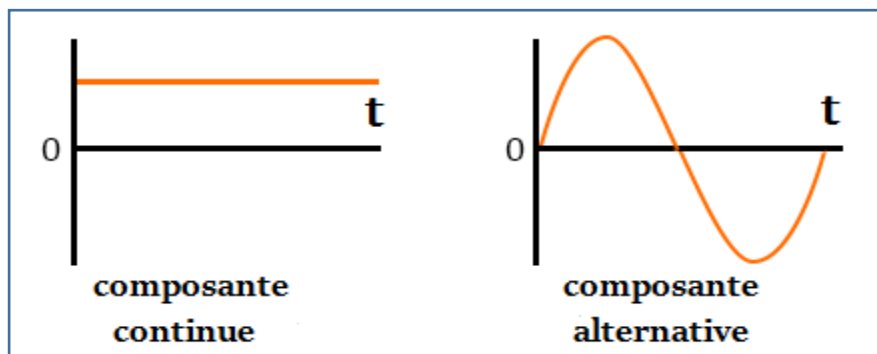


Figure I.25 : la composante continue à l'entrée de l'onduleur et la composante alternative à sa sortie.

Les principales caractéristiques des onduleurs sont les suivantes :

- Puissance nominale

C'est la puissance que peut délivrer l'onduleur en fonctionnement permanent. En théorie, elle correspond à la somme des puissances de toutes les charges électriques susceptible d'être utilisées en même temps, or en réalité, il est rare que tous les appareils fonctionnent simultanément.

- Puissance de pointe ou surcharge

Le démarrage de certains appareils, par exemple les réfrigérateurs ou les moteurs de pompe, demandent une puissance nettement supérieure à la puissance nominale de l'onduleur pendant un temps assez bref, les onduleurs doivent donc pouvoir résister à telles surcharges.

- Consommation à vide ou en attente (stand-by)

Il arrive que l'onduleur fonctionne à vide (en général la nuit) et donc consomme de l'énergie inutilement, pour remédier à cette perte d'énergie, les onduleurs sont équipés d'un système de détection de seuil de puissance pour arrêt de connexion automatique ou détection de charge : il est à l'arrêt quand la consommation de l'onduleur reste sous le seuil « stand-by » et se reconnecte dès que le seuil est dépassé.

- Tension d'entrée et de sortie

La tension d'entrée correspond à la tension CC (Courant continu) délivrée par le générateur photovoltaïque ou par le système de stockage.

La tension de sortie correspond à la tension d'alimentation CA (courant alternatif) des appareils ou à celle du réseau de distribution.

- Distorsion harmonique

Le fonctionnement de certains appareils électroniques, peuvent générer des harmoniques qui déforment le signal de sortie de l'onduleur (courants additionnels modifiant la forme d'onde (sinusoïdale) du courant), cette distorsion harmonique provoque une diminution de la qualité de la puissance, ce qui a pour effet de produire un dysfonctionnement de l'application : échauffement, surcharge, perturbation, etc.

L'onduleur doit réduire au maximum cette distorsion harmonique et notamment par le biais d'un filtre placé en sortie. La valeur du taux de distorsion harmonique totale (THD) doit être inférieure à 5% environ à 3%.

- Rendement

Le rendement caractérise l'efficacité de l'onduleur à charge maximale (rendement maximal) et à charge partielle (rendement européen). Le rendement maximal est peu significatif pour la conception d'un système PV puisque l'onduleur fonctionne le plus souvent à charge partielle. L'efficacité de l'onduleur varie sensiblement en fonction de la charge à délivrer, son rendement est peu efficace à faible charge (entre 10 à 20 % de la charge nominale) et s'améliore nettement au-delà de 30%. Un onduleur efficace doit avoir un rendement élevé sur une grande plage de puissance possible [2].

I.4.5 Les Pertes énergétiques

Les principales sources de pertes énergétiques sont [40]:

- **Ombage partiel**

L'environnement d'un module photovoltaïque peut inclure des arbres, montagnes, murs, bâtiments, etc. Il peut provoquer des ombrages sur le module ce qui affecte directement l'énergie collectée.

- **Ombage total** (poussière ou saletés)

Leur dépôt occasionne une réduction du courant et de la tension produite par le générateur photovoltaïque. (De 3 à 6 %).

- **Dispersion de puissance nominale**

Les modules photovoltaïques issus du processus de fabrication industrielle ne sont pas tous identiques. Les fabricants garantissent des déviations inférieures de 3 % à 10 % autour de la puissance nominale. En pratique, le module solaire photovoltaïque fonctionne en fonction des performances du pire panneau : la puissance nominale est donc généralement inférieure à celle prescrite par le fabricant.

- **Pertes de connexions**

La connexion entre modules de puissances légèrement différentes occasionne un fonctionnement à puissance légèrement réduite. Elles augmentent avec le nombre de modules en série et en parallèle. (3 %)

- **Pertes angulaires ou spectrales**

Les modules photovoltaïques sont spectralement sélectifs, la variation du spectre solaire affecte le courant généré par ceux-ci. Les pertes angulaires augmentent avec l'angle d'incidence des rayons et le degré de saleté de la surface.

- **Pertes par chutes ohmiques**

Les chutes ohmiques se caractérisent par les chutes de tensions dues au passage du courant dans un conducteur de matériau et de section donnés. Ces pertes peuvent être minimisées avec un dimensionnement correct de ces paramètres.

- **Pertes liées à la chaleur**

Les modules perdent en moyenne 0,4 % de production par degré supérieur à la température standard (25 °C en conditions standard de mesures STC). La température d'opération des modules dépend de l'irradiation solaire incidente, de la température ambiante, la couleur des matériaux et la vitesse du vent (5 % à 14 %).

- **Pertes à cause rendement DC/AC de l'onduleur**

L'onduleur peut se caractériser par une courbe de rendement en fonction de la puissance d'opération. (6 %)

- **Pertes par suivi du point de puissance maximum**

L'onduleur dispose d'un dispositif électronique qui calcule en temps réel le point de fonctionnement de puissance maximum (3 %).

- **Pertes dues au vieillissement naturel des modules**

En moyenne un module en plein-air perd moins de 1% de sa capacité par an (0,8%/an en moyenne).

I.5 Les systèmes photovoltaïques

I.5.1 système photovoltaïque raccordés au réseau

Les installations photovoltaïques peuvent être raccordées au réseau, ce qui représente une économie importante en investissement et en fonctionnement. Elles utilisent le réseau comme un stock, et transforment la totalité de l'électricité produite en courant alternatif de 220 V ou 380V, ainsi que le photovoltaïque est la seule filière qui peut être installée n'importe où. On distingue deux types d'installations connectées au réseau [24] :

- Installation centralisée : génération de la puissance Photovoltaïque à grand - échelle Centralisée dans les stations de puissance Photovoltaïque.
- Installation décentralisée : forme alternative de génération de puissance distribuée dans les unités situées directement dans le lieu du consommateur.

Les installations photovoltaïques couplées au réseau injectent de l'énergie dans le réseau à travers le convertisseur. Au contraire, pendant la nuit le propriétaire de l'installation peut récupérer cette énergie, dans le cas des installations décentralisées.

Eléments constitutifs d'une installation connectée au réseau, elle est constituée de trois éléments essentiels [41] :

- Les panneaux photovoltaïques
- Un onduleur synchrone qui transforme le courant pour qu'il soit compatible avec les caractéristiques du réseau. C'est "l'interface" entre l'installation et la compagnie d'électricité.
- Un compteur d'énergie dans le cas des installations décentralisées.

❖ Avantages

- N'ont pas besoin de stockage d'énergie et éliminent donc le maillon le plus problématique (et plus cher) d'une installation autonome. C'est en fait le réseau dans son ensemble qui sert de réservoir d'énergie (stockage).
- Pas de gaspillage - tout excédent est livré au réseau - particulièrement intéressant pendant les périodes d'absence de son domicile, pendant le week-end, pendant les vacances quand les modules continuent à travailler. On évite les pertes d'énergie associées au stockage en batterie lorsque la batterie est complètement chargée par exemple.
- On peut commencer petit et agrandir par la suite sans problèmes de dimensionnement compliqués.

❖ Inconvénients

- La consommation risque de redevenir relativement "invisible", et on pourrait retomber dans le piège de la consommation irréfléchie.
- Les contraintes électriques imposées par les sociétés d'électricité peuvent être rigoureuses, et les onduleurs synchrones doivent répondre aux exigences techniques des compagnies de production et de transport d'énergie. Par exemple, il faut un mécanisme de coupure automatique du courant au réseau dans l'éventualité d'une panne

pour éliminer tout risque à ceux qui font les travaux de réparation. Mais le plus important, c'est la question du prix payé pour les kWh livrés au réseau... Il est difficile de dire combien de temps il faudra pour atteindre un niveau de prix où le kWh photovoltaïque sera compétitif avec le kWh conventionnel, issu de combustibles fossiles (pétrole, gaz ou charbon) ou fissile (nucléaire) [24].

I.5.2 Système photovoltaïque autonome (non raccordé au réseau)

Les systèmes PV autonomes les plus couramment utilisés sont de deux types :

- Les systèmes PV avec stockage électrique (batterie d'accumulateurs). Ceux-ci alimentent des appareils d'utilisation :
 - soit directement en courant continu
 - soit en courant alternatif par l'intermédiaire d'un convertisseur continu - alternatif (onduleur).
- Les systèmes à couplage direct sans batterie (fonctionnement dit aussi au fil du soleil). Les appareils d'utilisation sont branchés soit directement sur le générateur solaire, soit, éventuellement, par l'intermédiaire d'un convertisseur continu - continu (adaptateur d'impédance).

I.5.2.a Système photovoltaïque autonome avec stockage

Parmi les solutions disponibles, le stockage électrochimique par batterie d'accumulateurs offre une bonne réversibilité entre la décharge et la recharge, les batteries au Plomb acide, offrant actuellement un des meilleurs compromis entre service rendu et coût d'exploitation.

Un système photovoltaïque avec batterie comprend généralement différents composants de base comme l'indique la figure (I.26).

Le panneau solaire charge la batterie en période d'ensoleillement, la batterie d'accumulateurs assure le stockage journalier et / ou saisonnier de l'énergie électrique, la diode anti-retour évite la décharge des accumulateurs à travers le panneau solaire en période d'obscurité, le régulateur de charge protège la batterie contre la surcharge et éventuellement contre les décharges profondes occasionnelles.

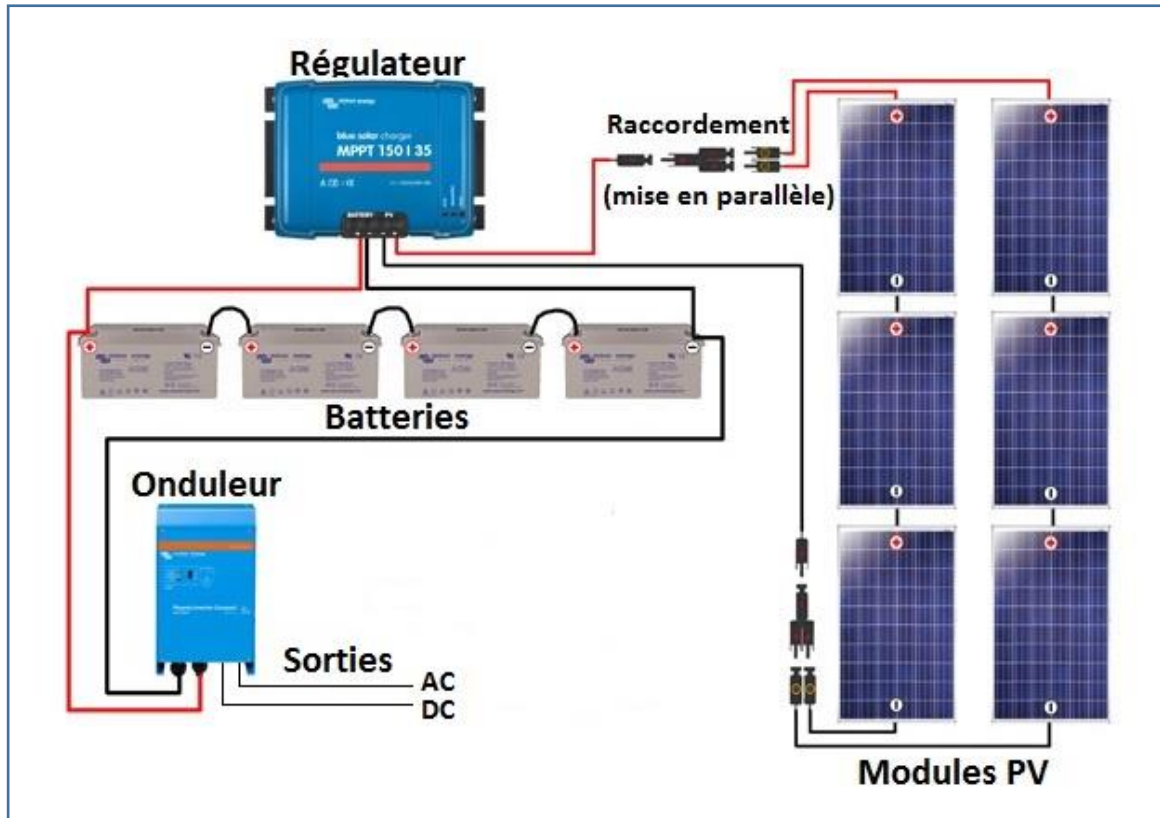


Figure I.26 : Schéma de principe d'un système PV autonome avec batteries [42].

Chaque composant du système devra être choisi en fonction des contraintes techniques et économiques.

- **Modes de fonctionnement**

Pour un système donné, 5 modes de fonctionnement peuvent exister en fonction de l'ensoleillement et du courant d'utilisation.

Premier mode de fonctionnement

Déconnexion de la charge, la charge est déconnectée, le courant du panneau solaire est fonction de l'ensoleillement, charge la batterie.

Deuxième mode de fonctionnement

La charge est connectée. Le courant provenant du panneau solaire est supérieur au courant d'utilisation. Le courant excédentaire charge la batterie :

$$I_{\text{panneaux}} = I_{\text{batteries}} + I_{\text{utilisation}} \quad (\text{I.7})$$

Troisième mode de fonctionnement

La charge est connectée. Le courant provenant du panneau solaire se trouve, pour un ensoleillement donné, égal au courant d'utilisation :

$$I_{\text{panneaux}} = I_{\text{utilisation}} \quad (\text{I.8})$$

Aucun courant ne traverse la batterie :

$$I_{\text{Batteries}} = 0 \quad (\text{I.9})$$

Quatrième mode de fonctionnement

La charge est connectée. Le courant provenant du panneau solaire est inférieur au courant d'utilisation. La batterie se décharge en fournissant le courant déficitaire :

$$I_{\text{batteries}} = I_{\text{utilisation}} - I_{\text{panneaux}} \quad (\text{I.10})$$

Cinquième mode de fonctionnement

La charge est connectée. Le courant provenant du panneau solaire est nul :

$$I_{\text{panneaux}} = 0 \quad (\text{I.11})$$

(Période d'obscurité). La diode anti-retour est bloquée. La batterie se décharge en fournissant le courant d'utilisation [42].

$$I_{\text{batteries}} = I_{\text{utilisation}} \quad (\text{I.12})$$

I.5.2.a Système photovoltaïque autonome sans stockage

- **Alimentation directe sans transformation**

Dans un système avec alimentation directe sans transformation, les panneaux photovoltaïques sont directement couplés à la charge. Les fonctions du système se limitent dès lors à produire et consommer. En effet, le système présente l'avantage d'être simple et d'un coût relativement bas et s'avère très intéressant pour des applications pour lesquelles les besoins en énergie coïncident avec la présence de lumière (exemple d'un ventilateur). Par contre le fait que les panneaux soient directement couplés à la charge entraîne un surdimensionnement puisqu'il faudra produire autant d'énergie lors de faibles ensoleillement.

- **Alimentation directe avec transformation**

L'alimentation directe avec transformation est similaire au cas précédent à la seule différence qu'il existe un étage d'adaptation de l'énergie entre la source (panneaux photovoltaïques) et la charge. Cet étage d'adaptation permet de transformer l'énergie produite afin d'alimenter la charge. Ainsi, selon le type de charge, nous avons comme étage d'adaptation des convertisseurs DC/DC et/ou DC/AC. Malheureusement, l'alimentation directe impose un fonctionnement au fil du soleil, c'est-à-dire que l'énergie produite est fonction du rayonnement solaire.

I.6 Sécurité et protection des installations photovoltaïques

Des dispositifs de sectionnement et de sécurité doivent, comme dans toute installation électrique, être placés aux endroits adéquats, afin de pouvoir interrompre le circuit, manuellement ou automatiquement (à la suite d'un défaut). L'interruption manuelle peut être motivée par le besoin d'isoler une partie du circuit (maintenance, contrôle, mise hors circuit des consommateurs...). L'interruption automatique doit impérativement se produire en cas de défaut, et notamment de court-circuit.

La sécurité recherchée du côté CC ne concerne pas le risque d'électrisation ou d'électrocution (les tensions ne sont pas très importantes), mais surtout le risque d'incendie. En effet, sans protection, en cas de court-circuit, le courant généré par les batteries (ou même les panneaux solaires) ne sera pas coupé, et provoquera tout à la fois des arcs électriques pouvant produire un incendie, et, par échauffement, la fonte et l'embrassement des composants inflammables. Par ailleurs, la nature même du courant continu interdit l'utilisation de dispositifs de protection conçus pour le courant alternatif, du fait de l'effet d'arc, bien souvent non interrompu dans les dispositifs de coupure prévus pour le courant alternatif.

La sécurité du côté CA doit bien entendu être la même que dans tous les circuits domestiques, et respecter la norme NF C 15-100.

I.6.1 Mise à la terre.

La mise à la terre et la protection de l'installation CC contre les surtensions transitoires dues à la foudre est vivement recommandée. En effet, les panneaux solaires ou les éoliennes sont en grande partie métalliques et le plus souvent placés en hauteur, et par conséquent sont exposés aux phénomènes électro-atmosphériques. Les surtensions transitoires dues à la foudre peuvent endommager ou détruire tout ou partie de vos appareils, et peuvent être évacuées vers la terre au moyen d'un parafoudre CC (l'appellation normalisée est : para-surtenseur, car les parafoudres ne protègent pas de la foudre, ce qui est le travail des paratonnerres, mais seulement des surtensions transitoires dues à la foudre) correctement relié à la terre. Les éventuels courants de fuite, de défaut, ou électrostatiques doivent aussi être évacués vers la terre.

La mise à la terre des structures métalliques (cadre des panneaux solaires, structures métalliques de fixation, carcasses métalliques du régulateur et du convertisseur...) est réalisée au moyen d'un câble en cuivre souple de section 10 mm² ou plus, la mise à la terre du parafoudre en 16mm². L'équipotentialisation des conducteurs de terre est réalisée au moyen d'une barrette de terre, le contact avec la terre avec un piquet de terre en cuivre de 1,5mm minimum descendu intégralement dans le sol.

La mise à la terre d'une installation photovoltaïque en site isolé devrait être obligatoire. Malheureusement, on constate bien souvent que les installateurs ou les usagers négligent ce point essentiel, mettant ainsi en péril, non seulement la pérennité de leur installation, mais aussi leur vie !

La mise à la terre adéquate d'une installation photovoltaïque en site isolé remplit 3 fonctions :

- La protection des appareils contre les surtensions dues à la foudre.
- La protection des personnes contre les décharges statiques ou d'éventuels courants de fuite ou de défaut.
- La protection des personnes contre les défauts d'isolation des appareils connectés côté CA.

I.6.1.a Protection contre les surtensions dues à la foudre

Les panneaux solaires, généralement placés en hauteur, ainsi que leur structure métallique de fixation, sont susceptibles de se comporter comme des récepteurs vis-à-vis des charges électrostatiques au cours des orages. Il s'ensuit la production dans le câblage de courants induits pouvant atteindre des tensions bien supérieures aux tensions supportables par l'électronique des appareils (régulateur, convertisseur, moniteurs, etc...) et même par les batteries !

La protection de l'ensemble de l'installation s'effectue à l'aide d'un para-surtenseur, appelé aussi parafoudre, dont la tension nominale de service doit être, en principe sensiblement le double de la tension du système. Nos boîtiers de mise en parallèle pour installations à plusieurs

modules photovoltaïques en sont pourvus. Pour les installations à un seul module, ou une seule branche de modules en série, ou encore celles où la mise en parallèle des modules n'a pas été effectuée au moyen d'un boîtier de mise en parallèle (ce qui n'est pas conseillé), il est vivement conseillé d'installer un parafoudre dans le coffret CC.

L'évacuation des courants induits par la foudre s'effectue au moyen d'un conducteur de terre 10mm² ou 16mm², d'un répartiteur de terre (barrette d'équipotentialisation), et d'un piquet de terre.

I.6.1.b Protection contre les courants de fuite et décharges statiques

En principe, toutes les masses métalliques (cadres des modules photovoltaïques, structures, mât, carcasses métalliques des appareils...) doivent être interconnectées (équipotentialisées) et reliées à la terre. Ceci s'effectue au moyen de conducteurs de terre 10mm², raccordés au répartiteur, puis au piquet de terre.

I.6.1.c Protection contre les défauts d'isolation côté CA

Les appareils alimentés en CA par le convertisseur sont susceptibles de présenter des défauts d'isolation dangereux pour les utilisateurs (risque d'électrocution). Ces appareils sont en général munis d'une prise mâle « 2+T », qui comporte donc une fiche de terre destinée à évacuer les défauts d'isolation vers la terre. Il Ya donc lieu, lors de la réalisation du circuit électrique domestique, de prévoir des prises murales femelles 2+T adéquates, afin de pouvoir ramener ces défauts à la terre par la barrette d'équipotentialisation et le piquet de terre.

I .6.2 Les interrupteurs-disjoncteurs CC

Ces appareils doivent être en mesure d'assurer, sur commande manuelle ou sur défaut (masse, court-circuit), le sectionnement complet du circuit électrique côté courant continu en charge (c'est-à-dire sous tension), ce qui signifie qu'ils doivent être capables de supprimer totalement l'arc électrique produit à l'ouverture (ce qui peut ne pas être le cas des interrupteurs-disjoncteurs à courant alternatif pourtant encore couramment utilisés dans les installations solaires en site isolé).

Position et calibrage

L'interrupteur-disjoncteur CC du champ solaire : il se place à l'entrée du régulateur. Il doit être calibré à une valeur légèrement supérieure à l'intensité de court-circuit du panneau ou du champ solaire. Il n'a pas de fonction de sécurité, puisqu'il ne réagira pas à la mise en court-circuit des panneaux, mais par contre est très utile pour couper l'alimentation solaire lors des contrôles ou de la maintenance.

L'interrupteur-disjoncteur CC du régulateur : il se place à la sortie « batteries » du régulateur, et protège celui-ci contre le courant de la batterie en cas de défaut. Il doit être calibré à la même valeur que l'intensité maximale à la sortie « consommateur », mais peut, s'il n'y a pas de consommateur connecté à cette sortie, être calibré à la même valeur que l'interrupteur-disjoncteur d'entrée du régulateur.

L'interrupteur-disjoncteur CC des consommateurs : se place à la sortie « consommateurs » du régulateur et permet d'isoler le circuit consommateur en cas de défaut, d'intervention ou de maintenance, sans couper en même temps la charge solaire de la batterie.

I .6.3 Les fusibles CC

Celui-ci est destiné à protéger l'entrée CC du convertisseur. Bien souvent, ces derniers possèdent déjà un fusible interne, mais peu accessible, et comme il n'est pas recommandé

d'ouvrir ces appareils en cas de défaut, il vaut mieux placer un fusible externe à l'entrée CC. Il doit être calibré à la valeur maximum du courant d'entrée, exprimé en Ampère (A) du convertisseur, soit $I(A) = P(W) / U(V)$.

I .6.4 La protection départ du circuit électrique CA

La sortie CA du convertisseur alimentant un circuit ou des appareils en courant alternatif 220 /230V, il y a lieu de se conformer aux dispositions réglementaires de sécurité stipulées dans la norme NF C 15-100.

I .6.5 Protection des batteries solaires

Protégez vos batteries solaires contre les surtensions et les décharges trop importantes. Ces différents produits vous permettent de maintenir un parc de batteries en bon état, de déconnecter certains consommateurs avant que les batteries ne soient en péril et de protéger votre parc en incluant un fusible sur le câble positif reliant le parc au régulateur ainsi au convertisseur [43].

Champ photovoltaïque

Protections contre les surintensités & les surtensions

Dispositifs de coupure et de sectionnement

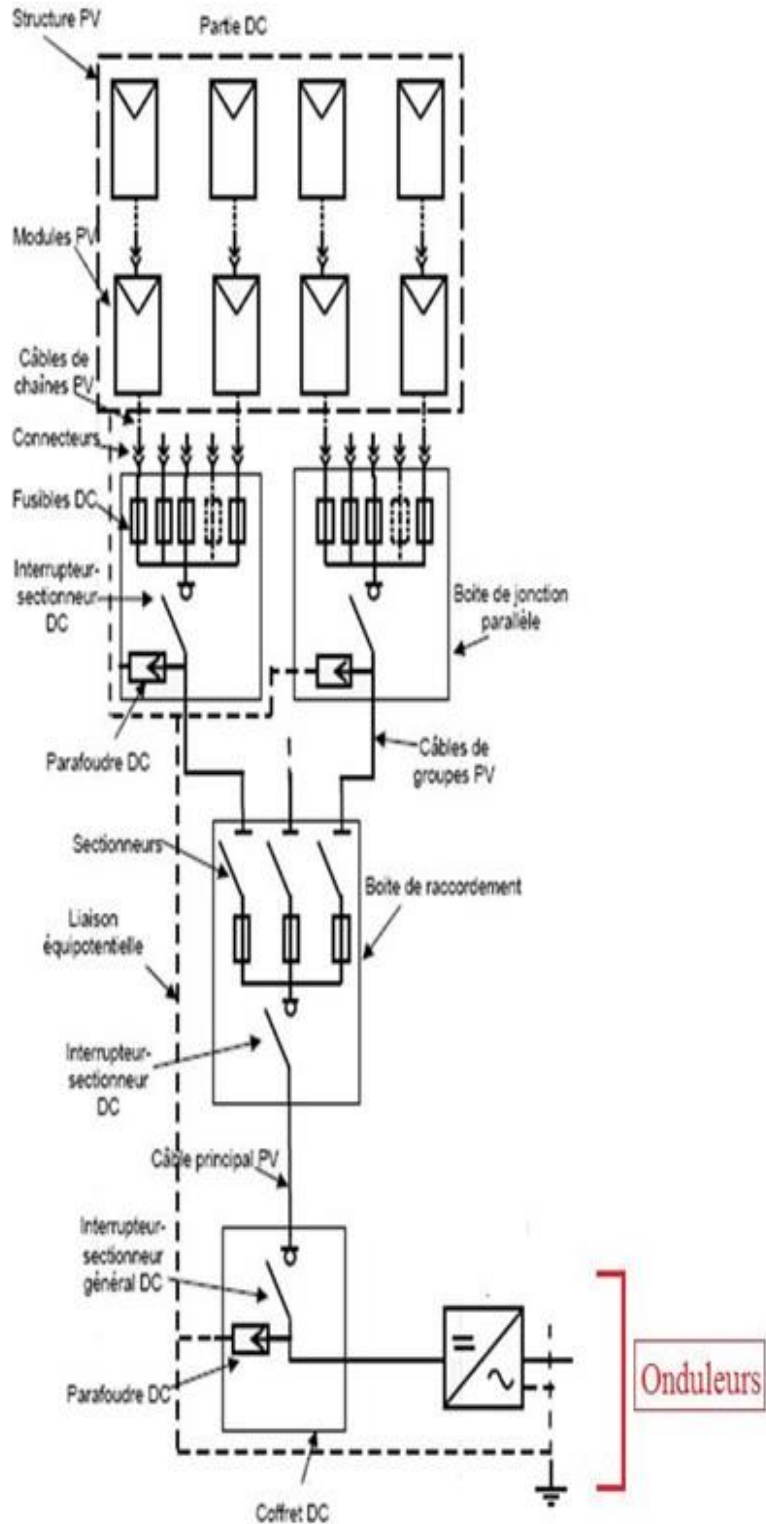


Figure I.27 : Schéma de protection d'une installation PV (coté DC) [43].

I.7 Conclusion

Le but de ce premier chapitre, était d'introduire notre travail sur l'énergie solaire en général et sur l'énergie photovoltaïque en particulier.

Il a été constaté qu'une installation photovoltaïque est un système qui assure la conversion du rayonnement solaire en énergie électrique à l'aide des modules photovoltaïques, afin d'alimenter des charges électriques, ce système comprend dans la majorité des cas un dispositif de stockage d'énergie électrique par l'intermédiaire des batteries d'accumulateurs, permettant de s'affranchir des variations climatiques temporaires, à l'échelle de l'heure, de la journée, et de quelques jours de mauvais temps.

Forcément suivi d'un régulateur de charge qui est un dispositif électronique important dans le contrôle automatique de l'état de charge des batteries, ce contrôle a pour objectif d'augmenter la durée de vie des batteries solaires, en évitant les surcharges et les décharges profondes, il est donc un élément essentiel dans les installations photovoltaïques autonomes.

Ainsi que le rôle de l'onduleur qui reste indispensable pour pouvoir alimenter nos récepteurs en alternatif,

Enfin on a vu les différentes protections existantes, très essentiellement du côté DC, et dans le but de protéger l'installation ainsi que les personnes.

Chapitre II

Dimensionnement analytique
et par le logiciel PVsyst
d'un système photovoltaïque
autonome.

II.1 Introduction

Pour la réalisation d'une installation photovoltaïque, le dimensionnement reste une étape indispensable. Dimensionner un système PV c'est déterminer en fonction de sollicitations telles que l'ensoleillement et le profil de charge, l'ensemble des éléments de la chaîne PV, à savoir, la taille du générateur, la capacité de stockage, voir l'inclinaison des modules et dimensionner les différents convertisseurs.

On rencontre dans la littérature, deux méthodes de dimensionnement des systèmes photovoltaïques : la méthode quasi-statique que d'aucun qualifie de méthode empirique et les méthodes dynamiques.

- Méthodes quasi-statiques

Le dimensionnement d'un système PV autonome selon l'approche quasi-statique comprend cinq étapes fondamentales :

- Etape 1 : Détermination des besoins de l'utilisateur ; puissance des appareils ; durée d'utilisation ; tension de service du système.
- Etape 2 : Energie solaire récupérable selon l'emplacement et la situation géographique
- Etape 3 : Dimensionnement du générateur solaire ; Tension de fonctionnement ; Puissance crête à installer.
- Etape 4 : Définition de la capacité nominale de l'accumulateur ;
- Etape 5 : Choix des câbles.

- Méthodes dynamiques

Ces méthodes contrairement aux méthodes quasi-statiques, tiennent compte de l'évolution dans le temps des besoins du consommateur, des données météorologiques et des différents composants du système PV, Ces méthodes sont donc basées sur la simulation temporelle des systèmes sur une période d'observation bien définie avec un pas de temps précis.

Des logiciels ont été mis sur pied à partir de ces modèles physiques. Ils représentent des outils d'aide au dimensionnement des systèmes PV. Beaucoup de travaux de recherche relatifs au dimensionnement des systèmes PV sont réalisés à partir de ces logiciels. Ainsi, en France, les logiciels les plus utilisés sont : PVsyst, PV*SOL, PVGIS et Archélios ; au Canada, nous avons RetScreen International du Centre d'aide au dimensionnement et en Belgique, Sol-utions-Solar évolution qui assure les mêmes fonctions. Ces logiciels constituent pour la plupart, des outils d'aide à la décision dans des projets sur des systèmes PV [44].

Le dimensionnement précis est en réalité un processus relativement complexe car il y a de nombreux paramètres à prendre en considération, une certaine dose d'impondérable (la météo), et surtout de multiples interactions entre les choix, donc la conception d'un système photovoltaïque est le résultat d'une optimisation réalisée par étapes. Dont la première consiste à déterminer les besoins de l'utilisateur : tension, puissance des appareils et durée d'utilisation. Chiffrage de l'énergie solaire récupérable selon l'emplacement et la situation géographique (02^{ème} étape). Définition des modules photovoltaïques : tension de fonctionnement, technologie, puissance totale à installer (03^{ème} étape). Définition de la capacité de la batterie et choix de la technologie et dimensionnement du régulateur (04^{ème} étape).

Choix du convertisseur (onduleur) (05^{ème} étape). Plan de câblage : détermination des accessoires de câblage, des sections de câbles...etc. (06^{ème} étape).

Dans ce chapitre, nous allons faire des calculs quasi-statiques dans le but de dimensionner un système photovoltaïque autonome, et nous présentons les résultats de la simulation de ce système à l'aide du logiciel PVsyst et ensuite on fait une comparaison.

II.2 Méthode analytique de dimensionnement

II.2.1 Localisation du site

La localisation du site consiste à définir le lieu de l'implantation de notre système photovoltaïque en donnant les différentes coordonnées géographiques (latitude, longitude et altitude) et des fois des informations moins importantes concernant le site.

II.2.2 Evaluation des besoins

Evaluer son besoin en énergie permet de disposer d'un système bien adapté, sachant que toute exigence supplémentaire se traduira par une augmentation de la puissance à mettre en œuvre : plus de panneaux, plus de batteries. Avant de calculer l'énergie nécessaire à l'application, il faut bien comprendre la différence entre la puissance et l'énergie. Il s'agit là d'énergie électrique mais ces notions sont valables pour toutes les formes d'énergie.

La puissance est une donnée instantanée (comme un débit), quant à l'énergie, c'est une donnée intégrée sur une période de temps (comme un volume). Ces deux grandeurs sont donc reliées par le temps. L'énergie est le produit de la puissance par le temps.

$$\mathbf{E = P \times t} \quad \text{(II.1)}$$

E : l'énergie (Wh). P : la puissance (W). t : le temps (h).

Cette relation permet de calculer la consommation journalière en énergie d'une application, qui est le produit de la puissance consommée par le temps d'utilisation par jour. En effet, comme un système photovoltaïque fournit son énergie le jour, il est naturel de prendre la période de 24h comme unité de temps. On notera E_{cons} l'énergie électrique consommée en 24h par l'application en Wh/jours. En langage courant, on l'appelle consommation journalière.

Pour calculer la consommation totale d'une application, on calcule l'énergie électrique consommée en 24h par chaque appareil ou chaque fonction électrique et on les additionne :

$$\mathbf{E_{\text{cons}} = P_1 \times t_1 + P_2 \times t_2 + P_3 \times t_3 + \dots} \quad \text{(II.2)}$$

E_{cons} : l'énergie consommée (Wh).

Lorsque tous les appareils fonctionnent à la même tension, la consommation journalière peut également se chiffrer en Ah, unité plus pratique pour tous les systèmes liés à une batterie. Pour avoir le chiffre en énergie (Wh) il suffit de multiplier par la tension du système [4].

II.2.3 Energie solaire récupérable

Elle dépend bien sûr de l'ensoleillement reçu et de l'orientation du panneau. L'estimation de l'énergie solaire reçue sur le site est simple, mais il faut tenir compte des caractéristiques propres au site de l'installation lui-même.

Pour effectuer un simple dimensionnement, on doit donc connaître l'irradiation solaire qui est l'exposition d'un corps à un flux de rayonnement en provenance du soleil dite aussi ensoleillement, qui désigne la quantité d'énergie reçue du soleil en un lieu, en langage courant on dit : énergie solaire journalière disponible sur une surface elle se mesure en (kWh/m².jour). Cette énergie on peut l'avoir en valeurs mensuelles, et plusieurs sites est logiciels sont spécialisés pour ça, il suffit juste d'introduire les coordonnées géographiques du lieu à étudier, on donne un exemple par la figure suivante [1] :

Irrad. Glob.	
kWh/m ² .jr	
Janvier	2.39
Février	2.95
Mars	4.24
Avril	4.98
Mai	6.23
Juin	7.77
Juillet	8.30
Août	7.24
Septembre	5.18
Octobre	3.98
Novembre	2.72
Décembre	2.03
Année	4.85

Figure II.1 : Exemple de données d'énergie solaire journalière (site : Ait Bouaddou) [12].

II.2.3.a orientation et inclinaison des modules

La position des modules photovoltaïques par rapport au soleil influe directement sur leurs productions énergétiques. Il est très important de bien les placer pour les utiliser au maximum de leur possibilité. On appelle « Orientation » le point cardinal vers lequel est tournée la face active du panneau (sud, nord, sud-est...). Quant à « l'inclinaison » elle indique l'angle que fait le panneau avec le plan horizontal, elle se compte donc en degrés.

Quand on a le choix, l'orientation idéale d'un module photovoltaïque obéit à une règle très simple à retenir : **vers l'Equateur**, ce qui donne :

- Orientation vers le sud dans l'hémisphère nord.
- Orientation vers le nord dans l'hémisphère sud.

En ce qui concerne l'inclinaison, c'est un peu plus compliqué. Pour une installation PV en site isolé, c'est-à-dire sans raccordement à un réseau électrique, l'inclinaison optimale est généralement celle qui permet d'optimiser la production des panneaux solaires pendant le mois le moins ensoleillé. En effet, le dimensionnement des panneaux est basé sur ce mois. Prenons d'abord le cas d'une application autonome qui consomme une énergie quasi constante tout au long de l'année, l'hiver étant la période la moins ensoleillée, c'est à cette période qu'il faut optimiser la production. Les panneaux doivent donc pouvoir récupérer l'énergie du soleil dont

la hauteur est faible. Il résulte que pour une utilisation annuelle, l'inclinaison idéale est environ égale à la latitude du lieu + 10° (pour une orientation sud, le cas de l'Algérie). Prenant exemple d'une implantation dite "60° sud" : orientation sud et inclinaison à 60° par rapport à l'horizontal. Quand l'application fonctionne seulement en période estivale, une inclinaison de 20 à 30° est préférable, toujours pour une orientation sud. Cette orientation sud n'est pas toujours possible sur une habitation à cause de son implantation par rapport aux points cardinaux [4].

Plus exactement l'inclinaison optimale s'obtient donc une fois le mois le moins ensoleillé défini, en additionnant la latitude du lieu où se trouve votre installation au chiffre correspondant au mois le moins rentable dans le tableau ci-dessous [32] :

Jan	Fev	Mar	Avr	Mai	Jui	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc
+13°	+7°	0°	-7°	-13°	-20°	-13°	-7°	0°	+7°	+13°	+20°

Tableau II-1 : Chiffres correspondant aux mois de l'année pour l'inclinaison des panneaux PV [32].

II.2.4 Dimensionnement du générateur photovoltaïque

II.2.4.a Production électrique d'un module

Un module photovoltaïque se caractérise avant tout par sa puissance crête P_c (W), puissance dans les conditions STC (1000 W/m² à 25°C avec un spectre solaire AM1.5). S'il est exposé dans ces conditions, il va produire à un instant donné une puissance électrique égale à cette puissance crête, et si cela dure N heures, il aura produit pendant ce laps de temps une énergie électrique E_{prod} égale au produit de la puissance crête par le temps écoulé :

$$E_{prod} = N \times P_c \tag{II.3}$$

E_{prod} : l'énergie électrique produite (Wh).

N : nombre d'heures (h).

P_c : puissances crête (W).

Mais le rayonnement n'est pas constant pendant une journée d'ensoleillement, donc on ne peut pas appliquer strictement cette loi. Encore un calcul erroné couramment répandu : le panneau produit 50 Wc, donc pendant une journée qui dure 10 heures, il produira 500 Wh ! C'est oublier que le rayonnement au cours de cette journée est loin d'être égal à 1000 W/m² en permanence ! Rappelons en effet qu'à cette valeur normalisée de 1000 W/m² correspond un rayonnement solaire intense, un plein ciel dégagé.

On peut exprimer la production en Ah/jour en utilisant le courant à la puissance maximale I_m . Théoriquement, Q_{prod} est une capacité ou une (quantité d'électricité) mais par simplicité on l'appelle bien souvent Energie électrique comme les Wh :

$$Q_{prod} = E_{sol} \times I_{max} \tag{II.4}$$

Q_{prod} : énergie électrique produite dans la journée (Ah/jour).

E_{sol} : énergie solaire journalière (kWh/m².jour).

I_{max} : courant à la puissance crête du module (A).

Mais les calculs ci-dessus ne sont vrais que pour un panneau isolé, dans les conditions idéales. Ils ne tiennent pas compte des pertes inévitables d'un système complet dans les conditions réelles, ces pertes ont plusieurs origines et affectent certains paramètres du système.

En commençant par l'entrée du rayonnement solaire, on trouve d'abord :

- la perte par salissure du panneau ou par de la neige, du sable... qui modifient son courant de charge. la tension n'étant pas affectée.

Ensuite, il y a des chutes de tension entre la sortie du panneau et l'entrée de la batterie (pertes en ligne) :

- aux bornes des diodes anti-retour.
- Aux bornes du régulateur série, car il comporte des interrupteurs électroniques.
- Aux bornes des câbles selon leurs longueurs, leurs sections et l'ampérage transporté.

Une autre perte affecte directement la tension du panneau, il s'agit de :

- La baisse de la tension lorsque la température s'élève, la puissance crête étant, elle, donnée à 25°C.

Quant à la batterie, elle joue aussi un rôle, puisqu'elle ne restitue pas l'énergie à 100%, on doit donc considérer :

- L'efficacité énergétique de la batterie : rapport entre l'énergie restituée et l'énergie fournie.

Quand le régulateur n'est pas de type MPPT, il existe une perte par désaccord de tension :

- Dans un système avec un régulateur classique, la tension est imposée par la batterie (+ les pertes en ligne) donc le module photovoltaïque ne travaille pas à son point de puissance maximum.

D'autre part, il suppose que la puissance du panneau est proportionnelle à l'éclairement, et c'est en fait le courant qui l'est, il faut donc parfois considérer :

- La perte des débuts et fin de journée quand l'éclairement est faible et la tension insuffisante pour charger la batterie.

Pour finir, il existe une perte liée à la puissance réelle du panneau qui peut être inférieure à celle annoncée dans la documentation du constructeur. Nous ne considérons pas cette perte dans nos calculs, car c'est loin d'être le cas général, mais il faut savoir que cela arrive.

Les pertes « en courant » qui resteront inévitables sont introduites dans les calculs énergétiques, sous forme d'un coefficient C_p que nous appelons « coefficient de pertes en courant », qui varie entre 0,65 et 0,9 selon le cas.

Ces pertes vont être introduites directement dans le calcul de la production électrique des modules [4] :

$$Q_{\text{prod}} = E_{\text{sol}} \times I_{\text{max}} \times C_p \quad (\text{II.5})$$

Q_{prod} : énergie produite dans la journée (Ah/jour).

E_{sol} : énergie solaire journalière (kWh/m².jour).

I_{max} : courant à la puissance crête du module (A).

C_p : coefficient de pertes en courant (sans unité).

II.2.4.b La Puissance à installer

Cette étape consiste à calculer le nombre de modules PV que l'on devra posséder pour couvrir nos besoins en énergie électrique, pour cela il faut :

➤ **Estimer la puissance crête du champ photovoltaïque**

Pour avoir le nombre de module à installer il faut d'abord connaître la puissance crête de notre champ photovoltaïque qui se calcule par la formule suivante :

$$P_c = I_m \times V_{\text{max}} \quad (\text{II.6})$$

P_c : la puissance crête (W_c). I_m : le courant nécessaire (A).

V_{max} : tension à la puissance crête du module (V).

Avec :

$$I_m = Q_{\text{cons}} / E_{\text{sol}} \times C_p \quad (\text{II.7})$$

I_m : le courant nécessaire (A),

Q_{cons} : énergie journalière consommée (Ah/Jour)

E_{sol} : énergie solaire journalière (kWh/m².jour),

C_p : coefficient de pertes en courant (sans unité)

- Exemple de calcul:

Une consommation journalière de : 812 Wh/jour soit 34 Ah/jour en divisant par 24V (tension nominale souhaitée), le coefficient de pertes en courant est de 0,75.

L'énergie solaire journalière du site en décembre (conditions d'ensoleillement les plus défavorables) est de 1,12 kWh/m².jour

Le courant I_m nécessaire : $I_m = 34 / 1,12 \times 0,75 = 40,5 \text{ A}$

Avec des modules ayant une tension maximale V_{max} de 34V, la puissance photovoltaïque du système devra être au minimum de $P_c = 40,5 \text{ (A)} \times 34 \text{ (V)} = 1377 \text{ W}_c$. [4].

II.2.4.c Tension nominale du système photovoltaïque

Sur les systèmes autonomes, pour une puissance donnée, une tension faible implique des courants élevés qui produisent des pertes ohmiques dans les câbles. Un appareil de 100W en 12V, cela présente déjà un courant de 8A. Bien entendu, on choisira les diamètres de câble en conséquence pour limiter ces pertes, mais il serait aberrant, par exemple, de câbler un champ photovoltaïque de 3kW_c en 12V, cela donnerait un courant de sortie de 250A ! Les câbles

devraient être très fort diamètre, et le régulateur devrait être dimensionné pour supporter un tel courant. Passer en 24V diminue directement ces contraintes.

On choisit la tension de fonctionnement en fonction de la puissance crête du champ photovoltaïque en Watt, de façon générale, le tableau suivant nous donne la tension adaptée la plupart du temps pour les différentes puissances du champ photovoltaïque.

Puissance du champ photovoltaïque	0 – 500 W _c	500W _c – 2kW _c	2 -10 kW _c	>10 kW _c
Tension recommandée	12V	24V	48V	>48V

Tableau II-2 : Tension recommandée pour les systèmes photovoltaïques en fonction de leur puissance crête.

II.2.4.d Déterminer le nombre de modules photovoltaïques

Après avoir établi la puissance crête du champ ainsi que sa tension de fonctionnement le nombre de module à installer se calcul par :

$$N_m = P_c / P_{max} \quad (II.8)$$

N_m : le nombre de module à installer. P_c : la puissance crête du champ PV (W_c).

P_{max} : La puissance max d'un module (W).

Le nombre de modules qu'il faut connecter en série se calcul par :

$$N_{ms} = U / U_{max} \quad (II.9)$$

N_{ms} : le nombre de modules en série. U : la tension recommandée.

U_{max} : la tension à la puissance maximale du module.

Et pour avoir le nombre de modules qu'il faut connecter en parallèles, on a :

$$N_{mp} = N_m / N_{ms} \quad (II.10)$$

N_{mp} : le nombre de modules en parallèles. N_m : le nombre total de modules.

N_{ms} : le nombre de modules en séries.

Donc le nombre de modules total est donné par [45]:

$$N_m = N_{ms} \times N_{mp} \quad (II.11)$$

N_m : le nombre de modules total. N_{ms} : le nombre de modules en série.

N_{mp} : le nombre de branches parallèles.

Lorsque la puissance photovoltaïque nécessaire est bien établie, on compose un champ de modules en série/parallèle ou seulement en parallèle selon la tension des modules et du champ à construire.

- Exemple de calcul:

Nous avons besoin de 1377 W_c en 24V nominal. Supposons que les modules retenus soient des 47W_c-12V par exemple. Nous allons devoir en mettre 30 pour disposer de 1410W_c, les câbler

deux à deux en série pour constituer quinze chaînes de 24V, puis monter ces quinze chaînes en parallèle.

II.2.4.e Technologie des modules

La technologie des modules la mieux appropriés dépend avant tout de la puissance à mettre en œuvre ; mais aussi du type de climat, du coût bien entendu, et parfois de considérations esthétiques.

Le silicium amorphe a un aspect particulier et surtout il possède de bonnes performances aux faibles éclaircissements et sous rayonnement diffus. Par contre son rendement n'est que de 7 à 9% contre 13 à 20% pour le silicium cristallin. Il sera donc réservé à des cas particuliers :

- Faible puissance (< 10 W_c) en climat tempéré.
- Application bas coût.
- Produit portables ou flexibles ...

Cette technologie est rarement utilisée sur des systèmes de puissance autonomes.

La plupart des applications photovoltaïques de plus de 50 W_c sont donc équipées de modules au silicium cristallin [4].

II.2.5 Dimensionnement des batteries

Dimensionner la batterie, c'est choisir un stockage « tampon » permettant de s'affranchir des variations climatiques temporaires, à l'échelle de l'heure, de la journée, et de quelques jours de mauvais temps.

Le choix de la capacité nominale de la batterie dépend grandement de la technologie (batterie fermée, ouverte, AGM, gel, ...), par les variations de capacité avec la température, le nombre de cycles, la durée de vie...

On appelle nombre de jour d'autonomie sans apport solaire, N_{ja}, la durée de quelques jours pendant laquelle la batterie peut alimenter seule l'alimentation à toute période de l'année, les panneaux étant considérés comme absents, c'est sur cette base que l'on calculera la capacité de la batterie.

II.2.5.a Calcul de capacité batterie

La capacité nécessaire pour un fonctionnement de N_{ja} jours et une consommation électrique journalière Q_{cons} est de :

$$C_u = N_{ja} \times Q_{cons} \quad (\text{II.12})$$

C_u : capacité utile (Ah).

N_{ja} : nombre de jour d'autonomie sans apport solaire

Q_{cons} : consommation journalière de l'application en (Ah/jour).

Cette capacité utile C_u n'est pas la capacité nominale, mais la capacité réellement disponible sur le terrain à tout moment. Pour calculer la capacité nominale en fonction de cette capacité souhaitée, on doit donc tenir compte de la température et de la profondeur de décharge autorisée.

- Profondeur de décharge :

Une batterie ne doit pas être déchargée en dessous d'un certain seuil sinon on risque de l'endommager.

E_{CH} , nombre compris entre 0 et 1, exprime l'état de charge de la batterie, donc la profondeur de décharge P_D , proportion de la capacité déchargée, s'écrit :

$$P_D = 1 - E_{CH} \quad (II.13)$$

Exemple :

Une batterie pleine à 70% ($E_{ch} = 0,7$) est une profondeur de décharge de 30%, ($P_D = 0,3$)

Le nombre de cycle est inversement proportionnel à la profondeur de décharge : par exemple une batterie pouvant fournir 300 cycles à 100% de décharge devrait fournir 600 cycles à 50% de décharge avec une bonne régulation.

En pratique, en absence de problèmes de basse température (cas de l'Algérie), et pour un usage normal (4 jours d'autonomie), on appliquera un coefficient $P_d = 0,7$ à $0,8$ selon les modèles de batteries : plutôt $0,7$ pour les batteries qui supportent un faible nombre de cycles et plutôt $0,8$ pour les batteries à fort nombre de cycles.

- Effet de la température

Si l'application est amenée à fonctionner à basse température, ce sera la principale cause de réduction de capacité.

Les réactions chimiques de charge et de décharge de l'accumulateur sont ralenties par le froid, ce qui a pour effet de faire baisser la capacité de la batterie, pour déterminer la réduction de capacité qui en résulte, on, aura besoin de courbes de décharge à diverses températures fournies par le constructeur de la batterie. On va déterminer sur ces courbes le coefficient réducteur de capacité par la température R_T en %.

- ❖ Calcul de la capacité avec les coefficients de réduction

Pour tenir compte à la fois des phénomènes de température et de profondeur de décharge maximale, on calcule la capacité nominale comme suit [4] :

$$C = C_u / P_D \times R_T = N_{ja} \times Q_{cons} / P_D \times R_T \quad (II.14)$$

C : capacité nominale (Ah). P_D : coefficient profondeur de décharge maximale autorisé.

Q_{cons} : consommation journalière (Ah/jour). R_T : coefficient réducteur de la température.

N_{ja} : Nombre de jours d'autonomie sans rapport solaire.

Et le nombre de batteries nécessaire peut être obtenu par [45] :

- Nombre de batteries en série :

$$N_{bs} = U / U_b \quad (II.15)$$

N_{bs} : nombre de batteries en série. U : la tension du système. U_b : la tension d'une batterie.

- nombre de branche parallèle :

$$N_{bp} = C / C_b \quad (\text{II.16})$$

N_{bp} : nombre branches parallèle. C : capacité nominale. C_b : la capacité d'une batterie.

Donc le nombre de batteries total est donné par :

$$N_{bat} = N_{bs} \times N_{bp} \quad (\text{II.17})$$

N_{bat} : nombre total de batteries. N_{bs} : nombre de batteries en série.

N_{bp} : nombre de branches parallèles.

II.2.5.b Choix du type de batterie

Les autres paramètres qui entrent en ligne de compte sont :

- L'entretien.
- Le taux de remplacement.
- Le coût.
- La disponibilité.
- Le recyclage ...

Si l'utilisateur est présent sur le site ou à proximité du système photovoltaïque ou si des visites de maintenance sont possibles, on pourra employer une batterie ouverte, qui demande une certaine surveillance des niveaux et des densités d'électrolyte. Une batterie fermée, ne demande aucun entretien sauf au niveau des connexions [4].

II.2.6 Dimensionnement du régulateur

Quant au choix de la technologie de régulation, type shunt, série (PWM) ou MPPT, il est d'abord guidé par la puissance du système photovoltaïque et par le type de batterie à charger. En effet un régulateur shunt, qui doit dissiper la puissance des panneaux en cas de surcharge de la batterie et mieux adapté aux petits systèmes et les régulateurs séries aux plus gros systèmes. De plus ces derniers provoquent une forte chute de tension en série entre les panneaux et la batterie [4].

Mais enfin il est recommandé d'utiliser un régulateur de type MPPT, il se trouve que les coordonnées du point MPPT de fonctionnement optimal (V_{mppt} , I_{mppt}) ne sont pas fixes, elle dépendent de la température, de l'éclairement, cette technologie détermine à l'aide d'un algorithme ces coordonnées du point de fonctionnement optimal à chaque instant et impose au panneau solaire de travailler au meilleur niveau de tension pour sa production. Le régulateur MPPT converti ensuite cette tension vers la tension qui permet de recharger la batterie plus rapidement [43].

Une fois la meilleure technologie identifiée, le régulateur sera dimensionné d'après les paramètres suivants (indispensables) : tension nominale, courant d'entrée et courant de sortie.

- **Tension nominale** : (12, 24, ou 48V DC) : elle doit être celle du champ photovoltaïque.
- **Courant d'entrée** : c'est le courant de charge maximal que les modules sont susceptibles de débiter à un instant donné qui doit être supporté sans problème par le

régulateur. Pour estimer ce courant, le plus sûr est de prendre 1,5 fois le courant de court-circuit total des modules.

Et pour les régulateurs qui assurent aussi la protection décharge (fonction délestage) :

- **Courant de sortie** : c'est le courant total maximal que peuvent tirer les récepteurs simultanément, Ce courant dépend du mode d'utilisation des récepteurs : quels récepteurs fonctionnent en même temps ? y a-t-il des courants de pointe transitoires ? certains appareils consomment au démarrage une puissance nettement supérieure à leur régime permanent. Les bons régulateurs acceptent des courants transitoires élevés (voir leurs fiches techniques).

Exemple de calcul :

Prenons exemple : nous avons 1410 W_c en 24V avec 30 modules 47 W_c 12V (en 15 branches de 2 modules), pour alimenter 812Wh /jour sur le site. Le régulateur choisi est un modèle série, on doit donc calculer l'ampérage d'entrée en prenant 15 fois de courant de puissance maximale d'un module et en le multipliant par 1,5. Ce qui donne $1,5 \times 15 \times 47W / 17V = 62A$ si l'on admet que ces modules ont une tension U_m de 17V. Notons au passage que si l'installation avait eu la puissance, mais en 12V, le courant de charge total été doublé. En ce qui concerne le courant de sortie, à supposer que tous les récepteurs fonctionnent en même temps, ils consommeraient 32A sous 24V en régime permanent en tenant compte du rendement de l'onduleur : $172W/24V + 500W / (24V \times 0,85) = 7,1A + 24,5A = 31,6A = 32A$, ce qui est largement inférieur aux 62A d'entrée. Et en transitoire, supposons que l'outillage consomme 3 fois sa puissance nominale, soit 73,5A sous 24V, le courant de pointe total sera de $7,1 + 73,5 = 80,6A$.

Le régulateur série doit donc être un modèle de 24 V- 62A. Bien sûr on vérifiera qu'il possède les indispensables indicateurs d'état et protection (fusibles entrée, sortie, protection contre les surtensions et insertion de polarité). Il devra en outre supporter un courant transitoire de 80,6A.

Ensuite on pourra choisir certaines options non indispensables, mais parfois recommandées :

- Une sonde indépendante de température si la batterie et le régulateur ne sont pas dans la même température.
- Une mesure indépendante de tension si le régulateur et la batterie sont distants (la mesure par le câble d'alimentation de la batterie serait faussé par la chute de tension).
- Une lecture de la tension batterie et de l'ampérage du champ photovoltaïque pour un bon suivi de l'installation [4].

II.2.7 Dimensionnement de l'onduleur

Les paramètres de dimensionnement sont :

- **Tension d'entrée**

Côté CC, l'onduleur doit être adapté à la tension du système imposé par le parc de batteries. Les fabricants prévoient généralement des tensions d'entrée de 12 V, 24 V ou 48 V.

- **Tension de sortie**

Côté AC, l'onduleur imposera un signal de sortie adaptée aux appareils qu'il alimente, par exemple (cas général) :

- Tension alternative de fréquence 50 Hz
- Valeur de la tension efficace : $U_{\text{eff}} = 220 / 230 \text{ V}$
- **Puissance nominale**

L'onduleur doit être dimensionné de manière à ce que sa puissance nominale couvre la somme des puissances de tous les utilisateurs que l'on souhaite utiliser en même temps.

Une marge de dimensionnement de 20 à 30% est recommandée pour garantir le bon fonctionnement de l'onduleur à une température ambiante supérieure à 25°C.

- **Courant de démarrage des appareils électriques**

Certains appareils électriques fonctionnant sous une tension alternative nécessitent un fort courant au démarrage. C'est le cas par exemple des réfrigérateurs, ou plus généralement tous les appareils disposant d'un moteur électrique. Ainsi, l'onduleur doit être capable de délivrer un courant élevé pendant une période brève, comme la figure suivante le montre :

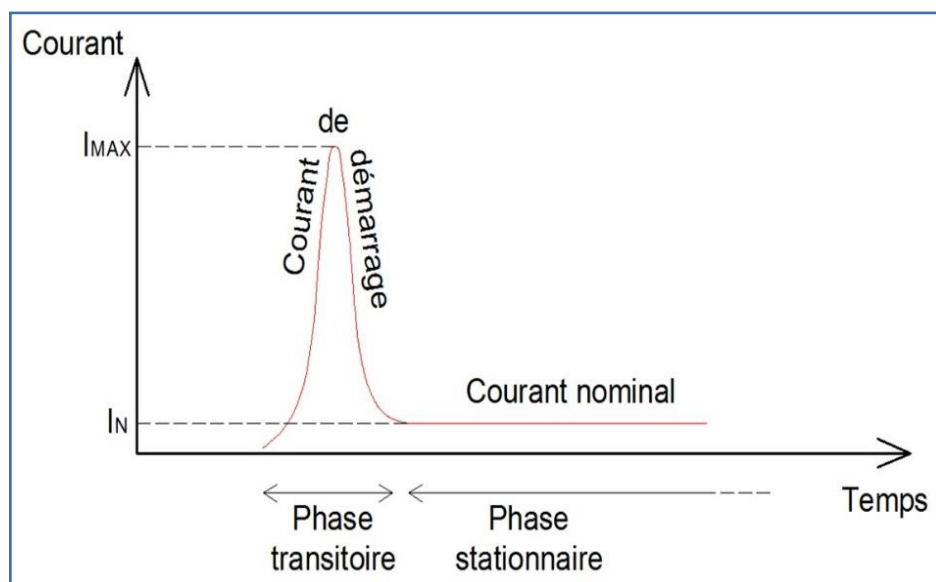


Figure II.2 : pointe de courant au démarrage [6]

Les onduleurs doivent donc être capables de fournir ce courant de démarrage, sinon l'appareil électrique ne se mettra jamais en marche. Appelé plus communément "puissance crête/de pointe", cette fonction est la capacité de l'onduleur à supporter un courant d'appel plus élevé que son courant nominal sur une courte période. Elle est en moyenne 1,5 fois supérieure à la puissance nominale.

Les régulateurs ne sont en mesure d'absorber les forts courants de démarrage appelé côté CA. De ce fait, il est proscrit de connecter l'onduleur à une des sorties CC du régulateur. Il convient de le brancher directement sur les batteries, car les batteries jouent le rôle de tampon et sont en mesure de délivrer de forts courants d'appel [6].

- **La consommation à vide ou en attente (stand-by)**

Elle doit être la plus faible possible (2% à 3% de la puissance nominale). Une consommation trop importante peut avoir des méfaits sur la capacité des batteries [2].

II.2.8 Plan de câblage

Une fois le système constitué, il reste d'envisager son installation pratique, on doit se préoccuper du câblage, afin d'assurer la cohérence de l'ensemble. En effet on sait à quel point les chutes de tension dans les câbles pouvaient être pénalisantes.

Il est important également de vérifier que les diamètres de câble choisis sont compatibles avec les borniers des composants retenus : modules et régulateur surtout sinon il faut une boîte de jonction intermédiaire ou un bornier supplémentaire pour la connexion. Avant de calculer toutes les sections de câbles, on fait un plan électrique global de l'installation. Il faut prévoir aussi l'emplacement des composants aussi précisément que possible pour en réduire les distances : modules-régulateur, régulateur-batteries, batteries-récepteurs. Dans le but de minimiser les chutes de tension. Rappelons que pour une bonne mesure de la tension batterie par le régulateur, celui-ci doit être placé le plus près possible de la batterie [4].

La plus part des installations photovoltaïques fonctionnent sous une faible tension (12 à 48 V) et courant relativement élevé. Or, les pertes en lignes sont proportionnelles au carré de l'intensité (RI^2 ou R est la résistance du câble considéré) [45]. Qu'il s'agisse du câble permettant de raccorder le panneau à la batterie, ou de celui permettant de raccorder la batterie aux appareils, il faut en calculer la section de façon à limiter les pertes en lignes. Celles-ci doivent être faibles par rapport à la puissance réellement transmise par la ligne, si possible inférieures à 4 ou 5 % de cette puissance [46].

La section du câble devient vite très importante et donc son prix aussi. Il est par conséquent, nécessaire de faire un compromis entre un coût raisonnable du câble, et les pertes en ligne (afin de ne pas sur-dimensionner le panneau) [37].

II.2.8.a Courant continu

La première règle à suivre est d'estimer quelles pertes en ligne sont acceptables, il faut également limiter le courant à $7A/mm^2$ pour éviter un échauffement des conducteurs. Nous donnons quelques chiffres pour une tension nominale de 12V, il est clair que ces valeurs seront proportionnelles pour des tensions nominales plus élevées : pour la liaison panneaux-régulateur, on peut accepter environs $\Delta U = 0,5V$, alors que pour la liaison régulateur-batterie il faudrait rester au-dessous de $0,05V$ si on veut garder une bonne précision de régulation. Pour le câblage des récepteurs, une perte maximale de $0,5V$ est tolérable (environ 4%).

Enfin pour la liaison entre les panneaux solaires, tous les câblages en extérieur, il faut utiliser des câbles souples à isolant résistant aux UV (caoutchouc par exemple). Dans les calculs on commence par la chute de tension maximale, puis la résistance du câble en fonction de la distance bien sûr, on donne :

$$\Delta U_{\max} = R \times I_{\max} \quad (\text{II.18})$$

ΔU_{\max} : la chute de tension maximale. R : la résistance. I_{\max} : le courant maximal.

La résistance R est en fonction des paramètres constitutifs du câble selon la formule :

$$R = \rho.l / S \quad (\text{II.19})$$

R : la résistance (Ω). ρ : la résistivité ($\Omega.m$).

l : la longueur du câble (m). S : la section (m^2).

On prend la résistivité du cuivre égale à : $1,7 \times 10^{-8} \Omega.m$, [48].

D'où :

$$R = \Delta U_{max} / I_{max} = \rho.l / S \quad (\text{II.20})$$

Qui permet de tirer la section du câble S :

$$S = I_{max} / \Delta U_{max} \times \rho.l \quad (\text{II.21})$$

Et cela après avoir calculer les différents courants :

❖ **Calcul du courant de sortie d'un panneau à sa puissance nominale**

$$I_{max} = P_{max} / U \quad (\text{II.22})$$

I_{max} : le courant maximal.

P_{max} : la puissance maximale d'un module.

U : la tension d'utilisation.

❖ **Calcul du courant circulant entre les boîtiers de raccordement et le régulateur**

$$I_{max} = P_c / U \quad (\text{II.23})$$

I_{max} : le courant maximal. P_c : la puissance crête du champ. U : la tension d'utilisation.

Avec :

$$P_c = N_{tot,mod} \times P_{max} \quad (\text{II.24})$$

P_c : la puissance crête du champ.

$N_{tot,mod}$: nombre total de modules.

P_{max} : la puissance max d'un module.

❖ **Calcul du courant circulant entre les batteries et l'onduleur lorsqu'il débite sa puissance nominale**

On a :

$$I_{max} = P_{max,ond} / U_b \quad (\text{II.25})$$

I_{max} : le courant maximal.

$P_{max,ond}$: la puissance maximale de l'onduleur.

U_b : la tension d'utilisation.

II.2.9.b Courant alternatif

Pour une distribution en alternatif dans un système à onduleur, tout le câblage 220-230 VAC doit respecter les normes du pays concerné. On pourra se renseigner auprès des compagnies d'électricité [4].

II.2.9 Surface du champ photovoltaïque

$$S = S_{\text{mod}} \times N_{\text{mod}} \quad (\text{II.26})$$

S : la surface totale du champ.

S_{mod} : la surface d'un module.

N_{mod} : le nombre total de modules.

II.3 Application à la méthode

II.3.1 Localisation du site

On propose d'alimenter une habitation en énergie photovoltaïque qui se situe au village Tamkadbout, commune d'Ait Bouaddou, distante de 43,3 km de la ville de Tizi-Ouzou. L'installation photovoltaïque doit être placée sur le toit (terrasse) de l'habitation.

L'habitation choisie pour faire l'objet de notre étude est une maison à 1 étage (RDC + 1^{er} étage) dont la famille résidente composée de 4 personnes qui occupent seulement le RDC.

A partir du logiciel **Météonorm**, on a pu obtenir les coordonnées géographiques de notre site :

- Latitude : 36,5°, 36° Nord
- Longitude : 4,11°, 4° Est
- Altitude : 764 m

II.3.2 Evaluation des besoins énergétiques

D'une façon, pour estimer la charge de la maison, on peut servir d'un tableau comme celui présenté ci-dessous :

Appareils	Nombre	Puissance (w)	Durée d'utilisation (h/j)	Besoins énergétiques journaliers (Wh/j)
Lampes	9	25 x 9 = 225	4h	900
Téléviseurs	2	85 x 2 = 170	4h	680
Réfrigérateurs	2	130 x 2 = 260	12h	3120
Congélateur	1	200	8h	1600
Machine à laver	1	2100	1h	2100
Climatiseur	1	1000	1h	1000
Pompe à eau	1	330	3h	990
Outillages	1	70	3h	210
Total	-	4355	-	10600

Tableau II-3 : Estimation de la consommation énergétique journalière de la maison.

La puissance totale de la maison est de 4355 W, la consommation énergétique journalière de la maison est de 10600 Wh/jour.

Cette estimation d'énergie consommée est basée sur une moyenne pendant une année.

I.3.3 Dimensionnement du générateur photovoltaïque

Le modèle et les caractéristiques du panneau solaire utilisé qu'on relève du logiciel PVsyst (voir annexe A):

LG Electronics 220P1C-G2 Si-Poly

Puissance maximale : $P_{\max} = 220\text{W}$.

Tension nominale : 24V.

Tension à circuit ouvert : $V_{c0} = 36,2\text{V}$.

Tension maximale : $V_{\max} = 28,9\text{V}$.

Courant maximal : $I_{\max} = 7,62\text{A}$.

Courant de court-circuit : $I_{cc} = 8,21\text{A}$.

Au début on doit d'abord calculer la puissance crête P_c de notre champ photovoltaïque :

$$P_c = I_n \times V_{\max}$$

Avec :

$$I_n = Q_{\text{cons}} / E_{\text{sol,jour}} \times C_p$$

Et :

$$Q_{\text{cons}} = E_{\text{cons}} / U$$

$$Q_{\text{cons}} = 10600 / 48 = \mathbf{220,83 \text{ Ah}}$$

$U = 48\text{V}$ (tension souhaitée).

La valeur de l'énergie solaire journalière disponible sur le site est tirée à partir de différents logiciels et sites.

- PVSYST : $E_{\text{sol,jour}} = 2,03 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{jour}$ (voir annexe B).
- METEONORM : $E_{\text{sol,jour}} = 2,3 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{jour}$ (voir annexe B).
- RETS Screen Expert : $E_{\text{sol,jour}} = 2,15 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{jour}$ (voir annexe B).
- Photovoltaïque-energie.fr, lien vers PVGIS Afrique : $E_{\text{sol,jour}} = 2,14 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{jour}$ (voir annexe B).

Et cette valeur correspond au mois le moins ensoleillé, le plus défavorable (décembre), dans nos calculs on va prendre la valeur : $E_{\text{sol,jour}} = 2,3 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{jour}$, donnée par le logiciel METEONORM 7.1.3 car cette valeur est récente (2016), et c'est avec laquelle par la suite on fait la simulation.

On prend le coefficient de perte en courant le plus critique, $C_p = 0.65$, donc on aura :

$$I_n = 220,83 / 2,3 \times 0,65 = \mathbf{147,71 \text{ A}}$$

Et :

$$P_c = 147,71 \times 28,9$$

$$\mathbf{P_c = 4268.88 \text{ Wc}}$$

Après avoir calculé la puissance crête du champ, à partir du tableau II.2 notre tension du système est de : $\mathbf{U = 48V}$

II.3.3.a Calcul du nombre de modules photovoltaïques

$$N_m = P_c / P_{max} = 4268.88 / 220 = 19.40 = \mathbf{20 \text{ Modules.}}$$

Le nombre de modules en série est donné par :

$$N_{ms} = U / V_{max} = 48 / 28,9 = 1,66 = \mathbf{2 \text{ Modules.}}$$

Le nombre de branches parallèles est donné par :

$$N_{bp} = N_m / N_{ms} = 20 / 2 = \mathbf{10 \text{ Branches.}}$$

Le nombre de modules total est donné par :

$$N_m = 10 \times 2$$

$$\mathbf{N_m = 20 \text{ Modules.}}$$

Notre champ sera connecté comme suit :

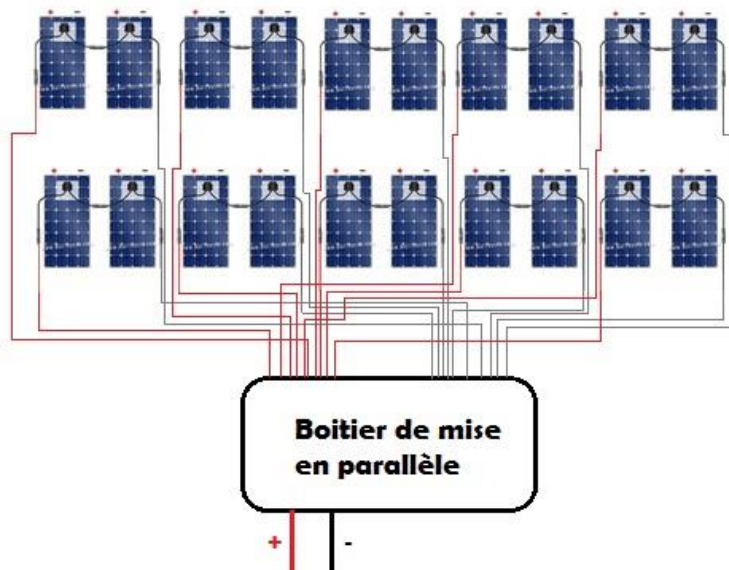


Figure II.3 : Connexion de notre champ PV.

II.3.3.b Orientation et inclinaison des modules

Notre site se situe en hémisphère nord donc l'orientation des modules doit être vers le sud. Et pour l'inclinaison on additionne la latitude de notre site avec le chiffre correspondant au mois le moins rentable donné dans le tableau II-1.

$$\text{Latitude} = 36,5 \quad \text{mois de décembre} : + 20^\circ$$

$$\text{Donc on aura une inclinaison de : } 36,5^\circ + 20^\circ = \mathbf{56,5^\circ}$$

II.3.3 Dimensionnement des batteries

Le modèle et les caractéristiques de la batterie solaire utilisée qu'on relève du logiciel PVSYST (voir annexe A) :

Concorde_PVX_2580L.BTR

Tension : 12 V Capacité : 239 Ah

Notre consommation journalière est de : $Q_{cons} = 220,83 \text{ Ah/jour}$. On estime le nombre de jours d'autonomie à 4 jours, ($N_{ja} = 4 \text{ jours}$).

On a :

$$C_u = Q_{\text{cons}} \times N_{\text{ja}} = 220,83 \times 4$$

$$C_u = 883,32 \text{ Ah/ jour.}$$

Et :

$$C = C_u / P_D \times R_T$$

Dans notre cas, on prend les conditions de température standard de 20 °C, $R_T = 1$, et on prend compte de la profondeur de décharge : $P_D = 0,75$. Donc :

$$C = 883,32 / 0,75 \times 1$$

$$C = 1177,76 \text{ Ah.}$$

Et donc :

$$N_{\text{bp}} = C / C_b = 1177,76 / 239 = 4,92$$

$$N_{\text{bp}} = 5 \text{ branches parallèles.}$$

Et :

$$N_{\text{bs}} = U / U_b = 48 / 12$$

$$N_{\text{bs}} = 4 \text{ batteries en série.}$$

Enfin :

$$N_{\text{batt,tot}} = N_{\text{bp}} \times N_{\text{bs}} = 4 \times 5$$

$$N_{\text{batt,tot}} = 20 \text{ batteries.}$$

Et donc la capacité totale est de:

$$C_{\text{tot}} = N_{\text{bp}} \times C_b = 5 \times 239$$

$$C_{\text{tot}} = 1195 \text{ Ah}$$

Notre parc batteries sera donc connecté comme suit :

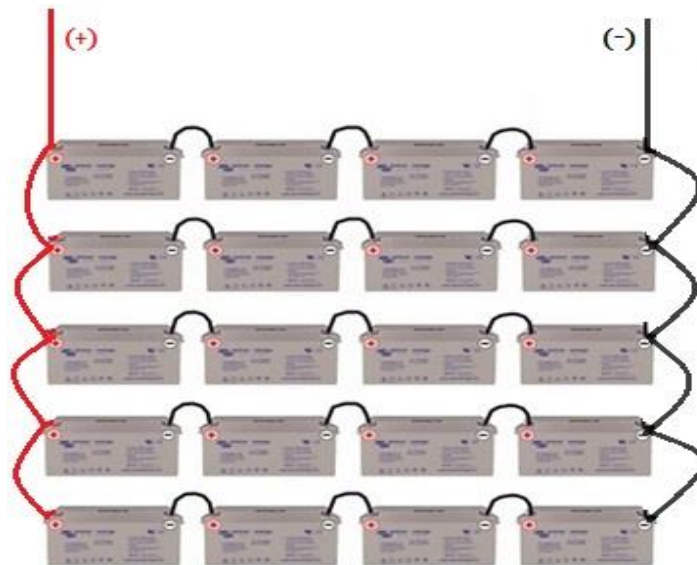


Figure II.4 : Connexion de notre parc batterie.

Si on ne prend pas compte de la profondeur de décharge on aura :

$$C = C_u / P_D \times R_T = 883.32 / 1 \times 1$$

$$C = 883,32 \text{ Ah.}$$

Et donc :

$$N_{bp} = C / C_b = 883,32 / 239 = 3,01$$

$$N_{bp} = 4 \text{ branches parallèles.}$$

Et donc :

$$N_{batt,tot} = N_{bp} \times N_{bs} = 4 \times 4$$

Ce qui donne :

$$N_{batt,tot} = 16 \text{ batteries.}$$

II.3.4 Dimensionnement du régulateur

- Tension nominale

C'est la tension du système : $U = 48V$

- Courant d'entrée

C'est le courant de charge maximal :

On a :

$$I_{max} = P_c / U$$

Avec :

$$P_c = P_{max,mod} \times N_{mod} = 220 \times 20 = 4400 \text{ W}_c$$

Et donc :

$$I_{max} = 4400 / 48$$

$$I_{max} = 91,66 \text{ A}$$

D'une autre façon, plus sur :

$$I_{max} = 1,5 \times I_{cc,tot}$$

On a 10 branches parallèles donc :

$$I_{cc,total} = I_{cc,mod} \times 10 = 8,21 \times 10$$

$I_{cc,mod} = 8,21 \text{ A}$ (voir l'annexe A).

$$I_{cc,tot} = 82,1 \text{ A}$$

Et donc :

$$I_{max} = 1,5 \times 82,1$$

$$I_{max} = 123,15 \text{ A}$$

- **Courant de sortie**

On suppose que les récepteurs fonctionnent au même temps, ils tirent donc au total un courant de :

$$I_{\text{tot}} = P_{\text{tot}} / U$$

$$I_{\text{tot}} = 4355 / 48$$

$$I_{\text{tot}} = \mathbf{90,72 \text{ A}}$$

D'une autre façon, plus sûr en tenant compte du rendement de l'onduleur :

$$I_{\text{tot}} = P_{\text{tot}} / U \times \eta_{\text{ond}}$$

On prend comme exemple : $\eta_{\text{ond}} = 0,93$

$$I_{\text{tot}} = 4355 / 48 \times 0,93$$

Donc on aura :

$$I_{\text{tot}} = \mathbf{97,55 \text{ A}}$$

Le régulateur à insérer doit donc être un modèle qui marche avec 48V et il doit supporter :

- 123,15 A (courant d'entrée).
- 97,55 A (courant de sortie).

Dans le cas où il est recommandé de connecter l'onduleur directement aux batteries, le courant de sortie du régulateur ne sera pas pris en compte.

II.3.5 Dimensionnement de l'onduleur

- **Tension d'entrée**

$U = 48 \text{ V}$ (tension du parc batteries)

- **Tension de sortie**

En Algérie nous utilisons du 220 VAC, 50 Hz.

- **Puissance nominale**

Notre puissance totale est de : $P = 4355 \text{ W}$, supposant que tout l'outillage fonctionne au même temps, donc notre onduleur doit pouvoir fournir cette puissance.

Mais pour que l'onduleur puisse fournir les courants de pointes au démarrage, donc on prendra :

$$P = 4355 \times 1,5$$

$$P = \mathbf{6,533 \text{ kW.}}$$

Donc on choisira notre onduleur selon :

- Tension d'entrée : $U = 48\text{V}$.
- Tension et fréquence de sortie : 220 VAC, 50 Hz.
- Puissance nominale : $P = 6,533 \text{ kW}$.

II.3.6 Plan de câblage

On détermine les différentes sections des câbles :

On prend les pertes tolérables à 4%, notre tension du système est de 48V, donc :

$$\Delta U_{\max} = 48 \times (4\%) = 48 \times 0,04$$

$$\Delta U_{\max} = \mathbf{1,92 \text{ V}}$$

- **Détermination de la section des conducteurs reliant les panneaux et le boîtier de raccordement.**

On a :

$$\Delta U_{\max} = R \times I_{\max}$$

À partir de là :

$$R = \Delta U_{\max} / I_{\max}$$

I_{\max} est le courant de sortie d'un panneau à sa puissance nominale :

$$I_{\max} = P_{\max} / U_{\max} = 220 / 28,9$$

$$\mathbf{I_{\max} = 7,61 \text{ A}}$$

Donc :

$$R = 1,92 / 7,61$$

$$\mathbf{R = 0,25 \Omega}$$

Et enfin :

$$S = \rho \times l / R = 1,7.10^{-8} \times 6 / 0,25 = 0,4 \text{ mm}^2$$

Ce qui donne: [\(voir annexe D\)](#)

$$\mathbf{S = 1,5 \text{ mm}^2}$$

On a pris :

- La résistivité du cuivre : $\rho = 1,7.10^{-8} \Omega.m$
- La longueur des câbles : $l = 6m$
- **Détermination de la section des conducteurs reliant le boîtier de raccordement et le régulateur.**

On a :

$$I_{\max} = P_c / U$$

$$P_c = N_{\text{mod}} \times P_{\max} = 20 \times 220 = \mathbf{4400 \text{ W}_c}$$

Donc :

$$I_{\max} = 4400 / 48$$

$$I_{\max} = \mathbf{91,66 \text{ A}}$$

Et :

$$R = 1,92 / 91,66$$

$$R = \mathbf{0,02 \Omega}$$

Enfin :

$$S = 1,7 \cdot 10^{-8} \times 12 / 0,02 = 10,2 \text{ mm}^2$$

Ce qui donne : (voir annexe D)

$$S = \mathbf{16 \text{ mm}^2}$$

On a pris :

- la résistivité du cuivre : $\rho = 1,7 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$
- La longueur des câbles : $l = 12\text{m}$

- **Détermination de la section des conducteurs reliant le régulateur et le parc batteries.**

On sait que pour la liaison régulateur-batterie la chute de tension doit être au-dessous de 0,2V si on veut garder une bonne précision de régulation, donc :

$$\Delta U_{\max} = \mathbf{0,2 \text{ V}}$$

Le courant maximal reste le même provenant du boîtier de mise en parallèle au régulateur :

$$I_{\max} = \mathbf{91,66 \text{ A}}$$

Donc :

$$R = 0,2 / 91,66$$

$$R = \mathbf{0,002 \Omega}$$

Enfin :

$$S = 1,7 \cdot 10^{-8} \times 4 / 0,002 = 34 \text{ mm}^2$$

Ce qui donne : (voir annexe D)

$$S = \mathbf{35 \text{ mm}^2}$$

On a pris :

- la résistivité du cuivre : $\rho = 1,7 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$
- La longueur des câbles : $l = 4\text{m}$.

- Détermination de la section des conducteurs reliant le parc batteries et l'onduleur.

On a :

$$I_{\max, \text{batt}} = P_{\max, \text{ond}} / U_{\text{batt}} = 6533 / 48$$

$$I_{\max, \text{batt}} = \mathbf{136,10 \text{ A}}$$

Donc :

$$R = 1,92 / 136,10$$

$$\mathbf{R = 0,014 \Omega}$$

Enfin :

$$\mathbf{S = 1,7.10^{-8} \times 3 / 0,014 = 3,6 \text{ mm}^2}$$

Ce qui donne: (voir annexe D)

$$\mathbf{S = 4 \text{ mm}^2}$$

On a pris :

- La résistivité du cuivre : $\rho = 1,7.10^{-8} \Omega.m$.
- La longueur des câbles : $l = 3m$.
- La puissance maximale que l'onduleur doit fournir : $P_{\max, \text{ond}} = 6533W$

II.3.7 Surface du champ photovoltaïque

On a :

$$S = S_{\text{mod}} \times N_{\text{mod}}$$

À partir du logiciel PVSYSY on a pris les dimensions de notre module :

- Longueur : 1632 mm
- Largeur : 986 mm

Donc :

$$S_{\text{mod}} = 1,632 \times 0,986 = 1,61 \text{ m}^2$$

Et on a :

$$N_{\text{mod}} = 20$$

Enfin :

$$S = 1,61 \times 20$$

$$\mathbf{S = 32,18 \text{ m}^2}$$

II.3.8 Schéma global de notre système

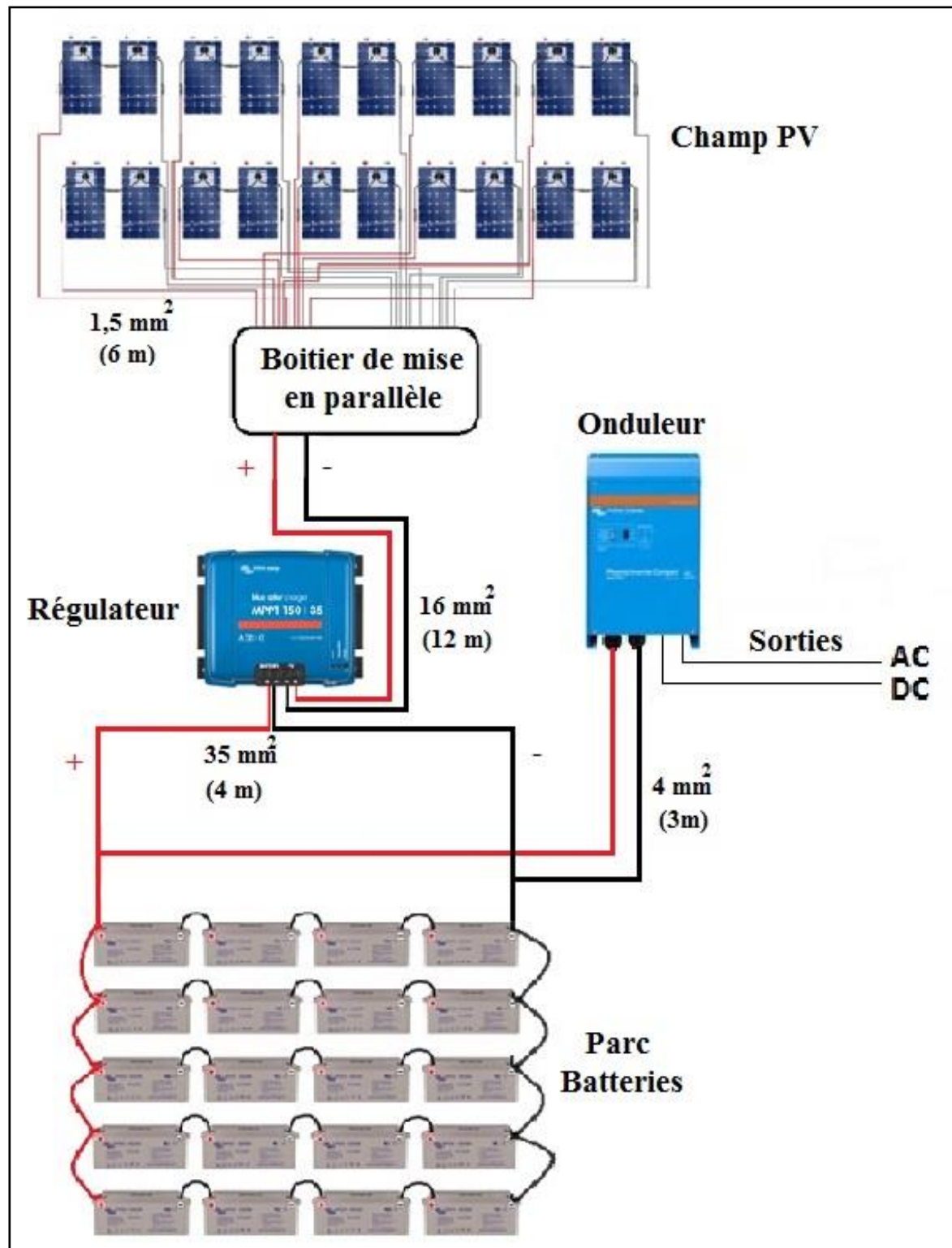


Figure II.5 : Schéma global de notre système PV

II.4 Simulation avec le logiciel PVsyst

Les outils d'aide au dimensionnement sont souvent les logiciels de simulation de systèmes PV. Ils fournissent une estimation de l'énergie produite et de sa distribution, et quantifient les effets perturbateurs de manière à identifier les points faibles du site et optimiser l'ensemble du système PV. Parmi ces logiciels on trouve PVsyst, il calcule notamment le comportement du système et l'ensemble des perturbations pour chaque heure de fonctionnement, à partir des données d'entrée précises.

Il est primordial que les systèmes photovoltaïques se développent avec cohérence et de manière optimale. Dans ce contexte le programme **PVsyst** est un outil qui permet d'analyser les solutions envisagées avec précisions et d'évaluer les résultats qu'on peut attendre.

Après l'installation de la version **6.6.3 (23.06.17)** (la plus récente) du logiciel, on lance ce dernier et on suit l'ordre des étapes afin d'effectuer notre dimensionnement.

II.4.1 Préface du logiciel



Figure II.6 : Préface du logiciel PVsyst.

On clique sur « conception du projet » et on choisit « isolé avec batteries ».

II.4.2 Caractéristiques de notre site

II.4.2.a Coordonnées géographiques

Au début on doit d'abord donner le nom de notre site à étudier, le pays et la région (continent), puis introduire les coordonnées géographiques du lieu (latitude, longitude et l'altitude) obtenues à partir du site PVGIS ou bien choisies à partir de la carte interactive disponible sur le logiciel.

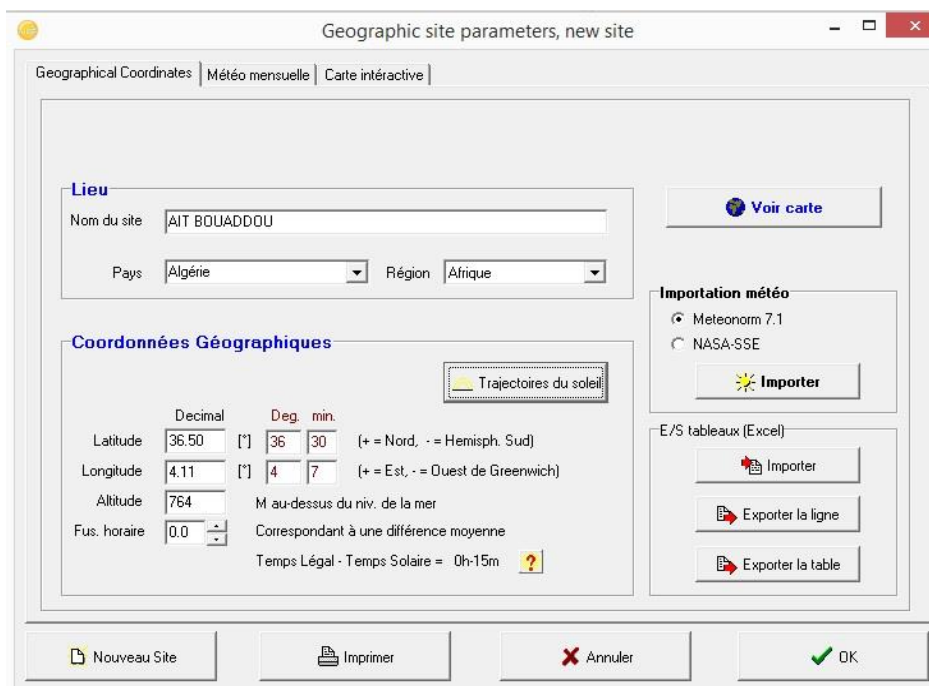


Figure II.7 : Coordonnées géographiques du site à étudier.

II.4.2.b Paramètres du soleil

Une fois ces coordonnées sont introduites, on peut avoir la figure de la trajectoire du soleil disponible à notre lieu.

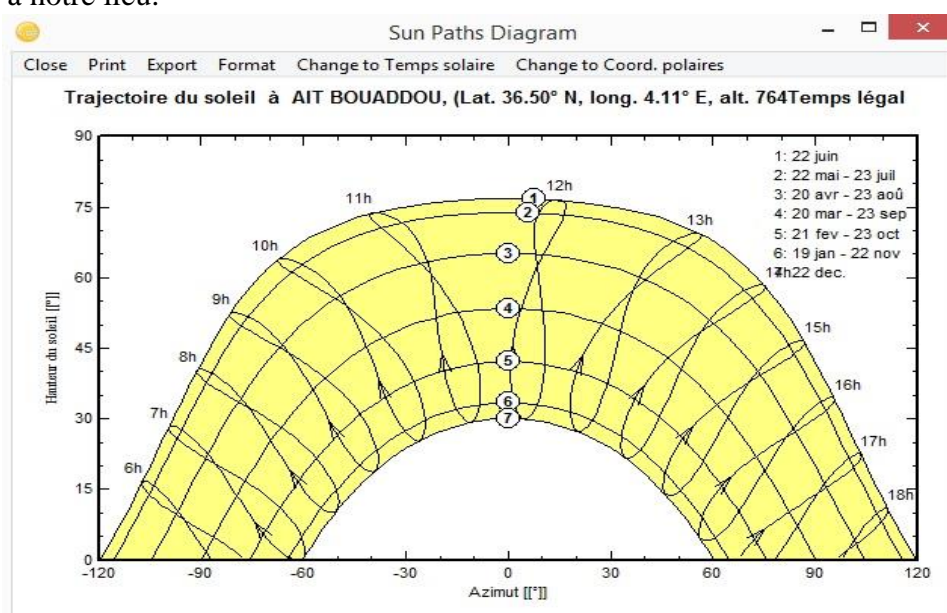


Figure II.8 : Trajectoire du soleil à AIT BOUADDOU.

II.4.2.c Données météorologiques

Pour avoir les données météorologiques on doit d'abord choisir la source de nos données soit **Meteonorm 7.1**, soit **NASA-SSE** (figure II.6) puis on clique sur le bouton « Importer », comme les données importés par le logiciel sont anciennes (1991-2000) on a préféré de prendre des valeurs plus récentes (2016) à partir du logiciel **METEONORM 7.1.3**.

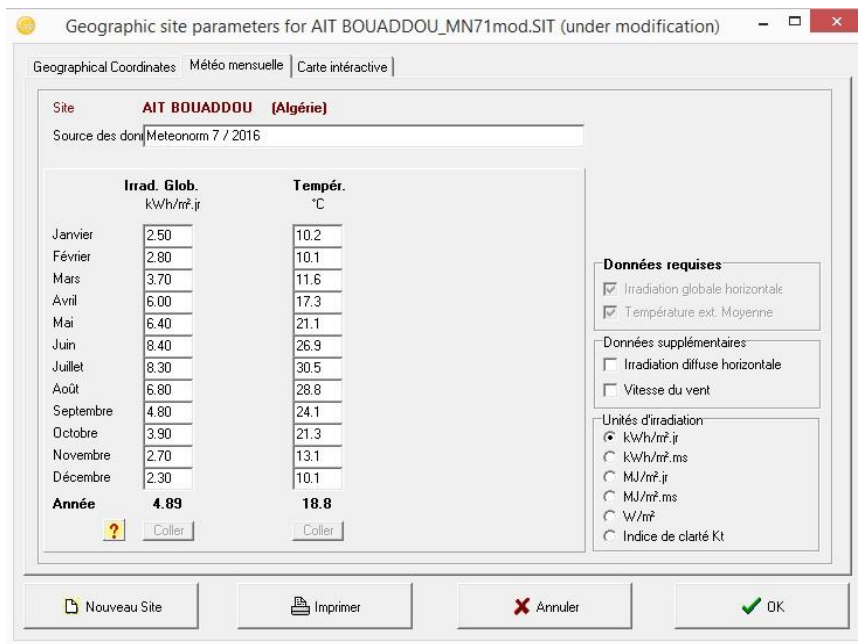


Figure II.9 : Données météorologiques du site à étudier.

D'une autre façon on peut avoir ces données à partir du site PVGIS, et on complète le tableau précédent. Une fois ces étapes sont suivies, on clique sur « OK », on sauvegarde nos données et la fenêtre suivante nous apparaîtra :

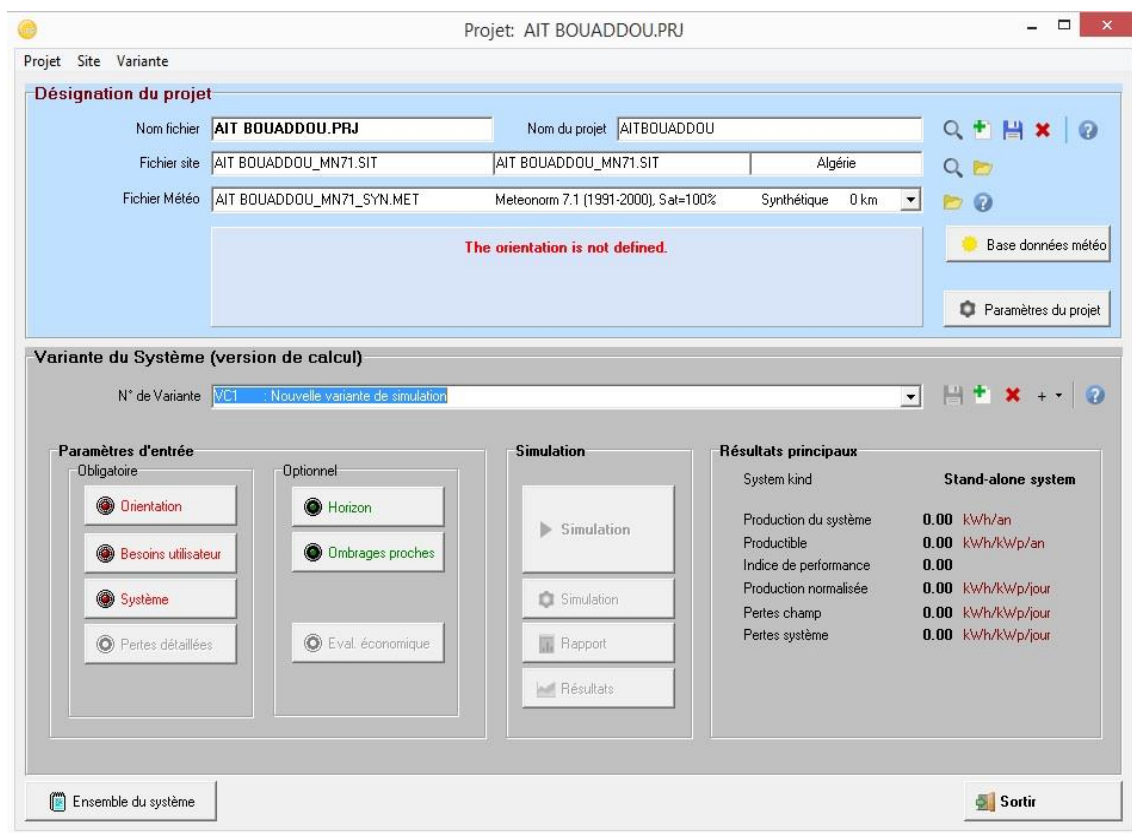


Figure II.10 : Paramètres d'entrés pour la simulation du système.

II.4.3 Orientation et inclinaison

On clique sur « Orientation » pour qu'on introduise notre angle optimal d'inclinaison, et on aura les figures suivantes :

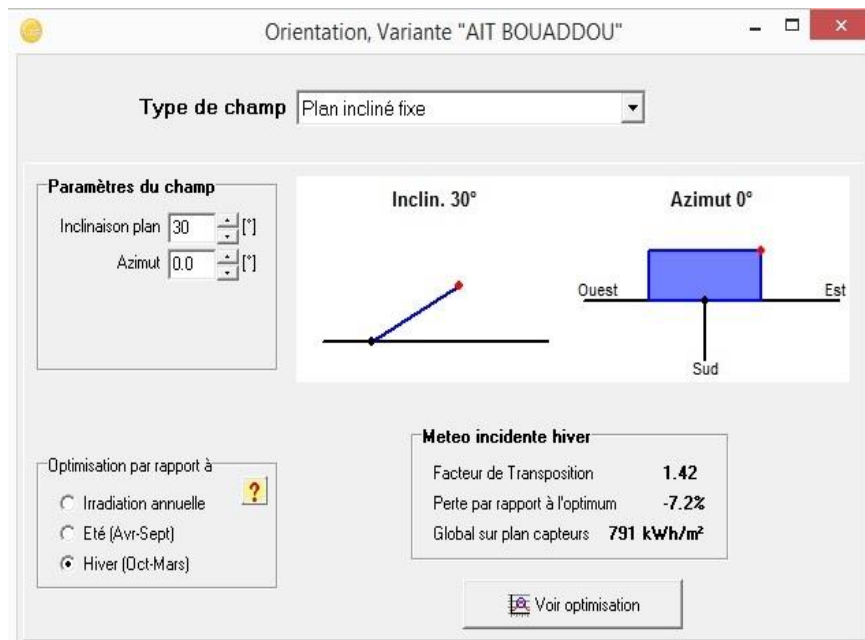


Figure II.11 : Inclinaison plan de 30°, Optimisation par rapport à l'hiver.

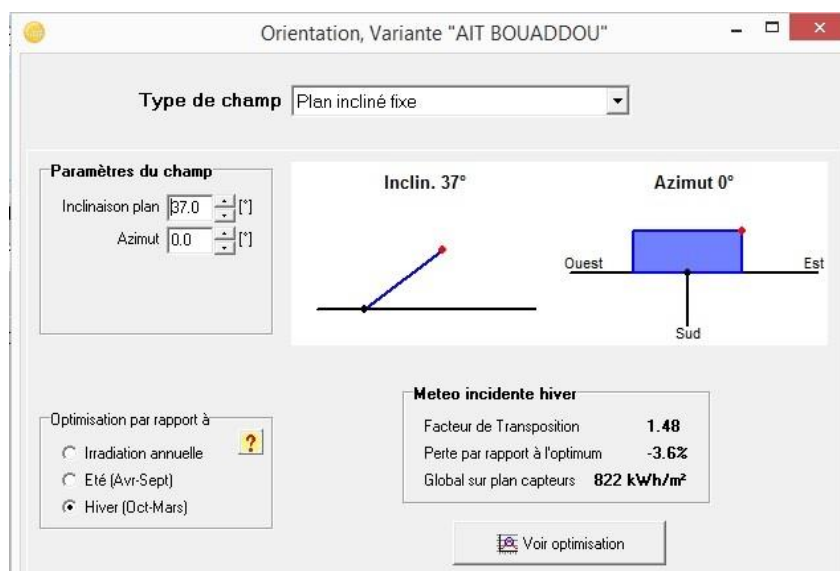


Figure II.12 : Inclinaison plan de 37°, Optimisation par rapport à l'hiver.

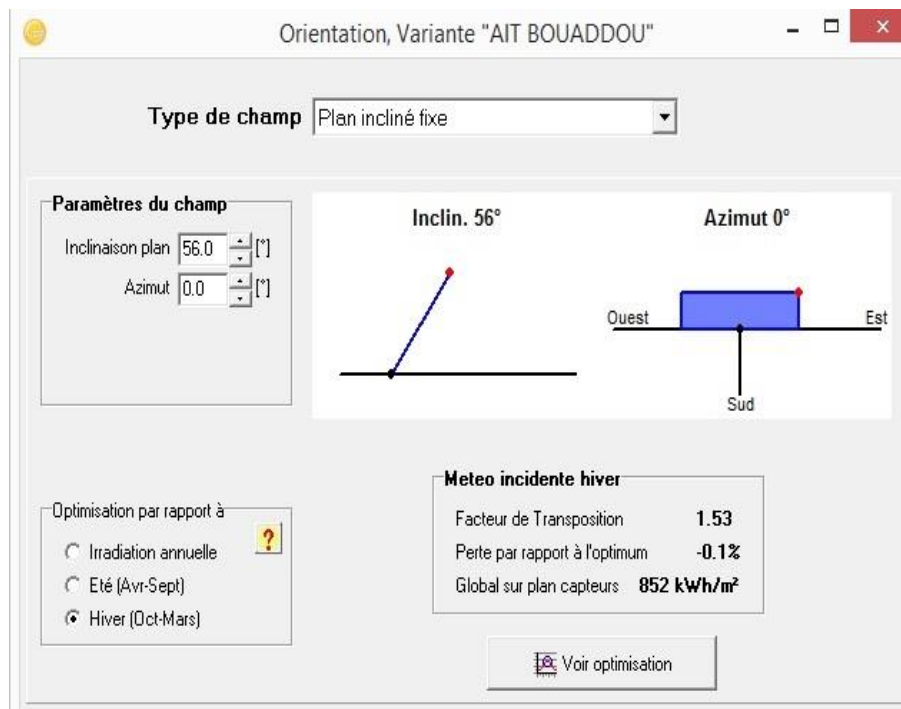


Figure II.13 : Inclinaison plan de 56°, Optimisation par rapport à l'hiver.

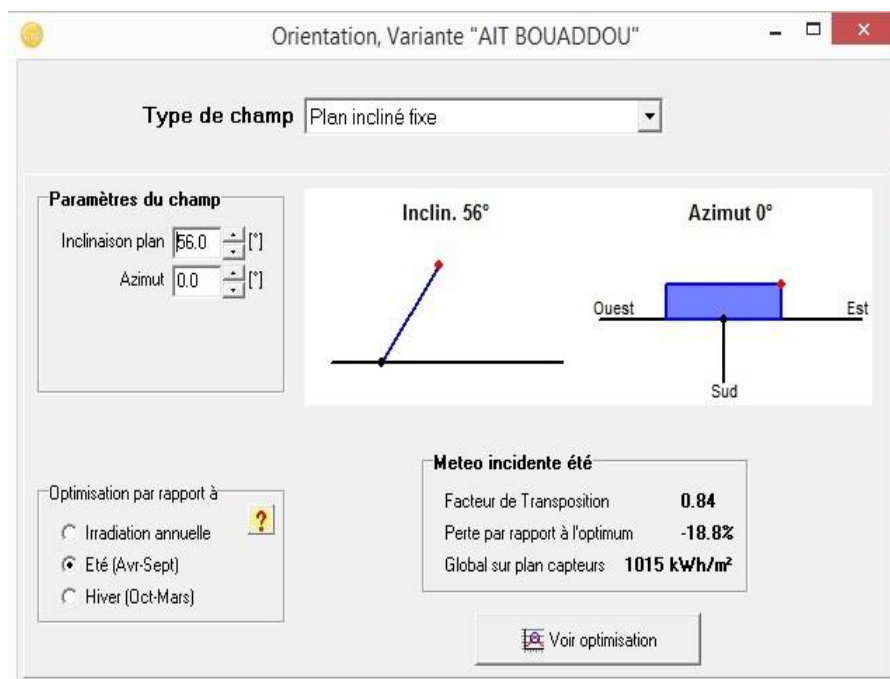


Figure II.14 : Inclinaison plan de 56°, Optimisation par rapport à l'été.

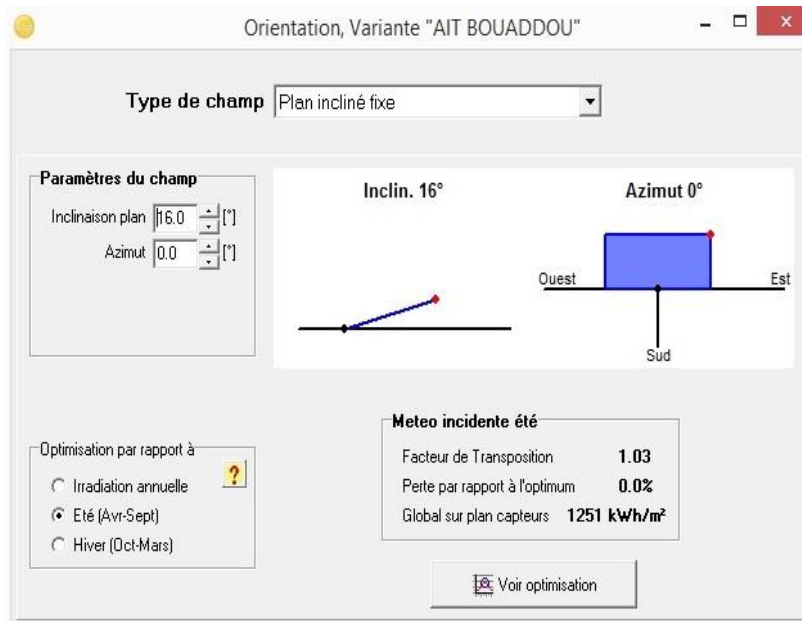


Figure II.15 : Inclinaison plan de 16°, Optimisation par rapport à l'été.

On remarque que la quantité d'énergie solaire à récupérer (Global sur plan capteur) donnée par le logiciel, diffère par rapport à l'angle d'inclinaison pour la même saison, et diffère aussi d'une saison à une autre. Comme les figures (II.10, II.11, II.12, II.13, II.14) le montre, on voit que :

L'optimisation par rapport à l'hiver (d'Octobre à Mars)

- Pour une inclinaison de 30°, on récolte : 791 kWh/m².
- Pour une inclinaison de 37°, on récolte : 822 kWh/m².
- Pour une inclinaison de 56°, on récolte : 852 kWh/m².

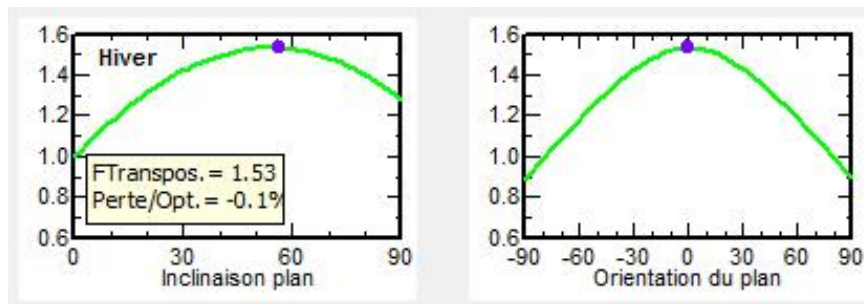


Figure II.16 : Inclinaison plan de 56°, Optimisation par rapport à l'hiver.

L'optimisation par rapport à l'été (d'Avril à Septembre)

- Pour une inclinaison de 56°, on récolte 1015 kWh/m².
- Pour une inclinaison de 16°, on récolte 1251 kWh/m².

Puisque on cherche à récupérer le maximum d'énergie sur le plan capteur, donc le meilleur angle d'inclinaison pour l'hiver c'est 56° et pour l'été c'est 16°.

Nous, on règle notre angle d'inclinaison à 56°, car on optimise pour le mois le moins rentable (décembre).

II.4.4 Consommation journalière de l'utilisateur

Après avoir introduit l'angle d'inclinaison on passe à donner les besoins d'utilisateur (consommation journalière), donnés par la figure suivante :

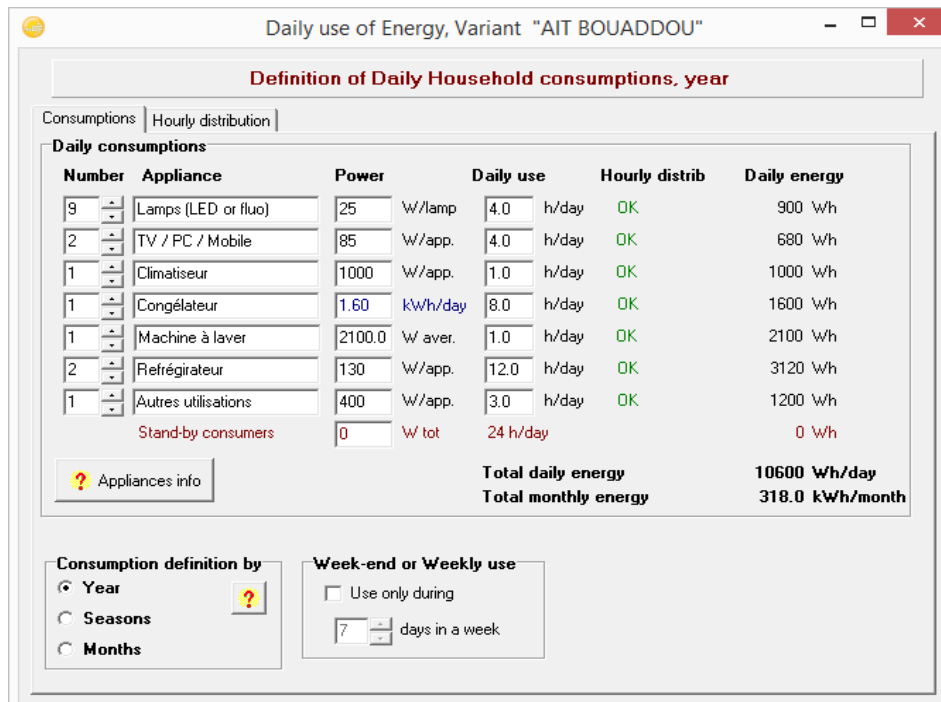


Figure II.17 : Consommation journalière de l'utilisateur.

Après avoir introduit les différents outils utilisés ainsi que leurs nombres, leurs puissances et le temps d'utilisation pendant une journée, on clique sur « Hourly distribution » pour répartir les heures d'utilisation dans la journée pour chaque outil, et cela pour pouvoir estimer à quelle heure dans la journée on va avoir un appel de puissance le plus important, comme la figure suivante le montre :

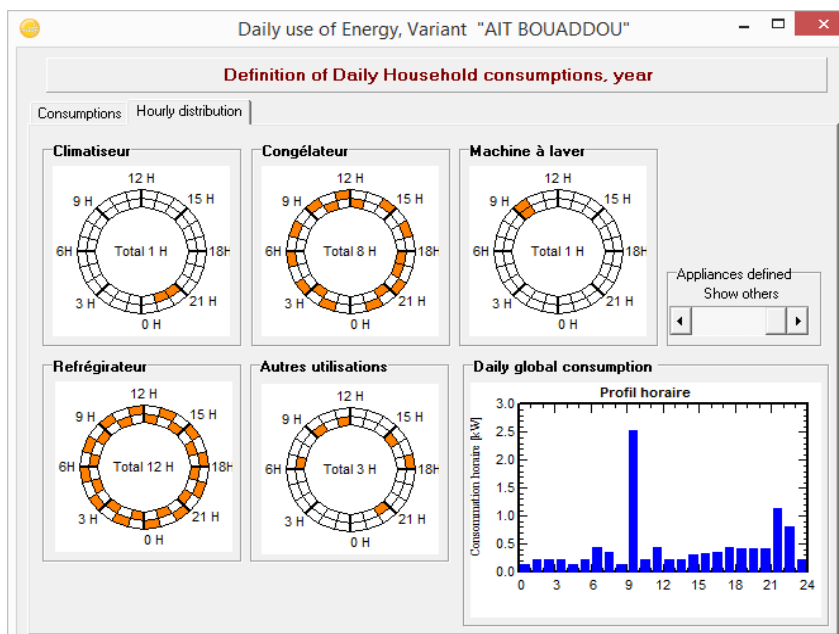


Figure II.18 : Distribution des heures d'utilisation dans la journée.

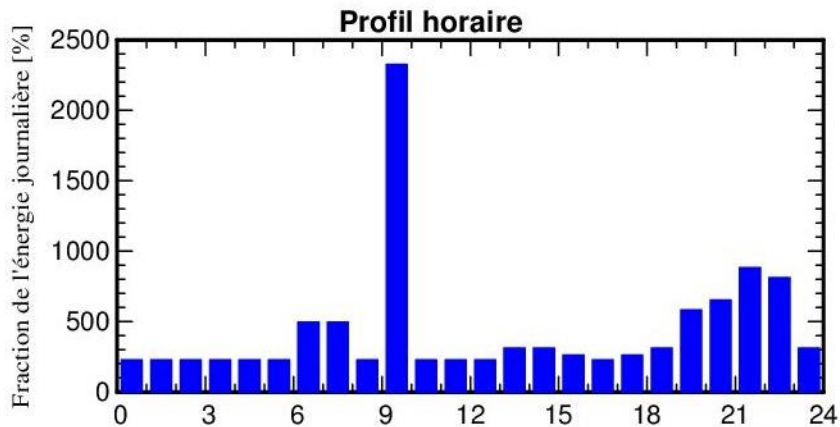


Figure II.19 : Appels de puissance au cours d'une journée.

A partir du graphe donné dans la figure (II.19) on remarque que l'appel de puissance le plus important dans la journée c'est à 9h du matin, et cela revient à l'utilisation de la machine à laver d'une puissance assez importante (2100 W) à cette heure-ci.

II.4.5 Système batteries solaires

Après avoir effectuée l'étape précédente, on sauvegarde et on clique sur « Ok » pour valider, ensuite on peut voir notre système en cliquant sur « système », et on aura la figure suivante :

Design of a Standalone system, Variant "AIT BOUADDOU"

Specified Load	Pre-sizing suggestions	System summary		
User needs	Household	Aver. power 437 W	Daily Energy 10.5 kWh	Night ratio 49.6 %
Battery pack	4 in parallel, 48 V	Capacity 956 Ah	Stored energy 36.7 kWh	Autonomy 3.5 d
PV Array	9 str. of 2 modules	Nom. power 3.96 kW/c	Av. daily energy 13.9 kWh	PV/PLoad 9.1
Controller	Universal MPPT	Nom power 3.44 kW	Thresholds acc. to SOC	PV/PCConv 1.15

Storage | Champ PV | Back-up | Schema

Procedure

- Pre-sizing: Define the desired Pre-sizing conditions (LDL, Autonomy, Battery voltage)
- Storage: Define the battery pack (default checkboxes will approach the pre-sizing)
- PV Array design: Design the PV array (PV module) and the control mode. You are advised to begin with a universal controller.
- Back-up: Define an eventual Genset

Specify the Battery set

Sort Batteries by: voltage capacity manufacturer

Concorde | 12 V | 239 Ah | PVX-2580L |

4	<input checked="" type="checkbox"/> Batteries in serie	Number of batteries	16	Battery pack voltage	48 V
4	<input checked="" type="checkbox"/> Batteries in parallel	Number of elements	96	Global capacity	956 Ah
				Stored energy (80% DOD)	36.7 kWh
				Total weight	1200 kg
				Nb. cycles at 50% DOD	1475
				Total stored energy during the battery life	33842 kWh

Operating battery temperature

Temper. mode: Fixed (tempered local)

Fixed temperature: 20 °C

The battery temperature is important for the ageing of the battery. An increase of 10 °C divides the "static" battery life by a factor of 2.

Figure II.20 : Nombre de batteries de notre système sans tenir compte de la profondeur de décharge.

Donc notre système disposera de 16 batteries différemment à ce qu'on a trouvé dans le calcul analytique (20 batteries), et cela revient à ce que le logiciel ne tient pas compte des décharges profondes des batteries (Voir annexe C), donc pour tenir compte, on va ajouter une demi-journée au nombre de jours d'autonomie et enfin on aura :

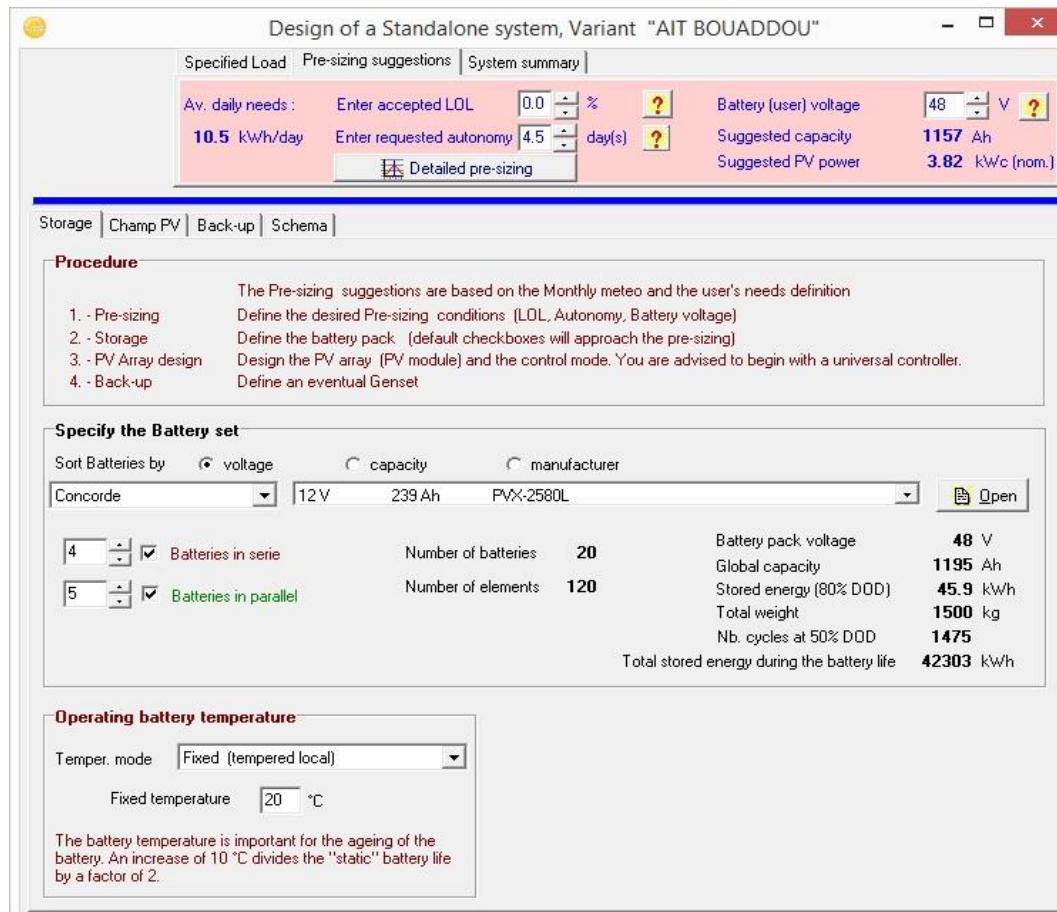


Figure II.21 : Nombre de batterie de notre système en tenant compte de la profondeur de décharge.

A partir de la figure on voit que :

- Tension du système : $U = 48V$.
- Nombre de batteries en série : $N_{bs} = 4$.
- Nombre de branches parallèles : $N_{bp} = 5$.
- Nombre total de batteries : $N_{tot,batt} = 20$.
- Capacité globale : $C = 1195 Ah$.

Ces valeurs correspondent totalement à celle trouvées analytiquement.

II.4.6 Système Panneaux solaires et Régulateur

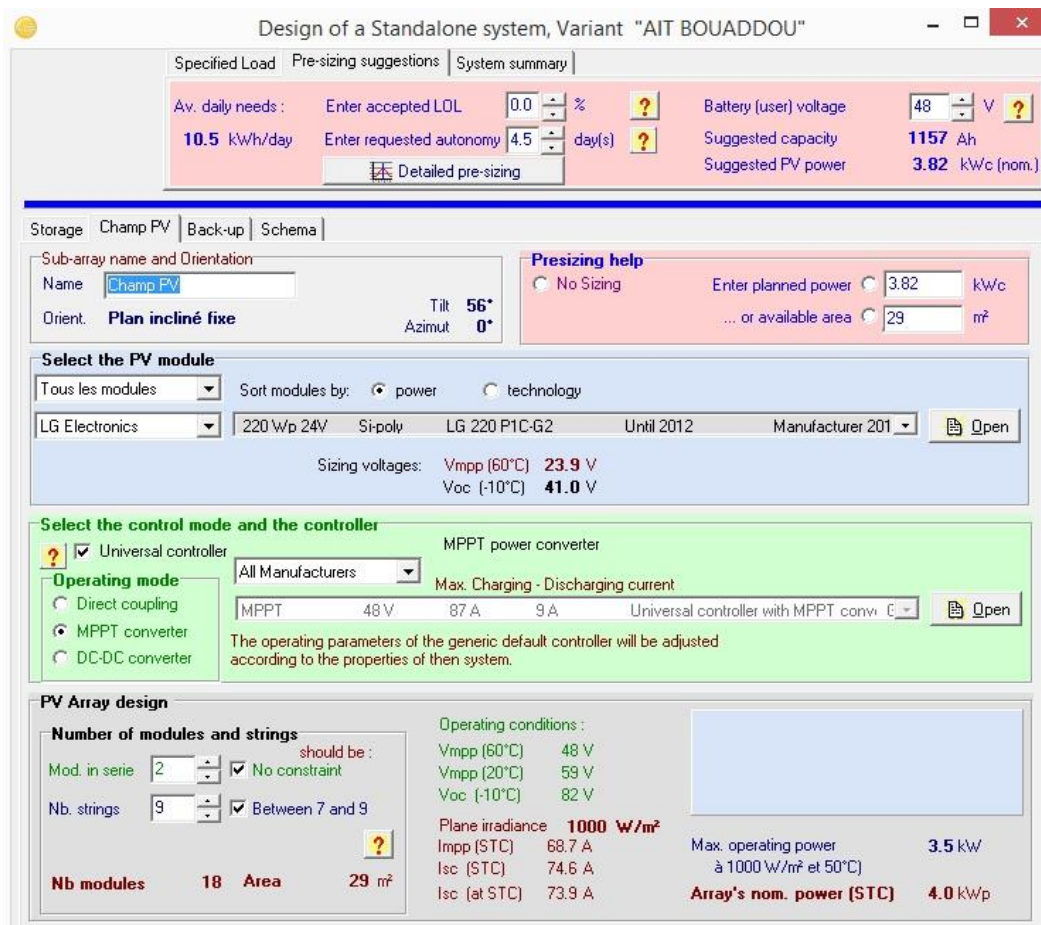


Figure II.22 : Nombre de module PV et le type de régulateur de notre système.

On a mis « accepted LOL » à 0%, car on sait que cette valeur est la probabilité que les besoins de l'utilisateur ne puissent pas être fournis, comme il est expliqué sur le manuel du logiciel (voir annexe C).

A partir de la figure on voit que :

- La puissance crête est de : $P_c = 3820 W_c$,
- Le nombre de modules est de : **18**.
- Le régulateur est de type : **MPPT 48V- 87A**.
- La surface du champ est de : **29 m²**.

On remarque que la puissance crête donnée par le logiciel (3830 W_c) est différente (inférieure) à celle trouvée analytiquement (4268.88 W_c), cela revient à ce que le logiciel ne tient pas compte des pertes en courants d'une façon précise (environ $C_p = 0,75$). (Voir annexe C). Et donc c'est pour cela avec le logiciel on a trouvé le nombre de modules égale à 18, différemment à ce qu'on a trouvé analytiquement (20 modules) .cela automatiquement va affecter sur le dimensionnement du régulateur ainsi que la surface du champ.

Mais par contre si nous imposons une puissance crête de 4268,88 W_c au logiciel, enfin il va nous donner le système de la figure suivante :

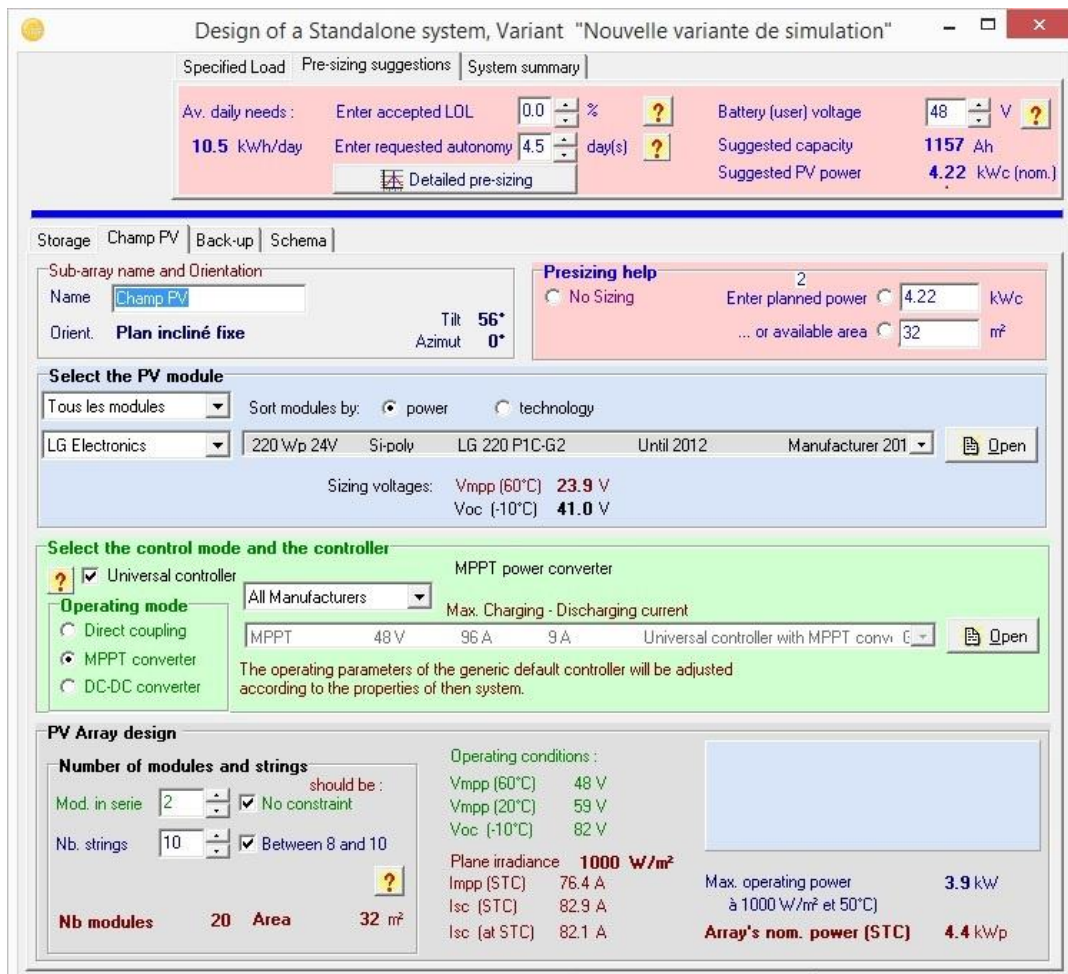


Figure II.23 : Nombre de modules PV et le type de régulateur de notre système, en imposant la puissance crête.

D'après la figure ci-dessus :

- Le nombre de modules : 20.
- Le régulateur et de type : MPPT 48V 96A.
- La surface du champ : 32m².

On remarque que ces résultats sont typiques avec ceux trouvés analytiquement, sauf que le courant du régulateur trouvé analytiquement est supérieur à celui donné par le logiciel car on a pris une mesure de sécurité quand on a multiplié par le 1,5.

II.4.7 Résultats de la simulation et discussions

Les principaux résultats de la simulation sur PVsyst seront présentés sous forme de graphiques et de tableaux et un rapport final sera donné par la suite, et enfin la faisabilité du système en générale sera également discutée.

II.4.7.a Diagramme d'entrée/sortie journalier

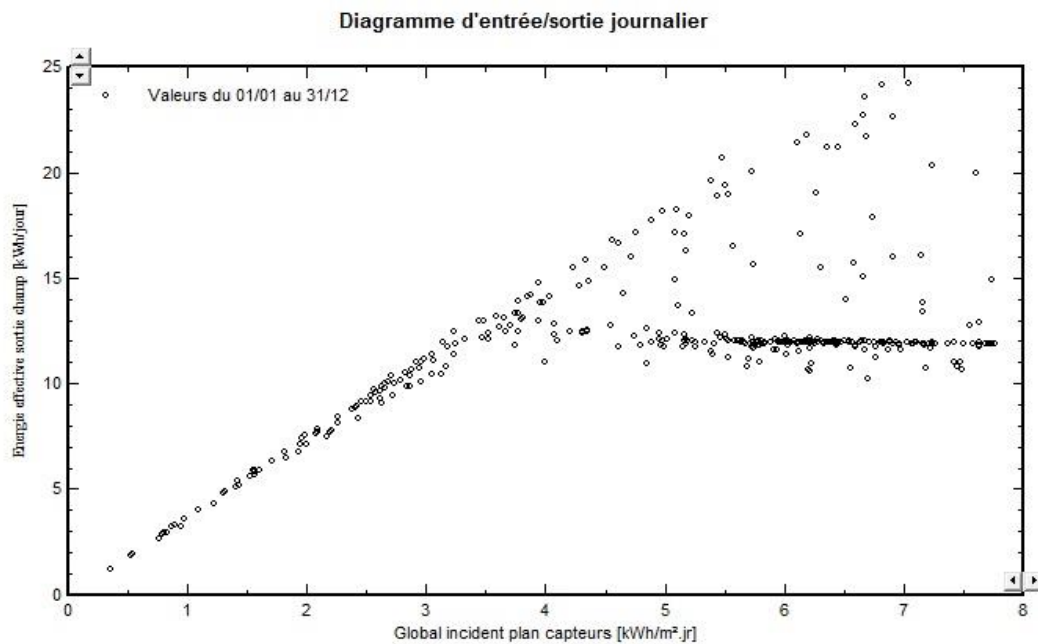


Figure II.24 : Diagramme d'entrée/sortie journalier de notre système.

Le diagramme d'entrée/sortie implique l'énergie produite par le système en fonction de l'irradiation d'entrée. Idéalement l'énergie absorbée devrait augmenter d'une façon linéaire avec l'irradiation à tout moment, ce graphique permet d'avoir une idée de la façon dont fonctionne le système et il donne les indications sur les jours inefficaces, et aussi il doit être aussi fort que possible sous-entendant fraction d'absorption bénéfique de l'énergie solaire, en d'autres termes une bonne efficacité de module.

Tous les points, il existe 365 correspondants à tous les jours de l'année, ils représentent la moyenne irradiation incidente de chaque jour et l'absorption correspondante.

Pour note cas le schéma illustre un système qui fonctionne bien et efficace indiqué par la plupart des points conservés sur la ligne la plus raide. Il y a cependant quelques jours qui diffèrent de la tendance, mais la partie principale des jours gisaient sur le proche de la ligne linéaire.

II.4.7.b l'Énergie fournie à l'utilisateur

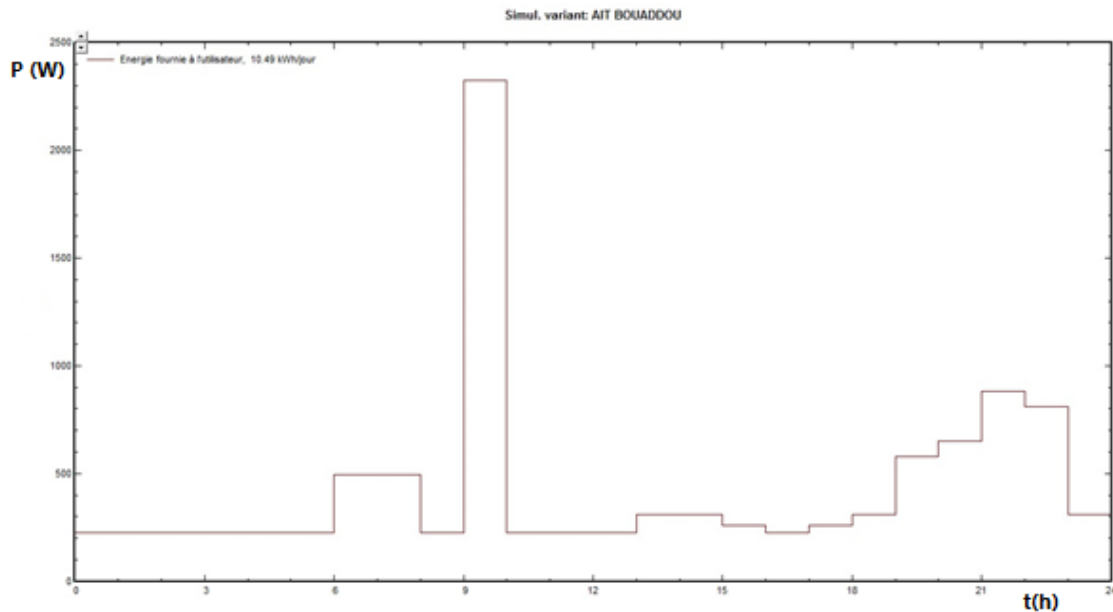


Figure II.25 : l'Énergie fournie à l'utilisateur au profil horaire de la journée.

A partir du diagramme on remarque que l'énergie fournie à l'utilisateur correspond à l'énergie demandée par le même l'utilisateur (figure II.19), on remarque une demande de puissance importante aux environs de 2400 W à 9h du matin, cela revient à l'utilisation de la machine à laver d'une puissance de 2100 W et d'autres outils de puissances moins importantes.

II.4.7.c Diagramme du besoin énergétique et l'énergie récupérée

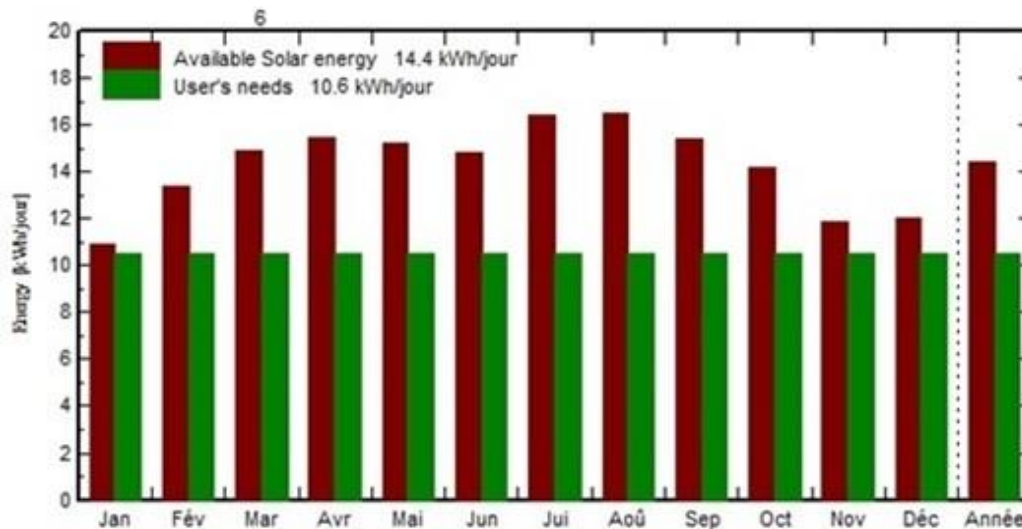


Figure II.26 : Diagramme de comparaison entre le besoin énergétique et l'énergie fournie à l'utilisateur.

Avec une demande constante d'énergie de 10,6 kWh environs par jour, et une production qui varie principalement en fonction de l'irradiation et de la température, à partir du diagramme on remarque que la production satisfait la consommation pour n'importe quel mois de l'année.

II.4.7.d Courant fourni à l'utilisateur

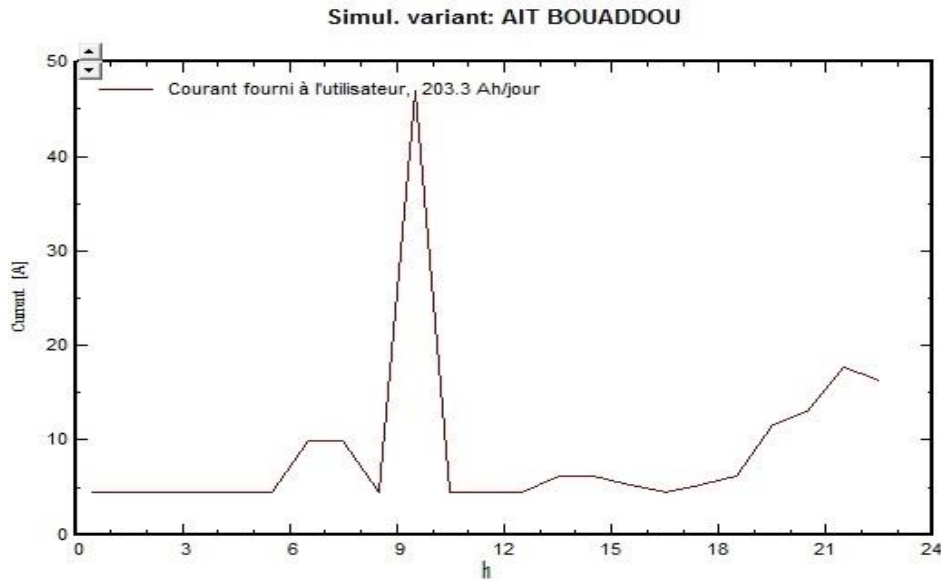


Figure II.27 : l'Allure du courant fourni à l'utilisateur au profil horaire de la journée

A partir de cette allure on remarque un pic de courant important à 9h du matin cela revient toujours à l'utilisation de la machine à laver à cette heure-ci.

II.4.7.e Tension moyenne des batteries

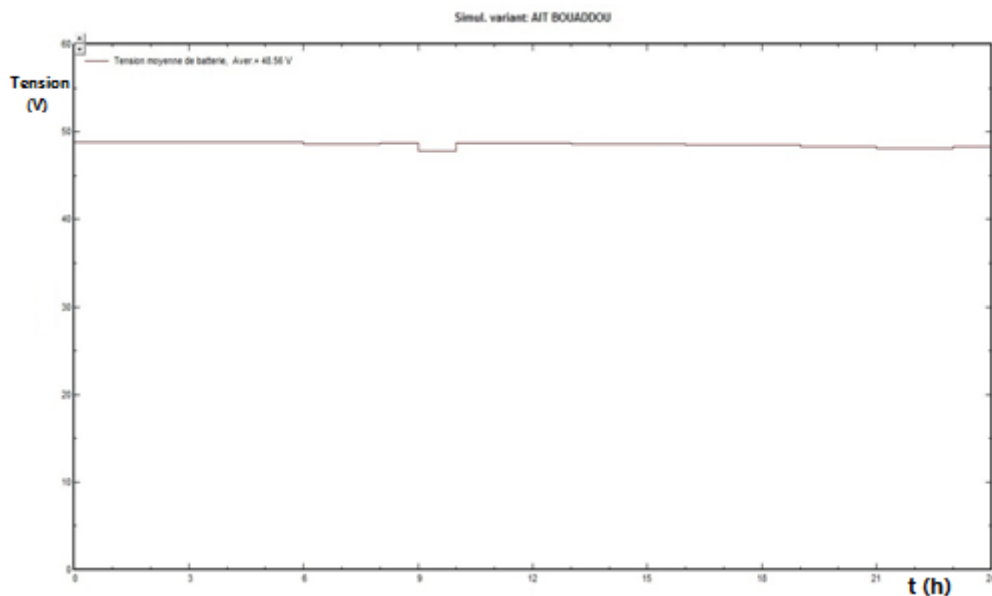


Figure II.28 : Tension moyenne des batteries au profil horaire de la journée.

On remarque que la tension moyenne des batteries est constante pendant toute la journée, elle est aux environs de 48V.

On remarque aussi une chute de tension à 9h du matin, cela revient aussi à l'utilisation de la machine à laver.

II.4.7.f Bilan des courants

AIT BOUADDOU
Bilans des courants dans le système

	IArray Ah	IBatCh Ah	IBatDis Ah	IBGass Ah	IBSelf Ah	EffBatI %	EffBatE %
Janvier	6936.7	5070.5	4479.3	41.1	10.5	600.38	589.59
Février	5896.1	4102.0	3974.4	48.9	9.5	727.37	715.46
Mars	6718.5	4438.2	4283.5	60.5	10.5	684.86	672.14
Avril	6598.8	4087.1	3889.3	56.4	10.2	738.47	725.64
Mai	6986.5	4275.8	4057.0	80.2	10.5	711.79	698.74
Juin	7075.1	4242.5	4017.5	77.2	10.2	718.78	703.88
Juillet	7646.9	4473.3	4201.6	76.3	10.5	685.85	670.93
Août	7643.0	4416.1	4150.4	70.6	10.5	696.05	680.31
Septembre	7002.0	4145.0	3946.8	77.3	10.2	730.60	715.92
Octobre	7180.5	4434.8	4203.1	78.1	10.5	687.42	672.82
Novembre	6407.8	4239.2	4237.2	55.7	10.2	716.49	702.40
Décembre	6793.6	4951.3	4536.5	25.7	10.5	612.86	603.22
Année	82885.5	52875.8	49996.6	747.9	123.6	143.93	140.79

Tableau II.4 : Bilan des courants dans le système.

A partir de ce bilan on remarque que le courant produit par les panneaux est supérieur au courant de charge, donc les batteries arrivent à se charger complètement (100%), pendant tous les mois de l'année, et le courant de décharge est inférieur au courant de charge ce qui résulte que les batteries ne se déchargent pas complètement, ce qui augmente leurs durées de vie.

II.4.7.g l'Energie manquante

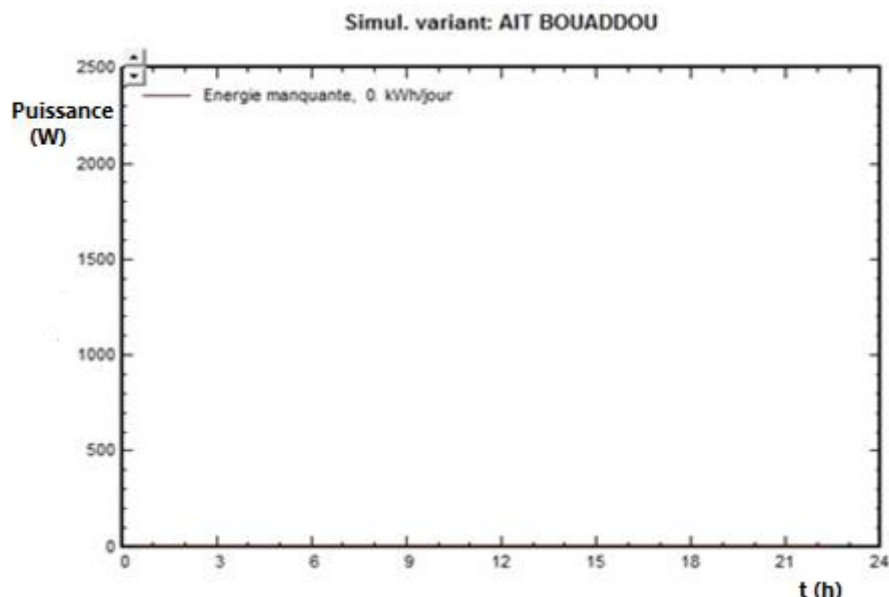


Figure II.29 : Energie manquante au profil horaire de la journée.

Aucune allure existante, toute l'énergie demandée est produite (fournie).

II.4.7.h Diagramme des pertes

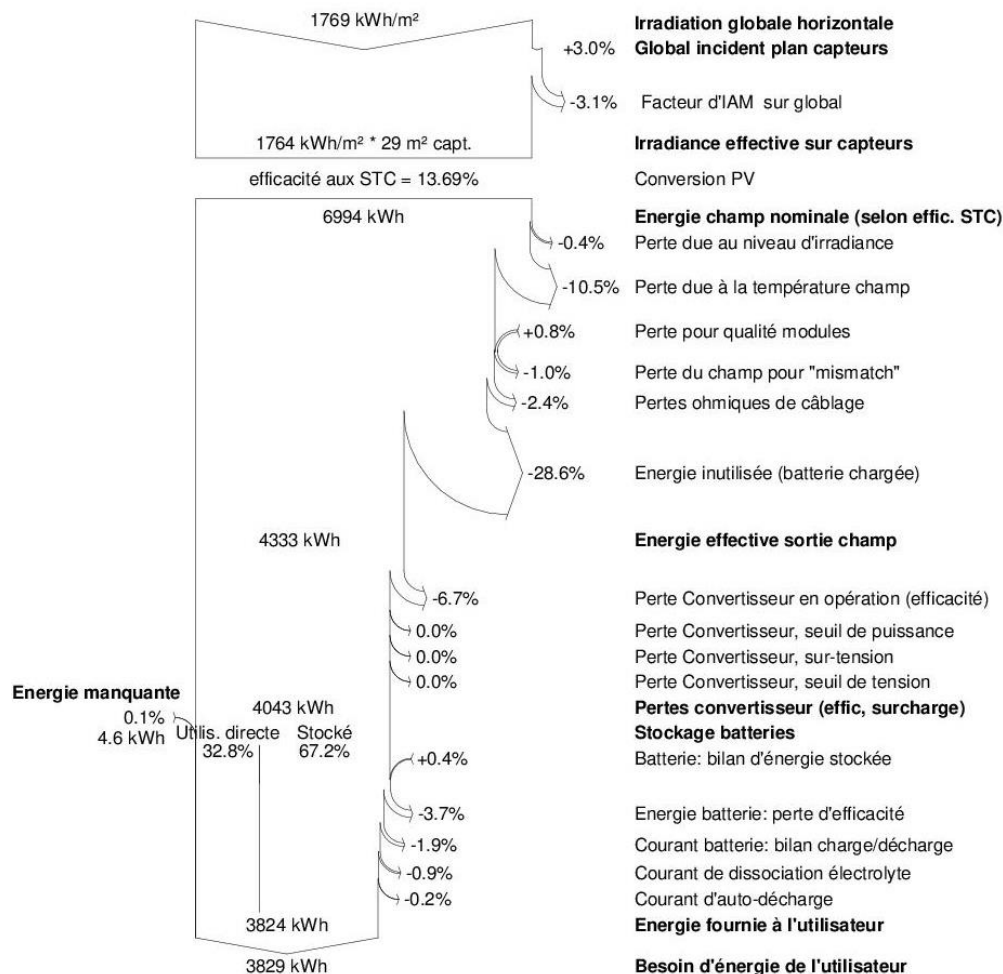


Figure II.30: Diagramme des pertes du système sur l'année entière

Le diagramme des pertes montre les énergies à différents niveaux du système, avec une évaluation des pertes à chaque stade.

Le diagramme des pertes donne un aperçu rapide de la qualité de la conception d'un système photovoltaïque, en identifiant les principales sources de pertes. Les petits boutons permettent de regrouper les pertes en sujets généraux (météo et optique, réseau photovoltaïque, système, utilisation d'énergie) ou pour étendre tout sujet à des pertes détaillées.

Le diagramme de perte est disponible pour toute l'année, ou pour chaque mois afin d'évaluer les effets saisonniers de pertes particulières. Dans les systèmes autonomes, le diagramme donne un détail de l'utilisation de la batterie, c'est-à-dire quelle partie de l'énergie transite efficacement par la batterie. La minimisation de l'utilisation de la batterie est d'une certaine importance pour la vie (nombre de cycles de charge / décharge).

NB: Chaque perte est définie comme le pourcentage de la quantité d'énergie précédente. Par conséquent, les valeurs en pourcentage ne sont évidemment pas additives, en groupant les pertes, le pourcentage global n'est pas la somme des valeurs détaillées! En passant, même si certaines

pertes individuelles ne sont pas très bien déterminées, les valeurs d'énergie à chaque étape principale de la simulation sont en principe calculées correctement.

II.4.7.i Le rapport final

PVSYST V6.63		12/08/17	Page 1/4
Système isolé avec batteries: Paramètres de simulation			
Projet :	Nouveau Projet		
Site géographique	AIT BOUADDOU	Pays	Algeria
Situation	Latitude 36.50° N	Longitude	4.11° E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU	Altitude 764 m
	Albédo 0.20		
Données météo:	AIT BOUADDOU	Meteonorm 7.1 (1991-2000), Sat=100% - Synthétique	
Variante de simulation : AIT BOUADDOU			
	Date de la simulation	12/08/17 à 19h05	
Paramètres de simulation			
Orientation plan capteurs	Inclinaison 56°	Azimut	0°
Modèles utilisés	Transposition Perez	Diffus	Perez, Meteonorm
Caractéristiques du champ de capteurs			
Module PV	Si-poly	Modèle	LG 220 P1C-G2
Custom parameters definition		Fabricant	LG Electronics
Nombre de modules PV		En série	2 modules
Nombre total de modules PV	Nbre modules	18	En parallèle 9 chaînes
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	3960 Wc	Puissance unitaire 220 Wc
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	51 V	Aux cond. de fonct. 3474 Wc (50°C)
Surface totale	Surface modules	29.0 m²	I mpp 69 A
			Surface cellule 26.3 m²
Facteurs de perte du champ PV			
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent) 0.0 W/m²K / m/s
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	13 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
Perte diode série	Chute de tension	0.7 V	Frac. pertes 1.2 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes -0.8 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes 1.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo 0.05
Paramètres du système			
	Type de système	Système isolé avec batteries	
Batterie	Modèle	PVX-2580L	
	Fabricant	Concorde	
Caractéristiques du banc de batteries	Tension	48 V	Capacité nominale 1195 Ah
	Nombre d'unités	4 en série x 5 en parallèle	
	Température	Fixée (20°C)	
Controller	Modèle	Universal controller with MPPT converter	
	Technologie	MPPT converter	Coeff. de temp. -5.0 mV/°C/elem.
Convertisseur	Efficacité maxi et EURO	97.0/95.0 %	
Battery management control	Threshold commands as	SOC calculation	
	Charge	SOC = 0.90 / 0.75	i.e. approx. 53.3 / 49.5 V
	Décharge	SOC = 0.20 / 0.45	i.e. approx. 46.5 / 48.3 V
Besoins de l'utilisateur :	Consomm. domestique moyenne	Constants sur l'année 10.5 kWh/Jour	

PVsyst Evaluation mode

Système isolé avec batteries: Besoins de l'utilisateur

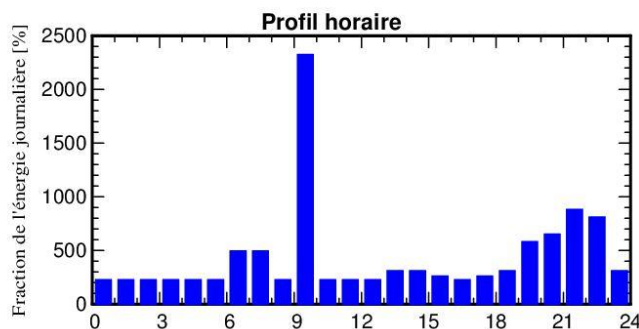
Projet : **Nouveau Projet**
 Variante de simulation : **AIT BOUADDOU**

Principaux paramètres système		Type de système	Isolé avec batteries	
Orientation plan capteurs		inclinaison	56°	azimut 0°
Modules PV		Modèle	LG 220 P1C-G2	Pnom 220 Wc
Champ PV		Nombre de modules	18	Pnom total 3960 Wc
Batterie		Modèle	PVX-2580L	Technologie cellée, AGM
batteries		Nombre d'unités	20	Tension / Capacité 48 V / 1195 Ah
Besoins de l'utilisateur		Consomm. domestique	Constants sur l'année	global 3829 kWh/an

Consomm. domestique, Constants sur l'année, moyenne = 10.5 kWh/jr

Valeurs annuelles

	Nombre	Puissance	Utilisation	Energie
Lamps (LED or fluo)	9	60 W/lampe	2 h/jour	1080 Wh/jour
TV / PC / Mobile	2	85 W/app	4 h/jour	680 Wh/jour
Climatiseur	1	1000 W/app	1 h/jour	1000 Wh/jour
Congélateur	1		24 Wh/jour	2300 Wh/jour
Machine à laver	1		1 Wh/jour	2100 Wh/jour
Refréfrigérateur	2	130 W tot	12 h/jour	3120 Wh/jour
Autres utilisations	1	70 W tot	3 h/jour	210 Wh/jour
Energie journalière totale				10490 Wh/jour



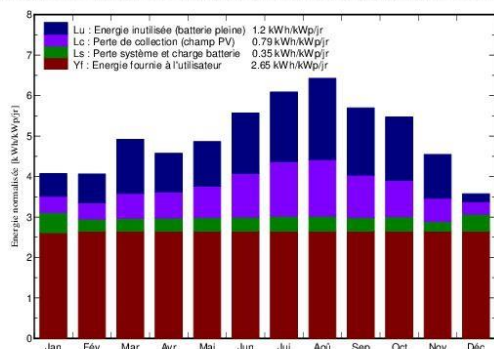
Système isolé avec batteries: Résultats principaux

Projet : **Nouveau Projet**
 Variante de simulation : **AIT BOUADDOU**

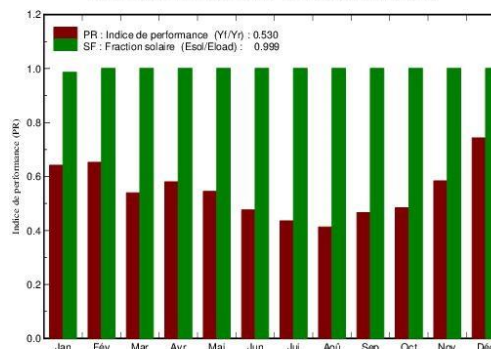
Principaux paramètres système	Type de système	Isolé avec batteries	
Orientation plan capteurs	inclinaison	56°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	LG 220 P1C-G2	Pnom 220 Wc
Champ PV	Nombre de modules	18	Pnom total 3960 Wc
Batterie	Modèle	PVX-2580L	Technologie cellée, AGM
batteries	Nombre d'unités	20	Tension / Capacité 48 V / 1195 Ah
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	global 3829 kWh/an

Principaux résultats de la simulation	Energie disponible	5777 kWh/an	Productible	1459 kWh/kWc/an
Production du système	Energie utilisée	3824 kWh/an	En excès (inutilisée)	1733 kWh/an
	Indice de performance (PR)	53.01 %	Fraction solaire (SF)	99.88 %
Besoins non satisfaits	Fraction du temps	0.1 %	Energie manquante	5 kWh/an

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 3960 Wc



Indice de performance (PR) et Fraction solaire (SF)



AIT BOUADDOU

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	GlobEff kWh/m²	E Avail kWh	EUnused kWh	E Miss kWh	E User kWh	E Load kWh	SolFrac
Janvier	74.1	123.8	425.3	68.6	0.000	320.6	325.2	1.000
Février	82.5	110.9	384.1	78.9	0.000	293.7	293.7	1.000
Mars	131.6	148.2	502.0	162.9	0.000	325.2	325.2	1.000
Avril	149.5	132.2	443.3	113.4	0.000	314.7	314.7	1.000
Mai	193.0	144.3	477.6	135.5	0.000	325.2	325.2	1.000
Juin	233.0	159.1	1.000	176.9	0.000	314.7	314.7	1.000
Juillet	257.4	180.4	556.9	210.9	0.000	325.2	325.2	1.000
Août	224.4	157.5	592.0	246.2	0.000	325.2	325.2	1.000
Septembre	155.5	165.8	527.5	196.8	0.000	314.7	314.7	1.000
Octobre	123.3	165.7	536.0	192.2	0.000	325.2	325.2	1.000
Novembre	81.5	133.6	447.6	127.8	0.000	314.7	314.7	1.000
Décembre	63.1	108.4	374.9	23.4	0.000	325.2	325.2	1.000
Année	1768.9	1764.4	5776.7	1733.5	4.590	3824.3	3828.8	1.000

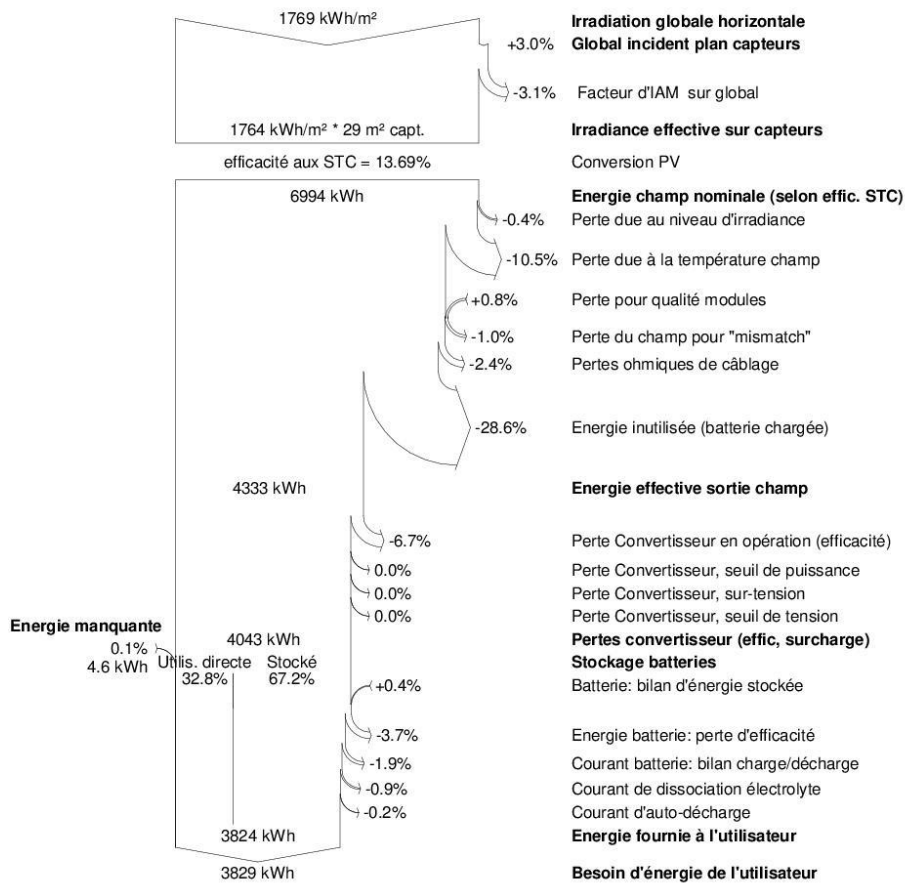
Légendes: GlobHor Irradiation globale horizontale E Miss Energie manquante
 GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages E User Energie fournie à l'utilisateur
 E Avail Energie solaire disponible E Load Besoin d'énergie de l'utilisateur
 EUnused Energie inutilisée (batterie chargée) SolFrac Fraction solaire (Eutile / Ebesoin)

Système isolé avec batteries: Diagramme des pertes

Projet : **Nouveau Projet**
 Variante de simulation : **AIT BOUADDOU**

Principaux paramètres système	Type de système	Isolé avec batteries		
Orientation plan capteurs	inclinaison	56°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	LG 220 P1C-G2	Pnom	220 Wc
Champ PV	Nombre de modules	18	Pnom total	3960 Wc
Batterie	Modèle	PVX-2580L	Technologie	cellée, AGM
batteries	Nombre d'unités	20	Tension / Capacité	48 V / 1195 Ah
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	global	3829 kWh/an

Diagramme des pertes sur l'année entière



II.5 Conclusion

Les installations photovoltaïques par leur caractère d'autonomie doivent être dimensionnées pour qu'elles fournissent de l'énergie dans les conditions les plus défavorables, afin d'aboutir à une meilleure optimisation des installations photovoltaïques qui demeurent l'objectif de tout installateur photovoltaïque.

Dans ce chapitre nous avons essayé de dimensionner notre installation photovoltaïque à l'aide de deux moyens différents, soit par un calcul analytique, ou par un logiciel de calcul, il s'avère que les deux moyens sont justes et ils aboutissent à des résultats presque identiques.

Nous avons présenté les étapes de dimensionnement d'un système photovoltaïque à l'aide du logiciel PVsyst. A base des résultats de simulation, nous pouvons conclure que notre système permet de produire une quantité d'énergie qui satisfait nos besoins pour tous les mois de l'année.

Enfin, le terme « pertes » avec toutes ses formes ont une influence sur l'énergie produite par le système, d'où la nécessité d'opter pour :

- Un calcul juste et précis, (minimisation des erreurs).
- Une meilleure technologie des composants, bon rendement (convertisseur, batteries, modules...).
- Une meilleure orientation et inclinaison, (capter le maximum d'énergie).

Chapitre III

Etude technico-économique
d'un système photovoltaïque
autonome – réseau
SONELGAZ.

III.1 Introduction

Au cours de la dernière décennie, le marché photovoltaïque a été caractérisé par une croissance mondiale significative. Ceci est, notamment dû au fait que le photovoltaïque est une technologie mature, solidement implantée et caractérisée par une efficacité de production d'énergie pouvant durer 25 ans. Cette technologie a la capacité de transformer l'énergie solaire, qui est une des plus abondantes, utiles et efficaces sources d'énergie renouvelable, en une ressource énergétique relativement bon marché. Le contexte Technico-économique et la politique énergétique propre à chaque pays favorable au développement des énergies renouvelables. Grâce à cela, le photovoltaïque est devenu un moyen attractif de production d'électricité associé à un faible niveau d'émission de CO₂, comparé aux autres sources d'énergie.

Ce chapitre a pour objectif de déterminer si les installations photovoltaïques sont rentables d'un point de vue économique (financier), énergétique et environnemental. Afin de réaliser une étude complète du photovoltaïque.

III.2 Le secteur du photovoltaïque et son évolution à travers les dernières années

Au cours des quinze dernières années, le marché du photovoltaïque a connu une croissance sans précédent à travers le monde. La technologie photovoltaïque est sur le point de devenir une part compétitive du marché de production d'électricité au sein de l'Union Européenne et une part non négligeable du mix énergétique mondial. Cependant la plupart des progrès réalisés au cours des dernières années ont été hétérogènes et varient de pays en pays, notamment en fonction des systèmes de soutien établis.

III.2.a Evolution de la capacité photovoltaïque installée

Avec plus de 178 GW installés à la fin de l'année 2014, le marché photovoltaïque continue son ascension fulgurante à travers le monde. Entre 2000 et 2008, le taux de croissance moyen annuel de la capacité globale installée a augmenté de manière exponentielle en Europe. Cette croissance peut être expliquée par la combinaison de la réduction des coûts de production et par les supports apportés par les gouvernements. Après un fort développement, le marché européen a ralenti en 2013, tendance qui se confirme en 2014. L'Europe reste, cependant, un acteur majeur dans le développement du photovoltaïque avec plus 88 GW installés en 2014.

S.P.E (2015) a estimé le développement futur du PV en considérant deux scénarios : fort et faible. Le premier suppose un environnement favorable accompagné d'une volonté politique forte et le second suppose un scénario pessimiste sans amélioration des conditions d'investissement. Selon les prévisions, le marché PV devrait continuer sa croissance quel que soit le scénario, au moins jusqu'en 2019, et atteindre une capacité cumulée variant entre 396 et 540 MW.

III.2.b Evolution des coûts du secteur photovoltaïque.

La croissance mondiale de la demande en énergie et la consommation des ressources énergétiques augmentent les émissions de gaz à effet de serre et provoquent, par conséquent, une augmentation du réchauffement climatique. Ce problème, plus que jamais actuel, représente une motivation à la recherche et aux investissements destinés à améliorer l'efficacité énergétique et la réduction du prix des énergies renouvelables.

La croissance de l'usage de modules PV dans le futur dépend essentiellement de la minimisation de ses coûts de production et de son prix. C'est pourquoi, depuis les dernières années, les

chercheurs se sont concentrés sur la technologie photovoltaïque et sur l'amélioration de son efficacité et la réduction de ses coûts. Par conséquent, les panneaux PV peuvent, aujourd'hui, être fabriqués à plus faible coût et avec une meilleure efficacité que dans le passé. Selon l'IEA (2014), les coûts de production par watt sont réduits chaque année. Cette réduction est due notamment à l'adoption de main d'œuvre bon marché et à la production de masse, permettant la réalisation d'économies d'échelle.

Le prix des panneaux photovoltaïques est le facteur le plus important de son développement. Celui-ci dépend, en grande majorité de trois facteurs :

- L'efficacité des panneaux : des modules caractérisés par une efficacité élevée produiront plus d'énergie par mètre-carré.
- L'analyse de coût de l'installation du système PV : Le prix des panneaux dépend, par conséquent, également de la durée de vie du système.
- La capacité de la technologie PV : Lorsque la capacité des systèmes PV augmente, les améliorations technologiques et les économies d'échelle deviennent plus importantes, ce qui a pour effet de diminuer leur coût.

Hearps & McConnell (2015) ont étudié le prix de différentes technologies photovoltaïques et son évolution, et ont constaté que le prix des panneaux cristallins a diminué de 60% entre 2009 et 2015. Au fur-et-à-mesure que l'industrie photovoltaïque se développe, le coût des modules PV décroît.

Le coût des autres composants du système PV joue aussi un rôle important dans la réduction du coût des systèmes. Selon une étude réalisée par EPIA (2011), le pourcentage des modules PV dans le prix du système global est de 40-60%, et aussi le stockage pour les systèmes autonome est de 40-60%, selon la technologie utilisée. L'onduleur correspond approximativement à 10% du coût total et les coûts restants correspondent aux coûts des autres composants et aux coûts d'installation.

En 2010, les coûts relatifs à la production d'électricité d'un large système PV étaient de 0,29 €/kWh dans le nord de l'Europe. L'analyse du coût courant de systèmes PV installés au sol réalisée par Fraunhofer ISE (2015) indique qu'en Allemagne, le prix de l'électricité PV d'une grande installation a diminué de 0,40 €/kWh en 2005 à 0,09 €/kWh en 2014. L'étude prévoit que ce prix va encore diminuer dans le futur. En général, le coût par kilowattheure (€/kWh) est utilisé pour comparer le prix de l'électricité photovoltaïque à d'autres sources de production électriques, mentionné dans le tableau suivant.

Source d'énergie	Hydraulique	Nucléaire	Gaz	Eolien On shore	Solaire	Eolien Offshore
Le coût (€/KWh)	0,015 à 0,02	0,049	0,07 à 0,1	0,082	0,09	0,18

Tableau III-1 : Comparaison du coût (€/KWh) des différentes technologies énergétiques (2014) [49].

	2005	2010	2014	2015
Prix au KWh (€/KWh)	0,4	0,29	0,09	0,087

Tableau III-2 : Synthèse des études concernant le coût de photovoltaïque en Europe [49].

III.3 Aspects politiques des énergies renouvelables et du photovoltaïque

Ce qui est cité précédemment démontre que le marché du photovoltaïque est en croissance, partout dans le monde, y compris en Algérie, et que la croissance semble se poursuivre dans le futur. Cette croissance est due, selon une étude d'**Edora (2009)** au changement climatique, à la volatilité du prix du pétrole et à la sécurité d'approvisionnement énergétique. Le contexte Technico-économique mais surtout la politique énergétique des pays sont favorables au développement des énergies renouvelables.

Selon le cinquième rapport d'évaluation du **GIEC**, « le réchauffement climatique est sans équivoque ». Ce constat résulte de l'activité humaine, qui émet des gaz à effet de serre. Or, les émissions directement liées au secteur de l'énergie représentent environ les deux tiers des émissions, soit environ 32 Gt/an. Le prix du marché ne reflète pas ces coûts environnementaux, ce qui implique que l'équilibre offre/demande ne se réalise pas à un niveau optimal. Les Etats, notamment européens, ont, par conséquent, progressivement introduit des incitations en faveur de la production renouvelable, afin de réduire le taux d'émissions de gaz à effet de serre et le réchauffement climatique. Les politiques énergétiques de beaucoup de pays, accordent une importance particulière à la durabilité environnementale de la production d'énergie. Le challenge est d'atteindre cet objectif avec une production d'énergie compétitive [49].

III.3.a Politique énergétique de l'Algérie

La théorie économique portant sur l'efficacité des marchés suggère que la manière la plus rentable pour diminuer les émissions est de définir un prix approprié pour celles-ci. Le marché va identifier la technologie la moins coûteuse pour atténuer les émissions et, de ce fait, minimiser les coûts pour la société. Le marché n'étant pas parfait, des politiques peuvent être nécessaires et doivent parfois être adoptées pour encourager l'utilisation de technologies à faible émission et pour décourager celle de technologies à forte émission. Ces politiques se rencontrent notamment sous la forme de régulations et de subsides.

Aujourd'hui, l'énergie utilisée par les sociétés est issue à 80 % des énergies fossiles et non renouvelables (charbon, gaz naturel et pétrole). La demande et la consommation des énergies ne cessent d'augmenter et les réserves mondiales des énergies fossiles s'épuisent ; les énergies dites renouvelables sont encore du domaine de la recherche et présentent la solution alternative. L'Algérie est parmi les pays riches en énergies fossiles et renouvelables le taux d'irradiation solaire dans le Sahara est le plus élevé dans la méditerranée. L'économie algérienne se base principalement sur l'exportation des énergies fossiles épuisables et polluantes, chose qui la rend vulnérable. Pour cela les autorités publiques algériennes ont élaboré un nouveau programme énergétique qui a pour but le développement des énergies renouvelables. Il sera notamment axé sur l'énergie solaire et éolienne. Le but principal de cette nouvelle politique est de préparer le pays à l'ère post-pétrolière et permettre aux populations, en sites enclavés et hors réseau conventionnel, de bénéficier également des avantages indéniables de l'énergie électrique et calorifique à partir des sources d'énergies renouvelables localement disponibles et aisément mobilisables avec les techniques et les technologies mûres actuelles[50] .

La promotion et le développement des énergies renouvelables en Algérie s'inscrivent dans un cadre de développement durable ayant comme objectif : la protection de l'environnement en favorisant le recours à des sources d'énergie non polluantes, la contribution à la lutte contre le réchauffement climatique en limitant les émissions de gaz à effet de serre, la participation à la

politique nationale en matière d'aménagement du territoire par la valorisation des gisements énergétiques renouvelables[51] .

En 2030, les énergies renouvelables représenteront 40 % par rapport à la production locale, soit plus de 22.000 mégawatts.

En effet, 12.000 mégawatts seront utilisés localement dont 3000 mégawatts concernent le photovoltaïque, 400 l'éolien et le reste est relatif au solaire, sachant que Hassi R'mel peut fournir l'essentiel en énergie solaire. En Algérie le soleil brille plus de 3 200 heures par an [52].

III.4 Caractéristiques du Photovoltaïque et fondamentaux économiques

III.4.a Caractéristiques spécifiques du photovoltaïque

Les énergies renouvelables sont utilisées, en complément des énergies traditionnelles, dans le but de réduire les émissions de CO₂ et d'assurer la provision d'électricité en réduisant la dépendance au marché primaire.

Par définition, l'énergie solaire est illimitée dans le temps et est caractérisée par un potentiel considérable. Cependant, cette énergie est reçue de manière diffuse et intermittente du fait des contraintes climatiques et des cycles jours/nuits. L'énergie PV est, de plus, aléatoire puisqu'il est impossible de prédire avec certitude et précision sa production. Ce qui signifie que pour pouvoir répondre à la demande à tout moment, d'autres sources doivent être disponibles en complément des énergies renouvelables, ou bien de se munir d'un dispositif de stockage (batteries) dans le cas d'une installation (autonome, semi-autonome) pour pouvoir palier les creux de production.

A. Période analysée et durée de vie

La période analysée correspond à la longueur de temps sur laquelle on considère les coûts et bénéfiques d'un projet lors de l'évaluation économique. Cette période diffère selon que l'on considère la durée de vie d'utilité d'un projet ou sa durée de vie économique. La durée de vie d'utilité d'un projet correspond à la période durant laquelle l'investissement continue à produire de l'électricité. Tandis que sa durée de vie économique correspond à la période durant laquelle l'investissement produit à un coût minime compte tenu des exigences demandées.

La durée de vie d'un système photovoltaïque est estimée à 25 ans, une certaine garantie de production est donnée à 90% jusqu'à 12 ans et de 80% jusqu'à 25 ans).

B. Irradiation solaire et durée d'ensoleillement

Le rendement d'un panneau PV est fortement influencé par l'irradiation solaire et la durée d'ensoleillement et, par conséquent, par leur localisation et leur orientation, Si on considère la répartition de l'ensoleillement sur une année, chaque mètre carré de sol reçoit en moyenne une quantité d'énergie solaire égale à 1000 kWh/an en Algérie [52].

Afin de maximiser la production d'électricité d'une installation photovoltaïque, il convient d'orienter les modules de façon optimale dans le but de capter un maximum du rayonnement solaire [49]. De manière générale, en Algérie la majorité des installations PV sont orientées entre le sud-est et le sud-ouest avec une inclinaison comprise entre 15° et 60° [52].

C. Coefficient de performance et taux de dégradation

Le coefficient de performance correspond à la différence entre le taux de performance des modules, produit de l'irradiation et du rendement des modules, et la génération actuelle d'énergie. Un coefficient par défaut égal à 0,80 pour les installations au sol est recommandé. Cette valeur prend en compte la dégradation des modules due à l'âge. Dans le cas de la production d'électricité renouvelable, le taux de dégradation correspond à la diminution du rendement de l'installation tout au long de sa durée de vie. La détermination et la prise en considération de ce taux sont essentielles pour prédire avec le plus de précision possible la production d'électricité d'un système PV. Financièrement, ce taux est également très important puisqu'un taux de dégradation élevé implique une production d'énergie inférieure.

Pour une technologie PV mature, un taux de dégradation linéaire égal à 0,5% par an est souvent recommandé. L'étude menée par **Jordan & Kurtz (2013)**, confirme cette recommandation en concluant que la valeur médiane du taux est de 0,5 %/an.

D. Taux d'autoconsommation

Le taux d'autoconsommation annuel correspond au pourcentage d'électricité PV qui est directement consommé dans le bâtiment où elle a été produite durant l'année. Le taux d'autonomie est le pourcentage de la consommation électrique du bâtiment qui est directement alimenté par l'installation PV durant l'année. L'autoconsommation permet de réaliser des économies sur la facture d'électricité. Si la production PV n'est pas suffisante pour couvrir l'entièreté de la consommation en électricité.

III.5 Aspects économiques et financiers

Le photovoltaïque s'est fortement développé ces dernières années suite à la volonté croissante des individus et des organisations de diminuer leur impact carbone. Par ailleurs, les projets de production d'énergies renouvelables sont caractérisés par un investissement initial conséquent avec des bénéfices répartis tout au long de la durée de vie du système de production. Le financement d'un investissement énergétique peut donc altérer sa viabilité économique. C'est pourquoi, il semble intéressant d'étudier les différents modes de financement possibles afin d'identifier ceux qui favorisent les investissements dans les économies d'énergie.

Deux moyens de financement adaptés à l'installation d'un système photovoltaïque seront développés : les mécanismes basés sur les contrats d'énergie, appelés tiers-financement et les mécanismes standards d'investissement, financement interne ou via emprunt bancaire. Le choix du mode de financement est crucial dans l'évaluation de la rentabilité d'un projet photovoltaïque

III.6 Analyse environnementale et énergétique

La production d'électricité issue du photovoltaïque est présumée renouvelable, propre et verte, à un niveau local et voire même global. La production d'électricité photovoltaïque n'émet pas de gaz à effet de serre et n'est pas limitée par des ressources finies. Le PV est même considéré, par certains, parmi les moyens les plus efficaces de réduction de l'utilisation des moyens de production d'électricité conventionnels et de leurs impacts négatifs sur l'environnement. Cependant, aucune énergie n'est à 100% verte. Avant de produire de l'électricité, la production et l'installation des systèmes photovoltaïques, ainsi que plus tard leur démantèlement et leur recyclage nécessitent une dépense d'énergie qui doit être « remboursée » avant que le

photovoltaïque ne soit considéré comme renouvelable et vert, Les différentes phases du cycle de vie de systèmes photovoltaïques impliquent donc la production d'externalités négatives dues à la pollution de l'air qui provoque des dommages considérables à la santé humaine, florale et à la faune. Ces externalités engendrent des coûts qui ne sont pas reflétés dans le prix de l'électricité produite. Dès lors, pendant la prise de décision, ces coûts externes doivent être pris en considération et peuvent être internalisés via des taxes, des permis ou d'autres régulations environnementales [49].

III.7 Le prix des panneaux solaires en Algérie

Le groupe algérien, spécialisé dans l'électronique, **Condor**, dont le siège social est basé à Bordj Bou Arréridj a communiqué le prix des panneaux photovoltaïques fabriqués dans son unité Energie Solaire. Le coût moyen du Watt annoncé, en hors taxes, est de 95 DA. Il s'agit de panneaux photovoltaïques monocristallins et polycristallins dont la puissance varie entre 70 Watts et 285 Watts. La division "énergies renouvelables" du groupe précise que les panneaux en question sont déjà disponibles en stock et que d'autres puissances peuvent être fabriquées sur commande [52].

Code	Désignation	Prix unitaire hors taxes
CEM90M-36	Panneau Solaire 90 W Mono	8 550 DA
CEM100M-36	Panneau Solaire 100 W Mono	9 500 DA
CEM200M-72	Panneau Solaire 200 W Mono	19 000 DA
CEM70P-18	Panneau Solaire 70 W Poly	7 000 DA
CEM145P-36	Panneau Solaire 145 W Poly	13 050 DA
CEM235P-60	Panneau Solaire 235 W Poly	21 150 DA
CEM240P-60	Panneau Solaire 240 W Poly	21 600 DA
CEM280P-72	Panneau Solaire 280 W Poly	25 200 DA
CEM300P-72	Panneau Solaire 300 W Poly	32 000 DA

Tableau III-3 : Coûts des différents panneaux solaires « CONDOR » [52].

III.8 Estimation du prix de notre installation photovoltaïque autonome

Caractéristiques et prix des composants [53] :

- ✚ Panneau photovoltaïque : **Condor CEM300P-72.**
- Puissance maximale : 300W.

Prix d'un panneau : 32 000 DA.

- ✚ Batteries solaires : **ENERSOL.**
- Capacité nominale: 250 Ah.
- Tension : 24V.

Prix d'une batterie : 30 000 DA.

✚ Régulateur : **Solaire STECA Power Tarom 4140.**

- Tension : 48V.
- Courant maximal à l'entrée du régulateur : 140A.
- Courant de sortie maximal du consommateur : 70A.

Prix d'un régulateur : 27 000 DA.

✚ Onduleur : **Steca Xtender XTH 8000-48**

- Tension : 48V
- Puissance : 8000W

Prix d'un onduleur : 16 300 DA.

En utilisant la même méthode de dimensionnement du chapitre précédent, mais avec les technologies et les prix cités ci-dessus, après un calcul, on trouve :

- Panneaux photovoltaïques **16**
- Batteries **10**
- Régulateurs **1**
- Onduleurs **1**
- Câblage **112 m**

Désignation	Nombre	Prix unitaire (DA)	Sous Total (DA)
Panneaux photovoltaïques	16	32 000	512 000
Batterie	10	30 000	300 000
Régulateur	1	27 000	27 000
Onduleur	1	16 300	16 300
Câblage	112 m	-	9 260
1,5 mm ²	86 m	35	
04 mm ²	06 m	75	
16 mm ²	12 m	250	
35 mm ²	08 m	350	
Prix total TTC			1 027 067

Tableau III-4 : Estimation du coût des composants de notre installation.

On ajoutant au prix des composants, le prix de l'installation (main d'œuvre) donnée par une entreprise d'installations photovoltaïques ([voir annexe F](#)) qui est de : 101 983 DA.

Donc le prix total sera de : 1 027 067 + 101 983 = **1 129 050 DA.**

III.9 Le cout de notre consommation d'énergie électrique (réseau SONELGAZ).

Actuellement, la SONELGAZ facture la consommation trimestrielle comme suit : Les premiers 125 kWh sont facturés à : 1,7787 DA le kWh par trimestre, la deuxième tranche est relative aux consommations comprises entre 125 et 250 kWh/trimestre sont facturés à : 4,1789 DA le kWh, les tranches 3 et 4 sont celles dont la consommation est comprise respectivement entre 250 et 1000 kWh/trimestre et plus de 1000 kWh/trimestre. Pour celles-ci, les prix seront désormais de : 4,812 et 5,4796 DA le kWh.

Pour bien comprendre comment calculer le coût de votre consommation électrique trimestrielle, on prend comme exemple, la consommation pendant le 4^{ème} trimestre (la plus élevée) de l'année 2016 qui vaut 1130 kWh (voir annexe E) de la même habitation étudiée au chapitre précédent. Le calcul du cout de cette consommation se fait en quatre tranches :

- Tranche 1 :

$$125 \text{ kWh} \times 1,7787 \text{ DA} = \mathbf{222,337 \text{ DA}}$$

La TVA sur la première tranche est de 7%

$$222,337 \times 0,07 = \mathbf{15,563 \text{ DA}}$$

- Tranche 2 :

$$125 \text{ kWh} \times 4,1789 \text{ DA} = \mathbf{522,362 \text{ DA}}$$

La TVA sur la deuxième tranche est de 7%

$$522,362 \times 0,07 = \mathbf{36,565 \text{ DA}}$$

- Tranche 3 :

$$(1000 - 250) \text{ kWh} \times 4,8120 \text{ DA} = \mathbf{3609 \text{ DA}}$$

La TVA sur la troisième tranche est de 17%

$$3609 \times 0,17 = \mathbf{613,53 \text{ DA}}$$

- Tranche 4 :

$$(1130 - 1000) \text{ kWh} \times 5,4796 = \mathbf{712,348 \text{ DA}}$$

La TVA sur la quatrième tranche est de 17%

$$712,4 \times 0,17 = \mathbf{121,099 \text{ DA}}$$

Le coût total de la consommation (montant à payer) vaut :

$$222,337 + 15,563 + 522,362 + 36,565 + 3609 + 613,53 + 712,348 + 121,099 = \mathbf{5852,80 \text{ DA}}$$

On ajoutant les taxes :

- Droit fixe : 100 DA.
- Taxe d'habitation : 75 DA.
- Droit de timbre : Chaque 100 DA du montant on doit payer 1DA. pour notre cas c'est : 59 DA.

Dans le cas où la 2^{ème} tranche est dépassée, des primes fixes doivent être payées :

- Prime fixe : 78,66 DA avec 7% de TVA, cela donne : 84,17 DA

Alors le montant total à payer est de : **6170,97 DA.**

NB : En application à la nouvelle loi de finance 2017, la TVA a augmentée de 2%:

- De 7% à 9%.
- De 17% à 19%.

Cette hausse de TVA est appliquée à partir du 2^{ème} trimestre 2017.

Pour les autres trimestres la procédure de calcul est la même, juste les tranches qui diffèrent car y a des saisons ou on n'atteint pas la 4^{ème} tranche, et peut être même la 3^{ème}.

Le tableau suivant représente le cout annuel (4 saisons) de la consommation d'électricité pour l'année 2016 (voir annexe E).

Trimestre	Consommation (kWh)	Coût (DA)
1	784	4 100,438
2	983	5 232,816
3	1130	6 170,97
4	860	4 533,321
Total	3760	20 037,545

Tableau III.5 : Estimation du coût annuel de la consommation d'électricité de notre habitation.

Comme la durée de vie moyenne d'une installation photovoltaïque est de 25 ans, alors le coût de consommation énergétique pour une même durée est de :

$$20\,037,545 \times 25 = \mathbf{500\,938,625\ DA.}$$

Si on compare le prix de la SONELGAZ au prix de l'installation photovoltaïque on voit que l'alimentation par le réseau SONELGAZ est moins chère.

Plus précisément cette comparaison doit être faite pour un site isolé non alimenté auparavant par le réseau SONELGAZ, il faut donc rajouter au coût total de consommation le coût de l'extension de la ligne basse tension qui s'éloigne de 500 mètres par exemple par rapport à la maison à alimenter. En se référant aux prix de la société nous avons calculés le prix de l'extension comme suit :

Désignation des travaux	Unit é	Quantité	Prix unitaire (DA)	Montant (DA)
Raccordement réseau BT/Aérien	Km	0,5 Km	2 795 000	1 397 500
Participation client (65% de 1 397500 DA)				908 375
Réalisation branchement 2 fils		1	5 652,18	5 652,18
Coffret compteur		1	1 563,18	1 563,18
Fourniture et pose disjoncteur		1	1 956,52	1 956,52
Frais généraux 15%				137 632,03
TVA 19%				200 483,99
Montant total				1 255 662,91

Tableau III-6 : Coût de l'extension de la ligne basse tension donnée par la SONELGAZ.

Le montant total de l'extension est de **1 255 662,91 DA**, et pour retrouver le montant global d'investissement en alimentant avec le réseau SONELGAZ, il faut additionner le coût total de consommation avec le montant total de l'extension.

Montant total d'investissement = 500 938,625 + 1 255 662,9 = 1 756 601,53 DA

L'étude faite sur 25 ans pour les deux projets d'investissement indique que le coût de l'installation d'un système photovoltaïque autonome en site isolé revient moins cher par rapport à l'alimentation par le réseau SONELGAZ.

III.9 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons fait une comparaison économique entre le coût de l'installation PV et de l'alimentation par le réseau SONALGAZ (sans extension), l'étude nous permet de conclure que si nous satisférons nos besoins énergétiques en installant un système PV, ça va nous coûter plus cher en comparant à une alimentation par le réseau SONELGAZ, Donc on peut suggérer qu'une subvention étatique doit être mise à la disposition des investisseurs (particuliers) de ce genre, afin de répondre à certains critères mis en jeu par la politique énergétique du pays. Mais par contre pour un site isolé, une installation PV autonome permet à son propriétaire d'éclairer sa maison contre une facture moins coûteuse par rapport à l'alimentation par le réseau SONELGAZ (avec extension). Enfin, pour une installation photovoltaïque autonome, il faut trouver le meilleur compromis entre les besoins en électricité et le coût d'investissement.

Cependant, la rentabilité de système PV est dépendante des choix réalisés par l'investisseur (propriétaire), de plus la décision d'investir dans ce type de projet est également fortement influencée par la politique énergétique et l'environnement fiscal du pays concerné, l'étude nous permet de conclure que les grandes installations photovoltaïques peuvent être considérées comme un mode de production propre ainsi que comme un moyen de contribution à la sauvegarde de notre environnement.

Ces particularités économiques et environnementales font du photovoltaïque l'une des filières les plus prometteuses et les mieux adaptées à moyen et long terme pour la production mondiale d'électricité. Ces éléments, combinés à la diminution du coût des systèmes, expliquent la croissance fulgurante du photovoltaïque dans le monde, en termes de capacité installée. Les perspectives de croissance restent encourageantes dans les prochaines années.

Conclusion Générale

Le regain actuel d'intérêt pour les énergies renouvelables en l'occurrence le photovoltaïque est dû sans aucun doute à la prise de conscience mondiale qui débouche sur la nécessité de revoir les politiques énergétiques, à la fois pour lutter contre les émissions de CO₂ et pour prévenir une pénurie énergétique majeure. Les soubresauts récents du cours des fossiles le montrent bien : l'énergie est plus que jamais un enjeu majeur des sociétés modernes.

En considérant la valeur réelle des énergies, les sources renouvelables deviennent tout à fait compétitives et les fossiles devraient être utilisées comme stockage exceptionnel permettant par exemple de passer les périodes d'ensoleillement faibles (lorsque le photovoltaïque ne produit pas) ou le vent faible (en secours de la source éolienne) dans des sources multiples ou l'on tire parti du potentiel maximal des renouvelables.

On estime qu'actuellement plus de deux milliards de personnes ne sont pas reliés à un réseau électrique et ne le seront pas dans un avenir proche. En fait la majorité d'entre elles ne sera jamais reliée à un réseau national pour des questions de rentabilités liées à l'éloignement, à la faible densité de population, à la pauvreté ou au manque de besoins.

Pour ces populations, des systèmes photovoltaïques autonomes peuvent jouer un rôle très important en apportant une solution réellement économique pour couvrir les besoins au moins de bases en électricité.

De plus, en terme de rentabilité pure, l'énergie solaire photovoltaïque est aussi une excellente solution technique, hors des zones électrifiées, dans un grand nombre d'applications domestiques et même professionnelles où elle rend un service d'autonomie irremplaçable.

Il est alors recommandé pour les régions isolées d'investir d'avantage dans les panneaux solaires pour plusieurs raisons à savoir :

- Le coût économique du projet d'une installation photovoltaïque jugé moins important que le coût proposé par la SONELGAZ.
- Absence de coupure ce qui est fréquent chez le réseau SONELGAZ.
- Consommation gratuite après l'installation.
- Possibilité de bénéficier d'énergie électrique même dans les endroits complètement isolés.
- Rapidité de réalisation du projet contrairement au projet SONELGAZ dont la procédure administrative est de plus en plus retardée.
- La contribution à la protection de la nature et à sauvegarde la de la planète.

Le paysage énergétique change, les acteurs dans ce métier se multiplient, les techniques évoluent, l'information et la formation sont plus que jamais indispensables.

Pour les travaux futurs nous préconisons :

- La connexion de notre système PV au réseau de distribution.
- L'association du photovoltaïque avec une autre source renouvelable afin d'aboutir à un système Hybride.

Annexes

Annexe A

Définition d'un module PV

Données de base | Données additionnelles | Paramètres modèle | Dimensions et Technologie | Commercial | Graphiques

Modèle: LG 220 P1C-G2 Fabricant: LG Electronics

Nom fichier: LGElectronics_LG220_P1C_G2.1 Source données: Manufacturer 2011

Puissance n: 220. Wp Tol. +/-: 0.0 3.0 % Technologie: Si-poly

Spécifications fabricant ou autres mesures

Cond. de référence:	GRef	1000	W/m ²	TRef	25	°C
Courant de court-circuit	Isc	8.210	A	Circuit ouvert V _{oc}	36.20	V
Point de Puissance max.:	Imp	7.620	A	V _{mpp}	28.90	V
Coefficient de température	mulsc	3.2	mA/°C	Nbre cellules 60 en série		
	ou mulsc	0.039	%/°C			

Résultats du modèle interne

Conditions de fonctionnement	G _{oper}	1000	W/m ²	T _{oper}	25	°C
Point de Puissance max.:	P _{mp}	220.2	W	Coeff. de température	-0.49	%/°C
	Courant Imp	7.63	A	Tension V _{mp}	28.9	V
	Courant de court-circuit Isc	8.21	A	Circuit ouvert V _{oc}	36.2	V
Efficacité	/ Surf. cellules	15.08	%	/ Surf. module	13.69	%

Résumé du modèle

Paramètres principaux

R parall. 240 ohm
Rparall(G=0) 1000 ohm

R série model 0.33 ohm
R série max. 0.47 ohm
R série apparent 0.54 ohm

Paramètres modèle

Gamma 1.10
I_{oRef} 4 nA
μV_{oc} -143 mV/°C
μP_{Max} fixé -0.49 /°C

Voir optimisation Export vers table Imprimer Annuler OK

Figure A.1 : Caractéristiques du model de module choisis pour le dimensionnement.

Definitions of a Battery

Basic Data | Detailed model parameters | Commercial data | Graphs

Model: PVX-2580L Manufacturer: Concorde

File name: Concorde_PVX_2580L.BTR Data Source: Web 2011

New object

Technology: Pb-acide, scellée, AGM

Values:
 Per element
 Whole battery

Basic parameters

Number of Elements	6
Nominal Voltage	12.0 V
Nominal Capacity (C10)	239 Ah
Internal Resistance	25.44 mOhm
Coulombic Efficiency	97.0 %

Sizes

Width	278 mm
Depth	526 mm
Height	259 mm
Weight	75.0 kg

Indicators

Stored energy (80% DOD)	2.29 kWh
Specific energy	31 Wh/kg
Specific weight	33 kg/kWh

Figure A.2 : Caractéristiques du model de batterie choisis pour le dimensionnement.

Annexe B

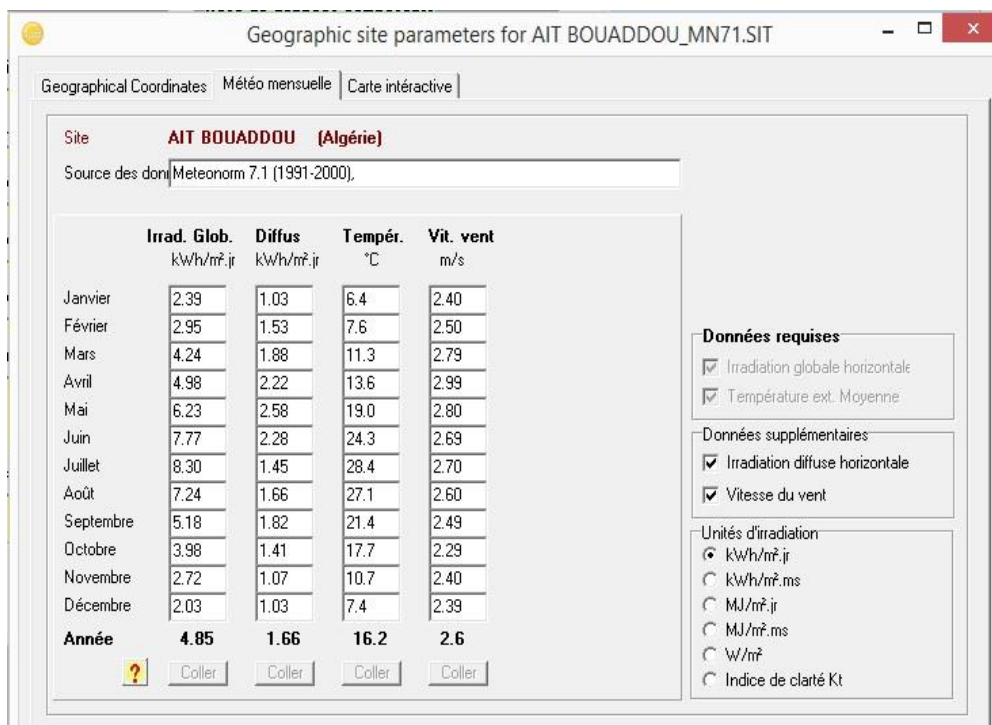


Figure B.1 : l'Energie solaire journalière du site étudié, donnée par le logiciel PVSYST.

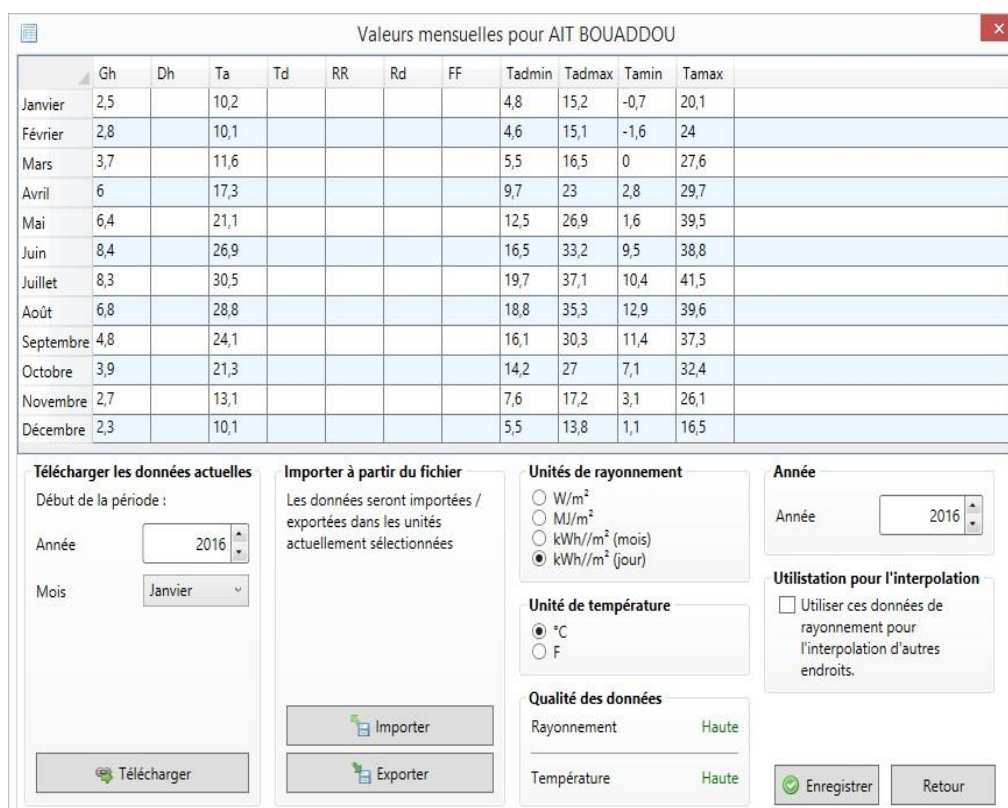


Figure B.2 : l'Energie solaire journalière du site étudié, donnée par le logiciel Meteonorm 7.1.3.

Mois	Température de l'air	Humidité relative	Précipitation	Rayonnement solaire quotidien - horizontal
	°C			%
Janvier	10,6	78,2%	60,15	2,48
Février	11,0	79,2%	42,14	3,38
Mars	13,1	77,1%	42,08	4,59
Avril	15,2	75,1%	45,28	5,69
Mai	18,5	75,6%	45,43	6,49
Juin	22,5	70,8%	11,73	7,20
Juillet	25,4	69,8%	4,99	7,13
Août	26,1	69,4%	16,54	6,44
Septembre	23,6	71,3%	47,94	5,28
Octobre	20,0	73,4%	50,41	3,82
Novembre	15,2	76,8%	64,31	2,63
Décembre	12,1	78,9%	66,02	2,15
Annuel	17,8	74,6%	497,01	4,78

Figure B.3 : l'Energie solaire journalière du site étudié, donnée par le logiciel RETS Screen Expert.

Irradiation solaire mensuelle

PVGIS estimation des moyennes mensuelles à long terme

Site: 36°31'0" Nord, 4°4'2" Est, Élévation: 776 m.s.n.m.

Base de données de radiation solaire employée: PVGIS-helioclim

L'angle d'inclinaison optimale est: 30 degrés

Irradiation annuelle perdue à cause des ombres (horizontale): 0.1 %

Mois	H_h
Jan	2110
Fev	3130
Mar	4440
Avr	5400
Mai	6440
Juin	7420
Jui	7600
Aug	6930
Sep	5160
Oct	3850
Nov	2660
Dec	2140
Année	4780

H_h : Irradiation sur un plan horizontal (Wh/m²/jour)

PVGIS © Communauté Européenne, 2001-2012
La reproduction est autorisée, à condition que la source soit citée.
Voir la clause de non-responsabilité [ici](#)

Figure B.4 : l'Energie solaire journalière du site étudié, donnée par le site PVGIS Afrique.

Annexe C

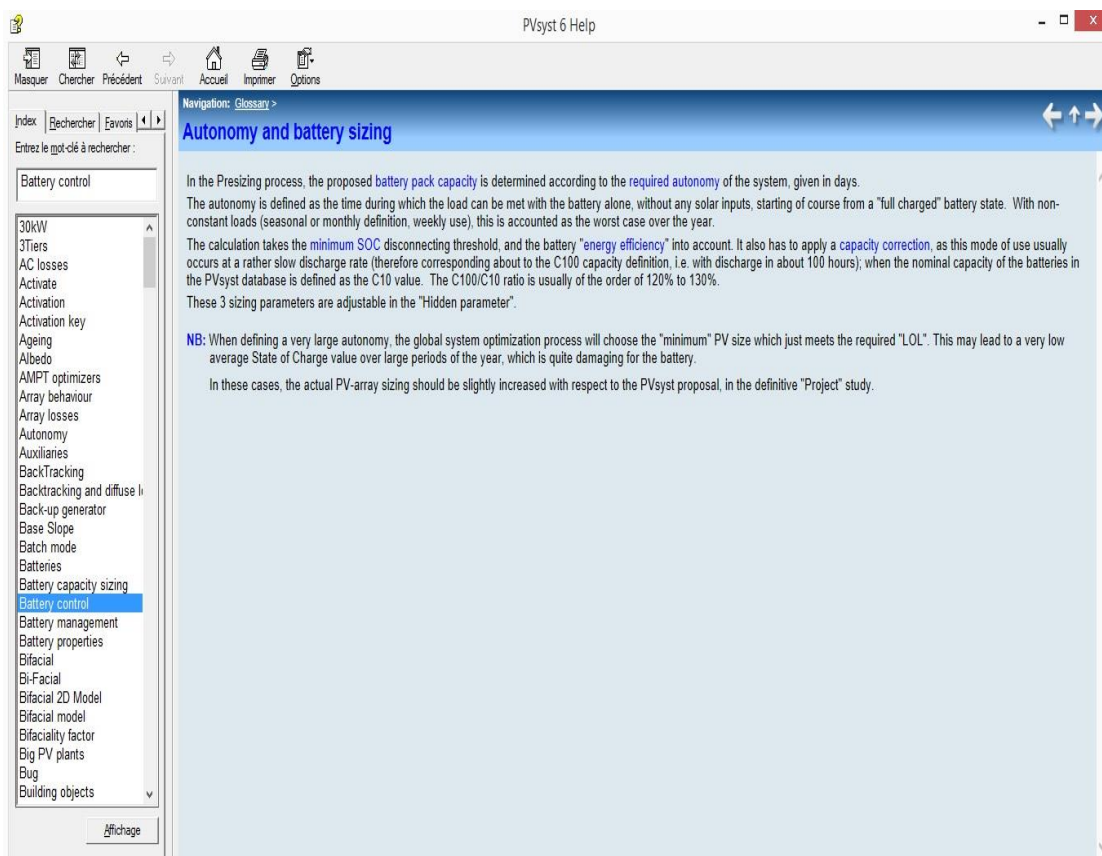


Figure C.1 : Texte du manuel du logiciel PVsyst en expliquant sur l'autonomie et la profondeur de décharge.

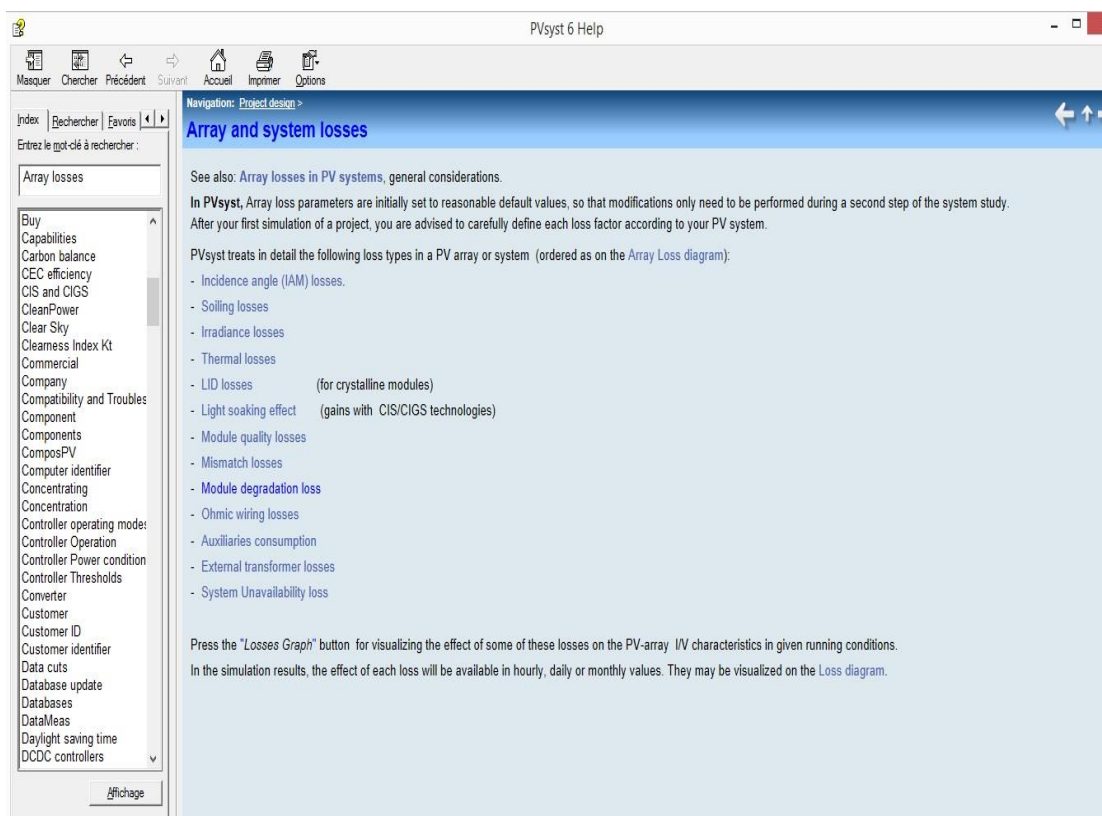


Figure C.2 : Texte du manuel du logiciel PVsyst en expliquant sur les pertes en courant.

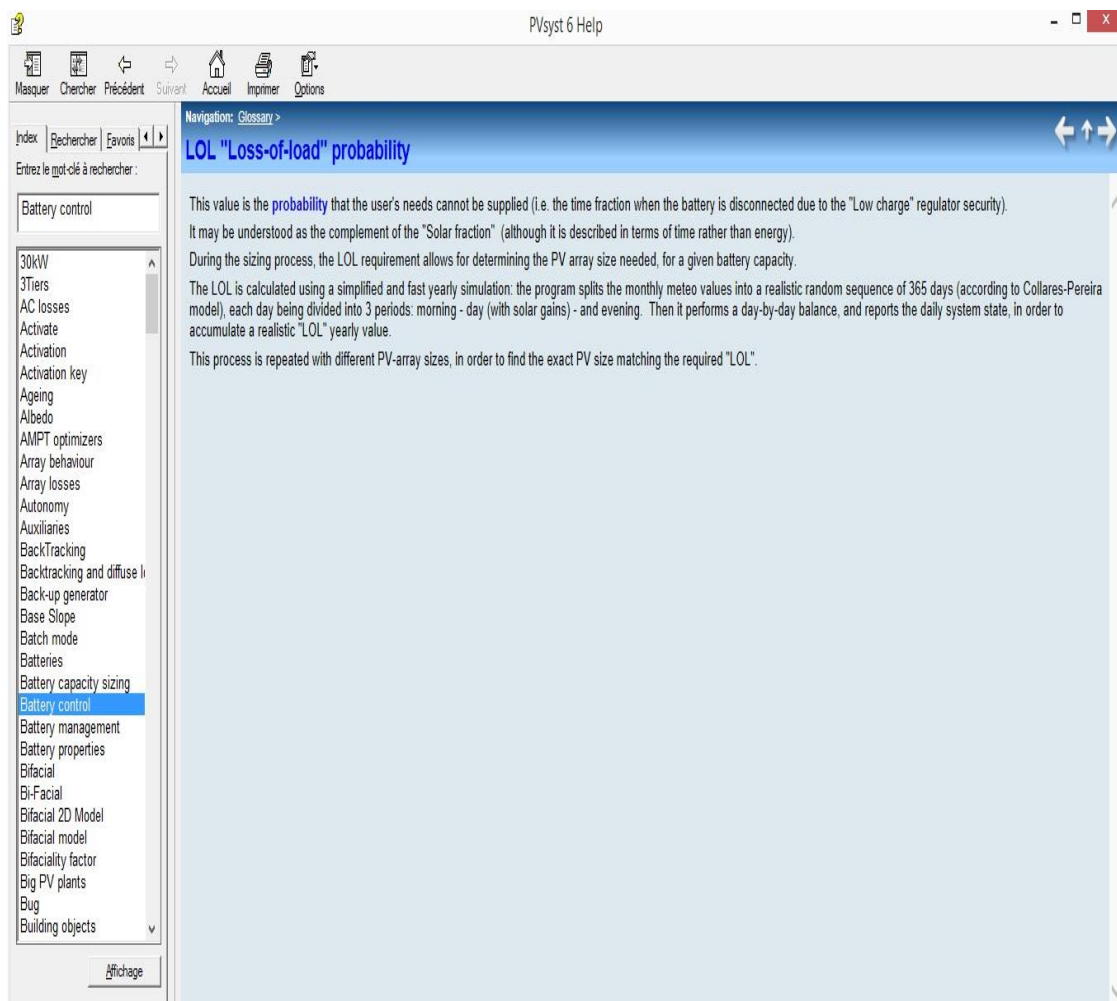


Figure C.3 : Texte du manuel du logiciel PVsyst en expliquant sur « accepted LOL ».

Annexe D

<u>Section (mm²)</u>
1,5
2,5
4
6
10
16
25
35
50
70
95
120
150
185
240

Figure D.1 : Les différentes sections des câbles au cuivre.

Annexe E

شركة توزيع الكهرباء والغاز للوسط
Société de Distribution de l'Electricité et du Gaz du Centre

Fourniture d'énergie Electricité et Gaz
BASSE TENSION / BASSE PRESSION

Capital Social de 15000000000 de DA FACTURE N° 448160402844 établie le 21.04.16

Direction Distribution: TIZI OUZOU FAX:

N° RC: 0805455806 N° IS: 096916010012742 Dépannage Electricité: 026190202
N° RIP: 00759992000038043006 N° RIB: 00100581030030113941 Dépannage Gaz: 026190202
Agence Commerciale: QUADHIAS QUADHIAS CENTRE Tél.: 024325318

CLIENT

Référence: 154451504030175 N° RC: AUCUNE N° IS: AUCUNE
Nom et Prénom: SAMAR MOULOUD Tél.: Fax:
Adresse lieu de consommation: AIT MAALEM/A
Nom & adresse du Destinataire de facture:

CONSOMMATIONS	TARIF	NUMERO COMPTEUR	RELEVÉ DE COMPTEUR			COEF.	CONSOMMATIONS (KWh/THERMIE)
			Index Nouveau	Index Ancien	Différence		
ELEC. PMD= 6 Kw	54 M	017005	41003 R	40219 R	784	1.00	784.00
GAZ. DMD= 5 m3h	23 M	179164	10571 R	9300 R	1271	9.70	13298.70

R: Releve
E: Estime

DETAIL DE FACTURATION (en hors taxes)

	PREMIERE TRANCHE		DEUXIEME TRANCHE		TROISIEME TRANCHE		QUATRIEME TRANCHE		PRIMES FIXES (DA)
	CONSUMMATION	PRIX UNITAIRE (DA)	CONSUMMATION	PRIX UNITAIRE (DA)	CONSUMMATION	PRIX UNITAIRE (DA)	CONSUMMATION	PRIX UNITAIRE (DA)	
54 M	125.00	1.7787	125.00	4.1789	534.00	4.6120			78.66
23 M	1125.00	0.1682	1375.00	0.3245	5000.00	0.4025	5798.70	0.4599	85.50

CALCUL DES TAXES ET RECAPITULATION

	MONTANT HORS TVA (DA)	T.V.A		MONTANT TOUTES TAXES (DA)
		TAUX %	MONTANT (DA)	
ELEC 54 M	744.70	07	52.13	796.83
Primes Fixes	2569.61	17	436.83	3006.44
GAZ 23 M	78.66	07	5.51	84.17
Primes Fixes	635.42	07	44.48	679.90
DRIT FIXE	4679.32	17	795.49	5474.80
TAXE HABITATION	85.50	07	5.99	91.49
	100.00			100.00
	75.00			75.00

Le montant de votre consommation moyenne d'énergie par jour : 114.54 DA / jour

Clé EBP: 304

Contribution aux coûts permanents du système : 15.19 DA

Montant à payer TTC (A la poste, chèque ou virement) : 10308.63
Droit de timbre : 104.00
Montant total à payer en espèces à régler avant le : 10412.63

La présente facture est arrêtée à la somme : 09.05.16

dix mille trois cent huit dinars algériens ,63 cts

VOUS VOUS PRIONS DE REGLER LA FACTURE PAR L'UN DES MOYENS INDIQUEES AU VERSO

BT/BB

Figure E.1 : Facture d'électricité délivrée par la SONELGAZ, 1^{er} trimestre 2016.

شركة توزيع الكهرباء والغاز للوسط
Société de Distribution de l'Electricité et du Gaz du Centre

Fourniture d'énergie Electricité et Gaz
BASSE TENSION / BASSE PRESSION

Capital Social de 15000000000 de DA FACTURE N° 44B160702886 établie le 21.07.16

Direction Distribution: TIZI OUZOU FAX:

N° RC: 0805455806 N° IS: 096916010012742 Dépannage Electricité: 026190202
N° RIP: 00799999000038063006 N° RIB: 00100581030030113741 Dépannage Gaz: 026190202
Agence Commerciale: QUADHIAS QUADHIAS CENTRE Tél.: 026325368

CLIENT

Référence: 154651504830175 N° RC: N° IS: N° IS:
Nom et Prénom: SAMAR MOULOUD AUCUNE Tél.: Fax: N° IS:
Adresse lieu de consommation: VGE AIT MALEMZA
Nom & adresse du Destinataire de facture:

Periode: 2eme Trimestre 2016

CONSOUMATIONS	TARIF	NUMERO COMPTEUR	RELEVÉ DE COMPTEUR			COEF.	CONSOUMATIONS (KWH/THERMIE)
			Index Nouveau	Index Ancien	Différence		
ELEC. PMD= 6 Kw	54 M	017005	41986 R	41003 R	983	1.00	983.00
GAZ. DMD= 5 m3h	23 M	179164	10824 R	10571 R	253	9.70	2454.10

R: Releve
E: Estime
M: Relaxe Sociale

DETAIL DE FACTURATION (en hors taxes)

CONSOUMATION	PREMIERE TRANCHE		DEUXIEME TRANCHE		TROISIEME TRANCHE		QUATRIEME TRANCHE		PRIMES FIXES (DA)
	PRIX UNITAIRE (DA)	CONSOUMATION	PRIX UNITAIRE (DA)	CONSOUMATION	PRIX UNITAIRE (DA)	CONSOUMATION	PRIX UNITAIRE (DA)	CONSOUMATION	
54 M	125.00	1.7787	125.00	4.1789	733.00	4.8120			78.66
23 M	125.00	0.1682	1329.10	0.3245					85.50

CALCUL DES TAXES ET RECAPITULATION

	MONTANT HORS TVA (DA)	T.V.A		MONTANT TOUTES TAXES (DA)
		TAUX %	MONTANT (DA)	
ELEC 54 M	744.70	07	52.13	796.83
Primes Fixes	3527.20	17	599.62	4126.82
GAZ 23 M	78.66	07	5.51	84.17
Primes Fixes	620.52	07	43.44	663.96
DROIT FIXE	85.50	07	5.99	91.49
TAXE HABITATION	100.00			100.00
	75.00			75.00

Le montant de votre consommation moyenne d'énergie par jour: 65.98 DA/jour
Cle EBP: 465

Contribution aux coûts permanents du système: 9.09 DA

Montant à payer TTC (A la poste, chèque ou virement)	5938.27
Droit de timbre	60.00
Montant total à payer en espèces à régler avant le: 08.08.16	5998.27

La présente facture est arrêtée à la somme: cinq mille neuf cent trente huit dinars algériens ,27 cts

NOUS VOUS PRIONS DE REGLER LA FACTURE PAR L'UN DES MOYENS INDICUES AU VERSO

BT/BP 1

Figure E.2 : Facture d'électricité délivrée par la SONELGAZ, 2^{ème} trimestre 2016.

(3) Fourniture d'énergie Electricité et Gaz
BASSE TENSION / BASSE PRESSION

Capital Social de 15000000000 de DA **FACTURE N°** 44B161002913 **établie le** 23. 10. 16

Direction Distribution: TIZI OUZOU FAX:

N° RC: 0805455805 N° IS: 096916010012742 Dépannage Electricité: 026190202
N° RIP: 00795999000038063006 N° RIB: 00100581030030113941 Dépannage Gaz: 026190202
Agence Commerciale: QUADHIAS QUADHIAS CENTRE Tél.: 026325368

CLIENT

Référence: 154651504830175 N° RC: N° IS:
Nom et Prénom: SAMAR MOULOUD AUCUNE Tél.: Fax:
Adresse lieu de consommation: VGE AIT MAALEM/A
Nom & adresse du Destinataire de facture:

Période: 4 eme Trimestre 2016

CONSOMMATIONS	TARIF	NUMERO COMPTEUR	RELEVÉ DE COMPTEUR			COEF.	CONSOMMATIONS (KWh/THERMIE)
			Index Nouveau	Index Ancien	Différence		
ELEC. PMD= 6 Kw	54 M	017005	43115 R	41985 R	1130	1.00	1130.00
GAZ. DMD= 5 m3h	23 M	179164	10928 R	10824 R	104	9.70	1008.80

R: Relevé
E: Estimé
M: Relevé Spéciale

DETAIL DE FACTURATION (en hors taxes)

	PREMIERE TRANCHE		DEUXIEME TRANCHE		TROISIEME TRANCHE		QUATRIEME TRANCHE		PRIMES FIXES (DA)
	CONSUMMATION	PRIX UNITAIRE (DA)	CONSUMMATION	PRIX UNITAIRE (DA)	CONSUMMATION	PRIX UNITAIRE (DA)	CONSUMMATION	PRIX UNITAIRE (DA)	
54 M	125.00	1.7287	125.00	4.1789	750.00	4.8120	130.00	5.4796	78.64
23 M	1008.80	0.1682							85.50

CALCUL DES TAXES ET RECAPITULATION

	MONTANT HORS TVA (DA)	T.V.A		MONTANT TOUTES TAXES (DA)
		TAUX %	MONTANT (DA)	
ELEC 54 M	744.70	07	52.13	796.83
Primes Fixes	4321.35	17	734.63	5055.98
GAZ 23 M	169.68	07	11.88	181.56
Primes Fixes	85.50	07	5.99	91.49
DROIT FIXE	100.00			100.00
TAXE HABITATION	75.00			75.00
Contribution aux coûts permanents du système:	9.18 DA			9.18
	5574.87		810.14	6385.01

Le montant de votre consommation moyenne d'énergie par jour: 70.9DA/jour
Cle EBP: 275


Montant à payer TTC (A la poste, chèque ou virement) 6385.01
Droit de timbre 64.00
Montant total à payer en espèces à régler avant le: 10. 11. 16 6449.01

La présente facture est arrêtée à la somme:
six mille trois cent quatre vingt cinq dinars algériens, 03 cts

NOUS VOUS PRIONS DE REGLER LA FACTURE PAR L'UN DES MOYENS INDIGUES AU VERSO

BT/BB 1

Figure E.3 : Facture d'électricité délivrée par la SONELGAZ, 3^{ème} trimestre 2016.


شركة توزيع الكهرباء والغاز للوسط
 Société de Distribution de l'Élect. et du Gaz du Centre

Fourniture d'énergie Electricité et Gaz
 BASSE TENSION / BASSE PRESSION

Capital Social de 1500000000 de DA **FACTURE N°** 448170102879 établie le 24.01.17

Direction Distribution: TIZI OUZOU FAX:

N° RC: 0805455806 N° IS: 000609010536556 Dépannage Electricité: 026190202
 N° RIP: 00799997000038063006 N° RIB: 00100581030030113941 Dépannage Gaz: 026190202
 Agence Commerciale QUADHIAS QUADHIAS CENTRE Tél.: 026325368

CLIENT
 Référence: 154651504830175 N° RC: N° IS: AUCUNE Tél.: Fax:
 Nom et Prénom: SAMAR MDULOUD
 Adresse lieu de consommation: VGE AIT MAALEM/A
 Nom & adresse du Destinataire de facture:

Periode: 1er Trimestre 2017

CONSOmmATIONS	TARIF	NUMERO COMPTEUR	RELEVÉ DE COMPTEUR			COEF.	CONSOmmATIONS (KWH/THERMIE)
			Index Nouveau	Index Ancien	Différence		
ELEC. PMD= 6 Kw	54 M	017005	43976 R	43116 R	860	1.00	860.00
GAZ. DMD= 5 m3h	23 M	179164	12088 R	10928 R	1160	9.70	11252.00

R: Releve
 E: Estime
 M: Releve Speciale
DETAIL DE FACTURATION (en hors taxes)

	PREMIERE TRANCHE		DEUXIEME TRANCHE		TROISIEME TRANCHE		QUATRIEME TRANCHE		PRIMES FIXES (DA)
	CONSOmmATION	PRIX UNITAIRE (DA)	CONSOmmATION	PRIX UNITAIRE (DA)	CONSOmmATION	PRIX UNITAIRE (DA)	CONSOmmATION	PRIX UNITAIRE (DA)	
54 M	125.00	1.7787	125.00	4.1789	610.00	4.8120			78.66
23 M	125.00	0.1682	1375.00	0.3245	5000.00	0.4025	3752.00	0.4599	85.50

CALCUL DES TAXES ET RECAPITULATION

	MONTANT HORS TVA (DA)	T.V.A		MONTANT TOUTES TAXES (DA)
		Taux %	MONTANT (DA)	
ELEC 54 M	744.70	07	52.13	796.83
	2935.32	17	499.00	3434.32
Primes Fixes	78.66	07	5.51	84.17
GAZ 23 M	635.42	07	44.48	679.90
	3738.04	17	635.47	4373.51
Primes Fixes	85.50	07	5.99	91.49
DRIT FIXE	100.00			100.00
TAXE HABITATION	75.00			75.00
Contribution aux coûts permanents du système:	14.33 DA			
	8392.64		1242.58	9635.22

Le montant de votre consommation moyenne d'énergie par jour: 107.0 DA / jour
 Cle EBP: 409

Montant à payer TTC (A la poste, chèque ou virement) 9635.22
 Droit de timbre 97.00
 Montant total à payer en espèces à régler avant le: 11.02.17 9732.22

La présente facture est arrêtée à la somme:
 neuf mille six cent trente cinq dinars algériens, 22 cts

NOUS VOUS PRIONS DE REGLER LA FACTURE PAR L'UN DES MOYENS INDIGUES AU VERSO

 Figure E.4 : Facture d'électricité délivrée par la SONELGAZ, 4^{ème} trimestre 2016.

Annexe F

SARL ELTC
(Électricité et Télécommunication)

Siège social : Ait maalem Cne Ait Bouaddou Tizi-ouzou
R.C N° :00/B044010
Article d'imposition :15650049931
Matricule fiscal N° :0000 15 65 409 29 29
N° d'identification statistique:1 968 1565 00440 32
BDL Compte n° 00500138400224446036 Boghni

Devis estimatif et quantitatif d'une installation photovoltaïque autonome

N° Article	Désignation	Unité	Quantité	PU HT/DA	Montant HT
1	Pose panneau solaire	U	16	3 500,00	56 000,00
2	Pose batterie	U	10	500,00	5 000,00
3	Pose régulateur	U	1	5 000,00	5 000,00
4	Pose onduleur	U	1	3 000,00	3 000,00
5	Pose câble 1,5 mm ²	ML	86	70,00	6 020,00
6	Pose câble 4 mm ²	ML	6	90,00	540,00
7	Pose câble 16 mm ²	ML	12	120,00	1 440,00
8	Pose câble 35 mm ²	ML	8	150,00	1 200,00
9	Pose de boîtier de mise en parallèle	U	1	5 000,00	5 000,00
10	Pose disjoncteur AC	U	1	2 500,00	2 500,00
TOTAL HT					85 700,00
TVA 19%					16 283,00
TOTAL TTC					101 983,00

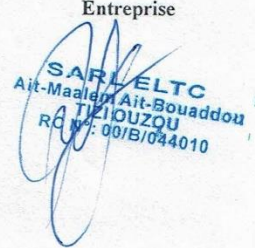
Entreprise

SARL ELTC
 Ait-Maalem Ait-Bouaddou
 TIZI OUZOU
 RC N° : 00/B/044010

Figure F.1 : Devis estimatif et quantitatif de notre installation photovoltaïque donnée par l'entreprise.

Références

Bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] Falk ANTONY, Christian DÜSHNER et Karl-Heinz REMMERS « le photovoltaïque pour tous, conception et réalisation d'installation », livre édité par : INES, 2006.
- [2] Sylvain BIRGAND, « Installations solaires photovoltaïques », (dimensionnement d'installations, mise en œuvre, maintenance), Edition : LE MONITEUR, 2011.
- [3] Joe ANUTA « Probing question: what heats the earth's core? », sur physorg.com, 30 mars 2006.
- [4] Anne LABOURET et Michel VILLOZ « Energie solaire photovoltaïque », (3eme et 4eme édition). Publié par les éditions DUNOD, 2003-2006.
- [5] Grégory FLECHET, « le rayonnement solaire », sur www.cnrs.fr, 2015.
- [6] Wwww.photovoltaïque.guidenr.fr, « Les régulateurs de charge », « Dimensionnement des onduleurs » et « câblage des modules photovoltaïque »
- [7] Anne LABOURET, Pascal CUMUNEL, Jean-Paul BRAUN et Benjamin FARAGGI, « Cellules solaires, les bases de l'énergie photovoltaïque » (5eme édition), Edition ETSF, 2010.
- [8] Salah Eddine BENSALAM, « Effets de la température sur les paramètres caractéristiques des cellules solaires », mémoire présenté à la faculté des sciences, département de physique pour l'obtention du diplôme de magister, option : Energétique et mécanique des fluides par soutenu le : 06/01/2011, université FERHAT ABBAS – Sétif.
- [9] A. MEFTI, M.Y. BOUROUBI, H. MIMOUNI, « Evaluation du potentiel énergétique solaire, bulletin des énergies renouvelables » Le Centre de Développement des Energies Renouvelables, Décembre (2002).
- [10] MEZIANE Fariza, « Détermination du gisement solaire par traitement d'image MSG », en vue de l'obtention du diplôme de Magister en électronique, option : télédétection, département d'électronique, faculté de génie électriques, UMMTO.
- [11] Vincent JULLIEN, « Le calcul des longitudes », presses universitaires de rennes 2, pu rennes, 2002.
- [12] Logiciel PVsyst, version 6.6.3, de l'université de Genève, Suisse.
- [13] « Trends in photovoltaic applications », Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2007, report iea-pvps t1-17: 2008, IEA international energy agency.
- [14] Wwww.environnement-magazine.fr « L'inde et la France lancent l'alliance international pour l'énergie solaire », COP21, 1 Décembre 2015.
- [15] A. ZERGA « Modélisation, simulation et caractérisation des cellules solaires au silicium » synthèse des travaux de recherche de l'habilitation universitaire présentée à l'université de TLEMCEM (2009).
- [16] Jamy GOURMAND « L'effet photovoltaïque », extrait du film publié sur www.notre-planete.info, 2013.

- [17] Mathieu. Co « Fonctionnement d'un panneau PV », BCLT Energie, publié sur : www.bcltenergie.com, Mai 2017.
- [18] Jamy GOURMAND « L'énergie solaire photovoltaïques, comment ça marche ? » en collaborations avec EDF.ENR, www.edfenr.com.
- [19] EMERY. K, BURDICK.J, CAIYEM.Y, DUNLAVY.D, FIELD. H, KROPOSKI.B, MORIARTY.T, OTTOSON.L, RUMMEL.S, STRAND.T, WANLASS. M.W « Temperature dependance of photovoltaic cells », modules and systems photovoltaic specialists, conference record of the twenty fifth IEEE, page(s):1275 – 1278, 13-17 May 1996.
- [20] ZAOUK.D, ZAATAR.Y, KHOURY.A, LLINARES.C, CHARLES.J.-P, BECHARA.J, AJAKA.M, « Electrical and optical characteristics of naps solar cells of si (pin) structure, environment and solar », page(s):93 – 95, 2000 mediterranean conference for 16-17 nov. 2000.
- [21] B. FLECHE, D. DELAGNES «Energie solaire photovoltaïque », STI ELT. Électrotechnique. (Extrait d'un cours magistral de Stephan ASTIER professeur des universités–INPT-ENSEEIH), Juin 2007.
- [22] J.C AMETT, L.A.SCHAFFER, J.P.RUMBERG ET R.E.L. TOLBERT « Design, installation and performance of the arco solar one-megawatt power plant », p.314. , proceeding of the fifth international conference, ATHENS, GREECE, EC photovoltaic solar energy conference 1984.
- [23] M. ANGEL, « Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques », thèse présentée en vue de l'obtention de grade de docteur de l'institut national des sciences appliquées de Toulouse, spécialité : conception des circuits microélectroniques et microsystèmes CID PASTOR, Septembre 2006.
- [24] TKOUTI Nacira « Optimisation des systèmes photovoltaïques connectés au réseau par la logique floue. » mémoire de magister, spécialité : électrotechnique, option : électricité industrielle (ingénieur d'état en électrotechnique), université de Biskra faculté des sciences et de sciences de l'ingénieur département d'électrotechnique, 2004.
- [25] Tahar TFTICHT, « Analyse et commande d'un système hybride photovoltaïque-éolien », thèse présentée à l'université de Québec à Trois-Rivières, comme exigence partielle du doctorat en génie électrique, Décembre 2006.
- [26] M. BOIS, professeur accompagnateur de : M. DIETSCHY, « Les cellules photovoltaïques », classes préparatoires CPE Vernay Alexis, année 2004-2005.
- [27] Romain GUILLO, « Les différents types de cellules photovoltaïques », article publier sur ecosources.info, université Claude Bernard Lyon 1, master communication et multimédia (institut de la communication) université lumière Lyon 2, Décembre 2016.
- [28] LUQUE.A, et HEGEDUS.S ,« Handbook of photovoltaic science and engineering », , 2nd Edition, December 2010.

- [29] Www.ecolodis-solaire.com, « Installations photovoltaïques autonomes : câblage et sécurité, les boîtiers de mise en parallèles des modules », , panneaux solaires et matériels pour site isole depuis 2007. ECOLODIS, Paris.
- [30] BELABBAS Arezki et CHERIF Aghiles « Dimensionnement d'une centrale photovoltaïque autonome de 16 kW », mémoire de fin d'études de master académique, domaine : sciences et technologies, filière : électrotechnique spécialité : réseaux électriques, faculté du génie électrique et d'informatique département d'électrotechnique, UMMTO, Septembre 2016.
- [31] Remi LARONDE. « Fiabilité et durabilité d'un système complexe dédiée aux énergies renouvelables application à un système photovoltaïque », thèse de doctorat spécialité : sciences de l'ingénieur école doctorale sciences et technologies de l'information et mathématiques, présentée et soutenue publiquement à l'institut des sciences et techniques de l'ingénieur d'Angers, le 30 septembre 2011.
- [32] Www.erm-energies.com, « Guide d'installation de systèmes d'alimentation électrique pour site isole », installation de générateurs photovoltaïques, ERM energie, une marque d'ERM automatismes, septembre 2015.
- [33] YUASA BATTERIES, « Energie-ressource-batterie solaire », projet LUMEA, www.sii-technologie.ac-rouen.fr, 2011.
- [34] Mohamed Ansoumane CAMARA, « Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par super condensateurs », thèse présentée pour l'obtention du titre de docteur de l'université Paris est Créteil en sciences de l'ingénieur, institut polytechnique de Conakry – université Gamal Abdel Nasser – Guinée, Juillet 2011.
- [35] Alain RICAUD, « les systèmes photovoltaïques », poly Tech' Savoie 5eme année, oct. 2011, extrait de « petit memento sur les batteries à usage solaire », Daniel DESMETTRE et Florence MATTERA, CEA-GENEC, Avril 1998.
- [36] CHERFAOUI Azouaou, « Simulation d'un système hybride photovoltaïque éolienne totalement autonome », en vue d'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en électrotechnique, UMMTO, 2010.
- [37] Mansour Assani DAHOUENON « Le manuel du technicien photovoltaïque », en collaboration avec le PERACOD, ministère des énergies renouvelables, Dakar, Avril 2011.
- [38] Sahar GHANDOUR, « Conception de convertisseurs dc/dc à base de MEMS », thèse pour obtenir le grade de docteur de l'université de Grenoble, spécialité : micro et nano électronique, thèse dirigée par : Skandar BASROUR, préparée au sein du laboratoire CEA/LETI dans l'école doctorale EEATS, arrêté ministériel : 7 aout 2006,
- [39] Jean-Noël FIORINA, « Onduleurs et harmoniques (cas des charges non linéaires) » , cahier technique merlin Gerin n° 159, Schneider Electric, Edition Juin1992.
- [40] Dirk C. JORDAN and Sarah R. KURTZ, « Analyse des taux de dégradation de performances de modules et systèmes terrestres » NREL, USA, Juin 2012.

- [41] M. OHNISHI and A. TAKEOKA, « Advanced photovoltaïque technologies and residential application », Renewable Energy, vol. 6 pp : 275-282. 1995.
- [42] Alain RICAUD, « Les systèmes photovoltaïques », poly Tech' Savoie 5eme année, oct. 2011 ce chapitre fait des emprunts au cours donné à l'aster par Gérard MOINE, 1981.
- [43] Www.ecolodis-solaire.com, « Installation photovoltaïque autonome », (câblage et sécurité, les dispositifs de protection, les régulateurs MPPT) ,Ecolodis solaire, panneaux solaires et matériel pour site isolé depuis, Paris. 2007.
- [44] Clarence SEMASSOU, « Aide à la décision pour le choix de sites et systèmes énergétiques adaptés aux besoins du Bénin », pour obtenir le titre de docteur de l'université Bordeaux 1 école doctorale : sciences physiques pour l'ingénieur (spi), 2011.
- [45] I. BENSEFIA et S. MAMOUN, « Dimensionnement d'une installation photovoltaïque d'une maison autonome appliquée au site de Tlemcen », mémoire de fin d'étude présenté pour l'obtention du diplôme licence LMD en physique énergétique, université de Tlemcen, Juillet 2008.
- [46] FOGELMAN et Regis MONTLOIN, « Installations photovoltaïques dans l'habitat isolé », édité par : EDISUD, 1983.
- [47] John WILEY, « Solar power your home for dummies rick degunther », livre édité par: INC, 2008.
- [48] Kurt GIECK, traduit en français par G. BENDIT, « Formulaire technique » École d'ingénieurs de Bienne – Suisse, DUNOD Edition, Septembre 1997.
- [49] Lucie LOBET, « Etude économique et environnementale de grandes installations photovoltaïques wallonnes » mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de master en économie à finalité spécialisée en finance, école de gestion de l'université de Liège, Année académique 2015 – 2016.
- [50] KHIER Nacira, « La politique énergétique de l'après hydrocarbures en Algérie », doctorante en aménagement du territoire, fst-gat/ USTHB, doc.khier@gmail.com.
- [51] M.KADJA, A.ZAATRI, Z.NEMOUCHI, R.BESSAIH, S.BENISSAAD and K. TALBI « Materials, applied energetics and pollution. », Third international conference on Energy, ICEMAEP 2016, Constantine, Alegria October 30-31, 2016.
- [52] Www.cder.dz, « Prix du panneau photovoltaïque en Algérie », extrait du portail algérien des énergies renouvelables, au centre de développement des énergies renouvelables, division : énergie solaire photovoltaïque. « rôles et objectifs », 2014.
- [53] Tounsia BEN KHEMMOU, « Etude et dimensionnement d'une installation photovoltaïque intégrée au bâtiment : cas d'un laboratoire au CDER » mémoire de fin d'étude de master académique, spécialité : réseaux électriques, UMMTO, 2014.