REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA
Faculté de Technologie
Département du Génie Électrique



Mémoire de fin d'études de Master
Présenté pour l'obtention du Diplôme

de Master en Energie Renouvelable

Option : Energies renouvelables en électrotechnique

THEME

Etude d'un système photovoltaïque relié au réseau électrique

Proposé et Dirigé par :
Mr. Ahmed Ferrai

Présenté par :
GHERABA Nacima
BENLAHRECH Islam Abdelatif

Promotion 2020

Remerciements

Avant tout, nous remercions DIEU le tout puissant de nous avoir donné le courage, la volonté, la patience et la santé durant toutes ces années d'études et que grâce à lui ce travail a pu être réalisé.

Nous tenons à adresser nos vifs remerciements à notre promoteur Mr A. FERRAI qui nous a soutenus tout au long de ce travail. Sa compétence et sa disponibilité ont été pour nous un soutien certain pour la réalisation de ce travail.

Nous remercions également les membres de jury d'avoir accepter d'évaluer notre travail.

Notre remerciement aussi à tous les enseignants qui nous ont enseigné durant les années du cursus. Nous souhaitons également adresser nos remerciements à nos parents, à nos frères et sœurs, à nos amis et à tous ceux qui ont contribué à la réalisation de notre travail.

TABLE DE MATIERES

INTRODUCTION GENERAL.....1

CHAPITRE I : ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE

I.1. Introduction.....3

I.2. Le photovoltaïque.....3

I.2.1. La cellule PV.....3

I.2.2. L'effet photovoltaïque.....3

I.2.3 Caractéristiques électriques et modelisation.....4

I.3.Le générateur photovoltaïque.....6

I.3.1. Mise en Série/Parallele.....7

I.3.2. Influence de la température et de l'éclairement sur les caractéristiques d'un GPV 9

I.4. Protection d'un générateur photovoltaïque 12

I.4.1. Protection lors de la connexion en parallèle de plusieurs GPV.....12

I.4.2. Protection lors de la connexion en série de plusieurs GPV.....12

I.5. Fonctionnement à puissance maximale.....13

I.6. Les technologies.....14

I.6.1. Le silicium cristallin.....16

I.6.2.Les couches minces.....16

I.6.3. Cellules organiques et plastiques.....17

I.7. Conclusion.....17

CHAPITRE II : LES INSTALLATIONS PV CONNECTEES AU RESEAU

II.1 Introduction.....19

II.2 Systèmes photovoltaïques PV raccordés au réseau.....19

II.2.1 Systèmes PV raccordés au réseau avec injection totale.....19

II.2.2 Injection totale avec stockage.....20

II.3 Systèmes PV raccordés au réseau avec autoconsommation.....21

II.3.1.Autoconsommation sans stockage.....21

II.3.2.Autoconsommation avec stockage.....22

II.3.3.Applications.....22

II.4.Les fonctions macroscopiques.....24

II.4.1. Les topologies de champs.....24

II.4.2.L'onduleur central.....24

II.4.3.L'onduleur «rangée».....25

II.4.4.Le hacheur «rangée».....26

II.4.5. Le hacheur modulaire parallèle.....27

II.4.6. Le hacheur modulaire série.....28

II.5. Les convertisseurs pour le PV.....29

II.6.Conclusion.....29

CHAPITRE III : DIMENSIONNEMENT ET SIMULATION DU CENTRALE PV AÏN EL IBEL

III.1.Introduction.....30

III.2.Présentation de logiciel de simulation PVsyst.....30

III.2.1.Gestion d'un projet (système raccordé au réseau) 31

III.2.2.Conception/dimensionnement du système.....31

III.2.3.Dimensionnement de système : outil visuel.....32

III.2.3.1 Simulation et rapport.....33

III.2.3.2 Principaux résultats.....34

III.3.Dimensionnement du champ PV 35

III.3.1.Dimensionnement du générateur photovoltaïque.....35

III.3.1.1.Estimation de la puissance crête de la centrale photovoltaïque.....35

III.3.1.2.Coût de l'installation d'une centrale photovoltaïque.....35

III.4.1.Dimensionnement du centrale PV « Aïn El Ibil ».....36

III.4.1.1.Données géographiques.....36

III 4.1.2.Données météorologiques.....36

III.4.1.3.Trajectoire du soleil.....37

III.4.2.Simulation du centrale PV « Aïn El Ibil » de puissance 53 MW avec le logiciel PVsyst.....37

III.4.2.1.Orientation des modules PV.....38

III.4.2.2.Paramètres de simulation 38

III.4.2.3. Caractéristiques de l'onduleur.....40

III.4.2.4.Répartition champ PV.....41

III.4.3.Résultats de simulation.....42

III.5.Conclusion.....47

CONCLUSION GENERALE.....48

LISTE DES FIGURES ET TABLEAUX

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE I :

Figure I.1 : Coupe transversale d'une cellule PV……...…4

Figure I. 2 : Caractéristique I(V) d'une cellule PV pour un éclairement et une température donnée…….…….…5

Figure 1.3 : Modèle équivalent électrique d'une cellule PV……..….6

Figure I.4 a La cellule photovoltaïque ……...….7

Figure I .4 b un assemblage de cellules photovoltaïques……...…….....7

Figure I.4 c un champ photovoltaïque……7

Figure I.5 : Caractéristique d'un groupement de n cellules identiques en série…….……..…..7

Figure I.6 : Caractéristique d'un groupement de n cellules identiques en parallèle…….…..8

Figure I.7 : Schématisation d'un exemple d'association de deux générateurs PV en parallèle avec leurs diodes de protection (by-pass et anti-retour)……..…….8

Figure I.8 : Extrait de caractéristique du générateur PV PW850, IPV(VPV) en fonction de l'irradiance……...…….....9

Figure I.9: Extrait de caractéristique du générateur PV PW850, IPV(VPV) en fonction de la température ……..….…10

Figure I.10: Simulation de la caractéristique IPV(VPV) du générateur PV pour plusieurs éclairements.……..…….....11

Figure I.11 : Simulation de la caractéristique PPV(VPV) du générateur PV pour plusieurs. éclairements……..…..…11

Figure I.12 : Caractéristiques I(V) et P(V) d'un générateur PV…….…..…13

Figure I-13 : Caractéristiques I(V) et P(V) de deux générateurs PV connectés en série…….…....14

Figure 1.14 : Evolution de la production mondiale des différentes technologies de cellules PV..……..….15

Figure I.15 : Evolution du rendement des différentes technologies entre 1975 et 2015…….…….15

Figure I.16 : Photos de cellules monocristalline et multicristalline……..…16

Figure I.17 : Deux exemples de modules utilisant le Sia (Silicium amorphe)…….…17

Figure I.18 : Cellule PV organique (CEA)……...…17

CHAPITRE II

Figure II.1 Système photovoltaïque connecté au réseau électrique……..……...….19

Figure II.2 : Exemple de système photovoltaïque à injection totale sans stockage…….….20

Figure II.3 : Exemple de système photovoltaïque à injection totale avec stockage……...….20

Figure II.4 : Exemple de système photovoltaïque avec Autoconsommation sans stockage…..….21
Figure.II.6 : Exemple de système photovoltaïque avec autoconsommation avec stockage……22
Figure.II.7 : Exemple de centrales de centrale PV…….....23
Figure II.8 : Fonctionnalités générales des systèmes PV connectés au réseau ……..….24
Figure II.9 La topologie « Onduleur Central »……...…….…...25
Figure II.10 : La topologie « Onduleur rangée »……..…26
Figure II.11 : La topologie « Hacheur rangée »……...27
Figure II.12 : La topologie « hacheur modulaire parallèle »…….…...28
Figure II.13 : La topologie « hacheur modulaire série » ……....……28
Figure II.14 : Les différentes architectures de champ en fonction de la puissance et leur évolution au cours du temps…….…..….29

CHAPITRE III

Figure III.1: Désignation du projet dans PVsyst…….…31
Figure III.2 : Configuration du système dans PVsyst……..…….....32
Figure III.3 : Conditions de dimensionnement champ/onduleur dans PVsyst……..….33
Figure III.4 : Diagramme de pert…….....34
Figure III.5 : trajectoire du soleil à Ain El Ibel……...…37
Figure III.6 : Positionnement des systèmes de panneaux PV (plan incliné fixe)……....…38
Figure III.7 : Évaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à base de cellules au silicium polycristallin…….…….....39
Figure III.8: Caractéristiques du module PV par simulation (PVsyst)……39
Figure III.9 : Caractéristiques de l'onduleur par simulation (PVsyst)……40

Figure III.9 : Énergie utile produite par la centrale PV (à la sotie de l'onduleur)…….....43
Figure III.10 : Indice de performance de la centrale PV……..……44
Figure III.11 : Diagramme des pertes dans le système PV sur l'année entière……..44
Figure III.12 : Énergie incidente de référence sur le plan des panneaux…….....…45
Figure III.13 : Distribution annuelle de l'irradiance incidente…….....…45
Figure III.14 : Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV……..…….....….46
Figure III.15 : Diagramme journalier Entrée/Sortie du système PV…….....….46
Figure III.16 : Distribution de la tension du champ PV……..……..…..…47

LISTE DES TABLEAU

Tableau III.1 Données météorologiques du site « Ain El Ibel »……...……..36

Tableau III.2 Données météorologiques du site D'Ain El Ibel……...……36

Tableau III.3 Paramètres de simulation d'une centrale PV……...…….40

Tableau III.4 Principaux résultats de simulation d'une centrale PV connectée au réseau……..41

NOMENCLATURES ET ABREVIATION

Nomenclatures :

I_{SAT} : le courant de saturation (A)

V_T : le potentiel thermodynamique (V)

K ($J.K^{-1}$) : la constante de Boltzmann

T (K) : la température effective de la cellule en Kelvin

(C) : la charge de l'électron

n : le facteur de non idéalité de la jonction

I_{CELL} :le courant fourni par la cellule (A)

V_{CELL} : la tension à ses bornes (V)

I_{CC} : le courant de court-circuit (A)

R_P : la résistance shunt (Ω)

R_S : la résistance série (Ω)

Voc : la tension à vide

NOCT : la température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (°C).

Isat : courant de saturation (A).

Eref : Irradiation de référence 1000 W/m².

Tref : Température de référence 25°C.

Impp : Courant au point de puissance maximale appelé aussi courant optimum (Iopt).

Vmpp : Tension au point de puissance maximale appelé aussi tension optimale (Vopt).

Pmpp : Puissance au point de puissance maximale appelé aussi puissance optimale (Popt).

ΔE : Représente la variation de l'irradiation W/m².

Tstc et Tc : Représentent respectivement, la température dans les conditions standards de fonctionnement et dans des conditions quelconques (°C).

ΔTc : Représente la variation de la température (°C).

ΔIpv : Représente la variation du courant par rapport à l'insolation et à la température(A).

ΔVpv : Représente la variation de la tension par rapport à l'insolation et à la température(V).

Fe : Fréquence de découplage.

A : Coût du watt crête photovoltaïque (DA)

PC : puissance crête du champ PV (W)

B : Coût du Kwh de la batterie (DA)

CS : Capacité de stockage de la batterie (Kwh)

CT0 : La somme des coûts de tous les autres systèmes. (DA)

Abréviation

PV: Photovoltaïque.

PPM : Le point de fonctionnement optimal.

MPPT: Maximum Power Point Tracking.

PO: Perturbation et observation.

DC: Courant Continu.

AC: Courant Alternatif.

MLI: Modulation de largeur d'impulsion (Pulse Width Modulation).

GPV: Générateur photovoltaïque.

PLL: Boucle à verrouillage de phase (Phase locked loop).

Ns : Nombre de cellules en série dans un module photovoltaïque.

Np : Nombre de cellules en série dans un module photovoltaïque.

Atr : Amplitude du signal triangulaire (Porteuse).

Bh : largeur de la bande à hystérésis.

GTO: Thyristor à extinction par la gachette (gate turn-off thyristor)

IGBT : Transistor bipolaire à grille isolée.

RESUME

ملخص

سنتطرق في هاته المذكرة إلى الطاقة الشمسية و خصائص الألواح الشمسية بشكل عام، وعن المحطات ذات الألواح الشمسية المرتبطة بشبكات توزيع الكهرباء بشكل خاص ، إضافة لأهم المكونات الأساسية لهاته المحطات لنقوم بعد ذلك بمحاكاة أحد القطاعات المنتجة للطاقة الشمسية المتواجدة في الجزائر بالجلفة "عين الإبل" على برنامج Pvsyst6.8.1بمعطيات مأخوذة من القطاع نفسه.

الكلمات الدالة : الطاقة الشمسية – خصائص الألواح الشمسية – محطات الألواح الشمسية – محطات طاقة شمسية مرتبطة بشبكات توزيع الكهرباء – - محطة عين الإبل للألواح الشمسية – محاكاة ب Pvsyst6.8.1

Résumé

Dans ce mémoire, nous traiterons de l'énergie solaire et des caractéristiques des panneaux solaires en général, et des stations avec panneaux solaires reliés aux réseaux électriques en particulier, en plus des composants de base les plus importants de ces stations et de leur capacité de production. nous allons encore faire une simulation avec les données obtenues à partir d'un station de panneaux solaires en Algérie à «Djelfa» le secteur de «Ain El Ibel» dans le logiciel PVsyst 6.8.1

Mots Clés : énergie solaire – caractéristiques des paneaux solaires – stations avec panneaux solaires – reliés aux réseaux électriques – station de « Aïn El Ibel » - pvsyst simulation

Abstract

In this note we will deal with solar energy and the characteristics of solar panels in general, and stations with solar panels connected to power grids in particular, in addition to that we will find out the most important basic components of these stations and their capacity of production. we are still going to do a simulation with the data obtained from a solar panel station in Algeria in "Djelfa" the sector of "Ain El Ibel" in the software Pvsyst 6.8.1

Keywords : solar energy – characteristics of solar panels – solapr panels stations – panels connected to power grids – “Aîn el Ibel” station - pvsyst simulation -

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

L'énergie solaire est une source d'énergie qui dépend du soleil. Cette énergie permet de fabriquer de l'électricité à partir de panneaux photovoltaïques ou des centrales solaires thermiques, grâce à la lumière du soleil captée par des panneaux solaires.[1]

Cette énergie est de plus en plus appliquée dans différents domaines allant des installations résidentielles et commerciales jusqu'aux systèmes spatiaux, en raison de nombreux avantages tels que l'absence de pollution, elle est sans bruit, facile à installer, et nécessite une courte période de construction.

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par l'ensemble de cellules dites photovoltaïques (PV), basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque, qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière (une énergie suffisante). L'effet photovoltaïque désigne l'émission d'un courant électrique par un matériau semi-conducteur, soumis à l'action de la lumière. Le nombre d'électrons émis est proportionnel à l'intensité de la source lumineuse.[2]

La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules (PV) en série/parallèle donne lieu à un module photovoltaïque.

Bien que l'énergie photovoltaïque soit connue depuis de nombreuses années comme source pouvant produire de l'énergie électrique allant de quelques milliwatts au mégawatt, elle reste encore à un stade peu connu et ne se développe pas encore dans de grandes proportions, notamment à cause des coûts trop élevés des capteurs. De plus, plusieurs problèmes techniques doivent être résolus pour amener ces systèmes à un degré de maturité suffisant pour en faire des produits industriels à part entière. Les problèmes concernent autantle matériau de conversion photovoltaïque, qui reste cher à synthétiser, que la chaine de conversion, qui présente beaucoup de pertes lors d'une utilisation mal adaptée. Il existe d'autres problèmes extérieurs comme la température, le site d'implantation et le problème d'ombrage. Plusieurs lois de commande spécifique ont été développées, permettant d'optimiser la production d'énergie photovoltaïque afin d'assurer un meilleur rendement de conversion. C'est dans ce cadre que se situe actuellement un marché pour une nouvelle forme de générateurs photovoltaïques raccordés au réseau, qui sont la préfiguration des centrales photovoltaïques de demain. En effet, les centrales PV raccordées au réseau permettent d'éviter le problème de stockage par batteries qui sont, de plus, très chères pour l'installation.

Dans ce cas, les surplus de production sont injectés dans le réseau qui agit comme un réservoir d'énergie. La diminution du coût des centrales photovoltaïques passe nécessairement par le choix d'une technologie adéquate aux besoins de l'utilisateur. Lorsqu'on s'équipe en énergie renouvelable, il est important de respecter un certain nombre d'étapes. Ces dernières permettront, grâce à quelques calculs très simples, de dimensionner la source d'énergie.

le système PV raccordé au réseau fournit la puissance excédentaire, au-delà de la consommation de la charge connectée, au réseau de distribution[3]. Ou une installation d'un système PV nécessite plusieurs étapes dont la première est d'estimer la consommation d'électricité et de déterminer à quel moment on en a besoin. Puis vient le chiffrage de l'énergie solaire récupérable selon l'emplacement et la situation géographique.

Avec ces données, il sera alors possible de connaitre la quantité de modules photovoltaïque nécessaire, la quantité de batteries, le régulateur ainsi que l'onduleur les mieux adaptés, et enfin le câblage adéquat.

Le dimensionnement des centrales PV est donc nécessaire avant tout projet photovoltaïque. Les centrales PV sont classées selon leur puissance : les microcentrales ayant une puissance inférieure à 1 MW et les grandes centrales (centrales diesel) avec une puissance supérieure à 1 MW. Dans ce travail, nous avons effectué le dimensionnement du centrale PV de Ain el Ibil d'une puissance de 53 MW, interconnectée au réseau en utilisant le logiciel PVSYST (version 6.8.1). Pour mener à bien ce travail, notre mémoire comporte trois chapitres :

Le premier chapitre est une revue bibliographique sur les cellules et les modules photovoltaïques. Les différentes technologies utilisées sont également détaillées.

Dans le deuxième chapitre, nous avons présenté les centrales photovoltaïques en détaillant leurs composantes. Les critères de choix d'une centrale PV sont également présentés.

Dans le troisième chapitre, nous avons présenté le logiciel PVSYST que nous avons utilisé pour le dimensionnement de la centrale PV « Ain el Ibil » raccordée au réseau, les résultats que nous avons obtenus lors de la simulation d'une centrale PV de puissance 53 MW, interconnectée au réseau.

CHAPITRE I
ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE

I.1. Introduction

Cent ans après la découverte de l'effet photovoltaïque par Edouard Becquerel (1839), lapremière cellule capable de transformer l'énergie solaire en courant électrique fut mise au point parun groupe de chercheurs américains de Bell Labs [4]. Resté très longtemps comme unecuriosité de laboratoire, l'effet photovoltaïque a d'abord connu une utilisation dans le domaine duspatial, avant d'être utilisé comme source d'énergie en site isolé et de connaître le développementqu'on lui connaît aujourd'hui en application connectée au réseau. Cette pénétration du marché s'estaccompagnée d'une augmentation du rendement, 4% pour la cellule de Bell Labs près de 42% pourle record mondial.[4]

Dans ce chapitre, nous aborderons, dans une première partie, le domaine photovoltaïquedans sa généralité. Nous développerons les caractéristiques des cellules PV et leur modélisationafin de définir leurs modes de fonctionnement. Nous étudierons ensuite leurs interconnexions et leséléments de sécurité à introduire lors de la réalisation d'un module ou d'un champ PV. Nous présenterons les différentes technologies de cellules utilisées eninsistant sur leurs points faibles et leurs points forts. Nous verrons qu'à l'heure actuelle le matériauhistorique, le silicium, reste largement le plus utilisé.

I.2. Le photovoltaïque

I.2.1. La cellule PV

La cellule PV est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composéede matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en énergieélectrique. Nous allons ici présenter rapidement le fonctionnement du phénomène photovoltaïque,pour plus de précision voir [5] et [6].

I.2.2. L'effet photovoltaïque

Le fonctionnement de la cellule PV est basé sur un phénomène physique appelé l'effetphotovoltaïque. La Figure 1.1 illustre la coupe d'une cellule PV.

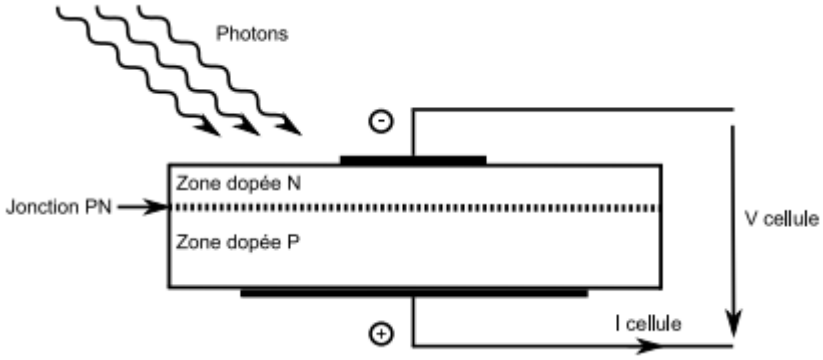


Figure I.1 : Coupe transversale d'une cellule PV

Une cellule PV est réalisée à partir d'un matériau semi-conducteur (par exemple lesilicium). Sa réalisation est comparable à une diode classique. La cellule est composée de deuxdifférentes couches. La couche supérieure est dopée N et la couche inférieure est dopée P créantainsi une jonction PN. Cette jonction PN crée une barrière de potentiel. Lorsque les grains delumière (les photons) heurtent la surface de ce matériau, ils transfèrent leur énergie aux atomes dela matière. Ce gain d'énergie libère des électrons de ces atomes, créant des trous et des électrons.

Ceci engendre donc une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence depotentiel crée un champ E qui draine les porteurs libres vers les contacts métalliques des régions Pet N. Il en résulte alors un courant électrique et une différence de potentiel dans la cellule PV. Lecourant et la tension fournis par une cellule PV dépendent de différents paramètres que nous allonsexpliciter dans la suite de l'exposé.

I.2. Caracteristiques électriques et modelisation

La figure.1.2 schématise la caractéristique non linéaire I(V) d'une cellule PVpour un éclairement et une température donnée, avec la présence d'un Point dePuissance Maximal (PPM) caractérisé par sa tension et son courant optimaux notésrespectivement VOPT et IOPT. Cette caractéristique balaie 3 quadrants sur les 4existants [7]. La cellule PV est un récepteur dans le quadrant II et dans le quadrantIV. Le fonctionnement dans ces deux quadrants est à proscrire car un risque dedestruction par phénomène d'échauffement local (« hot spot » en anglais) estpossible. Le fonctionnement dans le quadrant I est le fonctionnement normal enmode générateur. C'est dans ce cas que la cellule produit de l'énergie. Tout matériauayant des propriétés électriques proches du silicium peut être utilisé pour réaliser lescellules

photovoltaïques, cependant il présentera des différences sur la gamme duspectre solaire susceptibles de transformer l'énergie des photons en électrons.

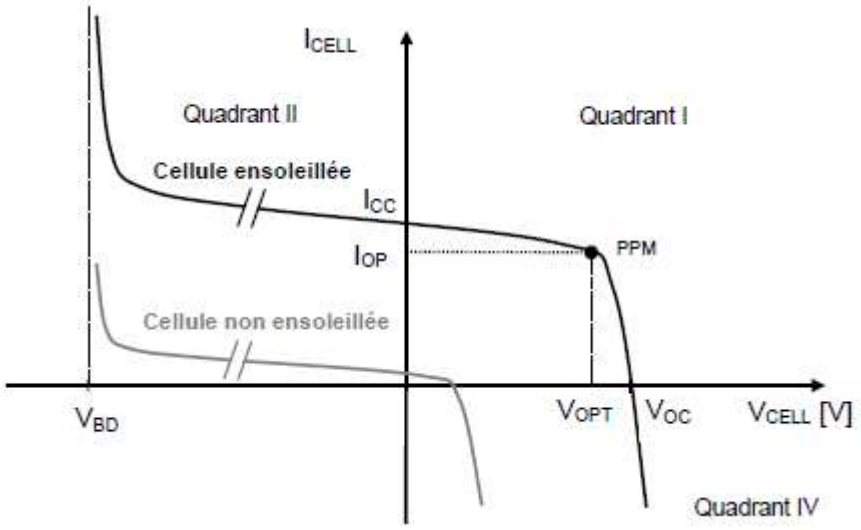


Figure I. 2 : Caractéristique I(V) d'une cellule PV pour un éclairement et une température donnée.

Une cellule PV peut se modéliser à partir de l'équation (I.1) définissant soncomportement statique dans le quadrant I. Cette équation prend en compte lecourant de court-circuit fortement lié à l'éclairement et les différentes résistancesmodélisant les pertes dues à la connectique. Ainsi, en statique, le comportementd'une cellule PV constituée d'une jonction PN à base de silicium peut être décrit parl'équation suivante [8] :

$$\boldsymbol{I_{CELL} = I_{CC} - I_{SAT}\left[exp\left(\frac{V_{CELL}+I_{CELL}R_S}{nV_T}\right) - 1\right] - \frac{V_{CELL}+I_{CELL}R_S}{R_P}} \text{ .....(I.1)}$$

$$\text{Avec} \boldsymbol{V_T = \frac{KT}{e}}$$

Où I_{SAT} (A) est le courant de saturation, V_T (V) le potentiel thermodynamique, K($J.K^{-1}$) la constante de Boltzmann, T (K) la température effective de la cellule enKelvin, et (C) la charge de l'électron, n le facteur de non idéalité de la jonction, I_{CELL}(A) est le courant fourni par la cellule, V_{CELL} (V) la tension à ses bornes, I_{CC} (A) lecourant de court-circuit de la cellule dépendant de l'éclairement et la température, R_P(Ω) la résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction et R_S (Ω) larésistance série représentant les diverses résistances des contacts et deconnexions.

La figure 1.3a illustre le schéma équivalent électrique d'une cellule PV réelle pourun fonctionnement dans les quadrants I et IV.

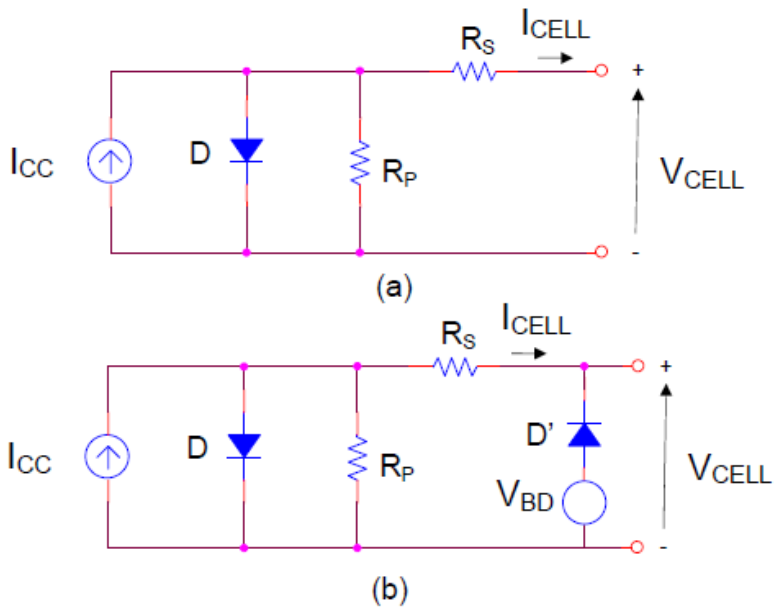


Figure 1.3 : Modèle équivalent électrique d'une cellule PV

Pour simuler la caractéristique de la cellule dans le quadrant II (cellule polariséeen inverse), une quatrième branche doit être rajoutée en parallèle (figure 1.3b). Legénérateur de tension VBD représente le début de la tension d'avalanche.

Cette modélisation statique d'une cellule PV polarisée est très simple et peut êtrefacilement mise en œuvre dans les outils de simulation. Les limites de ce modèlesont l'absence de modélisation de la dynamique de la cellule et des phénomènesd'échauffement au sein de la cellule. Néanmoins ce modèle permet de reproduire lesprincipaux comportements d'une cellule PV dans les conditions réelles defonctionnement et ses interactions avec les autres éléments du système ; il estsouvent utilisé pour dimensionner les systèmes complexes.

I.3.Le generateur photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est l'unité de base qui permet de convertir l'énergie lumineuse en énergie électrique. (figure I.4 a).

Un panneau photovoltaïque est formé d'un assemblage de cellules photovoltaïques. Parfois, les panneaux sont aussi appelés modules photovoltaïques. (figure I.4b).

Lorsqu'on regroupe plusieurs panneaux sur un même site, on obtient un champ photovoltaïque. (figure I.4c).

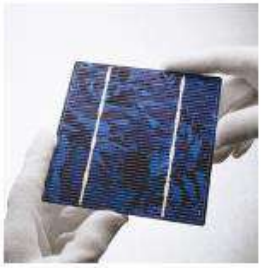


Figure I.4a
Cellule photovoltaïque



Figure I .4b
Panneau photovoltaïque



Figure I.4 c
Champ photovoltaïque

I.3.1 Mise en Série/Parallele

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur de très faiblepuissance vis-à-vis des besoins de la plupart des applications domestiques ouindustrielles. Une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrésdélivre, au maximum, quelques wattssous une tension inférieure au volt typiquementliée à une tension de jonction PN.

Pour produire davantage de puissance, plusieurs cellules doivent êtreassemblées afin de créer un module photovoltaïque complet (générateur d'énergie).Ainsi, la connexion en série de cellules identiques permet d'augmenter la tension del'ensemble (figure 1.5), tandis que la mise en parallèle permet d'accroître le courant(figure 1.6). Le câblage série/parallèle est possible et souvent utilisé pour obtenirglobalement un générateur PV aux caractéristiques souhaitées afin d'adapterthéoriquement la production d'énergie photovoltaïque à la demande.

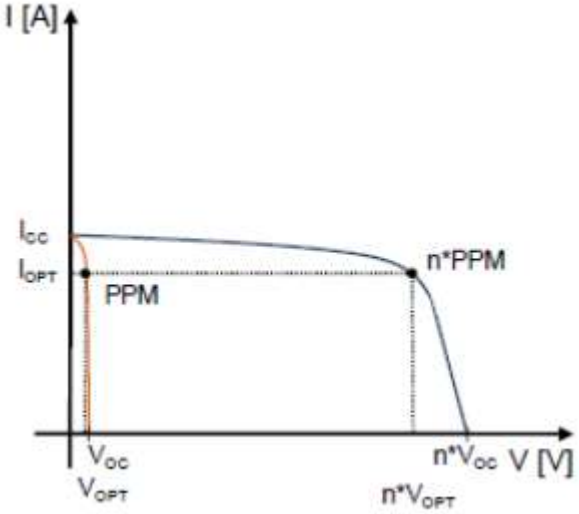


Figure I.5 : Caractéristique d'un groupement de n cellules identiques en série.

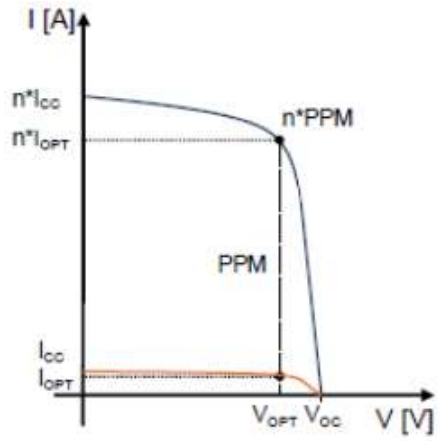


Figure I.6 : Caractéristique d'un groupementde n cellules identiques en parallèle.

La plupart des modules PV sont constitués de deux réseaux de cellules ensilicium cristallins connectées en série, comme l'illustre la figure 1.7 (GPV1).

Chacun de ces sous-réseaux est lui-même constitué d'un groupe de cellulesconnectées en série. Le nombre de cellules de chaque sous-réseau correspond à uncompromis économique entre protection et perte d'une partie importante du GPV encas de défaut partiel d'ombrage. Nous pouvons remarquer que comme pour unecellule, la caractéristique électrique I(V) du GPV est non-linéaire et présente un pointde puissance maximale (PPM). Ce point a également un courant et une tensionassociés appelés IOPT et VOPT respectivement. Le point de fonctionnement d'un GPVest fonction de l'impédance de la charge qu'il alimente. Cette charge pourrait êtreune charge résistive ou un bus de tension continue comme par exemple une batterie.

Dans ce cas, elle impose le point de fonctionnement du GPV lors d'une connexiondirecte.

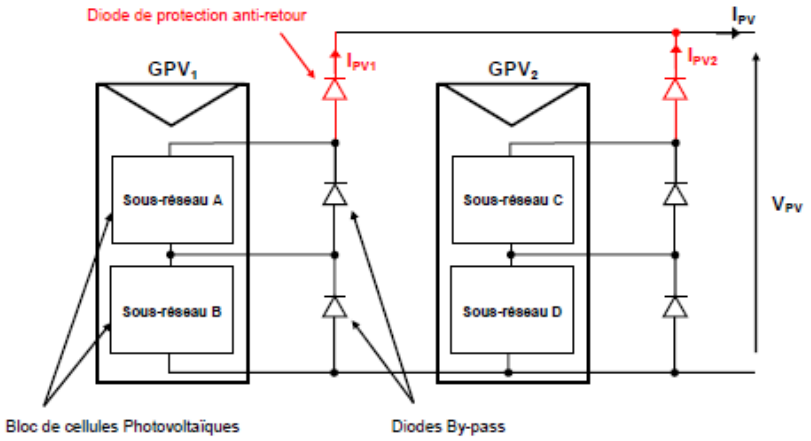


Figure I.7 : Schématisation d'un exemple d'association de deux générateurs PV en parallèle avecleurs diodes de protection (by-pass et anti-retour).

I.3.2 Influence de la temperature et de l'eclairement sur les carcteristiques d'un GPV

Comme signalé précédemment, la caractéristique I(V) d'une cellule PV en modegénérateur est directement dépendante de l'éclairement et de la température. Lafigure 1.8 donne l'allure générale des caractéristiques électriques d'un générateurphotovoltaïque de 75W (Photowatt PW850) pour différents éclairements. Nousremarquons que, à température donnée (typiquement 25°C, température normaliséepour les fabricants) :

- le courant de court-circuit ICC varie proportionnellement à l'éclairement E,
- la tension à vide VOC varie peu avec l'éclairement pouvant être considéréecomme une constante pour une installation donnée.

Les influences de ces paramètres se traduisent donc par des variations de lacaractéristique utile de la cellule photovoltaïque avec les conditions d'éclairement.

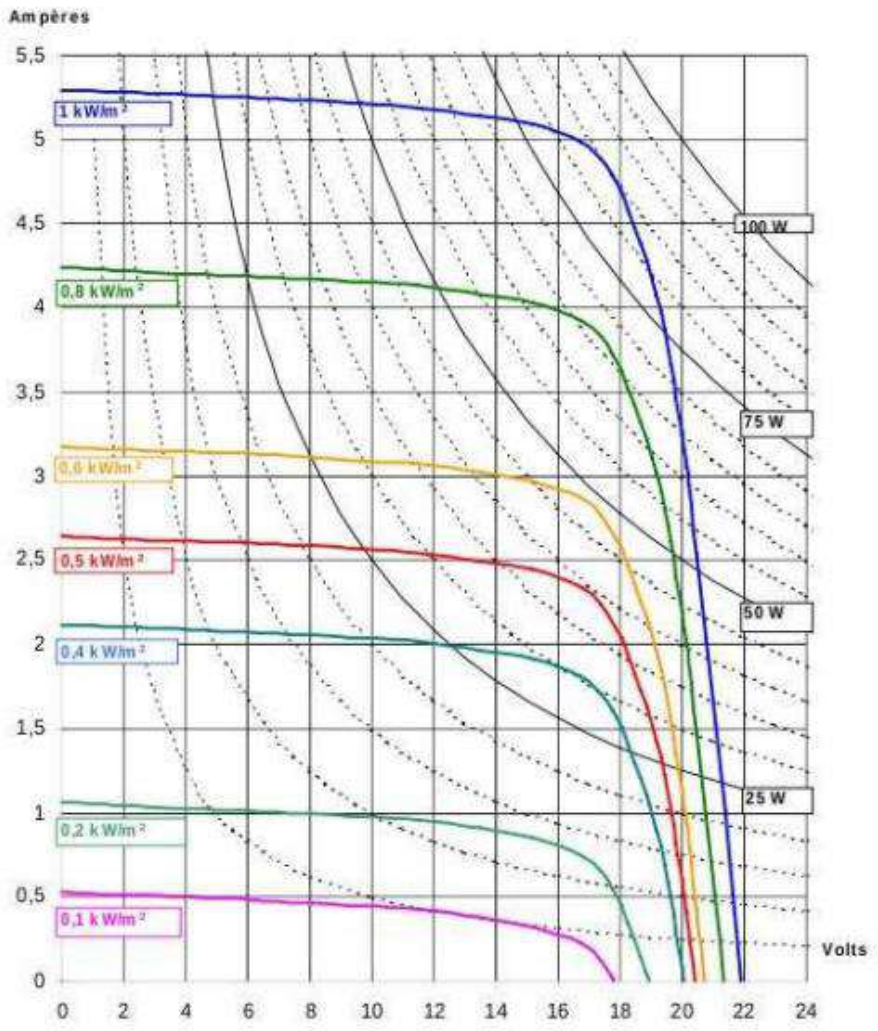


Figure I.8 : Extrait de caractéristique du générateur PV PW850, IPV(VPV) en fonction del'irradiance

[T = 25°C, E (kW/m²), AM = 1,5].

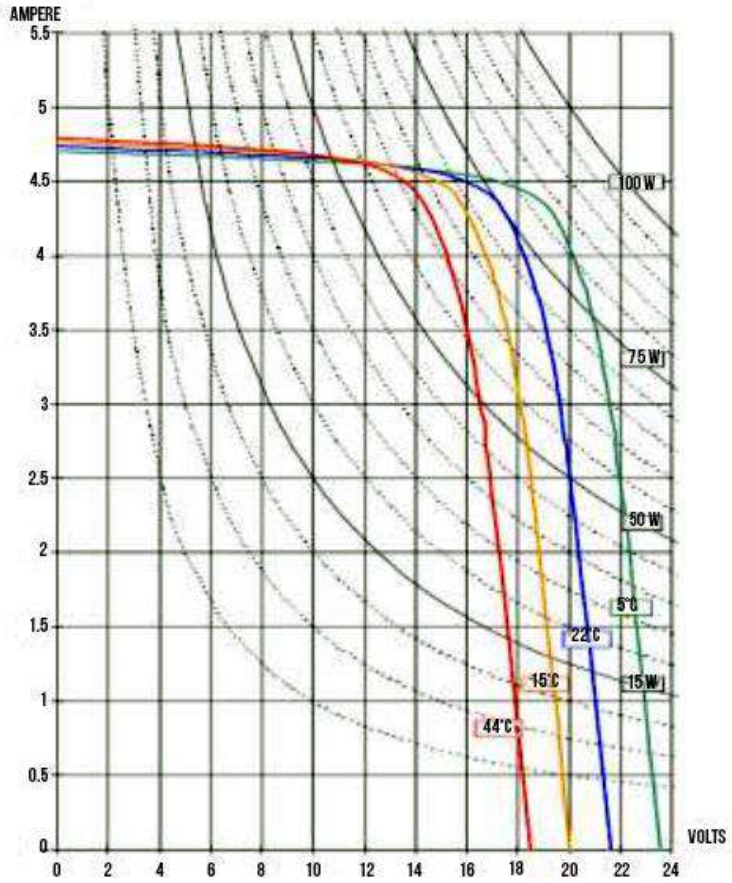


Figure I.9: Extrait de caractéristique du générateur PV PW850, IPV(VPV) en fonction dela température

[E = 1 kW/m², AM = 1,5].

La température a également une influence sur la caractéristique du générateur PV.La figure 1.9 présente la variation des caractéristiques d'un générateur PV de 75Wcen fonction de sa température et un éclairement donné. L'éclairement est fixé à1kW/m² correspondant à 1,5 AM7. Nous remarquons qu'à éclairement donné :

- la tension à vide VOC décroît avec la température. Plus la température estélevée, plus VOC est faible
- le courant de court-circuit ICC augmente avec la température. Cette hausseest nettement moins importante que la baisse de tension. L'influence de latempérature sur ICC est très souvent négligée.

Les figures 1.10 et1.11 donnent les caractéristiques IPV(VPV) et PPV(VPV) simulées àl'aide du modèle électrique équivalent du générateur PV (figure 1.3) pour plusieurséclairements. Ces deux simulations rappellent le comportement réel du générateurphotovoltaïque.

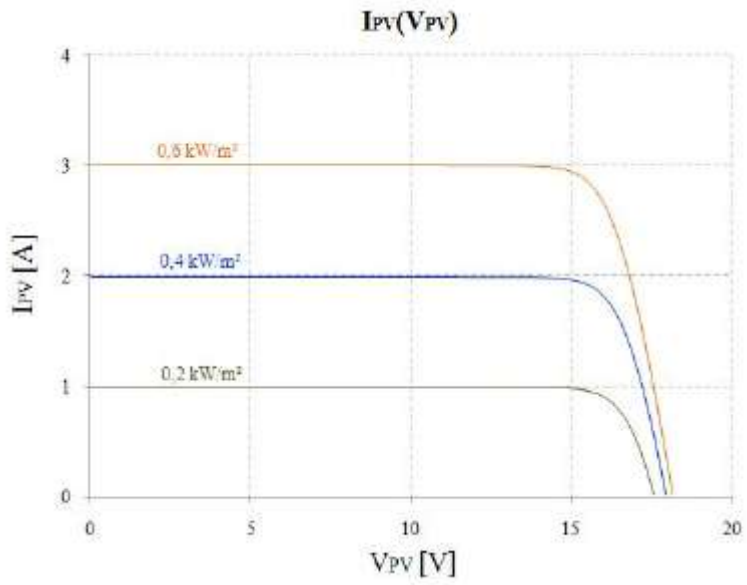


Figure I.10: Simulation de la caractéristiqueIPV(VPV) du générateur PV pourplusieurséclairements

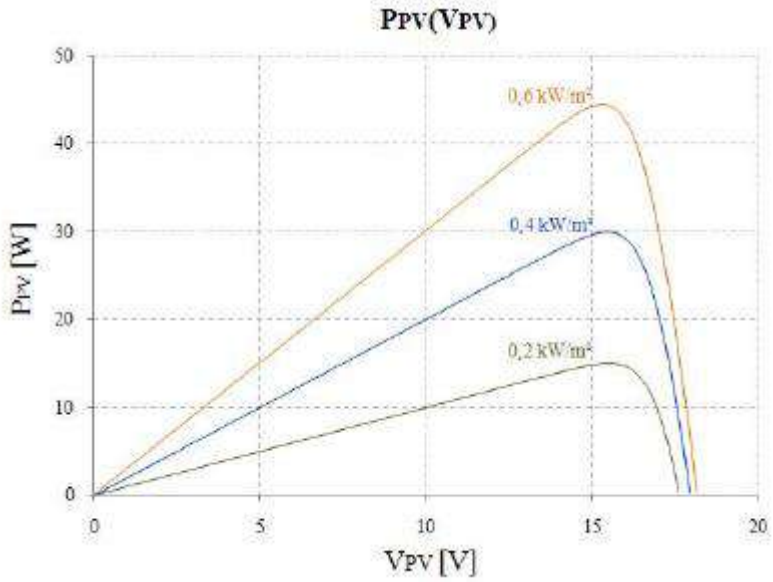


Figure I.11: Simulation de la caractéristiquePPV(VPV) du générateur PV pour plusieurséclairements

La température et l'éclairement sont donc les deux principaux paramètres qui vontmodifier la caractéristique d'un générateur PV. En revanche, il est à noter qu'étantdonné les faibles rendements de conversion de l'énergie des photons en électricité latempérature interne du générateur PV augmente considérablement sous l'action durayonnement solaire. Cette température de fonctionnement se stabilise naturellementà l'aide principalement de la convection naturelle autour des faces supérieures etinférieures du module [9]. Si le module ne

peut pas être correctement refroidi, dûpar exemple à la présence d'isolant en face arrière, la stabilisation thermique serapproche des 60°C, mais dégrade considérablement le rendement de la photoconversion[10], [11].

I.4. Protection d'un generateur photovoltaïque

Pour garantir la durée de vie d'une installation photovoltaïque destinée àproduire de l'énergie électrique sur des années, des protections électriques doiventêtre ajoutées aux modules PV afin d'éviter des pannes destructrices liées àl'association de cellules en série et de panneaux en parallèle. Pour cela, deux typesde protections classiques sont utilisés dans les installations actuelles (figure 1.7) :

- la diode anti-retour empêchant un courant négatif dans les GPV. Cephénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés enparallèle, ou bien quand une charge en connexion directe peut basculer dumode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie durant la nuit.
- les diodes by-pass peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsquel'éclairement n'est pas homogène évitant ainsi l'apparition de points chaudset la destruction des cellules mal éclairées. La mise en conduction de cesdiodes affecte la caractéristique de sortie du générateur, par la perte d'unepartie de la production d'énergie et par la présence de deux maximums depuissance [12].

I.4.1 Protection lors de la connexion en parallèle de plusieurs GPV

Dans le cas de plusieurs chaînes de cellules mises en parallèle sur une chargede type batterie par exemple, le risque est que les chaînes de cellule éclairéesdébitent dans des chaînes ombrées ou que la batterie se décharge à travers legénérateur. On dispose pour cela de diodes anti-retour mises en série avec le GPV(de blocage) comme le montre la figure 1.7. Cette diode est indispensable quand lacharge du module PV est une batterie. En fait, cette diode évite que la batterie nedébite sur le module PV pendant la nuit. Comme indiqué en figure 1.2 quand lacellule est non éclairée, une batterie pourrait se décharger à travers la cellule si nousne disposons pas d'une diode de blocage.

I.4.2 Protection lors de la connexion en série de plusieurs GPV

Sous l'effet d'un ombrage ou de la chaleur, toutes les cellules placées en sérien'ont pas les mêmes caractéristiques, créant ainsi des déséquilibres. Lors d'unassemblage de cellules PV en série, il est nécessaire de mettre une diode de bypasspour empêcher le fonctionnement dans le quadrant II (en inverse) d'une celluleombrée et ainsi empêcher la destruction de celle-ci. Pour

empêcher cettedestruction, la tension inverse vue par la cellule ne doit pas dépasser VBD (tensiond'avalanche). Pour que cette condition soit vérifiée, une diode by-pass doit être miseen parallèle au maximum toutes les 20 cellules [13] pour les technologies silicium.

I.5. Fonctionnement à puissance maximale

Nous avons vu qu'une cellule ou un groupement de cellule présente une caractéristique I(V) (courbe rouge) non linéaire. La caractéristique P(V) peut être également tracée (courbe bleue).

Cette caractéristique met en évidence un point de puissance maximale. Si la droite noire représentela caractéristique d'une charge résistive, lors d'une connexion du générateur PV à cette chargerésistive, c'est l'intersection des caractéristiques I(V) du générateur PV et de la charge qui définirale point de fonctionnement.

Si la connexion entre le générateur PV et la charge se fait directement, alors le point de fonctionnement du générateur PV ne pourra pas être piloté. C'est la charge, en fonction de son impédance qui déterminera le point de fonctionnement et le générateur PV ne pourra pas fonctionner à son point de puissance maximale (MPP).

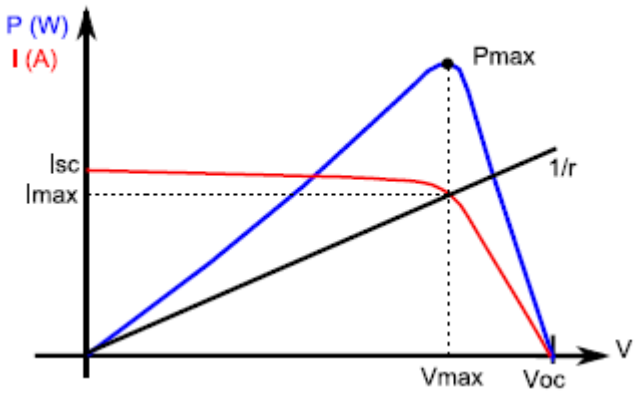


Figure I.12 : Caractéristiques I(V) et P(V) d'un générateur PV

Dans les applications connectées au réseau, la livraison de la totalité de la puissance disponible au niveau du générateur PV est une volonté très forte. La présence de convertisseur(DC/DC ou/et DC/AC) permet la mise en place d'algorithmes de recherche de point de puissancemaximal (en anglais : Maximal Power Point Tracker, MPPT). Ces algorithmes vont modifierl'impédance équivalente du convertisseur pour s'assurer que le générateur PV fonctionne à sapuissance maximale. De nombreux travaux ont été et sont menés sur l'amélioration de cesalgorithmes [12].

Le critère principal d'un MPPT est la distance moyenne entre le point de fonctionnementqu'il impose au système et le point réel de puissance maximale. Cette distance devra êtreminimisée.

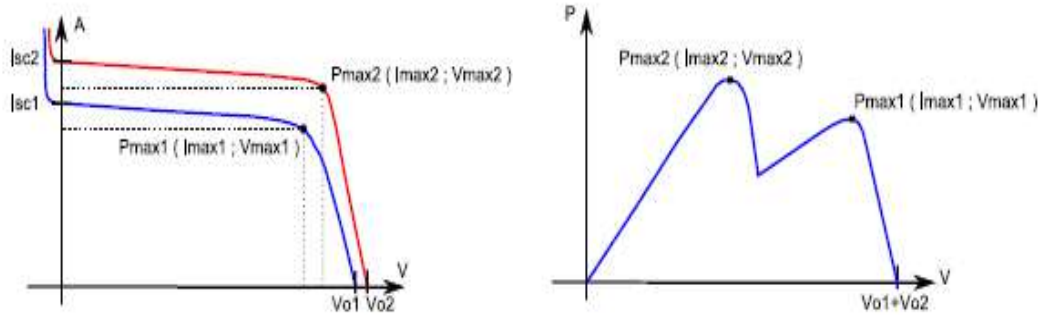


Figure I-13 : Caractéristiques I(V) et P(V) de deux générateurs PV connectés en série[9].

La problématique principale de la recherche du point de puissance maximal d'un générateur PV est l'apparition de maximums locaux qui perturbent très fortement le fonctionnement de l'algorithme (Figure 1-16). Ces maximums locaux apparaissent lorsque le générateur est composé de cellules PV ayant des caractéristiques différentes (présence d'ombragespar exemple). En conséquence plus le MPPT sera réalisé sur un nombre de cellules PV faibles plusce MPPT sera efficace.

I.6. Les technologies

Une cellule photovoltaïque peut être réalisée avec de nombreux semi-conducteurs. Enréalité il existe aujourd'hui trois principales filières technologiques : le silicium cristallin, lescouches minces et les cellules organiques. Ces filières se partagent inégalement le marché commele montre la Figure 1.12.

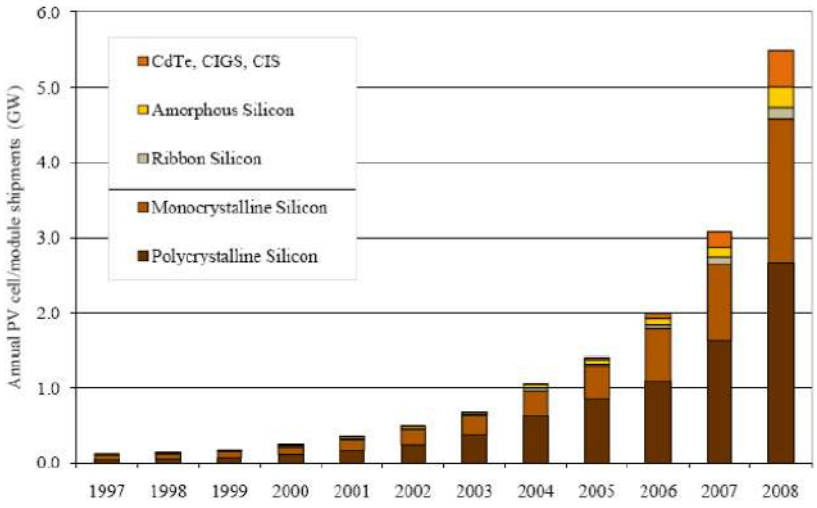


Figure 1.14 : Evolution de la production mondiale des différentes technologies de cellules PV [14]

Ces technologies coexistent sur le marché dans des proportions équivalentes depuis denombreuses années malgré des prix et des rendements très différents (Figure.1.12).L'augmentation des rendements focalise particulièrement l'intérêt des chercheurs.

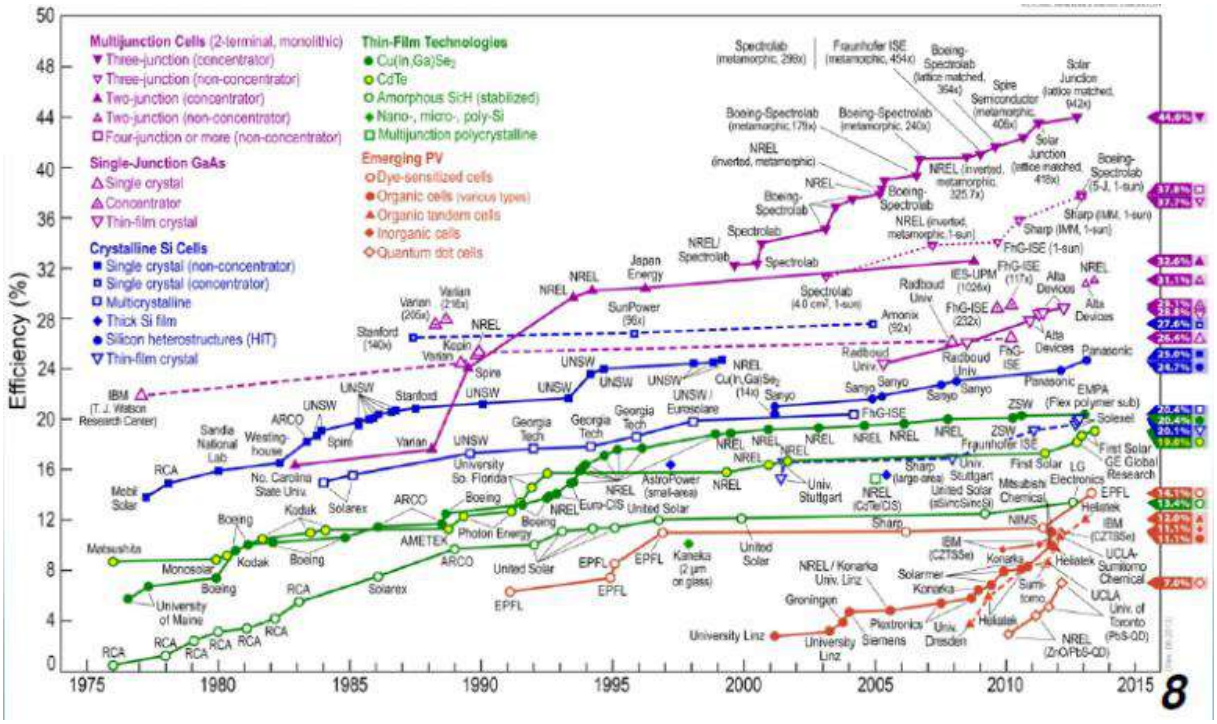


Figure I.15 : Evolution du rendement des différentes technologies entre 1975 et 2015 [15]

Afin d'avoir une vision globale de ces technologies du point de vue del'évolution de leur rendement en fonction des améliorations apportées, la figure 1.13illustre une comparaison

des principales familles et de leur progression passée etactuelle. Le choix d'une technologie relève d'un compromis entre rendement
énergétique, encombrement associé et coût. Il est possible de distinguer plusieursgrandes familles de cellules PV selon les technologies utilisées :

I.6.1. Le silicium cristallin

La filière Silicium cristallinest la plus utilisée et ce dès les années 50. Elleoffre, à l'heure actuelle, l'un des meilleurs compromis rendement énergétique /coût. On peut distinguer diverses technologies de modules selon la synthèse dumatériau silicium(Figure.I.16).

- Le silicium mono-cristallin : Le silicium sous cette forme présente une très grande pureté. Si le cristal est obtenu par la méthode dite de Czochralsky, la structure cristalline est parfaite [16]. Pour arriver à ce résultat, la fabrication est complexe et coûteuse en énergie. Les rendements de conversion obtenus sont parmi les meilleurs par rapport à la filière silicium.
- Le silicium polycristallin : La pureté du réseau cristallin est moindre que précédemment. Les rendements de conversion alors obtenus sont plus faibles mais le coût de fabrication de ces cellules est moins élevé.



Figure I.16 : Photos de cellules monocristalline et multicristalline

I.6.2. Les couches minces

Ces technologies reposent sur desmatériaux possédant un fort coefficient d'absorption du spectre solaire, parexemple :

- Le silicium Amorphe (a-Si) : L'utilisation de silicium à l'état amorphe remonteau début des années 70. Son utilisation en couches minces limitant les coûtsforme actuellement des générateurs à moindre coût concurrençant les filièresprécédentes(Figure.1.17).
- Le Tellurure de Cadmium (CdTe) : Le rendement de conversion obtenu pour cette filière est nettement plus satisfaisant. Cependant la limite principale audéploiement de grande ampleur de cette technologie reste la toxicité ducadmium.

- Le Cuivre Indium Selenium (CIS) : Cette filière plus complexe à maitriserprésente un fort potentiel de développement dans le futur (jusqu'à 20% derendement en laboratoire). Cependant, les matériaux nécessaires à lafabrication de ce type de cellule ne sont pas disponibles en grande quantité.



Figure I.17 : Deux exemples de modules utilisant le Sia (Silicium amorphe)

I.6.3. Cellules organiques et plastiques

Les cellules organiques (Figure 1.18) sont aujourd'hui un sujet d'étude très actif etrestent actuellement un sujet de laboratoire. Ces cellules comprennent deux voies :la voie descellules « humides » et la voie des cellules polymères organiques dites aussi cellules« plastiques ». Les progrès de ces technologies sont très rapides, des records de rendement sont trèsfréquemment battus (actuellement près de 6%). Le principal frein à ces technologies estactuellement la stabilité de leur performance ainsi que leur durée de vie.



Figure I.18 : Cellule PV organique (CEA)

I.7. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté le fonctionnement d'une cellule en expliquantbrièvement le phénomène photovoltaïque. Nous avons vu que la cellule PV présente unecaractéristique I(U) non linéaire et qu'elle peut être modélisée par un circuit électrique simple.

Nous avons présenté l'influence des différents paramètres extérieurs sur cette caractéristique. Lecourant de court-circuit évolue principalement avec l'éclairement et la

tension à vide avec latempérature. Enfin, nous avons présenté les différentes technologies de cellules actuellement sur le marché eten cours de développement.

CHAPITRE II
LES INSTALLATIONS PV CONNECTEES AU RESEAU

II.1. Introduction

L'énergie PV est utilisée dans deux domaines d'applications : le PV en site isolé et le PVConnecté au réseau. Ces deux applications ont des fonctions et mettent en œuvre des chaînes deConversion très différentes. Dans la suite, nous allons présenter plus particulièrement les fonctionset les topologies de champs PV connectés au réseau. Nous appelons « champ PV » un ensemble demodules.

II.2. Systèmes photovoltaïques PV raccordés au réseau

Les systèmes PV raccordés au réseau sont avant tout des équipements de production destinés à produire de l'énergie électrique d'origine photovoltaïque qui va être injectée sur un réseau électrique alimenté par d'autres sources de production, à partir de machines tournantes de puissance beaucoup plus importante(Figure II.1). On peut considérer deux architectures électriques de raccordement, selon que l'énergie produite est consommée sur le site de production (autoconsommation) ou non (injection totale).

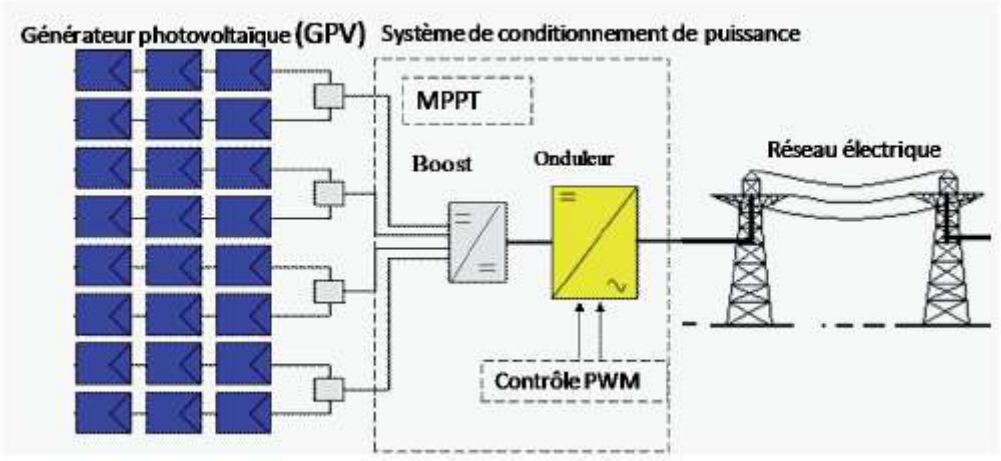


Figure II.1 Système photovoltaïque connecté au réseau électrique

II.2.1. Systèmes PV raccordés au réseau avec injection totale

Ils peuvent être conçus sans ou avec stockage.Le principe de fonctionnement de ces systèmes est le suivant (Figure II.2).Un générateur photovoltaïque transforme directement le rayonnement solaire en électricité. Le courant continu produit par les modules photovoltaïques est transformé, via un onduleur PV, en courant alternatif compatible avec les caractéristiques électriques du réseau public de distribution. L'énergie produite est intégralement injectée sur le

réseau public de distribution afin d'être valorisée dans les meilleures conditions économiques pour le producteur. En cas de défaillance du réseau électrique (perte de tension ou tension et fréquence hors tolérance), l'onduleur PV s'arrête de fonctionner.

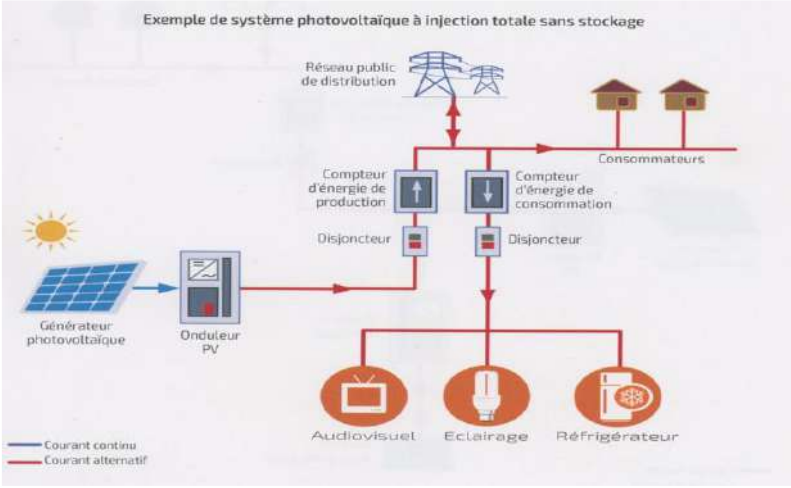


Figure II.2 : Exemple de système photovoltaïque à injection totale sans stockage

II.2.1.2. Injection totale avec stockage

Le principe de fonctionnement est le même que précédemment mais un stockage d'énergie par accumulateurs est intégré à la centrale de production (Figure3). Toutefois, pour des raisons économiques, le stockage est très limité et a pour but de lisser la production et/ou de restituer l'énergie en fin de journée pour faire face à un pic de consommation sur le réseau électrique.

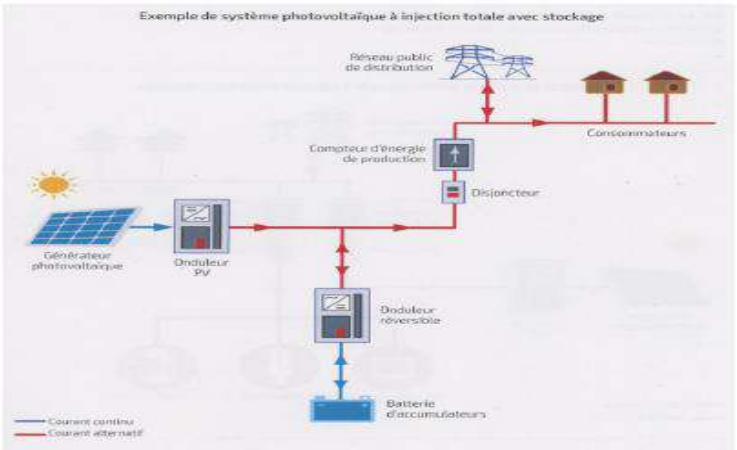


Figure II.3 : Exemple de système photovoltaïque à injection totale avec stockage

II.2.2 Systèmes PV raccordés au réseau avec autoconsommation

En autoconsommation, deux configurations sont possibles.

II.2.2.1. Autoconsommation sans stockage

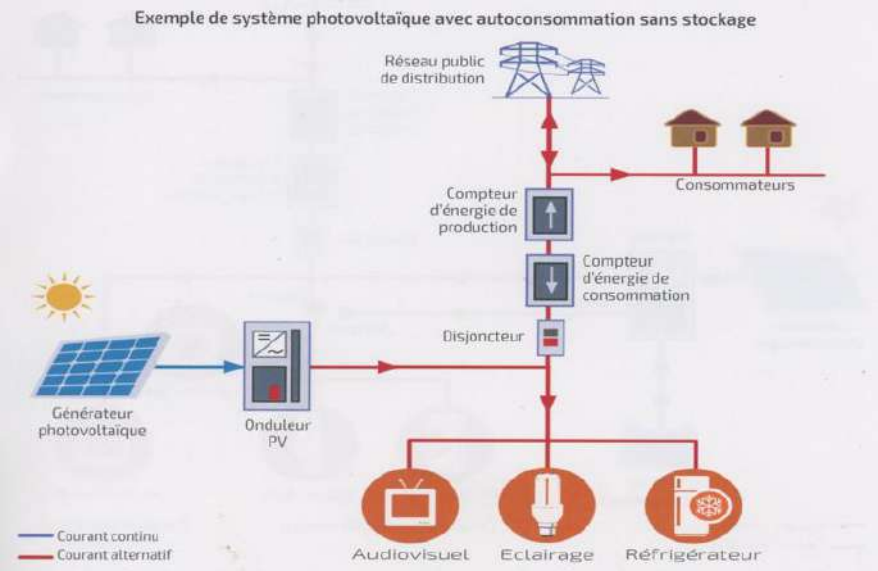


Figure II.4 : Exemple de système photovoltaïque avec Autoconsommation sans stockage.

Le système photovoltaïque fonctionne comme précédemment mais il est connecté directement sur l'installation électrique intérieure du site (Figure 4). L'électricité solaire est autoconsommée par les récepteurs en service. L'excédent éventuel d'électricité solaire produit est injecté dans le réseau public de distribution. En cas de défaillance du réseau électrique (perte de tension ou tension et fréquence hors tolérance), l'onduleur photovoltaïque s'arrête de fonctionner et les récepteurs ne sont plus alimentés.

L'intérêt d'un tel système est le suivant :

- Pour le producteur/consommateur : réduction de sa facture d'électricité (surtout si le prix du kWh acheté au réseau est supérieur au coût de l'énergie photovoltaïque produite) et valorisation éventuelle du surplus d'énergie produite, si un tarif d'achat est institué ;
- Pour le gestionnaire de réseau : réduction de la fourniture d'électricité (tout ce qui est fourni localement n'est pas à produire par les autres sources généralement d'origine fossiles).

II.2.2.2. Autoconsommation avec stockage

Le principe est le même que précédemment, mais un stockage d'énergie par accumulateurs est intégré au système, ce qui permet de stocker l'énergie produite par le générateur photovoltaïque en journée et de la restituer le soir pour la consommation locale (Figure5). Cependant, pour des raisons économiques, le stockage est limité à quelques heures de fonctionnement et ne permet pas de s'affranchir totalement du réseau électrique.

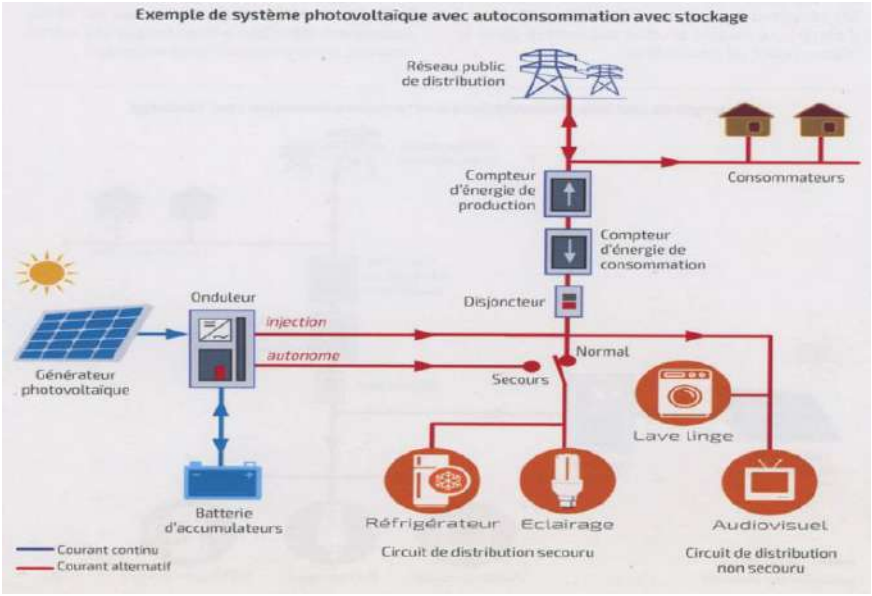


Figure.II.6 : Exemple de système photovoltaïque avec autoconsommation avec stockage

L'intérêt d'un tel système est identique au précédent, mais avec un taux d'autoconsommation supérieur. De plus, en cas de défaillance réseau, cette configuration donne souvent la possibilité d'alimenter d'une manière autonome les récepteurs prioritaires pendant quelques heures, et assure ainsi une fonction de secours. Toutefois, ce système présente l'inconvénient d'un stockage électrochimique entraînant un coût d'investissement entretien, renouvellement, recyclage, entre autres.

II.2.3. Applications

On retrouve les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau aussi bien au sol que sur des bâtiments d'habitation, tertiaires, agricoles et industriels. Les centrales de production électrique à base de générateurs photovoltaïques de grande puissance (de quelques MWe à quelques centaines de MWe) sont destinées à être raccordées directement sur le réseau public de distribution en Haute Tension A (HTA), ou sur le réseau de transport en Haute Tension B (HTB). **[17]**



a.Centrale solaire photovoltaïque de Cestas, 300 MWc, France



b.Centrale solaire photovoltaïque de Aïn El Ibel, 53Mwc, Algérie

Figure.II.7 : Exemple de centrales de centrale PV

Ces systèmes (Figure II.7) comportent de nombreux points forts :

- renforcement de la puissance électrique nationale installée,
- soutien et service au réseau (fourniture de puissance active et réactive, contribution au plan de tension),
- production d'électricité renouvelable à un coût compétitif par rapport aux solutions à base d'énergies fossiles et sans dégagement de gaz à effet de serre,
- sécurité d'approvisionnement compte tenu de la disponibilité de la ressource locale de l'énergie solaire,
- systèmes de production simples et rapides à mettre en œuvre et nécessitant une faible maintenance,
- systèmes fiables, matures avec une durée de vie supérieure à vingt-cinq ans,
- création d'emplois pour l'ingénierie, l'installation, le suivi et la maintenance. En revanche, ils ont aussi quelques points faibles :
- nécessité d'un réseau fiable et stable pouvant supporter le raccordement de la centrale,
- nécessité d'effectuer une étude spécifique du réseau local avant tout raccordement,
- intermittence et variabilité de l'énergie solaire, d'où la nécessité d'un réseau sous tension en permanence alimenté par d’autres sources. Les centrales photovoltaïques avec stockage se retrouvent essentiellement dans des territoires avec un réseau

électrique de faible puissance (non interconnecté) et pour lequel le stockage permet de lisser les pointes de production ou de consommation.

II.2.4. Les fonctions macroscopiques

Ayant comme but final la production d'énergie, une installation photovoltaïque nécessite lamise en place d'une chaîne de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique basée surl'effet photovoltaïque. Quelle que soit son architecture, cette chaîne de conversion peut sedécomposer en plusieurs sous-systèmes délimités selon leurs fonctionnalités. Un premier aperçud'un schéma conceptuel des systèmes photovoltaïques connectés au réseau, identifiant lesprincipaux sous-systèmes fonctionnels et leurs fonctions générales, est donné à Figure II.8

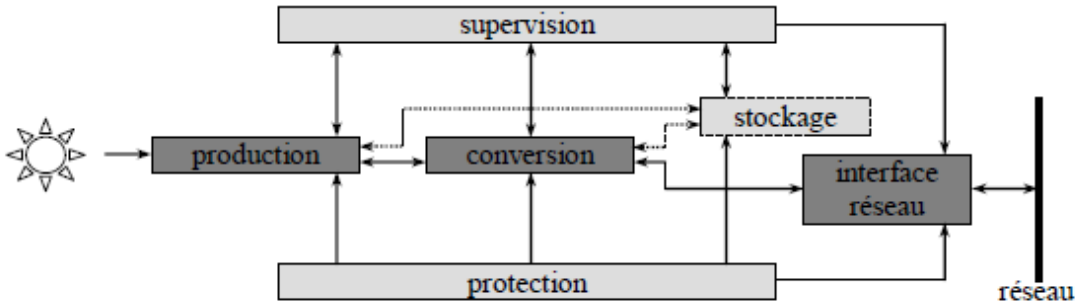


Figure II.8 : Fonctionnalités générales des systèmes PV connectés au réseau [18]

II.2.4.1 Les topologies de champs

Nous allons présenter dans la suite les architectures de champs PV permettant la connexionau réseau de distribution, en s'intéressant principalement à la fonction de base « conversion ».

Nous garderons évidemment à l'esprit qu'une installation PV devra également intégrer les autresfonctions présentées ci-dessus. Une grande diversité de topologies de champs PV existe, nousprésenterons uniquement les plus utilisées et les plus intéressantes.

II.2.4.1.L'onduleur central

La topologie la plus ancienne et la plus classique est composée d'un seul onduleur réalisantl'interface entre le réseau et le champ photovoltaïque, où des chaînes de modules (ou "string") sontconnectées en parallèle (Figure II.9). Ce montage est généralement utilisé pour

des installations de grandes puissances (20-400 kW [16]) dans lesquelles des protections anti-retours de courantsont implantées par rangée.

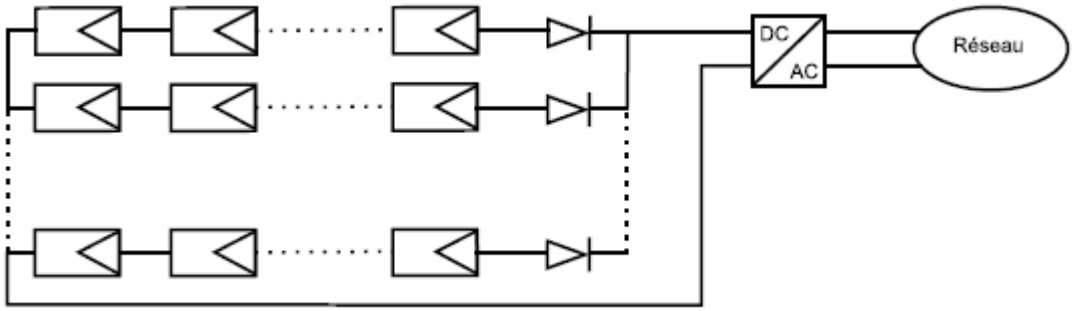


Figure II.9 La topologie « Onduleur Central » [20]

L'avantage de la topologie « onduleur central » est sa simplicité de mise en œuvre : un seulonduleur connecté au champ photovoltaïque est nécessaire. De plus, l'onduleur central demande unfaible coût d'investissement tout en permettant une maintenance simple. La simplicité du montagepermet également un meilleur rendement de la conversion de la tension. En effet, la mise en sériede plusieurs modules permet d'obtenir un rapport de transformation faible, ce qui augmente lerendement du convertisseur.

Par contre, ce montage présente plusieurs défauts [21] :

- pertes de conversion solaire (un seul MPPT pour un ensemble de modules)
- pertes et risques électriques dans le câblage DC
- aucune évolutivité
- aucune continuité de service en cas de panne de l'onduleur

Malgré les nombreux défauts de cette configuration, cette solution reste très employée dansles centrales PV au sol de forte puissance.

II.2.4.2. L'onduleur « rangée »

L'une des topologies les plus employée actuellement est celle de l'onduleur rangée (Figure II.10), qui consiste à implanter un onduleur au bout de chaque chaîne. Les onduleurs sontensuite connectés en parallèle au réseau électrique, ce qui nécessite une coordination entre lesonduleurs (du type maître - esclaves) pour proscrire le fonctionnement en îlotage et éviter leséchanges de puissance entre les onduleurs.

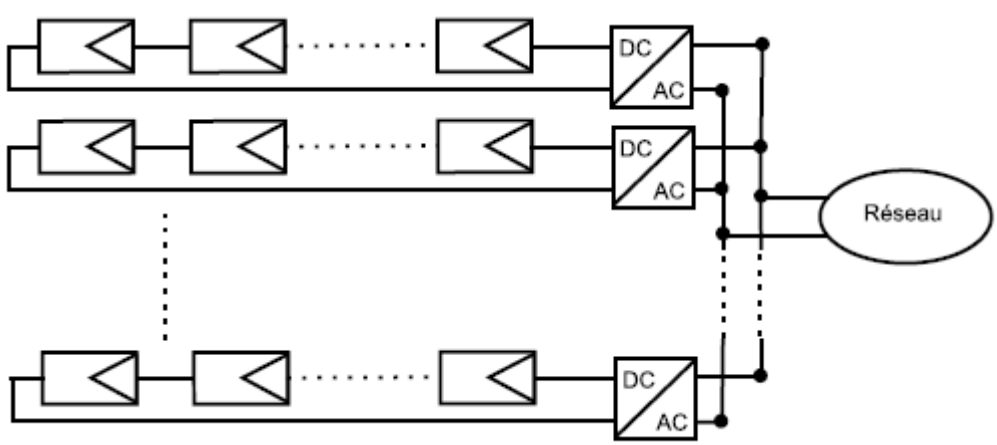


Figure II.10 : La topologie « Onduleur rangée » [24]

La topologie « onduleur rangée » permet d'améliorer le contrôle de la puissance disponible.

string grâce au MPPT par de. De chaque onduleur plus, la continuité de service est accrue car lapanne d'un convertisseur n'entraîne pas l'arrêt total de l'installation. Enfin, cette architecture estévolutive puisque chaque string constitue un sous ensemble indépendant. Dans le cas d'augmentation de puissance de l'installation, seul la connexion AC est à remplacer

Une comparaison de la structure onduleur "rangée" et onduleur "central", menée par deschercheurs italiens [25], a permis de montrer que ces deux assemblages sont semblables, en cequi concerne les pertes dans l'électronique de puissance et dans les câbles. D'après l'étude menée,dans les deux cas l'énergie perdue compte pour environ 10% de l'énergie totale produite, lastructure centralisée étant légèrement moins dissipative. En revanche, dans le cas d'ombrage dusystème PV, l'architecture centralisée produit 12% de moins d'énergie que la structure rangée. Enconclusion, l'étude montre que l'onduleur rangée a un rendement global (qui prend en compte lespertes ainsi que le nombre de jours ensoleillés et ombragés) plus performant de 1,5%. Cesconclusions sont néanmoins à pondérer par la grande difficulté à caractériser un ombrage. Ce gaindépend fortement de l'ombrage considéré.Cependant, il subsiste des pertes par couplage série des modules au sein d'un même string.

Le rendement des onduleurs reste variable en fonction de la puissance fournie par la chaînephotovoltaïque (mauvais rendement de l'onduleur à faible puissance des modules).

II.2.4.3. Le hacheur « rangée »

L'utilisation de plusieurs étages de conversion peut améliorer le rendement de conversionet la fiabilité du système, selon [23], en dissociant les fonctionnalités de l'onduleur.

Souventprésenté comme une solution intermédiaire entre l'onduleur "central" et de l'onduleur "rangée", lehacheur "rangée", aussi appelé convertisseur multi-string, utilise un hacheur en bout de chaquestring du système PV (Figure II.11).

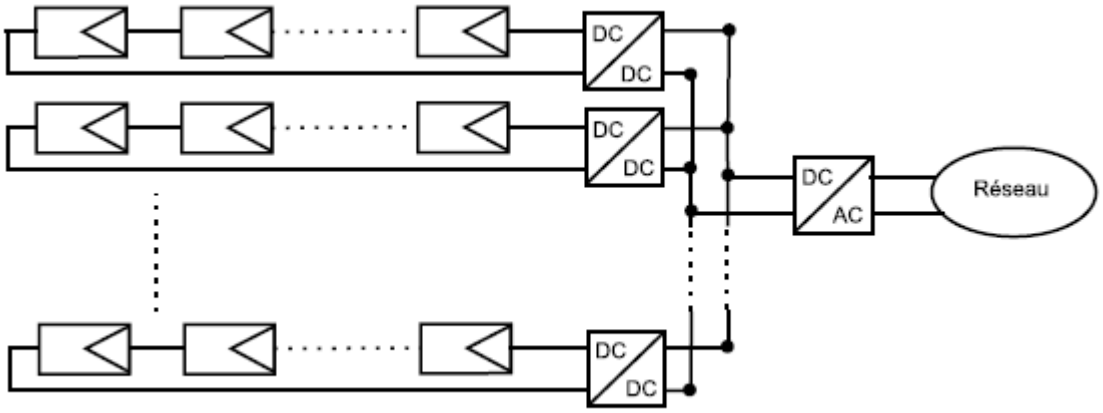


Figure II.11 : La topologie « Hacheur rangée »

Le bus continu à l'avantage d'intégrer facilement un élément de stockage. De plus,l'utilisation d'un seul onduleur comme interface avec le réseau permet de réduire le nombred'interactions entre le réseau et l'installation PV. La participation de l'installation aux servicessystèmes est donc facilitée. Le MPPT se fait pour chaque string, ce qui limite l'influence desmodules entre eux [24].

Le montage reste évolutif, mais la continuité de service n'est pas assurée en cas de pannede l'onduleur. Par rapport à l'onduleur "rangée", les coûts seront probablement réduits car chaquehacheur n'a pas besoin d'intégrer les fonctionnalités de mesure et de surveillance de la tension etdu courant réseau, le contrôle commande de la partie alternative et la détection de courant continurésiduel sur le réseau [23], [25] et [26]

II.2.4.4. Le hacheur modulaire parallèle

Une évolution de la topologie hacheur « rangée » est la topologie hacheur modulaireparallèle présentée sur la Figure II.12. Le hacheur n'est plus connecté à une chaîne de modules PVmais directement à la sortie du module PV. Cette évolution garde tous les avantages duhacheur« rangée », tout en augmentant le niveau de discrétisation du MPPT. Ainsi ce n'est plus une chaînede modules PV qui fonctionne à son MPPT mais chaque module PV. Un gain de productivité estdonc à attendre par rapport au hacheur « rangée ».

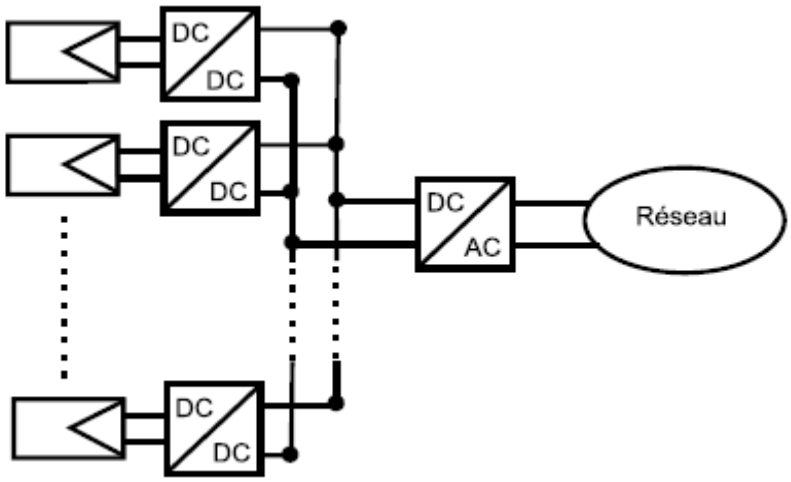


Figure II.12 : La topologie « hacheur modulaire parallèle »

II.2.4.5. Le hacheur modulaire série

Une des solutions pour diminuer le rapport d'élévation des hacheurs nécessaires à latopologie hacheur modulaire parallèle est de mettre la sortie des hacheurs en série. Ainsi le rapportd'élévation est d'autant diminué que le nombre de hacheurs en série est augmenté. Cette topologiedénommée hacheur modulaire série est présentée sur la Figure II.13.

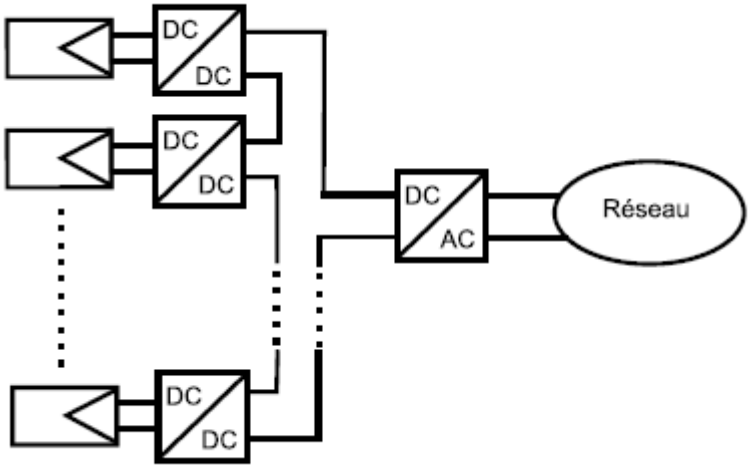


Figure II.13 : La topologie « hacheur modulaire série » [27]

Cette topologie garde tous les avantages de la topologie précédente tout en diminuant lerapport d'élévation des hacheurs et permet ainsi d'augmenter le rendement. En revanche, la mise ensérie des hacheurs implique une dépendance des points de fonctionnement des uns par rapport auxautres et complexifie les lois de commandes et le dimensionnement de la structure.

II.2.5. Les convertisseurs pour le PV

L'électronique de puissance est au cœur du système PV et peut avoir des impacts trèsimportants sur le productible, la sécurité et sur la qualité de l'énergie produite. C'est l'électroniquede puissance qui réalise l'interface entre les différents éléments du système. Comme dit plus haut,plusieurs concepts d'architecture de champs coexistent selon la puissance et selon les technologiesdisponibles et sont rappelées Figure II.14. Ces architectures de champs vont influencer fortement laconception de l'électronique de puissance.

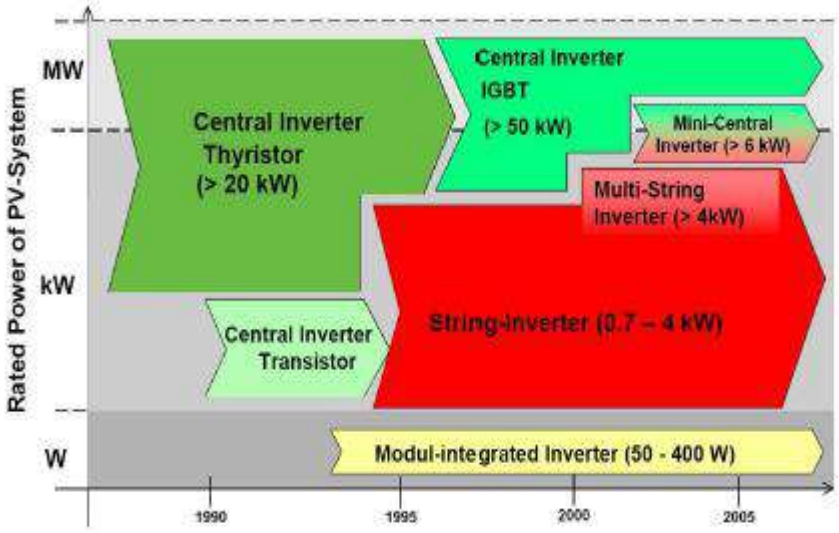


Figure II.14 : Les différentes architectures de champ en fonction de la puissance et leur évolution au cours du temps [28]

II.3.Conclusion

Au cours de ce chapitre on a présenté les déférentes architectures électriques de raccordement des installations photovoltaïques au réseaux électrique ,les topologies de champs PV connectés au réseau de distribution et les convertisseurs pour les PV.

CHAPITRE III
DIMENSIONNEMENT ET SIMULATION DE LA CENTRALE PV AÏN EL IBEL

III.1. Introduction

Lorsqu'on s'équipe en energie renouvelable, il est important de respecter un certain nombre d'etapes. Ces dernieres permettront, grace a quelques calculs tres simples, de dimensionner la source d'energie. Une installation d'un systeme PV necessite plusieurs etapes dont la premiere est d'estimer la consommation d'electricite et de determiner a quel moment on en a besoin. Puis vient le chiffrage de l'energie solaire recuperable selon l'emplacement et la situation géographique. Avec ces données, il sera alors possible de connaitre la quantité de modules photovoltaïques nécessaires, la quantité de batteries (en cas d'une installation autonome), le regulateur ainsi que l'onduleur les mieux adaptes, et enfin le câblage adéquat.

Dans ce chapitre on expliquera comment utilisé le logicielle PVsyst pour un système photovoltaïque raccordé au réseau.

III.2. Présentation de logiciel de simulation PVsyst

PVsyst est conçu pour être utilisé par les architectes, les ingénieurs et les chercheurs, mais c'est aussi un outil pédagogique très utile. Il inclut une aide contextuelle approfondie, qui explique en détail la procédure et les modèles utilisés et offre une approche ergonomique avec guide dans le développement d'un projet. PVsyst permet d'importer des données météo d'une dizaine de sources différentes ainsi que des données personnelles.

Dans ce chapitre on expliquera comment utilisé le logicielle PVsyst pour un système photovoltaïque raccordé au réseau.

Le logiciel PVsyst permet de :

- Pré-dimensionnement
- Estimation rapide de la production pour une première étude de vos installations
- Conception de projet
- Etude détaillée, dimensionnement et simulation horaire, résultats dans un rapport complet imprimable.
- Données météo (importation de diverses sources, génération synthétique,…).
- Base de données de composante (module PV, onduleur, batteries, pompes, etc.)
- outils didactiques, (géométrie solaire, optimisation de l'orientation, comportement électrique de champs PV avec ombrage).

- analyse de données réelles mesurées (avancé).[dans accueil du logiciel PVsyst]

III.2.1. Gestion d'un projet (système raccordé au réseau)

Pour un projet donné (définissant site et météo), on peut construire plusieurs variations de notre système (Figure III.1).

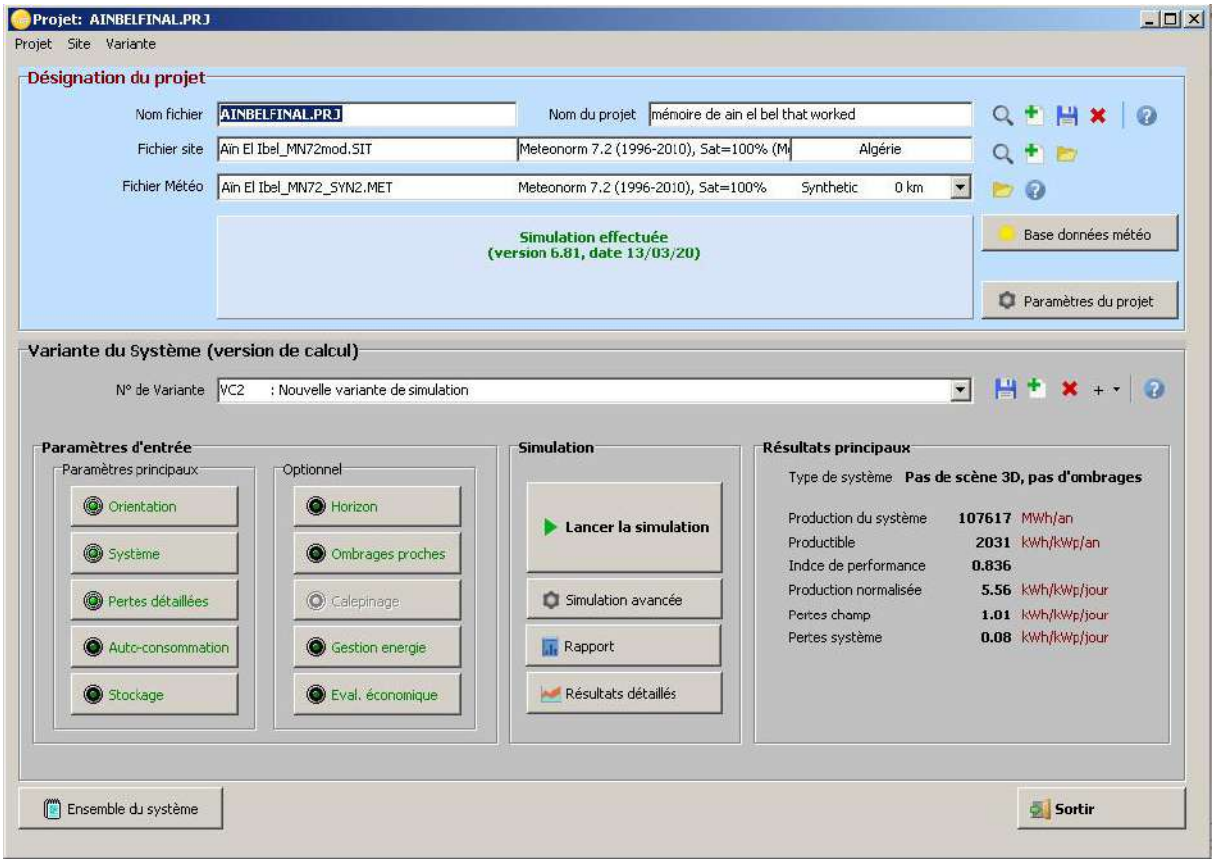


Figure III.1: Désignation du projet dans PVsyst

III.2.2. Conception/dimensionnement du système

La conception de système est basée sur une procédure rapide et simple (Figure III.2):

- Spécifier la puissance désirée ou la surface disponible ;
- Choisir les modules PV dans la base de données interne ;
- Choisir l'onduleur dans la base de données interne.

et PVsyst propose une configuration de système, qui permet de réaliser une première simulation/évaluation.

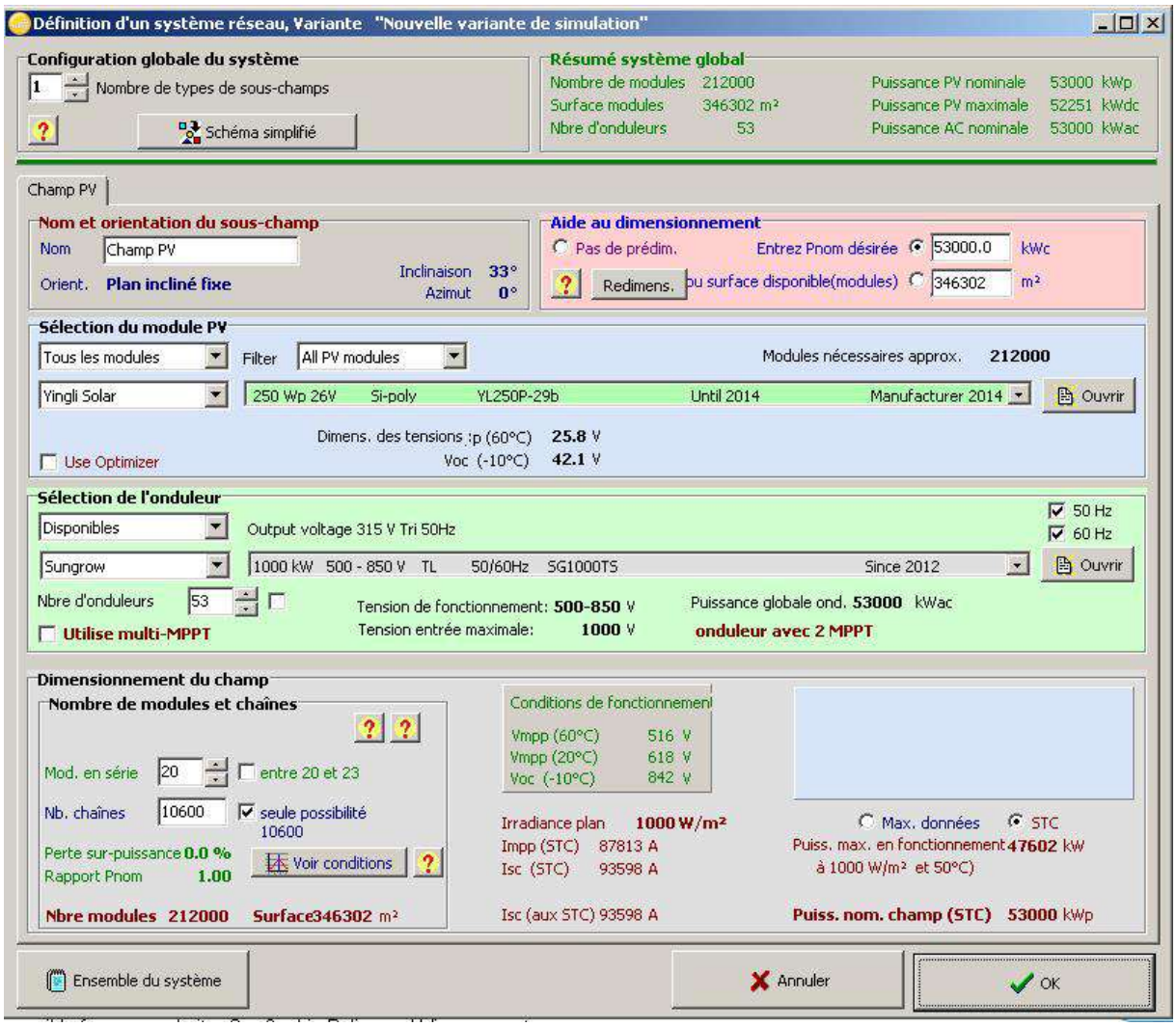


Figure III.2 : Configuration du système dans PVsyst

III.2.3.Dimensionnement de système : outil visuel

Un outil spécifique rassemble toutes les contraintes pour le dimensionnement du système (Figure III.3):

- Pour le nombre de modules en série: le diagramme supérieur montre la courbe I/V du champ PV (été/hiver), et les contraintes de tension (y compris courants et puissance) de l'onduleur.
- Pour le dimensionnement de l'onduleur: le second graphique montre la distribution annuelle de puissance MPP du champ et la puissance effective de l'onduleur.
- Le dimensionnement optimal de l'onduleur est base sur la perte de surcharge acceptablesur une année. Il conduit habituellement à sur-dimensionner le rapport de puissance nominalechamp/onduleur, de l'ordre de 1.25.

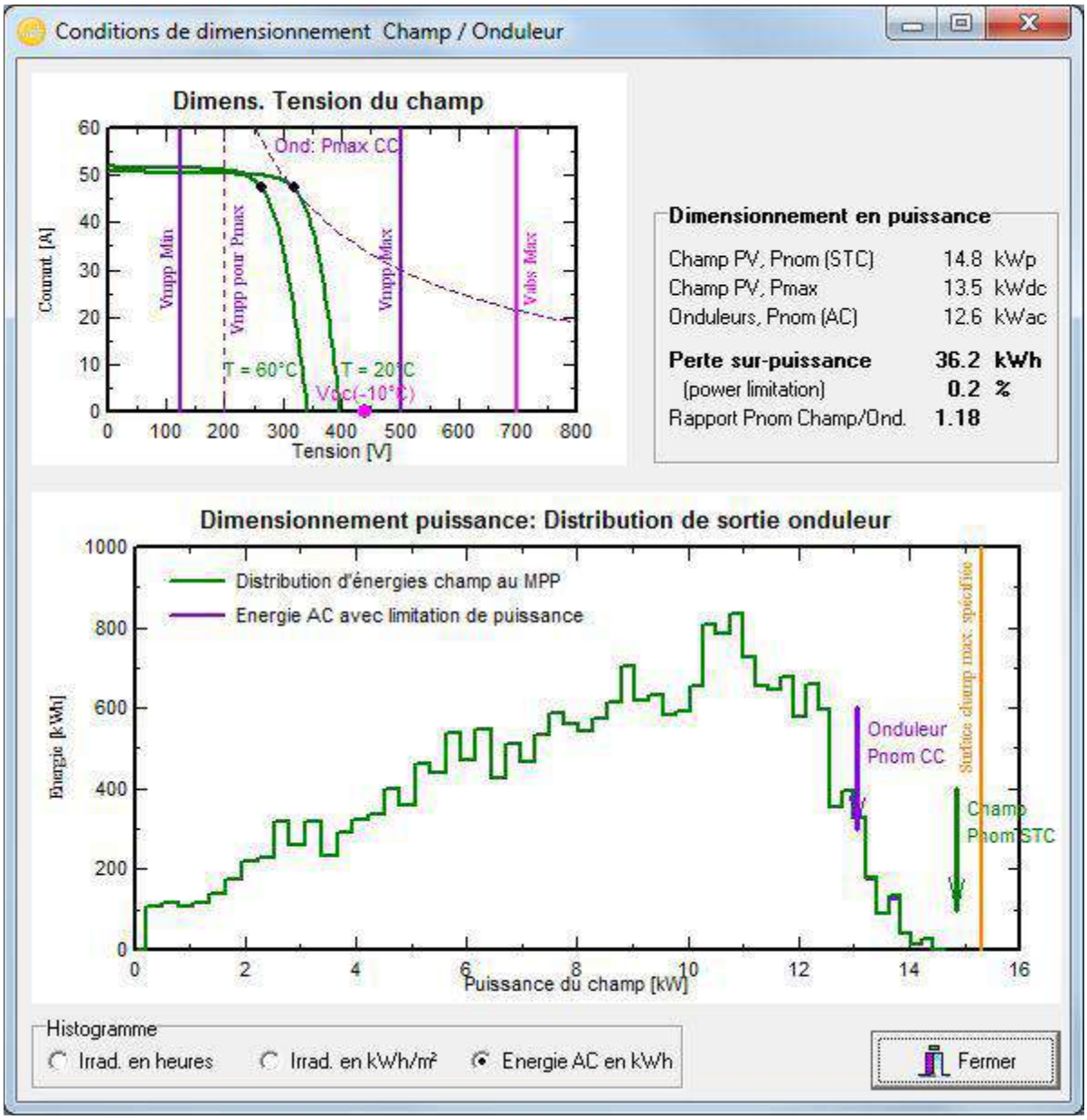


Figure III.3 : Conditions de dimensionnement champ/onduleur dans PVsyst

Après un bon dimensionnement du système, on peut définir différentes pertes comme les ombrages lointains et proches, en utilisant un éditeur 3D complet, pour la définition de l'environnement et des conditions d'ombrages proches.

Des outils specialises sont egalement fournis pour l'evaluation des pertes de cablage, et de pertes telles que la qualite des modules, l'inadequation entre les modules, les salissures, les comportements thermiques selon le mode de montage, la non-disponibilité du système,…etc

III.2.4. Simulation et rapport

La simulation calcule la distribution des énergies tout au long de l'annee. Un rapport complet avec tous les paramètres impliqués et les résultats principaux, est conçu pour être

directement transmis a l'utilisateur.

III.2.5. Principaux résultats

1. La production d'energie totale (MWh/an) est essentielle pour evaluer la rentabilité du système PV.

2. L'indice de performance (PR[%]) décrit la qualité du système lui-même.

3. L'energie specifique [kWh/kWp] est un indicateur de la productivite du systeme, selon l'irradiation disponible (localisation et orientation).

4. Le diagramme des pertes (Figure III.4) : Le diagramme des pertes montre les énergies à différents niveaux du système, avec une évaluation des pertes à chaque stade.

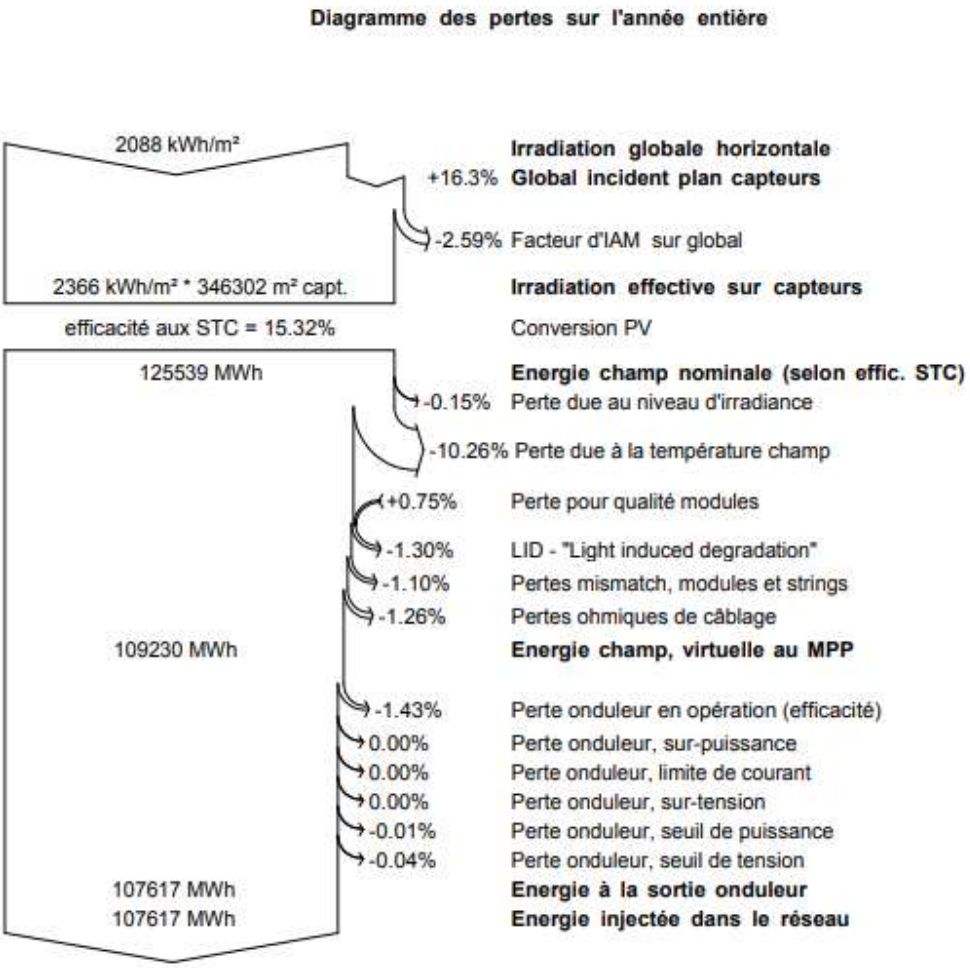


Figure III.4 : Diagramme de pert

III.3.Dimensionnement du champ PV [29]

III.3.1.Dimensionnement du générateur photovoltaïque

Cette etape consiste a calculer la quantite de modules photovoltaiques que l'on devra posséder pour couvrir ces besoins en électricité.

III.3.1.1.Estimation de la puissance crête de la centrale photovoltaïque

La puissance crete de la centrale photovoltaique installee depend de l'irradiation du lieu. On la calcule de façon à satisfaire les besoins pendant la période la plus défavorable en appliquant la formule suivante [30]

$$\mathbf{PC}= \frac{\mathrm{Ec}}{\mathrm{K.Ir}} \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \textbf{(III.1)}$$

Pc : Puissance crête de la centrale photovoltaïque (Wc).

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

Ec : Energie consommée (Wh).

K : Coefficient correcteur. Ce coefficient tient compte :

-De l'inclinaison non corrigee des modules suivant la saison ;

-Du point de fonctionnement des modules ;

-Du rendement moyen de la batterie (90%) ;

-Du rendement de régulateur (95%) ;

-Des pertes dans les câbles de connexion pour les systèmes avec batterie.

K est en général compris entre 0,55 et 0,75. La valeur souvent utilisée dans des calculs du système avec batterie est k=0,65 [31].

III.3.1.2.Coût de l'installation d'une centrale photovoltaïque

Le cout global de l'installation d'une centrale PV (qui n'est pas raccordee au reseau) est donné par la relation suivante [32], [33] :

$$\mathbf{C_T = A\,P_C + B\,C_S + C_{T0}} \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \textbf{(III.2)}$$

Avec :

A : Coût du watt crête photovoltaïque (1200 DA)

Pc: puissance crête du champ PV

B : Coût du Kwh de la batterie (4000 DA)

Cs: Capacité de stockage de la batterie (Kwh)

C_{T0}: La somme des coûts de tous les autres systèmes.

imulation d'une centrale PV de puissance 1 MW

III.4.Dimensionnement du centrale PV « Aïn El Ibil »

Dans cette partie, nous présentons les résultats de simulation du centrale PV « Aïn El Ibil » de puissance 53 MW connectée au réseau, en utilisant une technologie de modules au Silicium polycristallin.

III.4.1.1.Données géographiques

Le tableau 1 présente les données géographiques du site « Ain El Ibel ».

Caractéristique / Site	L'atitude[°]	Altitude[m]	Longitude[°]
Aïn El Ibel	**34.3438 Nord**	**1008**	**3.22 Est**

Tableau III.1 Données météorologiques du site « Ain El Ibel ».

III 4.1.2.Données météorologiques

Le tableau 2 résume les caractéristiques climatiques du site d'Aïn El Ibel

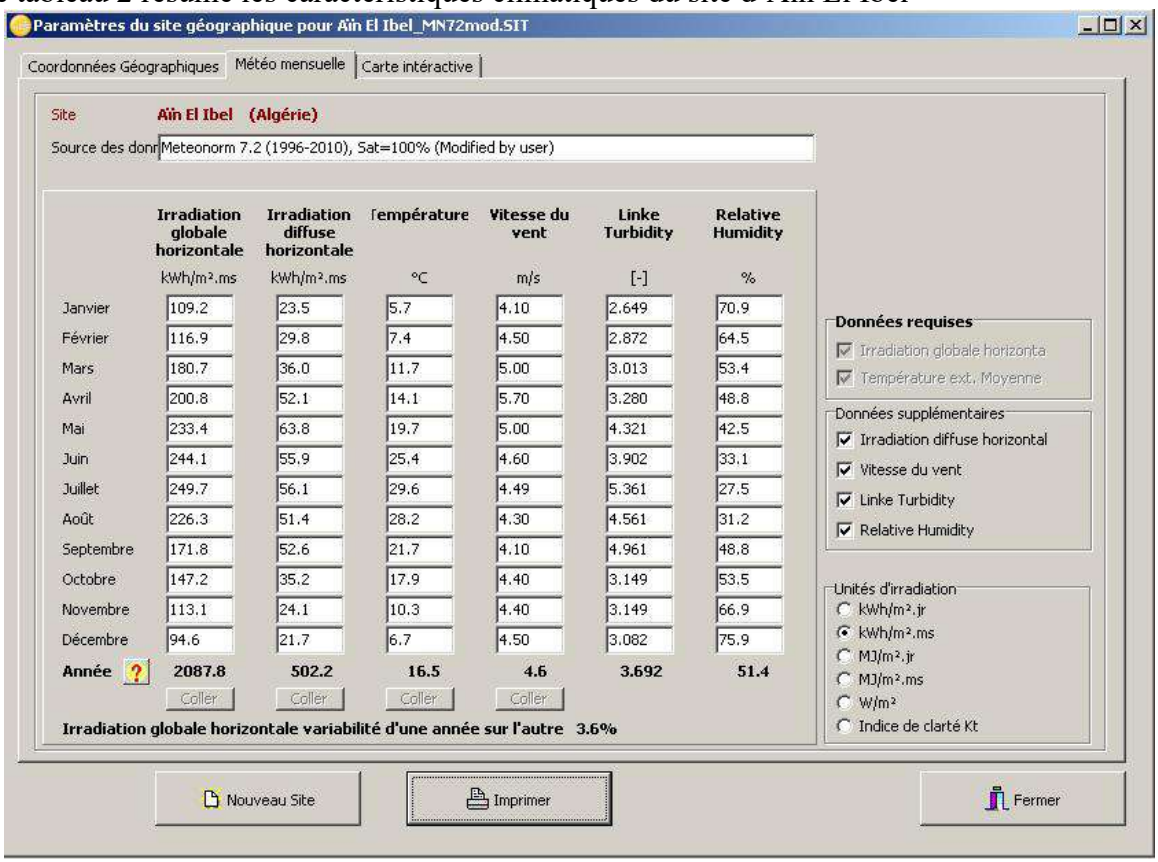


Tableau III.2 Données météorologiques du site D'Ain El Ibel

III.4.1.3.Trajectoire du soleil

La connaissance du mouvement apparent du soleil pour un point donné de la surface terrestre est nécessaire pour toute application solaire. La position du soleil est définie par deux angles : sa hauteur **HS** (angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu) et son Azimut **AZ** (angle avec la direction du sud, compté négativement vers l'est). La figure III.5 présente la hauteur du soleil dans le ciel en fonction de l'azimut à « Aïn El Ibel » au cours d'une année.

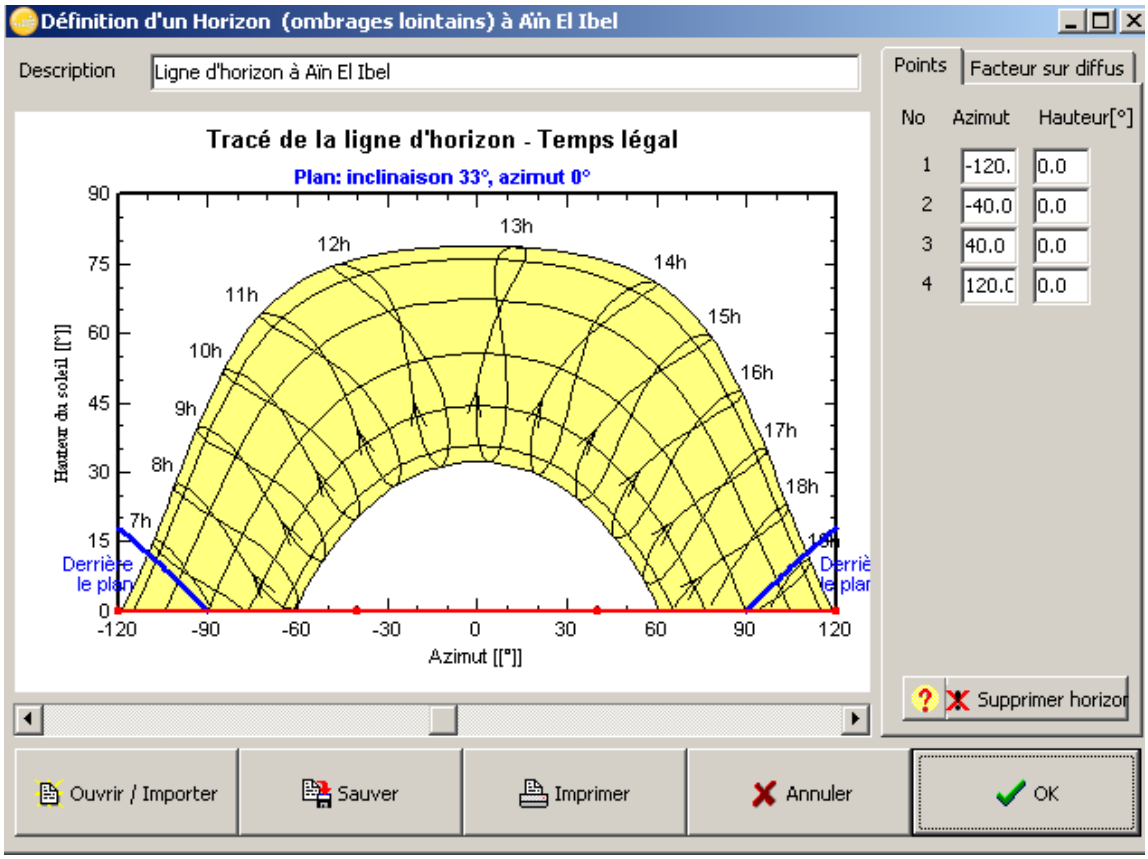


Figure III.5 : trajectoire du soleil à Ain El Ibel (Lat.34.34 N, long. 3.22° E, alt. 1008m)

III.4.2.Simulation du centrale PV « Aïn El Ibil » de puissance 53 MW avec le logiciel PVsyst

La simulation détaillée d'un système PV comporte :

- Le choix des composants (panneaux PV, onduleur, matériel de raccordement,…etc) ;
- La disposition détaillé du champ de capteurs (orientation, mode de montage,…etc) ;
- L'estimation de l'énergie produite ;
- Une évaluation des coûts de l'installation, et le prix du KWh résultant.

III.4.2.1.Orientation des modules PV

Vu le prix élevé des modules PV, il est nécessaire de choisir des orientations et inclinaisons favorables à la production d'énergie.

Pour la simulation en technologie de silicium multicristallin, nous avons choisi un plan incliné fixe d'une inclinaison 33° (par rapport à l'horizontale) comme l'illustre la figure III.6, 33° c'est l'inclinaison optimale donnée par le logiciel PVsyst, en dehors de cette dernière le rendement diminue.

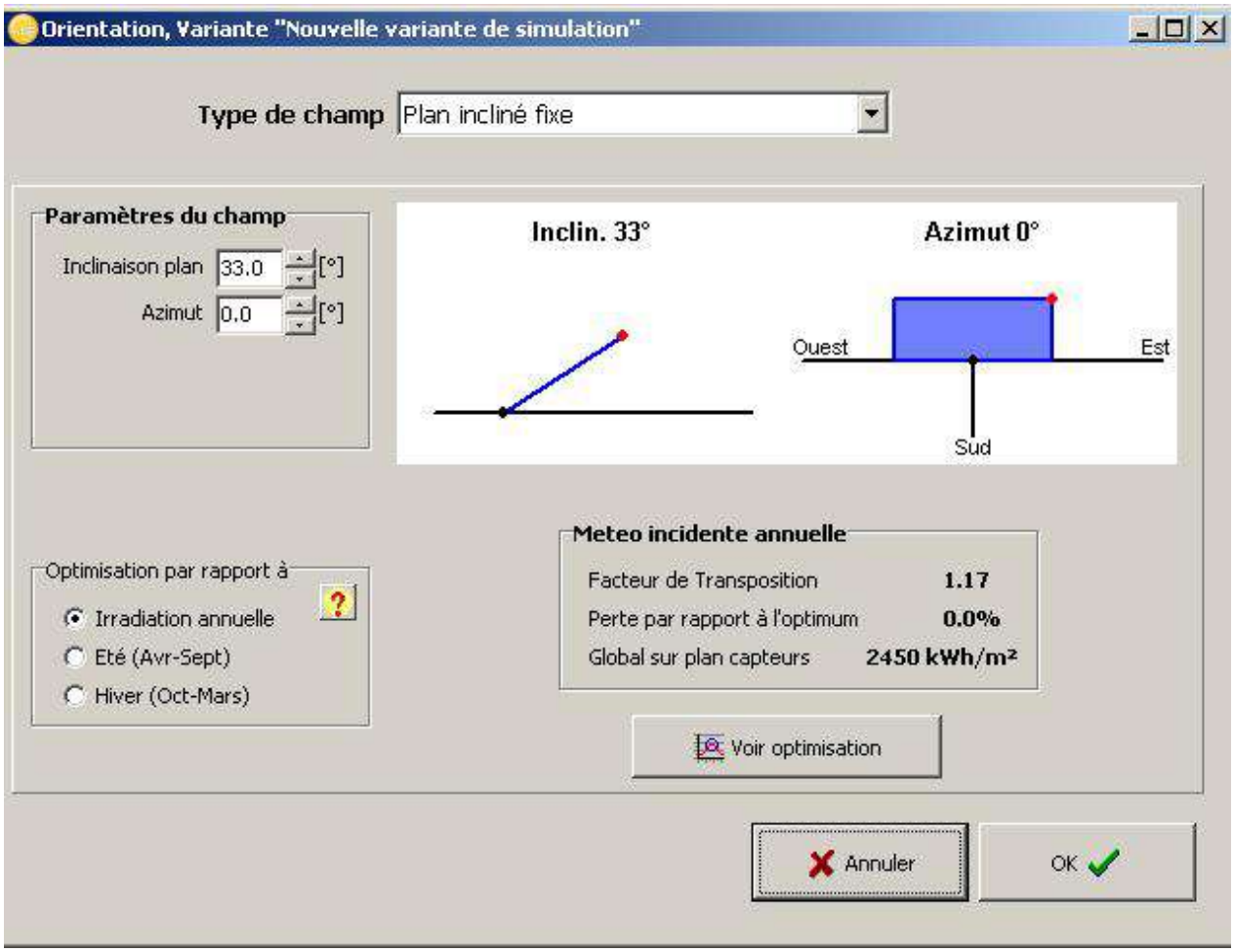


Figure III.6 : Positionnement des systèmes de panneaux PV (plan incliné fixe)

III.4.2.2.Paramètres de simulation

Caractéristiques du module PV

- Model: YL250P-29b;
- Fabricant: Yingli
- Solar; Technologie : Silicium polycristallin ;

- Puissance : P = 250 Wp ;
- Tension : Un = 37.80V.
- Efficacité du module:17.14%

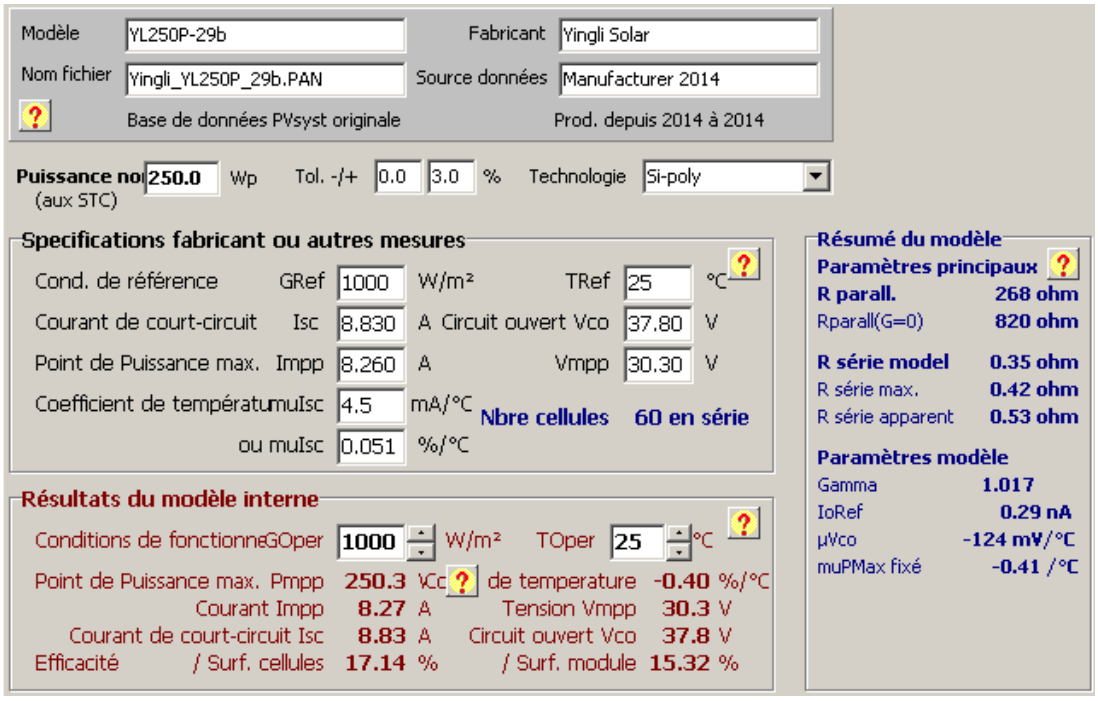


Figure III.7: Caractéristiques du module PV par simulation (PVsyst)

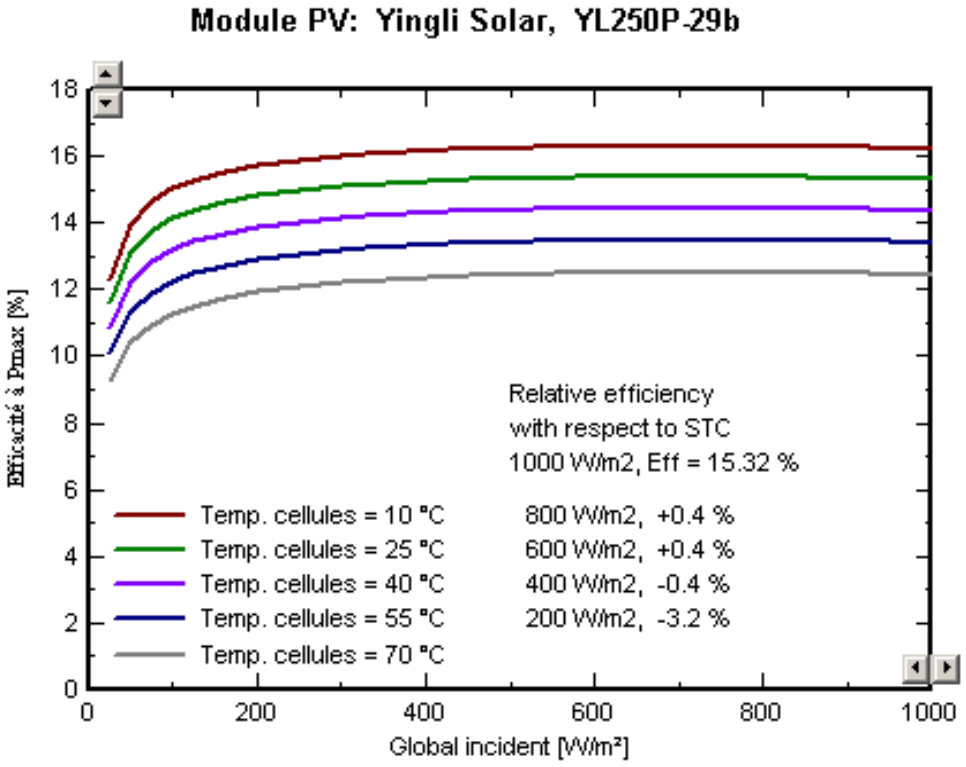


Figure III.8 : Évaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à base de cellules au silicium polycristallin

III.4.2.3. Caractéristiques de l'onduleur

L'onduleur SG-1000TS du fabricant SUNGROW présente les caractéristiques suivantes :

- Tension MPP minimale : 500 V;
- Tension MPP maximale : 850 V ;
- Puissance AC nominale : 1000KW ;
- Type : triphasé ;
- Fréquence : 60 HZ ;
- Rendement : 98.70%.

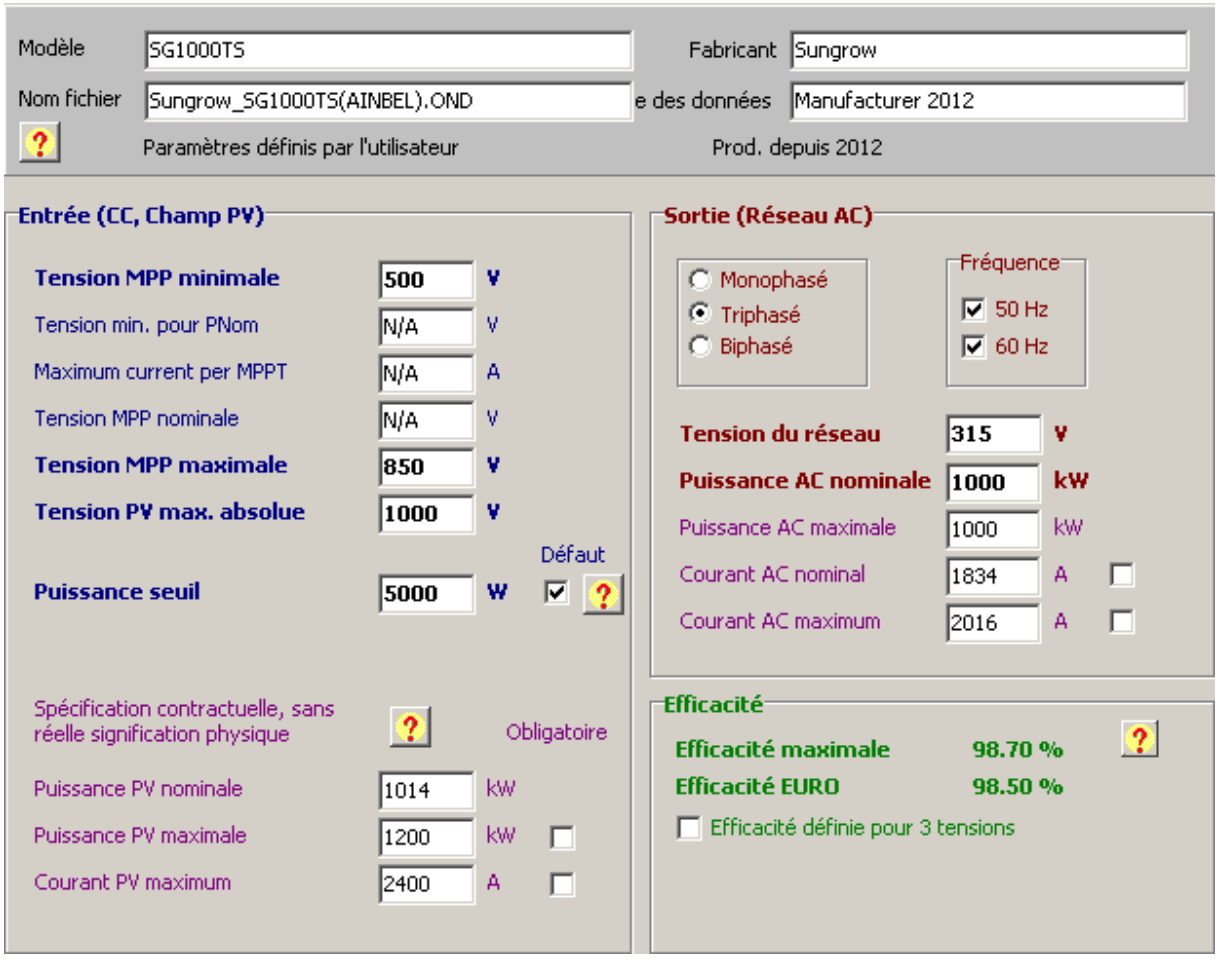


Figure III.9 : Caractéristiques de l'onduleur par simulation (PVsyst)

III.4.2.4.Répartition champ PV

Les paramètres de dimensionnement du champ PV pour une puissance de 53000 KWc (53 MWc) sont résumés dans le tableau ci-dessous

PVSYST V6.81			06/09/20	Page 1/4
Système couplé au réseau: Paramètres de simulation				
Projet :	**AIN EL IBEL**			
Site géographique	**Aïn El Ibel**		Pays	**Algeria**
Situation	Latitude	34.34° N	Longitude	3.22° E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	1008 m
	Albédo	0.20		
Données météo:	**Aïn El Ibel**	Meteonorm 7.2 (1996-2010), Sat=100% - Synthetic		
Variante de simulation :	**Nouvelle variante de simulation**			
	Date de la simulation	06/09/20 à 11h42		
Paramètres de simulation	Type de système	**Pas de scène 3D, pas d'ombrages**		
Orientation plan capteurs	Inclinaison	33°	Azimut	0°
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus	Perez, Meteonorm
Horizon	Pas d'horizon			
Ombrages proches	Sans ombrages			
Besoins de l'utilisateur :	Charge illimitée (réseau)			
Caractéristiques du champ de capteurs				
Module PV	Si-poly	Modèle	**YL250P-29b**	
Base de données PVsyst originale		Fabricant	Yingli Solar	
Nombre de modules PV		En série	20 modules	En parallèle 10600 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	212000	Puissance unitaire 250 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	**53000 kWc**	Aux cond. de fonct. 47602 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	542 V	I mpp 87813 A
Surface totale		Surface modules	**346302 m²**	Surface cellule 309478 m²
Onduleur		Modèle	**SG1000TS**	
Paramètres définis par l'utilisateur		Fabricant	Sungrow	
Caractéristiques		Tension de fonctionnement	500-850 V	Puissance unitaire 1000 kWac
Batterie d'onduleurs		Nbre d'onduleurs	53 unités	Puissance totale 53000 kWac
				Rapport Pnom 1.00
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	0.10 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
LID - "light induced degradation"				Frac. pertes 1.3 %
Perte de qualité module				Frac. pertes -0.8 %
Perte de "mismatch" modules				Frac. pertes 1.0 % au MPP
Perte de "mismatch" strings				Frac. pertes 0.10 %
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo 0.05

Tableau III.3 Paramètres de simulation d'une centrale PV

Comme l'illustre le tableau 3, le champ PV sera constitué de plus que 212000 de modules PV (Silicium polycristallin) répartis sur une surface de 346302 m², comme suit :

- 20 Modules connectés en série;
- 10600 Modules connectés en parallèle.

Le nombre d'onduleur est égal à 53 unités avec une puissance globale de 53000 KW AC.

III.4.3.Résultats de simulation

PVSYST V6.81 | 06/09/20 | Page 2/4

Système couplé au réseau: Résultats principaux

Projet : **AIN EL IBEL**

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

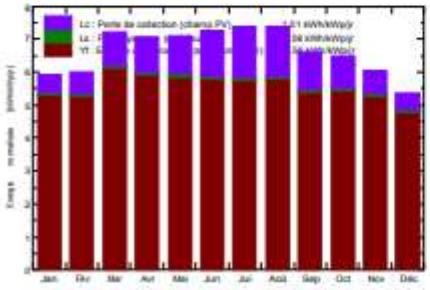
Principaux paramètres système	Type de système	**Pas de scène 3D, pas d'ombrages**		
Orientation plan capteurs	inclinaison	33°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	YL250P-29b	Pnom	250 Wc
Champ PV	Nombre de modules	212000	Pnom total	**53000 kWc**
Onduleur	Modèle	SG1000TS	Pnom	1000 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	53.0	Pnom total	**53000 kW ac**
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Principaux résultats de la simulation

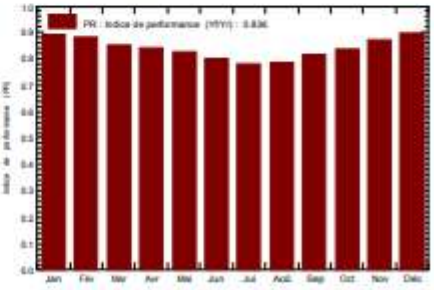
Production du système — **Energie produite** **107617 MWh/an** — Productible 2031 kWh/kWc/an

Indice de performance (PR) 83.60 %

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 53000 kWc



Indice de performance (PR)



Nouvelle variante de simulation

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Janvier	109.2	23.54	5.65	183.8	180.0	8836	8710	0.894
Février	116.9	29.79	7.40	168.0	164.4	7956	7845	0.881
Mars	180.7	35.99	11.69	223.5	218.5	10206	10056	0.849
Avril	200.8	52.06	14.11	211.6	205.4	9567	9429	0.841
Mai	233.4	63.80	19.71	220.0	213.1	9764	9623	0.825
Juin	244.1	55.91	25.44	217.1	210.0	9338	9201	0.800
Juillet	249.7	56.10	29.59	229.0	221.9	9613	9472	0.780
Août	226.3	51.43	28.23	229.2	222.8	9666	9524	0.784
Septembre	171.8	52.62	21.73	198.0	192.9	8709	8585	0.818
Octobre	147.2	35.24	17.93	201.6	197.1	9049	8920	0.835
Novembre	113.1	24.12	10.25	181.1	177.5	8491	8371	0.872
Décembre	94.6	21.68	6.67	166.1	162.6	7991	7881	0.895
Année	2087.9	502.29	16.59	2429.0	2366.1	109186	107617	0.836

Légendes: GlobHor Irradiation globale horizontale — GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages

DiffHor Irradiation diffuse horizontale — EArray Energie effective sortie champ

T_Amb Température ambiante — E_Grid Energie injectée dans le réseau

GlobInc Global incident plan capteurs — PR Indice de performance

Tableau III.4 : principaux résultats de simulation d'une centrale PV connectée au réseau

D'après les résultats (Tableau 4), on voit bien que l'énergie produite par le champ photovoltaïque (EArray illustrée sur la figure III.7) est proportionnelle aux valeurs d'énergie

incidente (GlobInc). La production du système (à la sortie de l'onduleur : Yf) est représentée sur la figure III.10. Les pertes Lc et Ls sont les pertes correspondantes au champ PV et dues à l'onduleur, respectivement.

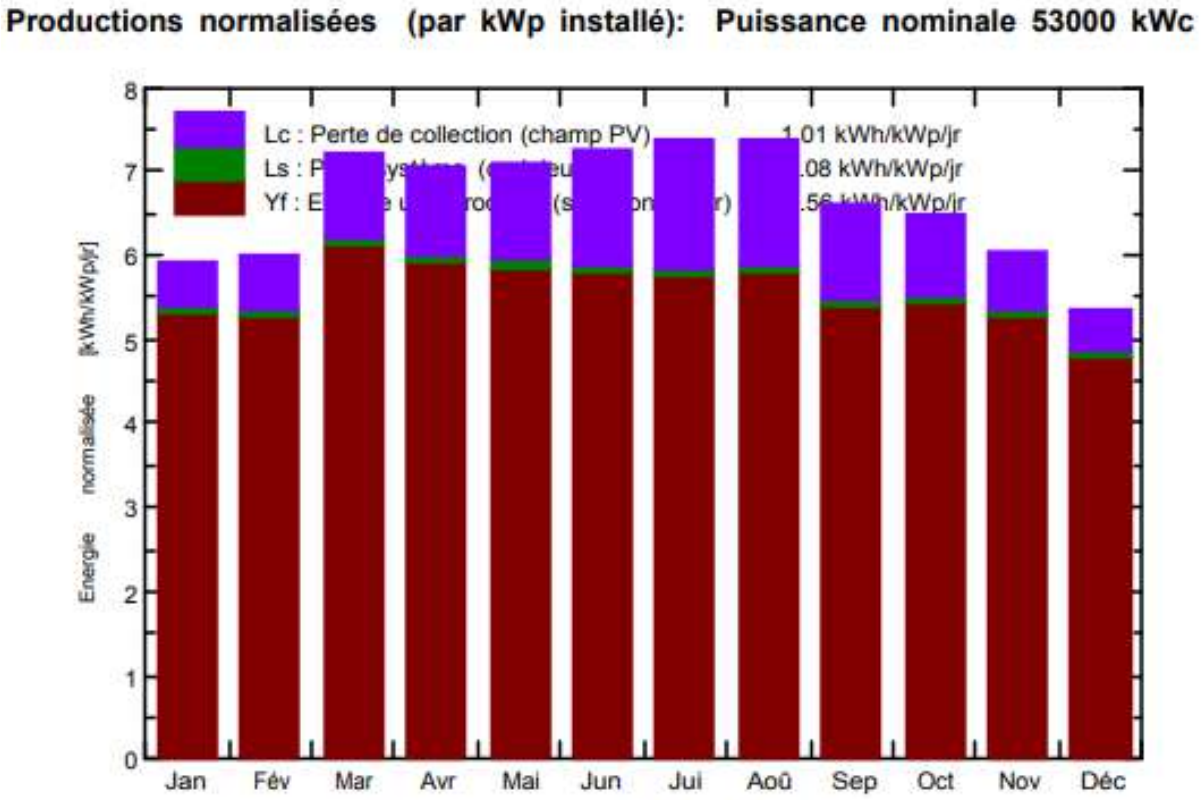


Figure III.10 : Énergie utile produite par la centrale PV (à la sotie de l'onduleur)

La figure III.11 représente l'indice de performance qui est défini par le rapport de la production du système (Yf) par l'énergie incidente de référence (Yr) tel que : PR= Yf/Yr. Autrement dit, il représente l'efficacité globale du système par rapport à ce qu'on pourrait en attendre selon la puissance installée et peut atteindre 88 % dans les meilleures installations PV. L'énergie produite peut être donnée par la relation : énergie produite = Pnom.Einc.PR, où : Pnom est la puissance nominale de l'installation.

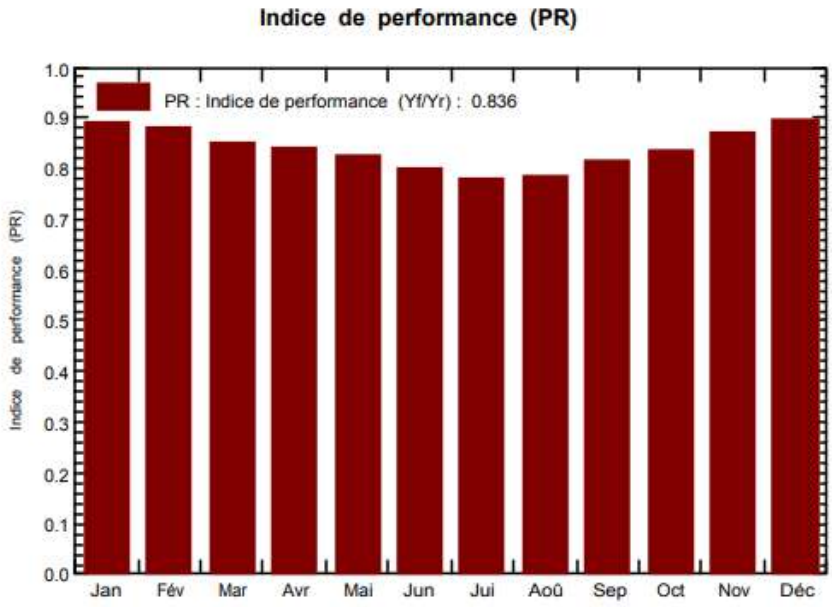


Figure III.11 : Indice de performance de la centrale PV

La figure III.12 résume les pertes influençant la production du système PV à savoir : les pertes ohmiques du câblage, effets d'incidence, pertes dues à la température du champ, pertes dues à la qualité des modules, ….etc. Parmi celles-ci, nous remarquons que la contribution la plus importante est celle de l'onduleur, d'où l'importance de prendre en considération l'efficacité de l'onduleur.

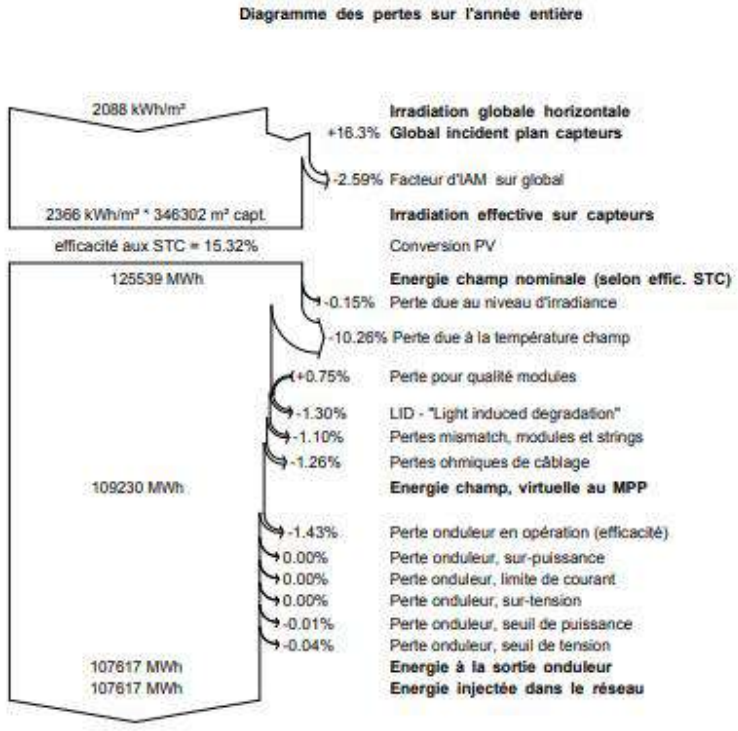


Figure III.12 : Diagramme des pertes dans le système PV sur l'année entière

Pour une étude plus complète, d'autre résultats concernant l'énergie incidente de référence sur le plan des panneaux, la distribution de l'irradiation incidente, distribution de la puissance du champ et le diagramme journalier d'Entrée/Sortie sont représentés, respectivement, sur les figures III.13, III.14, III.15 et III.16.

L'énergie journalière incidente sur le plan des panneaux est de 6.665 KWh/jour (figure III.13) pour un fonctionnement en mode normal.

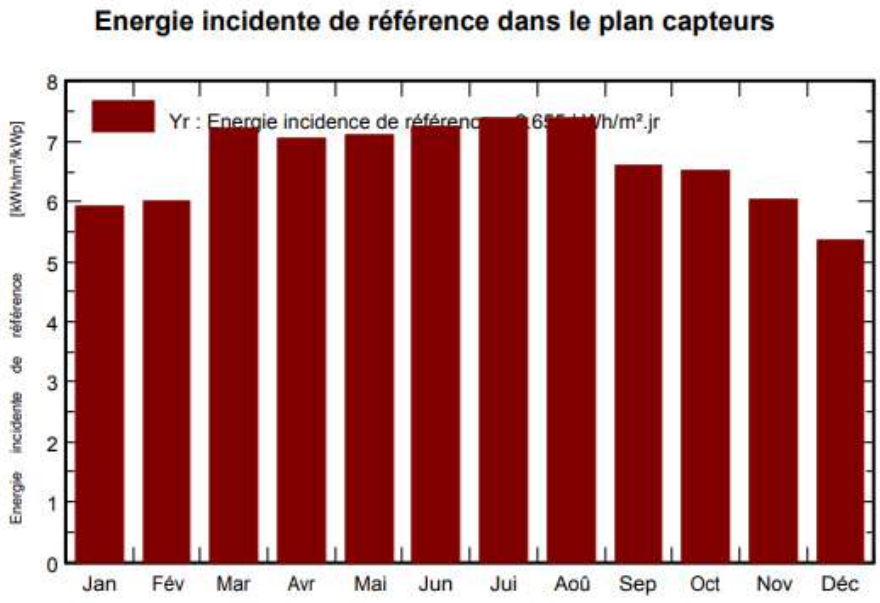


Figure III.13 : Énergie incidente de référence sur le plan des panneaux

La distribution de cette même énergie le long de l'année est illustrée par la figure III.14

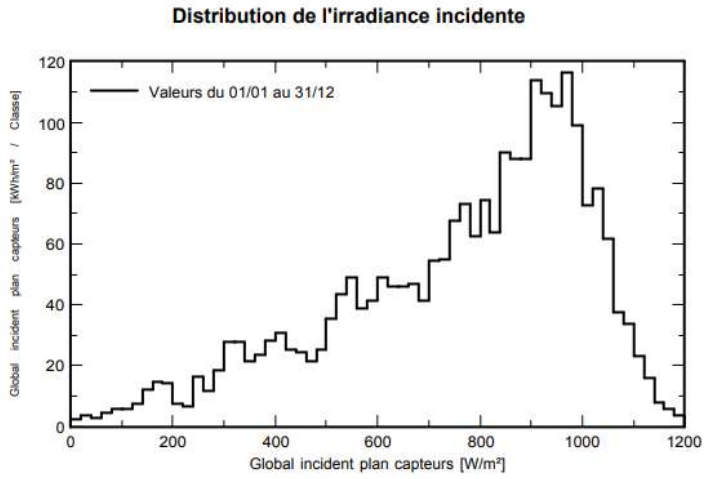


Figure III.14 : Distribution annuelle de l'irradiance incidente

En comparant les deux figures III.14 et III.15, nous remarquons que la distribution de la puissance en sortie du champ PV varie suivant la même tendance que la distribution du rayonnement incident, à une échelle différente.

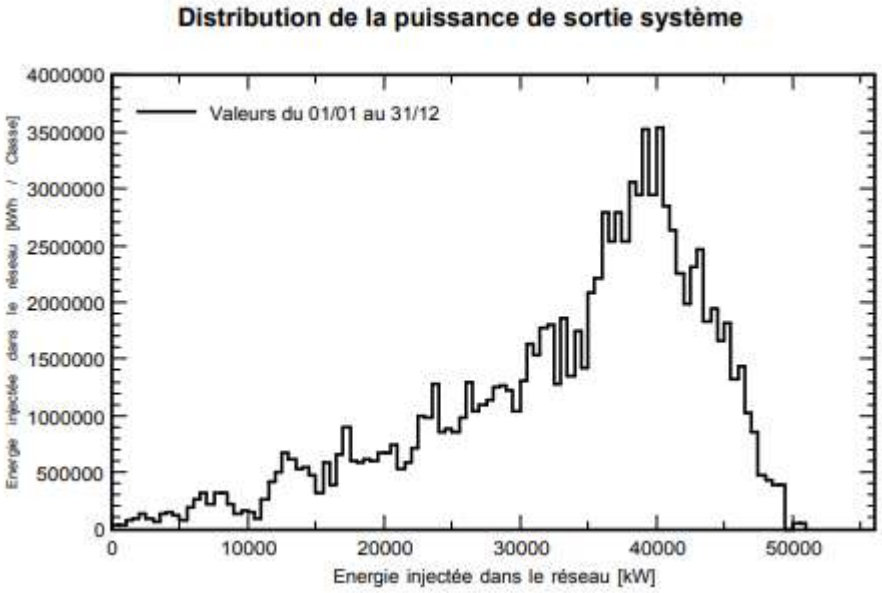


Figure III.15 : Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV

En plus des bilans mensuels et annuels, le résultat le plus signifiant est présenté sous forme de diagramme d'Entrée/Sortie reportant, pour chaque période, l'énergie produite en fonction de l'énergie incidente (figure III.16). Les points de fonctionnement sont alignés sur une droite, dont la pente est directement liée à l'efficacité du système.

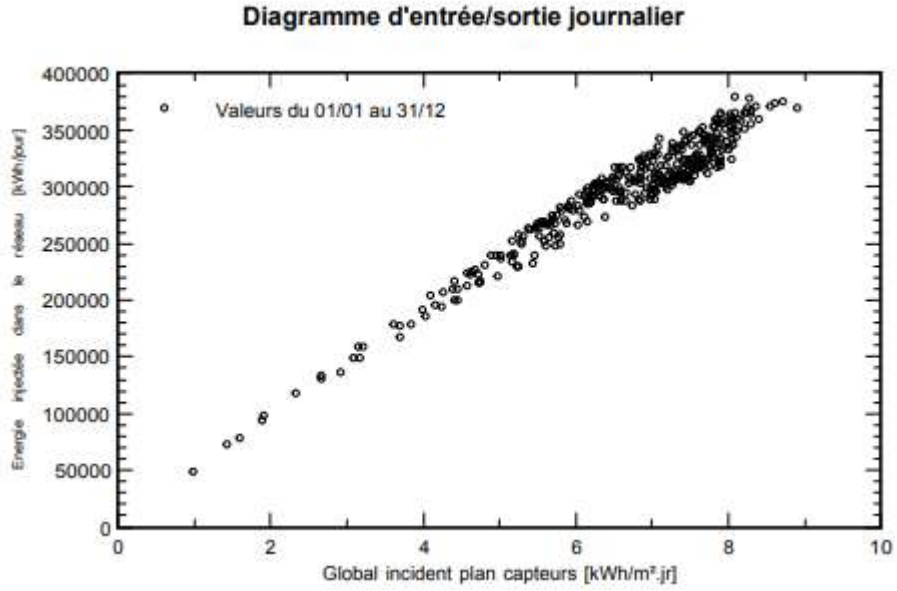


Figure III.16 : Diagramme journalier Entrée/Sortie du système PV

La tension du champ est présentée dans la figure suivante.

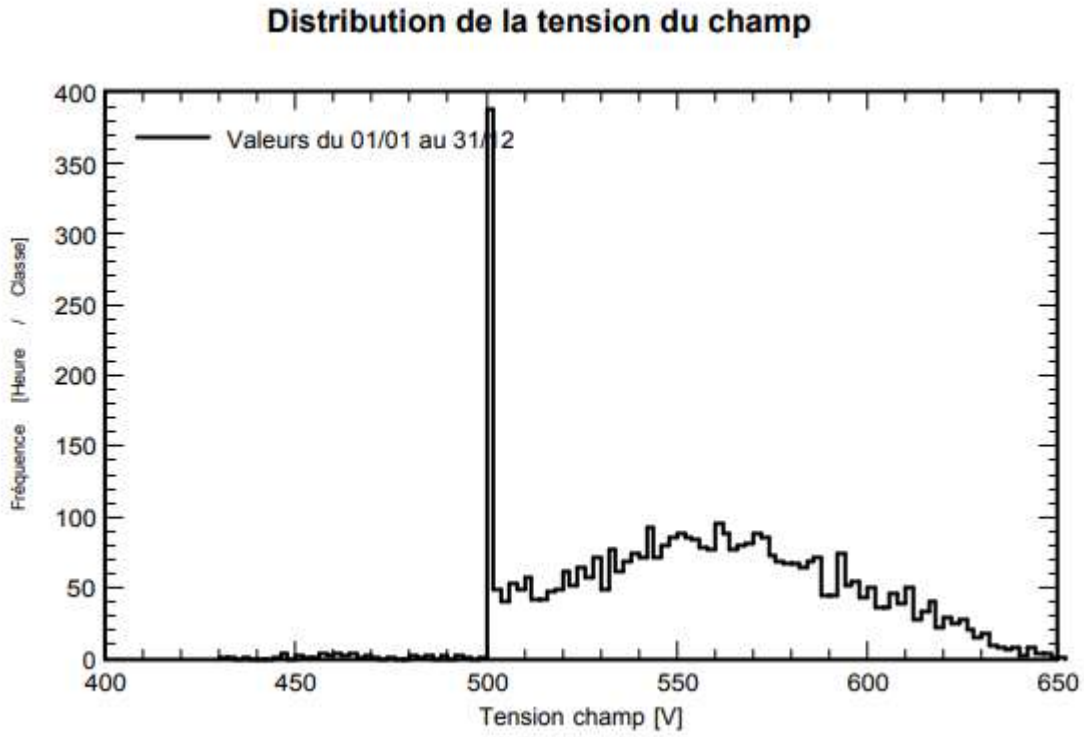


Figure III.17 : Distribution de la tension du champ PV

III.5.Conclusion

Les installations photovoltaïques doivent être dimensionnees pour qu'elles puissent fournir de l'energie dans les conditions les plus défavorables, ce qui nous permet d'aboutir a une meilleure optimisation des installations photovoltaïques. Dans ce chapitre nous avons decrit les elements d'une installation PV. Nous avons aussi presente les etapes de dimensionnement d'une centrale PV avec le logiciel PVsyst.

A la base des résultats de simulation, nous pouvons conclure que la centrale PV Silicium polycristallin permet une production maximale d'énergie.

Les pertes dues à la qualité de l'onduleur ont une influence importante sur l'énergie produite par la centrale PV, d'où la nécessité d'opter pour une technologie permettant la meilleure efficacité annuelle possible de ce composant qui représente l'élément clé et le plus délicat d'une installation PV.

CONCLUSION GENERALE

Ce travail est une contribution à l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque de puissance (53MW) interconnectée au réseau de distribution électrique.

Nous avons présenté dans le chapitre I le principe de la conversion photovoltaïque et les technologies utilisées ainsi que les différents types des cellules photovoltaïques,Les caractéristiques d'un module solaire montrent bien que la puissancegénérée dépend fortement de l'intensité des radiations solaires ainsi que de latempérature. Le module solaire ne peut générer sa puissance maximale que pour unecertaine tension et courant de fonctionnement.

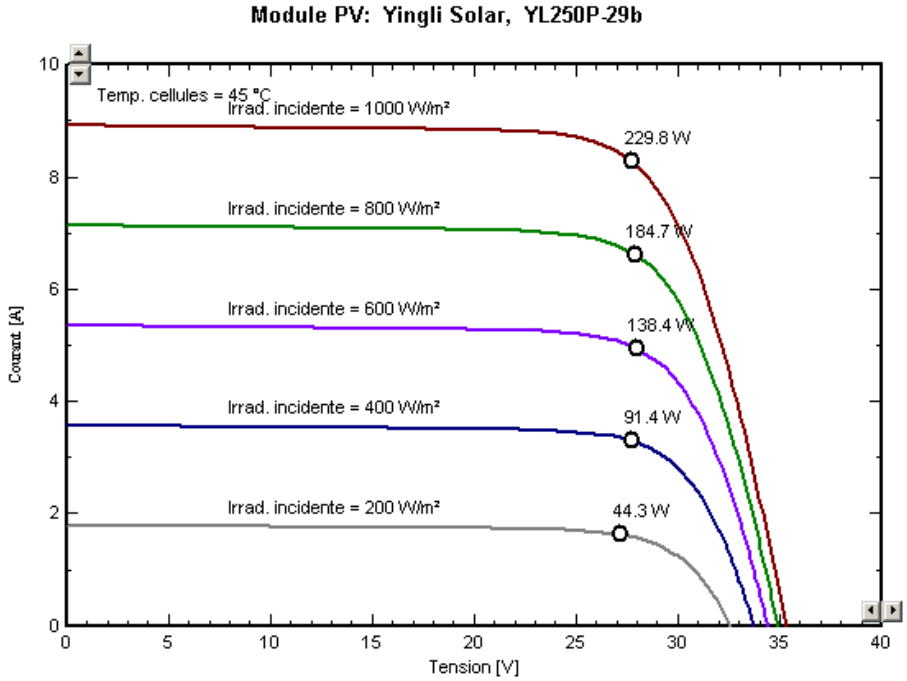
Dans le chapitre II nous avons exploré les défirenttes architectures des centrales photovoltaiques et nous avons décrit le fonctionnement des centrales photovoltaïques en s'étalant sur chaque composant du système.

Dans le chapitre III Nous avons abouti au dimensionnement et à la simulation de notre centrale « Aïn El Ibel » de puissance 53 MW, avec le logiciel PVsyst, en choisissant la technologie des modules au Silicium-polycristallin.

Annexe A

Caractéristiques I(V) et P(V) du module à base de Silicium polycristallin.

a)



b)

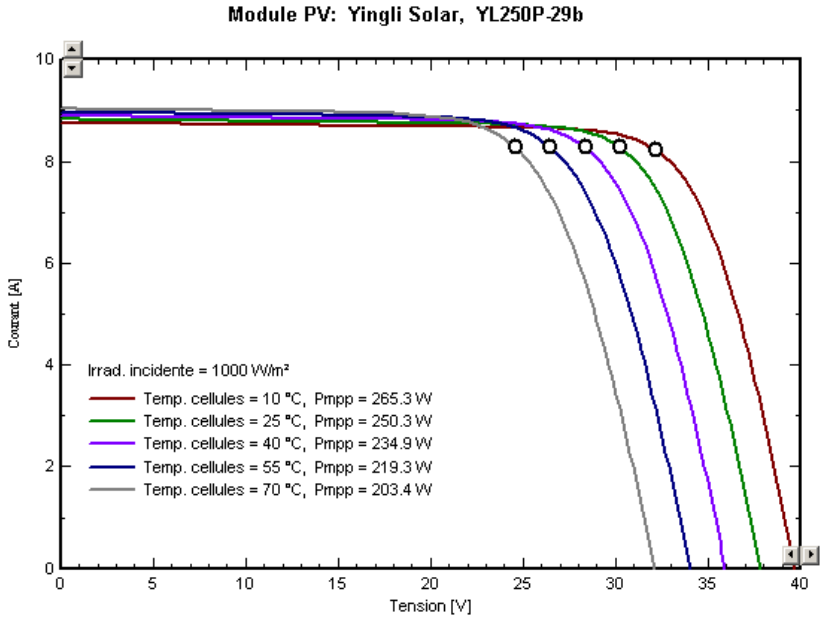


Figure A.1. Influence de la température sur la caractéristique I (V).

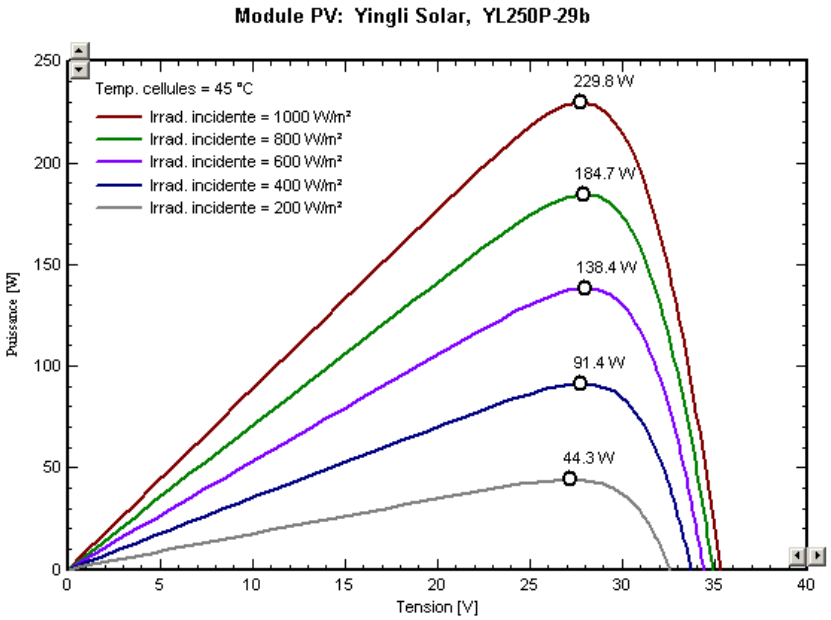


Figure A.2. Influence de l'éclairement sur les caractéristiques I(V) et P(V).

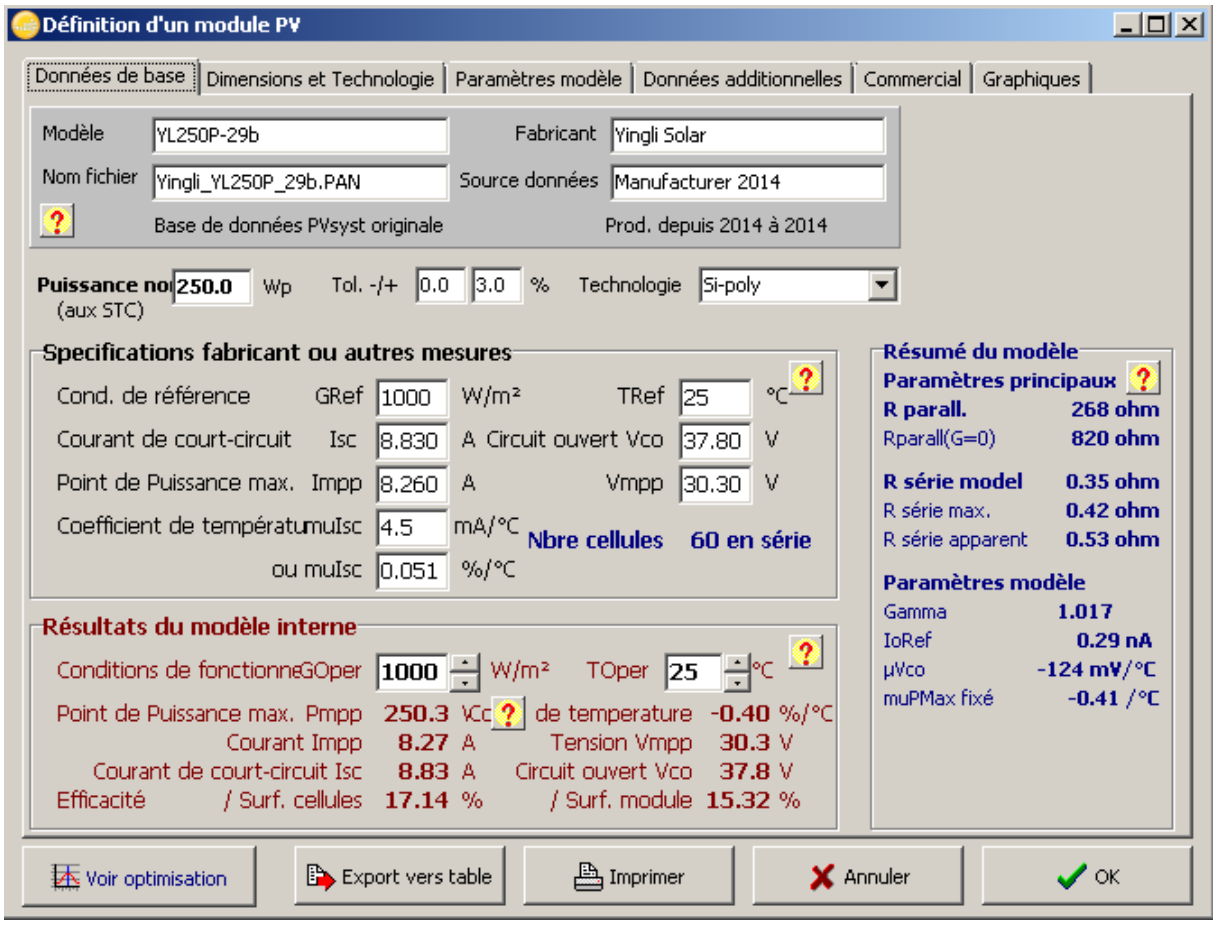


Figure A.3 : caractéristiques techniques du module PV utilisé dans le système.

Annexe B

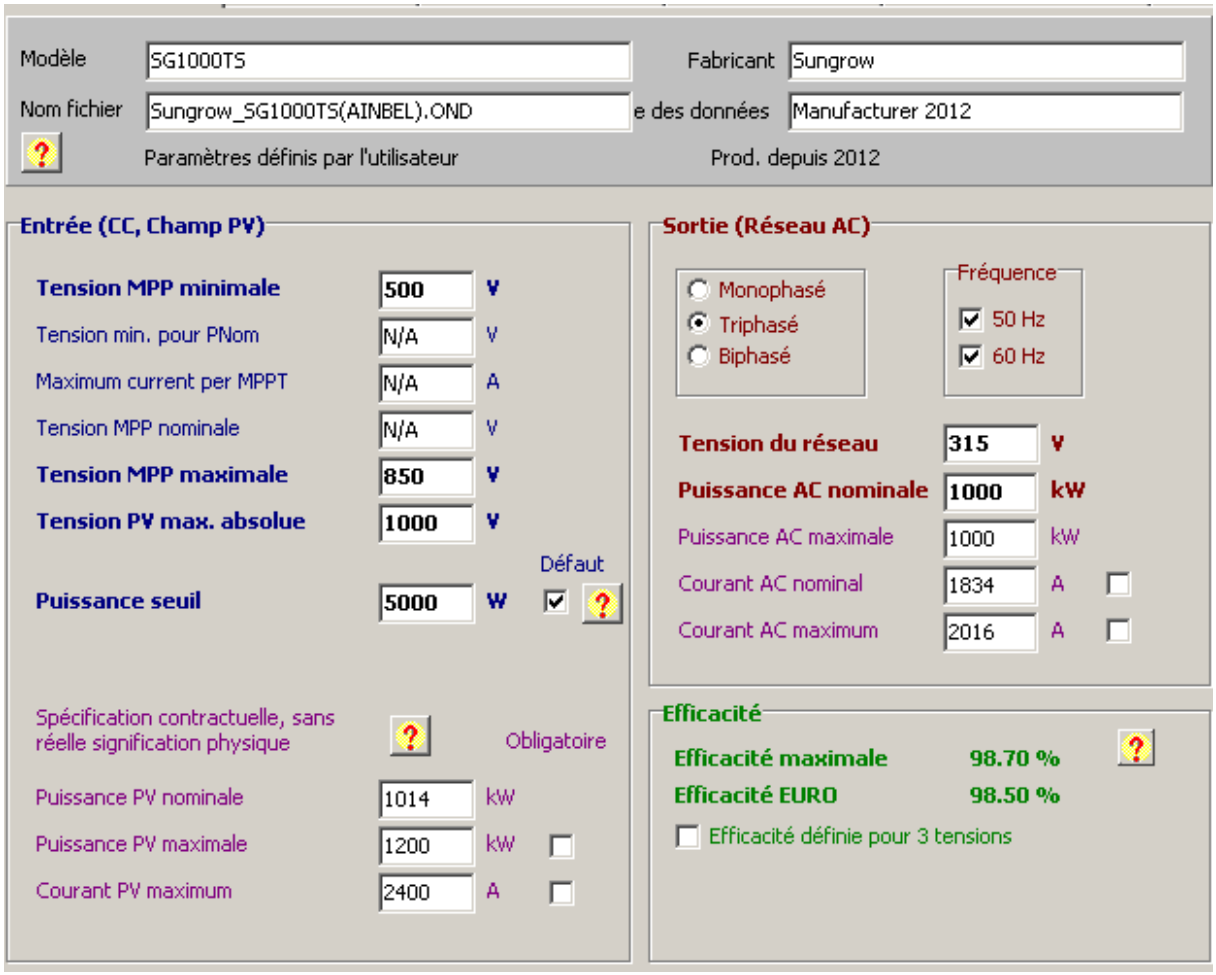


Figure B.1: caractéristiques techniques de l'onduleur utilisé dans le système.

Annexe C

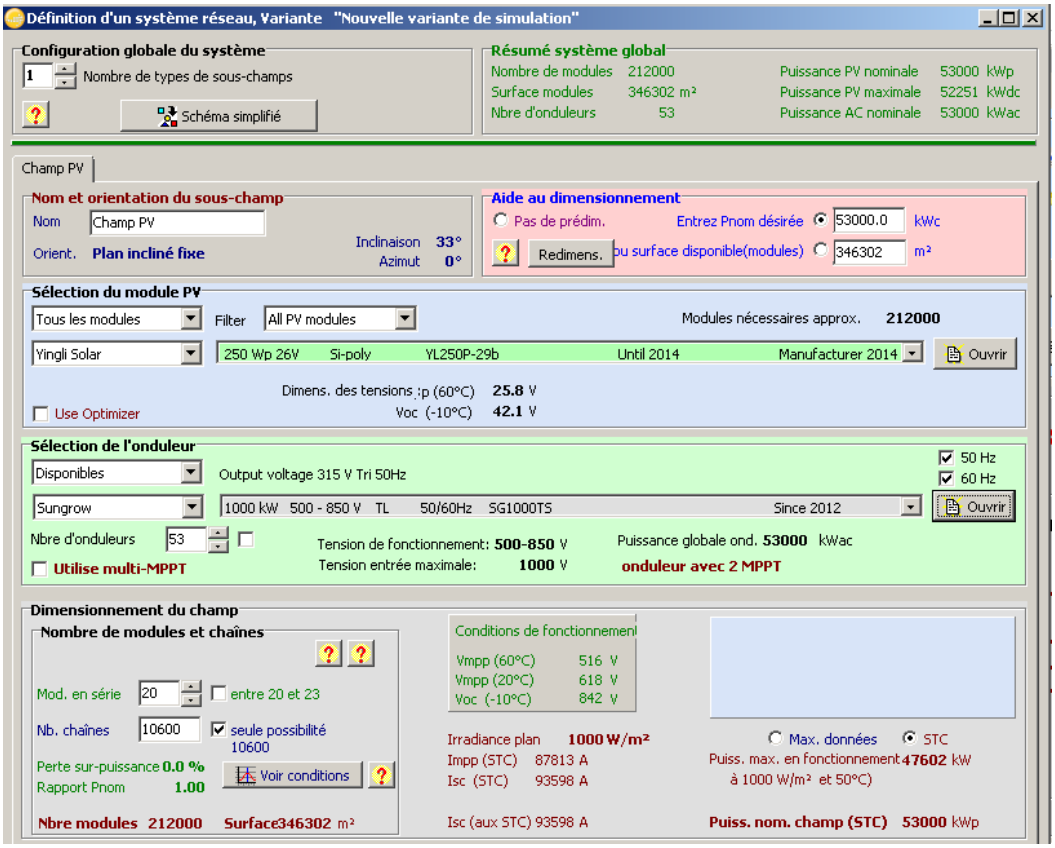


Figure C.1 : configuration de system « Aïn El Ibel » PVsyst.

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

[1] Qu'est-ce que l'energie solaire ? « https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/qu-est-ce-que-l-energie-solaire »

[2] Lexique – Photovoltaïque « https://www.edfenr.com/lexique/photovoltaique » 2020

[3] System Photovoltaïque connecté au réseau - Entreprise de Développement d' Energie & Technologie « https://www.hisour.com/fr/grid-connected-photovoltaic-power-system »

[4] Energy Efficiency and Renewable Energy, U.S. Departement of Energy - *The history of solar* - U.S.A., 2001

[5] M. A. Green - *Recent developments and future prospects for third generation and other advanced cells* - IEEE Photovoltaic Energy Conversion, Vol. 1, pp. 15-19, May 2006

[6] Jacques Bernard - *Energie solaire – Calcul et optimisation* - Edition Ellipses, 2004

[7] A. Abete et al. - Analysis of photovoltaic modules with protection diodes in presence of mismatching - 21st IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1990

[8] F. Lasnier, T.G. Ang, "Photovoltaic Engineering Handbook", IOP Publishing Ltd. 1980, ISBN 0-85274-311-4.

[9] J.H. Eckstein, Detailed modelling of photovoltaic system components, University of Wisconsin, Thèse, (1990).

[10] E. Radziemska, E. Klugmann, Thermally affected parameters of the currentvoltage characteristics of silicon photocell, Energy Conversion & Management, 43, pp 1889-1900 (2002).
[11] E. Radziemska, Thermal performance of Si and GaAs based solar cells and modules : a review, Progress in Energy and Combustion Science, 29, pp 407-424 (2003).

[12] A. Cid-Pastor, « Conception et réalisation de modules photovoltaïque électronique », *Thèse Université Paul Sabatier*, Toulouse 2006.

[13] W.Herrmann, W; Wiesner, "Hot Spot investigations on PV modules - New concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes", *26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Anaheim, California, September 29-October 3, 1997

[14] Energy Efficiency and Renewable Energy, U.S. Departement of Energy - *2008 solar technologies market Report*- U.S.A., 2008

[15]Energie solaire photovoltaïque et Grands Projets *Pesquisa em grandes projetos!para o futuro uso da energia solar!Par****Lucien Deschamps****Ancien Conseiller Scientifique à Electricité de France*

Président de l'Association Grands Programmes et Projets pour le 21ème siècle ***CEPE, 27 Septembre 2016!Salão Aquatune !Palácio República dos Palmares !Maceio, Alagoas, Brésil!***
[16] J.-C. Muller, " Electricité photovoltaïque – Filières et marchés", Technique de l'Ingénieur, Ref : BE8579, 2007.
[17] Article : 167,L'ENERGIE PHOTO VOLTAIQUE PV ;une filière compétitives en site isole,MOINE GERARD,AVR.-18
[18] A. Bratcu, I. Munteanu, S. Bacha, D. Picault, B. Raison – *Power optimization strategy for cascaded DC-DC converter topologies of photovoltaic modules* - IEEE International Conf. on Industrial Technology, Australia, February 2009

[19] Xiaoming Yuan and Yingqi Zhang - *Status and Opportunities of Photovoltaic Inverters in*
Grid-Tied and Micro-Grid Systems – IPEMC, 2006
[20] M.A. Abella et F.Chenlo - *Choosing the right inverter* - Renewable Energy World, pg. 132, March-April 2004
[21] S. Bacha et D. Chatroux - *Systèmes photovoltaïques couplés au réseau Nouvelles Technologies de l'Energie 1* - Chapitre X, 2006

[22] A Massi Pavan S. Castellan - *Power Electronics Conditioning Systems for Industrial Photovoltaic Fields: Centralized or String Inverters?* - (University of Trieste), Publication IEEE, 2007

[23] Soeren Baekhoej Kjaer, John K. Pedersen, and Frede Blaabjerg - *A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules* - IEEE transactions on industry applications, vol. 41, no. 5 Septembre 2005

[24] International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme - *Innovative Electrical Concepts Report IEA-PVPS T7-7:2001,* 2001
[25] M. Meinhardt - *Multi-String Converter: The next step in evolution of String Converter Technology* - Publication EPE, 2001

[26] M. Meinhardt - *Past, Present and Future of grid connected Photovoltaic and Hybrid Power Systems* Power Engineering Society Summer Meeting - Volume 2, 16-20 Page(s):1283 – 1288, July 2000
[27] Eduardo Román, Ricardo Alonso, Pedro Ibañez - *Intelligent PV Module for Grid-Connected PV Systems* - IEEE transactions on industrial electronics, vol. 53, no. 4, août 2006

[28] Bernd Engel, Mike Meinhardt - *State of the Art and Future Trends of PV-System-Technology* - European Center for Power Electronics, Février 2006
[29] M. Reggane, D. Djidja, « ɜtude d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation en électricité d'un centre enfûteur de GPL (NAFTAL) », mémoire de Master, UMMTO, 2012.

[30] A. Ricaud, «Modules et systèmes photovoltaïques», Septembre 2008.

[31] F. Trahi, «Prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de Tizi-Ouzou par les réseaux de neurones artificiels. Application pour le dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation du laboratoire de recherche LAMPA» Mémoire de Magister en électronique, UMMTO, Tizi ouzou, 2011.

[32] B. CHIKH-BLED, I. SARI-ALI, B. BENYOUCEF, "Méthode de dimensionnement optimal d'une installation photovoltaïque", Revue internationale d'héliotechnique, N°41 (2010) 25-30.
[33] Y. Thiaux, J. Seigneurbieux, et al., "Load profile impact on the gross energy requirements of stand-alone photovoltaics systems", Renewable Energy, Elsevier, 35(2010) 602 – 613