

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

UNIVERSITE MOULOUDE MAMMERI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DU GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE.

Mémoire de Fin d'Etude
MASTER ACADEMIQUE
Spécialité : Matériaux et Dispositifs
Electronique Photovoltaïque
Filière : Génie Electrique

Présenté par
Nourdine CHOUGAR
Sabrina YACHIR

Thème

**Simulation et optimisation des systèmes
photovoltaïques raccordés au réseau.**

Mémoire soutenu publiquement le 04 juin 2015 devant le jury composé de :

Mustapha MOUDOUD

Maître de conférences A, UMMTO, Président

Dalila HOCINE

Maître de conférences B, UMMTO, Rapporteur

Djedjiga HATEM

Maître de conférences B, UMMTO, Examineur

Ouiza BOUGHIAS

Maître d'assistant A, UMMTO, Examineur

Remerciements

Au terme de ce travail nous tenons en premier lieu à remercier notre dieu et miséricordieux qui nous a montré le bon chemin et qui nous a donné le courage et la volonté de mener ce travail à bon terme.

Nous adressons nos vifs remerciements à notre encadreur Mademoiselle HOCINE Dalila Maître de Conférences B à l'université de Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, qui nous a proposé le thème de ce mémoire ainsi que ses orientations, ses conseils, ses remarques judicieuses et sa disponibilité, on tient à lui exprimer notre profonde gratitude au vue du bon déroulement de ce travail durant l'élaboration de ce mémoire.

On voudrait remercier aussi les membres du jury qui nous on fait l'honneur d'examiner ce travail.

Nos remerciements s'adressent aussi à tous nos enseignants qui ont participés à notre formation.

Dédicaces

*A mes chers parents qui ont tout
Sacrifié pour moi.*

A mes deux chers frères JUBA & AZIZ.

A ma chère sœur LYNDA.

A mon binôme et sa famille.

Nourdine

Dédicaces

*A mes chers parents qui ont tout
Sacrifié pour moi.*

A mes deux chers frères AMAR & MOUH.

*A mes chères sœurs KARIMA, RABEA,
SAMIA, MALIKA & SALIHA.*

*A mes chères neveux, nièces, mes beaux
frères, amies.*

A mon binôme et sa famille.

Sabrina

Table des matières

Liste des figures	IX
Liste des tableaux	XIII
Nomenclatures	XV
Introduction générale	1

Chapitre 1: Le rayonnement solaire	
1. Introduction	3
2. Le rayonnement solaire	4
2.1. Définition	4
2.2. Le soleil	4
2.3. Le rayonnement solaire hors atmosphère	4
2.4. Le rayonnement solaire reçu au niveau du sol	4
2.4.1. Le rayonnement direct	5
2.4.2. Le rayonnement diffus	5
2.4.3. Albédo	5
2.4.4. Le rayonnement global	5
2.5. Le spectre solaire	7
2.6. Les unités utilisées	9
2.6.1. L'éclairement ou irradiance	9
2.6.2. L'irradiation ou rayonnement	9
2.7. Les instruments de mesure	9
2.7.1. Pyrhéliomètre	9
2.7.2. Pyranomètre	10

2.7.3. Benning SUN 2.....	11
3. Paramètres influençant le gisement solaire au sol	12
3.1. Gisement solaire	12
3.2. Les coordonnées géographiques	13
3.2.1. La latitude θ	13
3.2. 2. La longitude φ	13
3.2.3. L'altitude	13
3.3. Les coordonnées horizontales	14
3.3.1. L'azimut Ψ	14
3.3.2. L'angle de la hauteur solaire γ	14
3.3. 3. La distance zénithale z	14
3.4. Inclinaison et orientation optimales des modules	15
3.5. Influence des saisons sur l'ensoleillement	17
4. Conclusion	19

Chapitre 2: Etude des cellules et des panneaux solaires	
1. Introduction	20
2. Principe de la conversion photovoltaïque	21
3. La cellule solaire	21
3.1. Définition	21
3.2 Rappels sur les matériaux semi-conducteurs et la jonction PN	22
3.3 Fonctionnement	24
3.4. Cellule solaire idéale	24
3.5. Cellule solaire réelle	25
3.6. Caractéristique électrique d'une cellule solaire	26

3.7. Paramètres photovoltaïques d'une cellule solaire.....	27
3.7.1. Tension du circuit ouvert	28
3.7.2. Courant du court-circuit	28
3.7.3. Puissance maximale	28
3.7.4. Facteur de forme	28
3.7.5. Rendement	28
4. Les structures des cellules solaires	28
4.1. Le silicium monocristallin	29
4.2. Le silicium multi cristallin	29
4.3. Le silicium amorphe	30
5. Association des cellules solaires	31
6. Panneaux solaires	33
6.1. Définition	33
6.2. Constitution d'un panneau solaire	33
6.3. Caractéristique I-V d'un panneau solaire	34
6.4. Effet de l'éclairement sur la caractéristique I-V	34
6.5 Influence de la température sur la caractéristique I-V	35
6.6 Interconnexions des panneaux	36
6.6.1. En série	36
6.6.2. En parallèle	37
7. Conclusion	38

Chapitre 3: Les systèmes PV connectés au réseau de distribution	
1. Introduction	39

2. Les différents types de système PV	40
2.1. Les systèmes photovoltaïques autonomes	40
2.1.1. Calcul de la puissance des modules photovoltaïques	42
2.1.2. Calcul du stockage d'énergie d'une installation autonome	47
2.1.2.1. Dimensionnement des batteries	47
2.1.2.2. Dimensionnement du régulateur	49
2.1.3. Dimensionnement de l'onduleur	49
2.2. Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau	51
2.2.1. Dimensionnement de l'onduleur	51
3. Avantages et inconvénients des systèmes photovoltaïques	52
3.1. Avantages	53
3.2. Inconvénients	53
4. Schémas des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau	54
4.1. Injection de la totalité de la production	54
4.2. Injection du surplus de la production	55
5. Conclusion	55

Chapitre 4: Simulation et optimisation d'un système PV raccordé au réseau	
1. Introduction	56
2. Les menus principaux	57
2.1. Pré-dimensionnement	57
2.2. Conception du projet	58
2.3. Outils	59

3. Site d'implantation	59
3.1. Données géographiques	60
3.2. Données météorologiques	61
3.3. Trajectoire du soleil	61
4. Simulation d'un système PV raccordé au réseau avec le logiciel PVSYST	62
4.1. Orientation des modules PV	63
4.2. Schéma du système PV raccordé au réseau	65
5. Simulation d'un système PV au silicium monocristallin	66
5.1. Simulation du champ PV Sur "<i>plan incliné fixe</i>"	66
5.2. Simulation du champ PV Sur "<i>Ajustement saisonnier d'inclinaison</i>"	75
6. Simulation d'un système PV au silicium poly-cristallin	81
6.1. Simulation du champ PV Sur "<i>plan incliné fixe</i>"	81
6.2. Simulation du champ PV Sur "<i>Ajustement saisonnier d'inclinaison</i>"	90
7. Conclusion	95

Conclusion générale	96
Référence	97
Annexe A	101
Annexe B	103
Annexe C	104
Annexe D	106
Annexe E	107
Annexe F	108
Annexe G	109

Liste des figures

Figure 1.1. Diminution du rayonnement incident par absorption, par diffusion et par réflexion.

Figure 1.2. Relation entre la masse d'air et l'épaisseur de l'atmosphère.

Figure 1.3. Composition spectrale de la lumière ;

Figure 1.4. Spectre de l'énergie solaire.

Figure 1.5. Exemple de pyréliomètre équipé d'un système de suivi pour maintenir l'instrument pointé vers le soleil.

Figure 1.6. *A)* Un pyranomètre *B)* Un pyranomètre de haute précision.

Figure 1.7. Le *Benning SUN 2* Appareil de mesure de l'insolation.

Figure 1.8. Gisement solaire propre à l'Algérie.

Figure 1.9. Coordonnées terrestres.

Figure 1.10. Coordonnées solaires selon le repère horizontal.

Figure 1.11. Trajectoires du soleil à Alger (Lat. 36.7° N, Long 3.2°E, Alt 22m).

Figure 1.12. Définition des angles pour un plan incliné:

(Inclinaison β , azimut χ et l'angle d'incidence θ).

Figure 1.13. Disque de rayonnement solaire.

Figure 1.14. Influence des saisons sur l'ensoleillement.

Figure 2.1. Principe de la conversion photovoltaïque.

Figure 2.2. Schématique d'assemblage d'une cellule photovoltaïque Si.

Figure 2.3. Diagramme énergétique d'un semi-conducteur intrinsèque.

Figure 2.4. Arrangement des atomes dans un semi-conducteur de type N.

Figure 2.5. Arrangement des atomes dans un semi-conducteur de type P.

Figure 2.6. Jonction PN non polarisée.

Figure 2.7. Le circuit équivalent d'une cellule solaire PV idéale sous éclairement.

Figure 2.8. Circuit électrique équivalent d'une cellule solaire PV réelle sous éclairement.

Figure 2.9. Caractéristiques I-V et P-V d'une cellule solaire.

Figure 2.10. Photographie d'une cellule solaire au silicium monocristallin.

Caractéristique de nombre des modules en série.

Figure 2.11. Photographie d'une cellule solaire au silicium multi cristallin.

Figure 2.12. Cellules solaires en silicium amorphe.

Figure 2.13. Connexion des cellules en série.

Figure 2.14. Connexion des cellules en parallèle.

Figure 2.15. Connexion des cellules en série/parallèle.

Figure 2.16. Composition d'un panneau PV.

Figure 2.17. Courbe $I=f(V)$ d'un panneau photovoltaïque.

Figure 2.18. **(a)** L'effet de l'éclairément sur la caractéristique $I=f(V)$

(b) L'effet de l'éclairément sur la caractéristique $P=f(V)$

Figure 2.19. **(a)** L'influence de la température sur la caractéristique $I=f(V)$

(b) L'influence de la température sur la caractéristique $P=f(V)$

Figure 2.20. Connexion de modules PV en série.

Figure 2.21. Caractéristiques I-V et P-V de l'ensemble des modules connectés en série.

Figure 2.22. Connexion de modules PV en parallèle.

Figure 2.23. Caractéristiques I-V et P-V de l'ensemble des modules PV connectés en parallèles.

Figure 3.1. Branchement des modules série/parallèle de notre exemple.

Figure 3.2. Branchement des batteries série/parallèle de notre exemple.

Figure 3.3. Schéma de principe d'un système photovoltaïque autonome.

Figure 3.4. Schéma d'une installation avec injection de la totalité de la production.

Figure 3.5. Schéma d'une installation avec injection du surplus de production.

Figure 4.1. Menu principale du PVsyst 6.3.4.

Figure 4.2. Fenêtre de pré-dimensionnement dans le logiciel PVsyst 6.3.4

Figure 4.3. Fenêtre de conception de projet dans le logiciel PVsyst 6.3.4

Figure 4.4. Fenêtre des outils dans le logiciel PVsyst 6.3.4

Figure 4.5. Trajectoire du soleil à Alger.

Figure 4.6. L'orientation et l'inclinaison des modules (Plan incliné fixe).

Figure 4.7. Energie incidente de référence dans le plan fixe de capteurs.

Figure 4.8. L'orientation et l'inclinaison des modules (Ajustement saisonnier d'inclinaison).

Figure 4.9. Energie incidente de référence dans le plan ajusté de capteurs.

Figure 4.10. Schéma simplifié du système PV raccordé au réseau (PVSYST).

Figure 4.11. Le panneau choisi pour l'installation.

Figure 4.12. Evaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à base de cellules au silicium monocristallin.

Figure 4.13. Caractéristiques de l'onduleur choisi pour l'installation.

Figure 4.14. Diagramme d'entrée/ sortie journalier correspondant sur un plan fixe.

Figure 4.15. Energie utile produite par le système PV au silicium monocristallin sur *"un plan fixe"*.

Figure 4.16. Indice de performance représentant l'efficacité globale du système PV.

Figure 4.17. Diagramme d'entrée/ sortie journalier sur plan ajusté.

Figure 4.18. Energie utile produite par le système *PV* au silicium monocristallin

"Avec ajustement saisonnier".

Figure 4.19. Indice de performance correspondant.

Figure 4.20. Le panneau choisi pour l'installation.

Figure 4.21. Evaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module
à base de cellules au silicium poly-cristallin.

Figure 4.22. L'onduleur choisi pour l'installation.

Figure 4.23. Diagramme d'entrée/ sortie journalier du système *PV* au silicium poly-cristallin sur
"Un plan incliné fixe"

Figure 4.24. Energie utile produite par le système *PV* au silicium poly-cristallin sur
"Un plan incliné fixe".

Figure 4.25. Indice de performance correspondant.

Figure 4.26. Diagramme d'entrée/ sortie journalier du système *PV* au silicium poly-cristallin sur plan
ajusté.

Figure 4.27. Energie utile produite par le système *PV* au silicium poly sur un plan ajusté.

Figure 4.28. Indice de performance correspondant.

Liste des tableaux

Tableau 1.1. Relation entre la latitude et l'inclinaison des panneaux.

Tableau 2.1. Comparatif des rendements des différents types de cellules.

Tableau 3.1. Calcul de la consommation énergétique journalière d'une application.

Tableau 3.2. Tension de la batterie conseillée en fonction de la puissance du système PV.

Tableau 4.1. Données géographiques du site d'Alger.

Tableau 4.2. Données météorologiques du site d'Alger.

Tableau 4.3. Paramètres de simulation du champ PV au silicium monocristallin Sur *"plan incliné fixe"*.

Tableau 4.4. Principaux résultats de simulation du champ PV au silicium monocristallin Sur
"plan incliné fixe".

Tableau 4.5. Diagramme des pertes dans le système PV.

Tableau 4.6. Paramètres de simulation du champ PV au silicium monocristallin avec
"Ajustement saisonnier d'inclinaison".

Tableau 4.7. Principaux résultats de simulation du champ PV au silicium monocristallin avec
"Ajustement saisonnier d'inclinaison".

Tableau 4.8. Diagramme des pertes dans le système PV au silicium monocristallin
"Avec ajustement saisonnier".

Tableau 4.9. Paramètres de simulation du champ PV au silicium poly-cristallin sur *"plan incliné fixe"*.

Tableau 4.10. Principaux résultats de simulation du champ PV au silicium poly-cristallin sur
"plan incliné fixe".

Tableau 4.11. Diagramme des pertes dans le système PV.

Tableau 4.12. Paramètres de simulation du champ PV au silicium poly-cristallin avec
"Ajustement saisonnier d'inclinaison".

Tableau 4.13. Principaux résultats de simulation du champ PV au silicium poly-cristallin
avec *"Ajustement saisonnier d'inclinaison"*.

Tableau 4.14. Diagramme des pertes dans le système PV.

Tableau 4.15. Tableau récapitulatif des résultats obtenus pendant la simulation.

Nomenclatures

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

ν : fréquence

C : vitesse de la lumière $C = 3 \cdot 10^8$ m/s

λ : Longueur d'onde en μm

E_{ph} : Energie du photon en eV

I : courant de charge.

I_{ph} : Le photo-courant créé par la cellule.

I_s : Courant de saturation inverse

T : Température de la jonction

e : Charge de l'électron

K : Constante de Boltzmann

n : Facteur de non idéalité

I_d : Courant qui traverse la diode

T : Température de la jonction

e : Charge de l'électron

R_{sh} : Résistance shunt

R_s : Resistance série

q : Charge de l'électron

$F(\lambda)$: Le flux de photons reçu par la cellule

$R(\lambda)$: Le coefficient de réflexion de la surface de la cellule

V_{co} : Tension à circuit ouvert (V).

I_{cc} : Courant de court-circuit (A)

P_{max} : La puissance maximale produite PV (W).

V_{mpp} : tension au point Maximum Power Point (V)

I_{mpp} : courant au point Maximum Power Point (A)

FF : Facteur de forme.

V_{cog} : La tension du circuit ouvert du générateur.

V_{co} : La tension du circuit ouvert d'un panneau.

I_{ccg} : Le courant de court-circuit du générateur.

I_{cc} : Le courant de court-circuit d'un panneau.

N_s : nombre de modules en série.

N_p : nombre de modules en parallèle.

Résumé

Dans ce mémoire, nous avons effectué une optimisation des systèmes photovoltaïques (PV) raccordés au réseau électrique à travers une étude comparative de différentes technologies de modules PV en fonction de différents paramètres du système. Nous avons étudié les performances d'une microcentrale PV typique pour le site d'Alger, par un dimensionnement avec le logiciel PVSYST, en employant les données météorologiques du site.

Les résultats de simulation ont montré que la technologie du silicium monocristallin permet d'obtenir une production maximale d'énergie électrique comparativement à celle obtenue en utilisant la technologie du silicium polycristallin. Cela peut être expliqué par la différence des rendements de conversion qui sont plus élevés pour la filière du silicium monocristallin.

L'optimisation de l'orientation des modules et l'ajustement saisonnier des angles d'inclinaison ont montré un gain énergétique de plus de 65 MWh/an par rapport à une inclinaison fixe. En identifiant les différentes pertes dans le système PV, nous déduisons que l'onduleur présente la contribution la plus importante. L'onduleur doit pouvoir fonctionner à sa puissance maximale même si le champ de panneaux peut fournir une puissance plus importante, d'où la nécessité d'opter pour une technologie offrant la meilleure efficacité annuelle possible de ce composant.

Mots clés : système photovoltaïque, optimisation, cellule solaire, dimensionnement, silicium, rendement, énergie électrique.

Introduction

générale

Introduction générale

Par énergies renouvelables, on entend des énergies issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. A la différence des énergies fossiles, les énergies renouvelables sont des énergies à ressources illimitées qui regroupent un certain nombre de filières technologiques selon la source d'énergie valorisée et l'énergie utile obtenue [1].

L'énergie solaire est l'énergie nouvelle par excellence, respectueuse de l'environnement, elle présente de nombreux avantages spécifiques en raison notamment de l'épuisement prévisible des autres ressources d'énergies et l'accroissement des problèmes liés à la dégradation de l'environnement [2,3].

Il est vrai qu'il n'est pas simple de remplacer globalement la production actuelle d'électricité par une production d'origine renouvelable, mais une complémentarité des différentes sources d'énergie fossiles et renouvelables est envisageable à l'avenir, cela permettra de maîtriser une production adéquate à nos besoins.

La cellule photovoltaïque est le composant électronique de base, utilisant l'effet photoélectrique, plusieurs cellules reliées entre elles forment un module solaire ; plusieurs modules regroupés forment une installation solaire produisant de l'électricité, Pour que l'électricité solaire soit compétitive économiquement, le coût des installations PV doit être réduit. Ceci est possible en augmentant la production d'énergie du système. L'optimisation de l'installation PV est donc nécessaire. En effet, pour avoir un meilleur rapport "puissance/surface", il faut chercher la meilleure technologie des modules PV, celle qui sera adaptée à notre besoin en fonction du site, de l'ensoleillement, température, orientation, inclinaison des modules, ...etc. Nous avons donc évalué les technologies les plus commercialisées sur le marché à travers un dimensionnement du système PV en utilisant le logiciel PVSYST offrant une base de données très riche et actualisée. Aujourd'hui, la majorité des modules PV sont fabriqués en silicium monocristallin, poly-cristallin et amorphe. La filière du silicium cristallin représente actuellement 90% de la production mondiale pour les applications terrestres [5] et reste privilégiée dans les installations PV du fait que les cellules solaires au silicium cristallin sont rigides et permettent les plus hauts rendements de conversion, ce qui justifie notre choix pour cette filière. Notre étude est complétée par une optimisation

des paramètres du système PV à savoir l'orientation et l'inclinaison des modules PV dans le but d'extraire le maximum d'énergie possible du module PV, pouvant être transférée au réseau électrique. Pour ce faire, ce mémoire est établi en quatre chapitres :

Le premier chapitre présente une étude des différentes caractéristiques du rayonnement solaire susceptibles d'influencer les performances d'un système PV. Nous avons expliqué quelques données de base concernant le spectre solaire, qui sont nécessaires à l'étude des systèmes photovoltaïque. Nous avons ensuite donné les différents instruments de mesure ainsi que les paramètres qui influent sur le gisement solaire au sol.

Dans le deuxième chapitre, nous avons décrit, dans un premier temps, le principe de la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique reposant sur l'effet photovoltaïque. Aussi, nous avons présenté le principe de fonctionnement des cellules solaires ainsi que leurs principaux paramètres électriques. Nous avons fait un bilan des différentes technologies photovoltaïques en précisant les rendements actuels afin de mieux comprendre les avancées technologiques. Nous avons abordé, dans un deuxième temps, les panneaux solaires qui constituent le champ PV, en décrivant leurs principales caractéristiques, leurs modes d'interconnexion et les paramètres influençant leurs caractéristiques électriques.

Dans le troisième chapitre, nous avons procédé à une étude approfondie des systèmes photovoltaïques autonomes et raccordés au réseau de distribution et effectué un dimensionnement de chaque type. Aussi, nous avons les avantages et les inconvénients de chaque type. Nous avons ensuite donné les deux schémas des systèmes PV raccordés au réseau choisis pour notre étude et ce, pour une injection de la totalité de production et une injection du surplus de la production.

Le quatrième chapitre est consacré à la simulation et l'optimisation des systèmes PV raccordés au réseau. Nous avons regroupé les principaux résultats typiques des systèmes PV et effectué une comparaison entre les mesures obtenues en évaluant les différentes technologies de modules PV en fonction des paramètres liés à l'orientation et l'inclinaison des modules PV. Après une interprétation de ces résultats, nous avons identifié les différentes pertes du système PV.

Chapitre 1

Le rayonnement solaire

Chapitre 1

Le rayonnement solaire

1. Introduction

La simulation des systèmes photovoltaïques nécessite la connaissance du rayonnement solaire utile sur le site d'installation dans le plan des panneaux solaires [1], c'est un des paramètres essentiels de l'étude préalable pour un besoin électrique donné, plus l'énergie solaire reçue est importante plus on a moins de modules à installer et inversement [2]. Or, généralement dans les stations météorologiques le rayonnement solaire global est mesuré sur des surfaces horizontales.

Bien qu'il est difficile de connaître la valeur de l'irradiation solaire pour un site précis sous une orientation et une inclinaison bien déterminée, mais aujourd'hui grâce à la technologie on a pu avoir des logiciels de simulation qui contiennent des bases de données météorologiques qui nous permettent d'avoir les grandeurs utiles et qui répondent à nos besoins [1].

Par ailleurs, nous devons faire face aux paramètres influençant sur le rendement pour cela faut bien choisir l'orientation et l'inclinaison des modules photovoltaïques.

Dans ce chapitre on a consacré notre étude sur le rayonnement solaire, ses différentes composantes, les instruments de mesures ainsi que les paramètres qui influent sur l'ensoleillement.

2. Le rayonnement solaire

2.1. Définition

Appelé le rayonnement électromagnétique émis par le soleil dans toutes les directions de l'espace, ce n'est que la manifestation externe des interactions nucléaires qui se produisent au cœur du soleil et de l'ensemble des interactions secondaires qu'elles génèrent dans son enveloppe [3]. Il constitue la quasi-totalité de l'énergie expulsée par le soleil. Il est composé de grains de lumière appelés photons [6].

2.2. Le soleil

Le soleil est assimilé à un corps noir rayonnant à une température de 6000 K, composé de gaz consistant en 70% d'hydrogène et 28% d'hélium, les 2% restants représentent la plupart des autres atomes présents dans l'univers. Son diamètre est de 1 391 000 km et se trouve à une distance de 150 000 000 km de la Terre [1].

Quant à son volume il est l'équivalent de 1 300 000 fois le volume de la Terre avec une densité de 1,41 contre 5,5 pour la Terre, sa masse est de 330 000 fois la masse de la Terre soit 2 milliards de tonnes. Il représente 99,867% de la masse totale du système solaire [2].

2.3. Le rayonnement solaire hors atmosphère

Le rayonnement solaire hors atmosphère ne dépend que des paramètres astronomiques; il est caractérisé par une donnée fondamentale appelée constante solaire extraterrestre qui est de l'ordre de 1367 W/m^2 [2].

2.4. Le rayonnement solaire reçu au niveau du sol

Le rayonnement reçu sur l'atmosphère terrestre n'occupe qu'une faible portion du spectre d'onde électromagnétique solaire [4]. Il est caractérisé par des longueurs d'onde comprises entre $0,2 \mu\text{m}$ et $2,5 \mu\text{m}$, il inclut le domaine du visible (ondes lumineuses de $0,4$ à $0,8 \mu\text{m}$).

En traversant l'atmosphère terrestre, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé, on distingue plusieurs composantes [5] :

2.4.1. Le rayonnement direct

C'est le rayonnement solaire reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère.

2.4.2. Le rayonnement diffus

C'est le rayonnement solaire diffusé par les différents gaz constituant l'atmosphère.

2.4.3. Albédo

Def 1: C'est la partie réfléchiée par le sol.

Def 2: L'albédo du système Terre-atmosphère est la fraction de l'énergie solaire qui est réfléchiée vers l'espace. Sa valeur est comprise entre 0 et 1. Plus une surface est réfléchissante, plus son albédo est élevé. Les éléments qui contribuent le plus à l'albédo de la Terre sont les nuages, les surfaces de neige et de glace.

Ex 1: L'albédo de la neige fraîche est de 0,87, ce qui signifie que 87 % de l'énergie solaire est réfléchiée par ce type de neige.

Ex 2: Un corps noir parfait, qui absorberait toutes les longueurs d'onde sans en réfléchir aucune, aurait un albédo nul, tandis qu'un miroir parfait, qui réfléchirait toutes les longueurs d'onde, sans en absorber une seule, aurait un albédo égal à 1.

2.4.4. Le rayonnement global

Il est la somme du rayonnement direct et du rayonnement diffus; la Figure 1.1 illustre les différents composants du rayonnement solaire au niveau du sol.

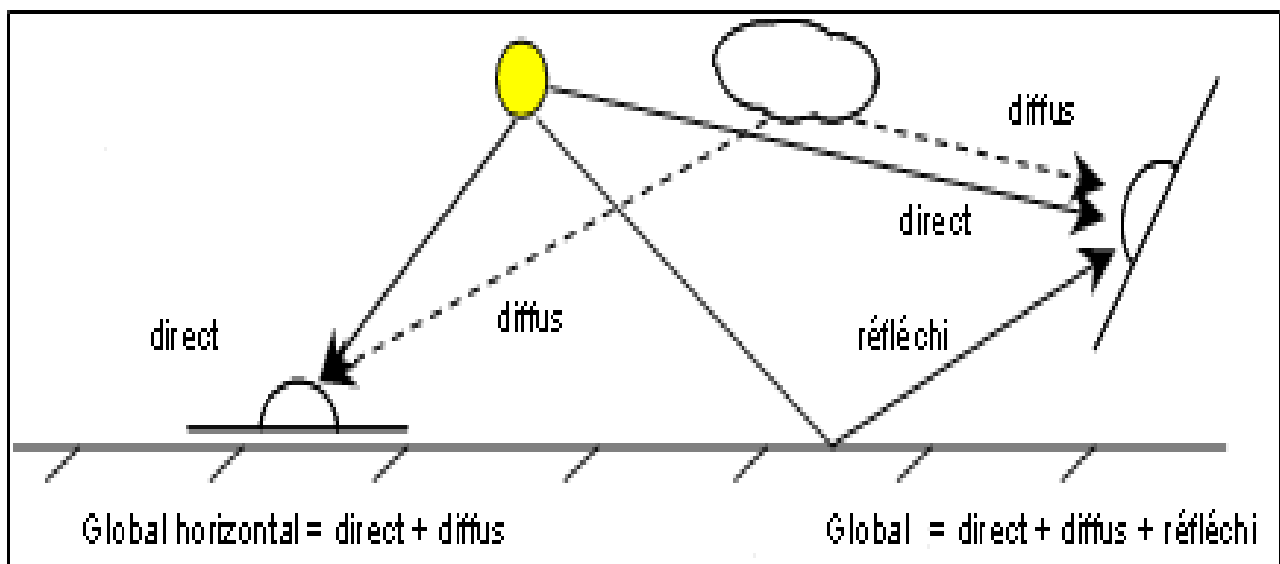


Figure 1.1. Diminution du rayonnement incident par absorption, par diffusion et par réflexion [5].

Sous les latitudes moyennes, ce rayonnement global peut atteindre 1000 W/m^2 au niveau de la mer, à midi et par ciel clair (sans nuages).

Outre la composition de l'atmosphère, l'épaisseur d'atmosphère que le rayonnement doit traverser joue également un rôle important sur l'évaluation de la quantité du rayonnement solaire qui atteint la surface de la terre [6]. Lorsque les rayons lumineux sont perpendiculaires à la surface, l'épaisseur d'atmosphère traversée est la plus faible; la lumière est moins absorbée et moins diffusée par l'atmosphère et la surface reçoit davantage d'énergie solaire [7].

L'épaisseur de l'atmosphère est caractérisée par le nombre de masse d'air (**AM**). Il correspond au rapport entre l'épaisseur de l'atmosphère traversée par le rayonnement (**OM**) et l'épaisseur traversée à la verticale du site (**OA**) (Figure 1.2). Cette relation est en fonction de la hauteur angulaire du soleil h , c'est-à-dire l'angle que fait la direction du soleil avec le plan horizontal.

$$\text{La masse d'air (AM)} = \frac{OM}{OA} = \frac{1}{\sin h} \dots [6]$$

Ainsi:

- soleil au zénith: AM 1
- soleil à 30° : AM 2
- soleil à $41,8^\circ$: AM 1,5
- hors atmosphère: AM 0 (par convention)

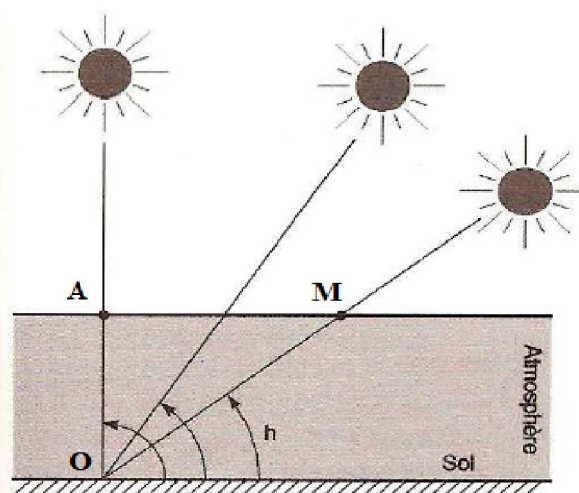


Figure 1.2. Relation entre la masse d'air et l'épaisseur de l'atmosphère [6].

2.5. Le spectre solaire

Le spectre solaire est la distribution spectrale (en fonction de la longueur d'onde ou de la fréquence) du rayonnement électromagnétique émis par le soleil. Le rayonnement solaire recouvre une gamme assez large de longueurs d'onde, depuis les ondes radio jusqu'aux rayons X [8], l'œil humain n'est cependant sensible qu'à une petite partie du spectre solaire le rayonnement visible est compris approximativement entre 380 nm et 780 nm (du violet au rouge) [9].

Ces rayonnements se propagent à la vitesse de la lumière C , il lui faut donc, en moyenne, 499 secondes pour atteindre notre atmosphère l'énergie E_{ph} de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde λ par la relation [10] :

$$E_{ph} = h\nu = \frac{hC}{\lambda} = \frac{1,24}{\lambda}$$

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

ν : fréquence

C : vitesse de la lumière $C = 3 \cdot 10^8$ m/s

λ : Longueur d'onde en μm

E_{ph} : Energie du photon en eV

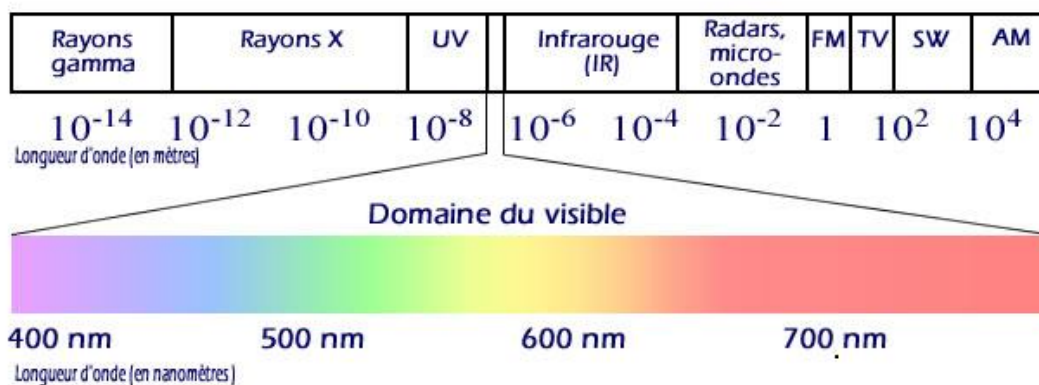


Figure 1.3. Composition spectrale de la lumière [10].

C'est cette relation, mise a jour par Louis de Broglie en 1924 qui a confirmé la nature à la fois *corpusculaire* et *ondulatoire* de la lumière: présente de *corpuscules* – les photons – et propagation d'onde avec une fréquence de vibration et une longueur d'onde [3].

La figure 1.4 montre l'atténuation observée après le passage à travers une épaisseur d'atmosphère correspondant à une masse d'air 1,5, soit l'équivalent d'une hauteur du soleil de $41,8^\circ$ au niveau de la mer. L'irradiance spectrale est le flux solaire pour une longueur d'onde donnée (et donc une couleur donnée, en ce qui concerne la lumière visible) [11].

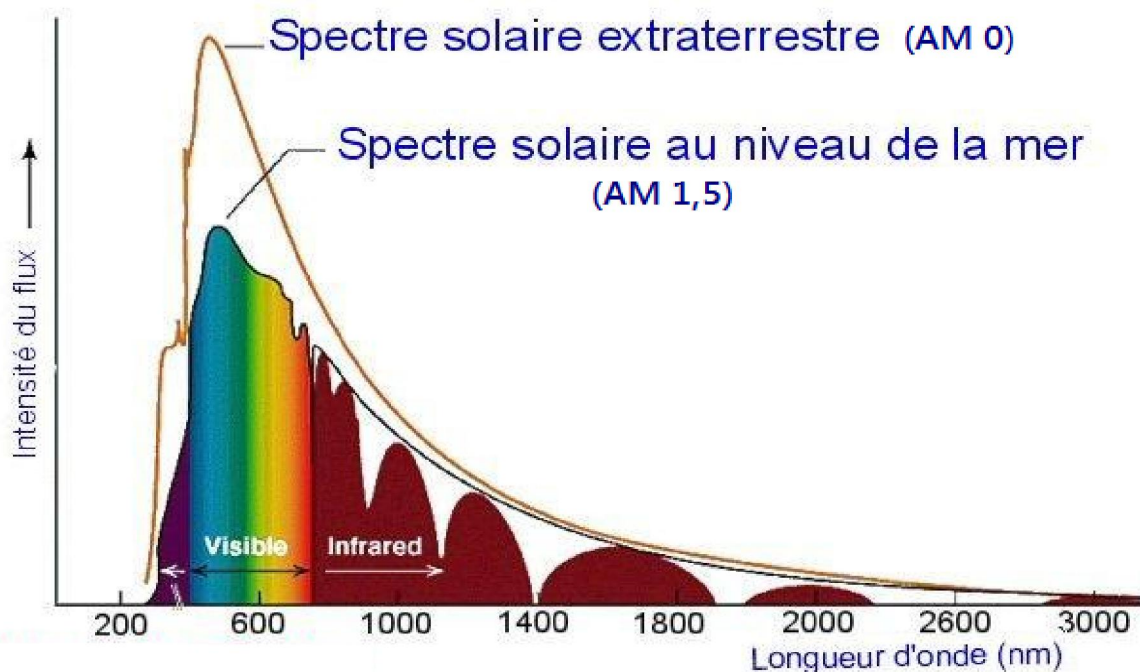


Figure 1.4. Spectre de l'énergie solaire [11]:

a) Hors atmosphère (AM 0) b) A l'incidence $41,8^\circ$ (AM 1,5).

Le rayonnement ultraviolet est un rayonnement électromagnétique de longueur d'onde plus courte que le visible (<380 nanomètres) et plus longue que les rayons X.

Le rayonnement visible est un rayonnement électromagnétique stimulant le nerf optique humain, de longueur d'onde comprise approximativement entre 380 nm et 780 nm.

Le rayonnement infrarouge est un rayonnement électromagnétique de longueur d'onde comprise entre 780 nm et 10^5 nm.

2.6. Les unités utilisées

2.6.1. L'éclairement ou irradiance

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

2.6.2. L'irradiation ou rayonnement

L'irradiation c'est l'intégration de l'énergie reçue par une surface (irradiance) sur une durée bien déterminée. Elle s'exprime en J/m^2 (joule par mètre carré). L'ISES (*International Solar Energy Society*) recommande le symbole **H**. D'autres unités plus courantes sont le Wh/m^2 (wattheure par mètre carré) [17].

2.7. Les instruments de mesure

Les appareils diffèrent selon qu'ils mesurent le rayonnement direct (Pyrhéliomètre), le rayonnement global (Pyranomètre) ou le rayonnement réfléchi (Pyranomètre réfléchi). La largeur du spectre de longueur d'ondes de la lumière dont on mesure l'énergie, est également à prendre compte pour savoir ce que l'on doit mesurer exactement (infrarouge lointain, spectre de la lumière visible, UV...etc) en fonction de son application [12].

2.7.1. Pyrhéliomètre

Le pyrhéliomètre est un instrument destiné à la mesure de l'intensité du rayonnement solaire direct. Il est généralement constitué par une thermopile peinte en noir (Figure 1.5), donc très absorbante, montée sur un système de suivi. Ainsi cet instrument ne mesure que le rayonnement directement issu du soleil, à l'exclusion de celui issu du ciel ou de la terre.

Un pyrhéliomètre est un instrument destiné à mesurer l'irradiance solaire. La lumière du soleil pénètre dans l'instrument par une fenêtre et est ensuite dirigée sur la thermopile qui convertit la chaleur en un signal électrique qui est enregistré. Celui-ci est ensuite converti en une mesure équivalente exprimée en watts par mètre carré. Un pyrhéliomètre est souvent équipé d'un système de suivi pour maintenir l'instrument pointé vers le soleil [13].

Applications

Les applications classiques des mesures par pyrhéliomètre sont :

- Les études scientifiques du climat.
- La météorologie.
- La recherche sur les propriétés de certains matériaux.
- La mesure de l'efficacité de certains appareils photovoltaïques.



Figure 1.5. Exemple de pyrhéliomètre équipé d'un système de suivi pour maintenir l'instrument pointé vers le soleil.

2.7.2. Pyranomètre

Un pyranomètre est un capteur de flux thermique utilisé pour la mesure de la quantité d'énergie solaire en lumière naturelle. Il est notamment utilisé en météorologie. Il permet la mesure de la puissance du rayonnement solaire total (global) en watts par mètre carré. Il est sensible dans un domaine spectral de 300 à 2500 nanomètres selon le filtre utilisé [14].

Le pyranomètre est utilisé, par exemple, lors de la mesure de rayonnement solaire en serre, évalué en comparaison de la valeur du rayonnement en extérieur pour estimer les pertes d'énergie directe lors de la traversée des toitures. L'unité du rayonnement est le watt par mètre carré (W/m^2).



Figure 1.6. *A)* Un pyranomètre *B)* Un pyranomètre de haute précision.

Mais y a d'autres types d'appareils plus pratiques (facile à manipuler) qui nous permettent de mesurer l'irradiance incidente sur un plan donné (horizontale ou inclinée), et parmi ces appareils on trouve le « *Benning SUN 2* ».

2.7.3. Benning SUN 2

Il est idéal pour la planification, le test de mise en service et le contre-essai de systèmes photovoltaïques raccordés au système d'alimentation électrique [15].

Points forts

- Mesure d'insolation en W/m^2 .
- Capteur de température deux canaux pour la mesure de la température du module et de la température ambiante.
- Boussole numérique pour déterminer la direction.
- Inclinomètre pour déterminer l'inclinaison du toit/module.
- Enregistreur de données pour 5 000 affichages.
- Horloge temps réel avec horodatage.
- Interface USB avec logiciel de téléchargement.
- Précis, robuste et maniable.



Figure 1.7. Le *Benning SUN 2* appareil de mesure de l'insolation.

3. Paramètres influençant le gisement solaire au sol

3.1. Gisement solaire

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu de la demande à satisfaire [5].

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire énorme comme le montre la figure 1.8.

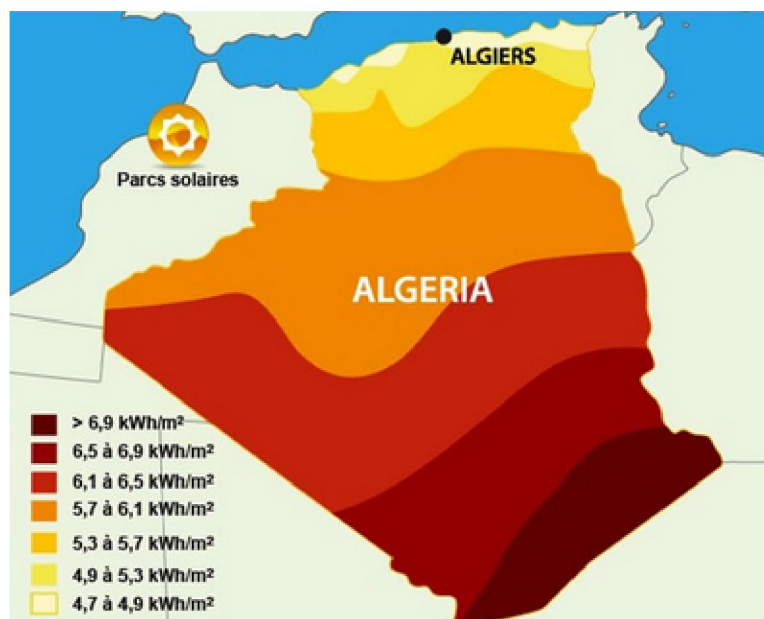


Figure 1.8. Gisement solaire propre à l'Algérie.

3.2. Les coordonnées géographiques

Pour repérer un site donné à la surface terrestre, on définit les grandeurs suivantes :

3.2.1. La latitude θ

C'est l'angle θ que fait la verticale du lieu avec le plan équatorial. Si $\theta > 0$, le site se trouve dans l'hémisphère nord, sinon le site est dans l'hémisphère sud [2].

3.2. 2. La longitude φ

C'est l'angle φ formé par le méridien de Greenwich et le méridien du lieu considéré. La longitude est comprise entre -180 (vers l'ouest) et +180 (vers l'est). Comme la terre met 24 heures pour faire un tour sur elle même (360°), chaque heure représente 15° d'écart de longitude et donc, chaque degré de longitude représente 4 minutes [2].

3.2.3. L'altitude

C'est la distance verticale exprimé en mètres, séparant le point considéré du relief terrestre du niveau de la mer, pris comme surface de référence.

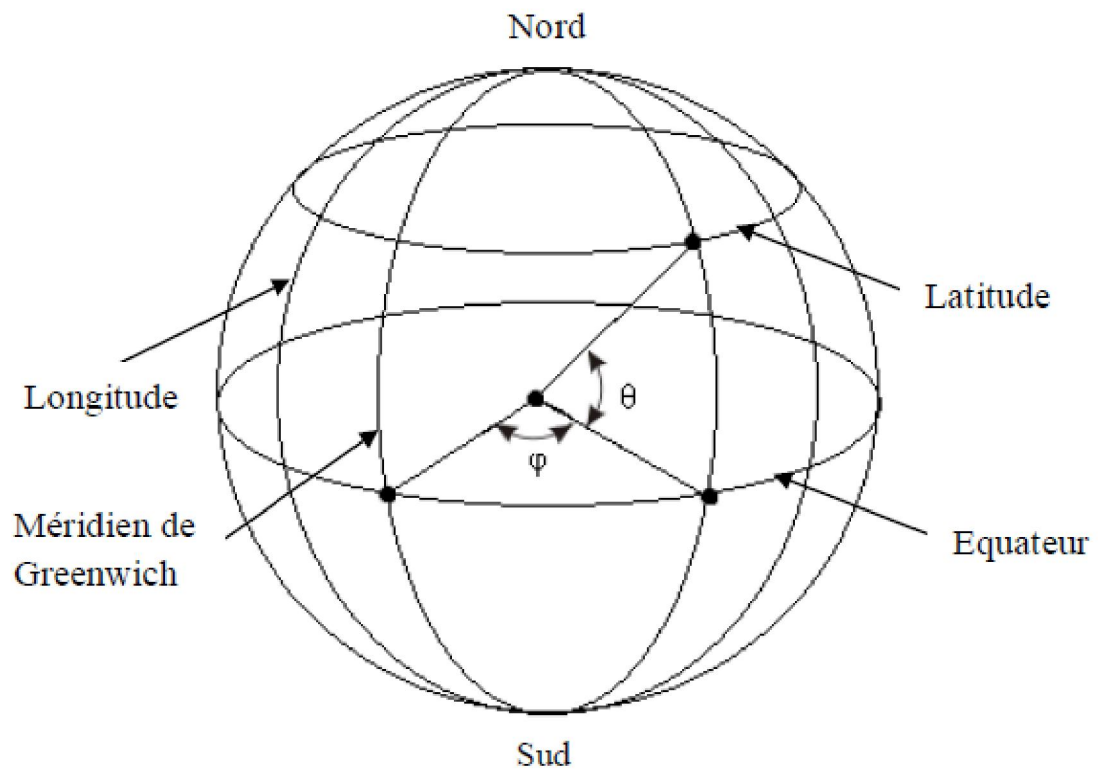


Figure 1.9. Coordonnées terrestres [2].

3.3. Les coordonnées horizontales

3.3.1. L'azimut ψ

L'azimut est l'angle entre le plan vertical contenant le rayon solaire et la direction sud. Il se compte de 0° à 360° à partir du sud dans le sens rétrograde [16].

3.3.2. L'angle de la hauteur solaire γ

C'est l'angle compris entre la direction du soleil et le plan horizontal. γ varie de 0° à 90° vers le zénith et de 0° vers -90° vers le nadir [17].

3.3.3. La distance zénithale z

C'est l'angle entre la direction du soleil et la verticale du lieu (zénith). L'angle z est complémentaire de γ [18].

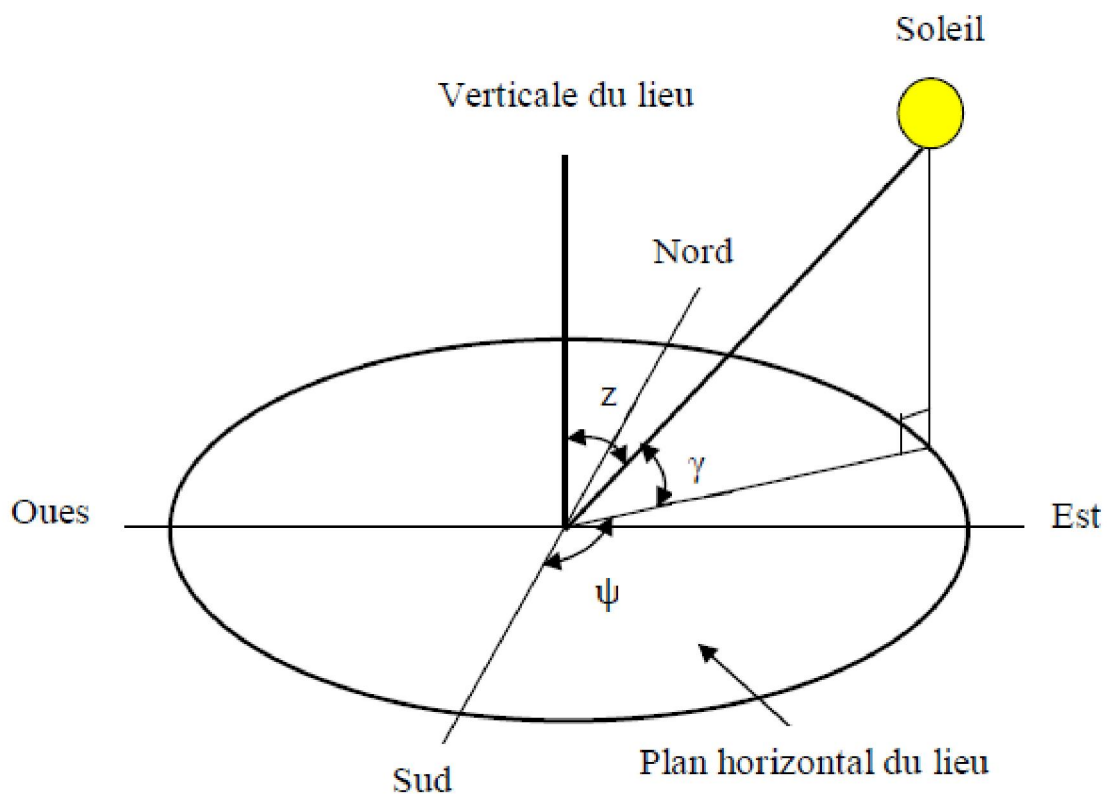


Figure 1.10. Coordonnées solaires selon le repère horizontal [2].

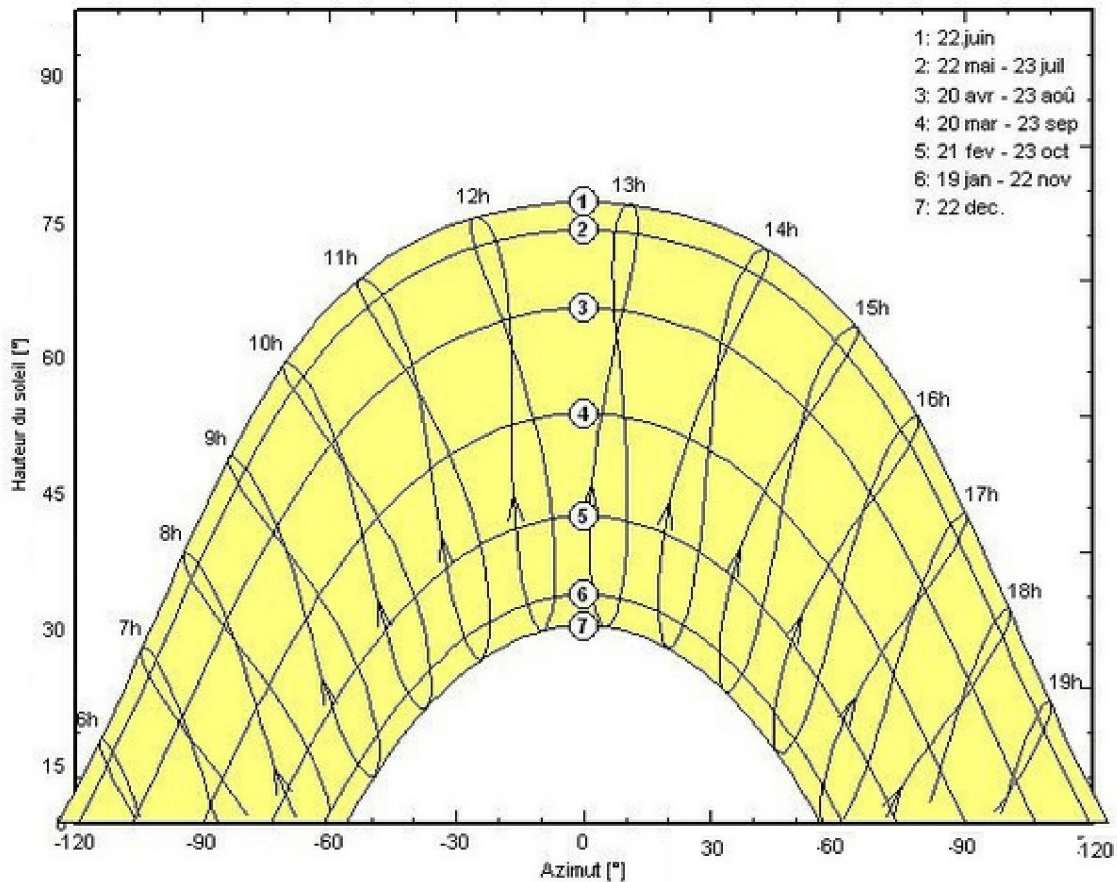


Figure 1.11. Trajectoires du soleil à Alger (Lat. 36.7° N, Long 3.2°E, Alt 22m) [4].

3.4. Inclinaison et orientation optimales des modules

L'énergie fournie par les capteurs photovoltaïques est directement proportionnelle à l'ensoleillement. Afin d'optimiser au mieux l'installation solaire il faut donc tenir compte de ce facteur, qui dépend à son tour du lieu de l'installation, d'orientation et d'inclinaison de ces capteurs. Idéalement, ils doivent être orientés en plein Sud dans l'hémisphère Nord et en plein Nord dans l'hémisphère Sud, à l'écart des zones ombragées [19], et incliné d'un angle qui permet l'optimisation de l'énergie récupérée. Un plan incliné est caractérisé par son inclinaison β (par rapport à l'horizontale), et son orientation ou azimut χ par rapport au sud.

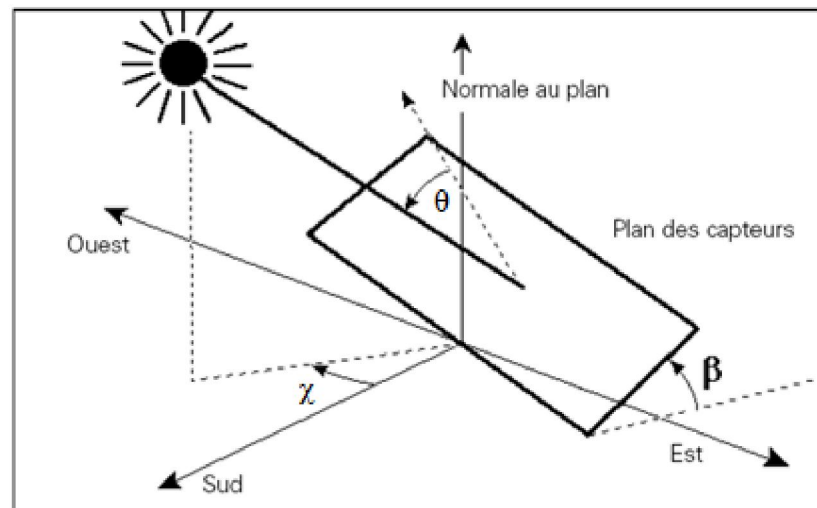


Figure 1.12. Définition des angles pour un plan incliné [19]:

(Inclinaison β , azimut χ et l'angle d'incidence θ).

Plus les rayons sont proches de la perpendiculaire au plan des panneaux ($\cos \theta \approx 1$), plus la quantité d'énergie disponible est importante.

- en moyenne, sur l'année, l'inclinaison optimale pour maximiser l'énergie annuelle produite est égale à la latitude du lieu.
- Une inclinaison plus forte que la latitude peut augmenter l'énergie récupérée en hiver, au détriment de celle récupérée en été, la trajectoire du soleil est basse dans le ciel. L'inverse est réalisé pour une inclinaison plus faible que la latitude.

Le tableau suivant donne les valeurs de l'inclinaison idéale des modules photovoltaïques pour une utilisation annuelle en fonction de la latitude.

Latitude φ ($^{\circ}$)	Inclinaison β ($^{\circ}$)
$\varphi < 10^{\circ}$	10°
$10^{\circ} < \varphi < 30^{\circ}$	φ
$30^{\circ} < \varphi < 40^{\circ}$	$\varphi + 10^{\circ}$
$\varphi > 40^{\circ}$	$\varphi + 15^{\circ}$

Tableau 1.1. Relation entre la latitude et l'inclinaison des panneaux [5].

Le disque de rayonnement solaire (Figure 1.13) permet d'estimer le pourcentage de rendement d'une installation PV par rapport aux conditions optimales, en fonction de l'inclinaison et de l'orientation des modules.

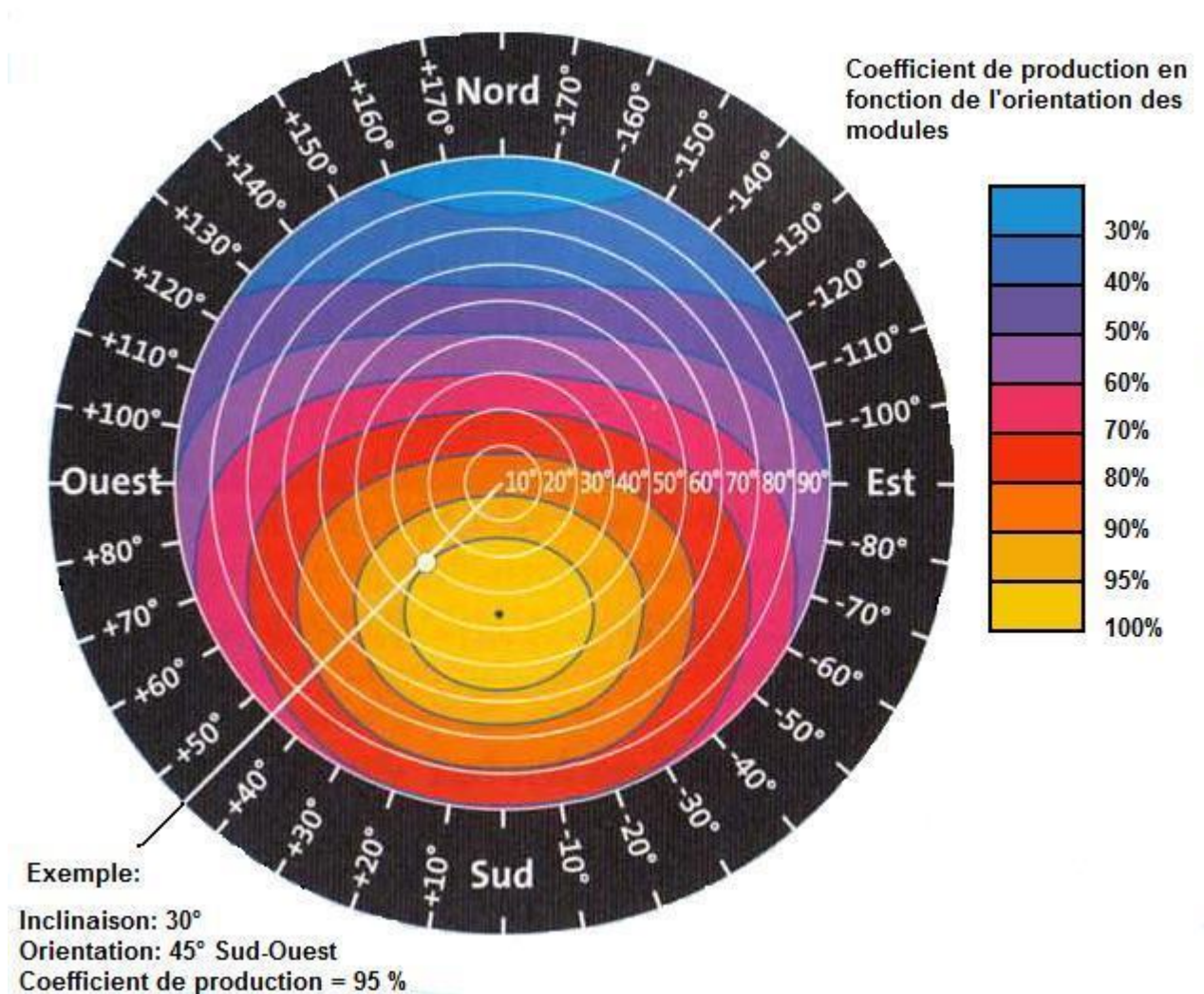
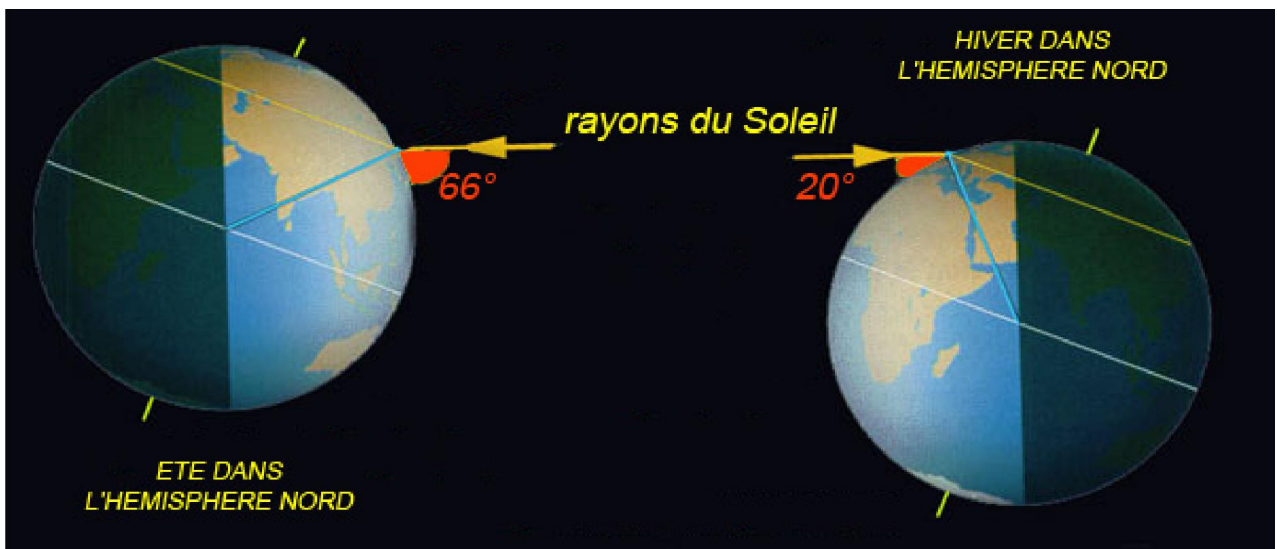
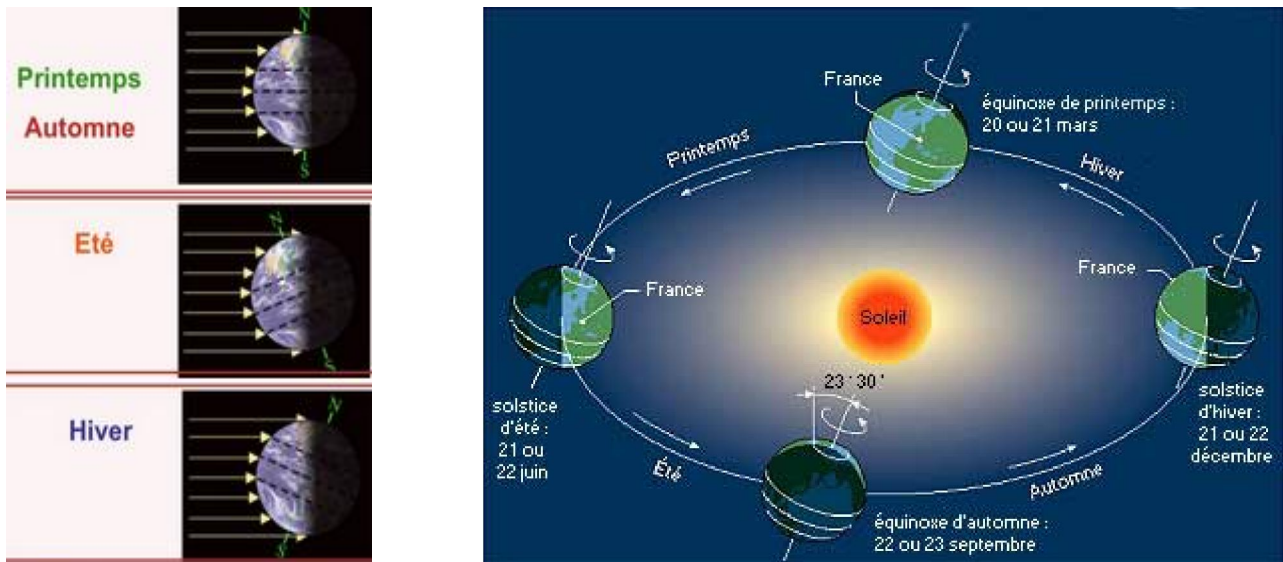


Figure 1.13. Disque de rayonnement solaire pour l'hémisphère nord [8].

3.5. Influence des saisons sur l'ensoleillement

Sous une même latitude, l'ensoleillement varie également au cours de l'année selon les saisons (Figure 1.14). Cette variation du flux solaire au cours du temps est une conséquence de la rotation de la terre autour d'un axe incliné de $23^{\circ}27'$ par rapport au plan de révolution autour du soleil (plan de l'orbite terrestre). L'axe d'inclinaison étant constant au cours de la rotation autour du soleil, l'angle d'incidence des rayons solaires, pour une même latitude, varie au cours de la révolution de la terre [12].



- *Au solstice d'été (pôle Nord proche du soleil: $+23^{\circ}27'$), l'angle d'incidence des rayons se rapproche de la perpendiculaire et la quantité d'énergie reçu par unité de surface augmente [1].*
- *Au solstice d'hiver (pôle Nord éloigné du soleil: $-23^{\circ}27'$), l'angle d'incidence des rayons s'éloigne de la perpendiculaire et la quantité d'énergie reçu par unité de surface diminue [1].*

Figure 1.14. Influence des saisons sur l'ensoleillement.

4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté des notions de base sur le rayonnement solaire comme les rayons direct, diffus, albédo et global. Ensuite, on a présenté les différents paramètres qui influent sur le gisement solaire au sol, comme les coordonnées géographiques et horizontales; ainsi que l'inclinaison et l'orientation optimales des modules.

Chapitre 2
***Etude des
cellules et des
panneaux
solaires***

Chapitre 2

Etude des cellules et des panneaux solaires

1. Introduction

L'énergie solaire est une source d'énergie accessible à tous, elle est propre, nouvelle et surtout disponible en abondance sur toute la surface terrestre, et malgré une atténuation importante lorsqu'elle traverse l'atmosphère, la quantité qui arrive au sol reste encore assez importante. Son principal secret c'est la conversion de la lumière en électricité, qui est appelée effet photovoltaïque qui signifie Lumière en Grec, il est composé de deux parties : « photos » (lumière) qui est du nom de famille du physicien italien (Alessandro Volta) qui inventa la pile électrique en 1800 et donna son nom à l'unité de mesure de la tension électrique, le volt[6]. Maintenant la question qui se pose comment peut-on avoir cette énergie? Pour répondre nous allons présenter, dans ce chapitre, le principe de la conversion photovoltaïque ou on fera une étude globale sur la cellule solaire qui est le principal constituant des modules ainsi que les différentes technologies utilisées.

Et enfin la dernière partie sera consacrée au panneau solaire ou on citera l'interconnexion des modules (la mise en série/parallèle), sa constitution, la caractéristique courant-tension ainsi que l'effet de l'éclairement et l'influence de la température sur cette caractéristique, et on terminera par une conclusion.

2. Principe de la conversion photovoltaïque

La conversion photovoltaïque découverte par le physicien français A. BECQUEREL (1839) est le seul moyen connu de convertir directement la lumière en énergie électrique. Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les photons constituant la lumière percutent les atomes exposés au rayonnement. Les électrons des couches électroniques supérieures, appelés aussi électrons de valence ont tendance à être arrachés. Dans les cellules PV, une partie des électrons ne revient pas à son état initial et les électrons arrachés créent une tension électrique continue et faible (Figure 2.1) [7].

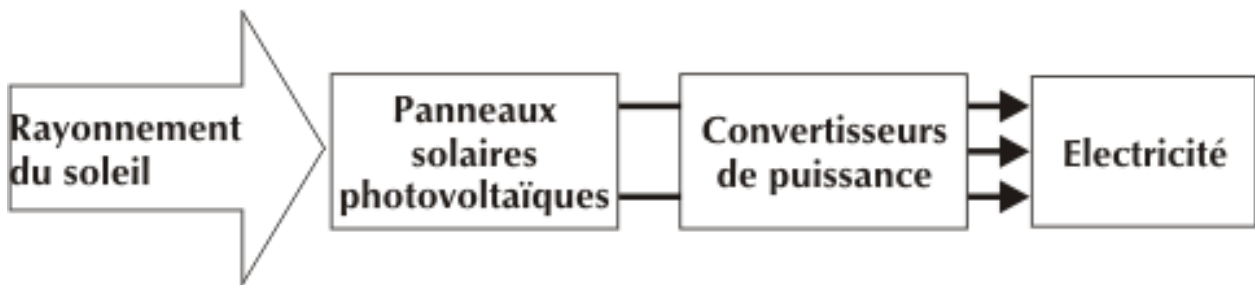


Figure 2.1. Principe de la conversion photovoltaïque [7].

3. La cellule solaire

La première cellule photovoltaïque (ou photopile) a été développée aux Etats-Unis en 1954 par les chercheurs des laboratoires Bell [8].

3.1. Définition

Appelées aussi photopiles, elles permettent de transformer l'énergie du rayonnement solaires en électricité. Les cellules solaires sont fabriquées avec des matériaux semi-conducteurs produits à partir d'une matière première très pure, comme le silicium. Ces matériaux émettent des électrons lorsqu'ils sont soumis à l'action de la lumière, en développant une force électromotrice (Figure 2.2). Le courant obtenu est proportionnel à la puissance lumineuse incidente. La cellule solaire délivre une tension continue.

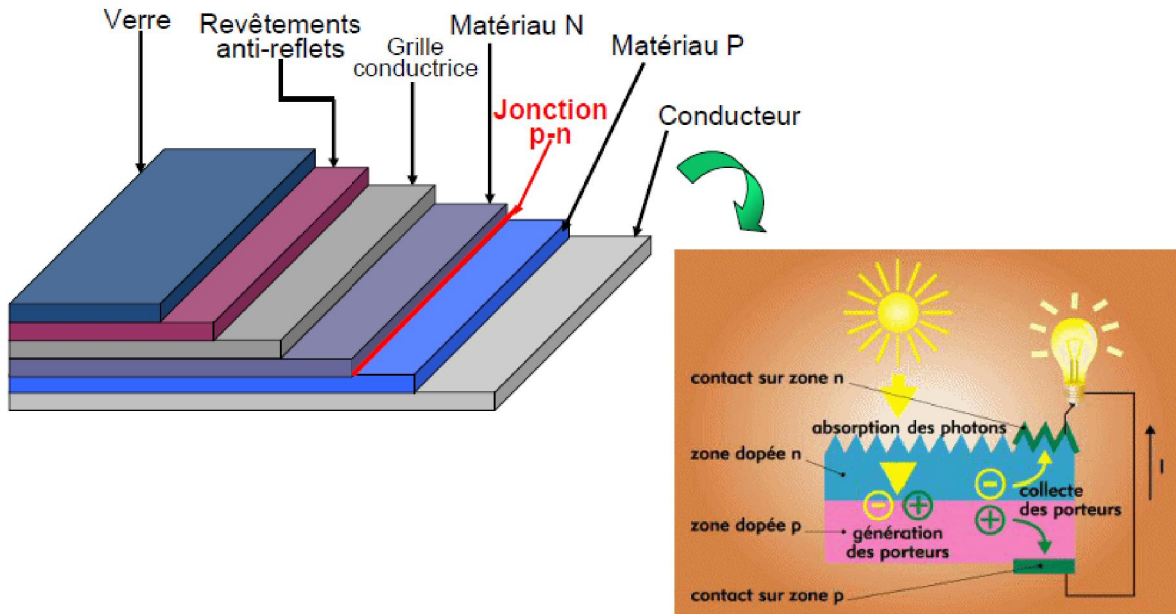


Figure 2.2. Constituants d'une cellule photovoltaïque au silicium.

3.2 Rappels sur les matériaux semi-conducteurs et la jonction PN

Les matériaux semi-conducteurs sont des corps dont la résistivité est intermédiaire entre celle des conducteurs et celle des isolants. Les quatre électrons de valence du silicium permettent de former quatre liaisons covalentes avec un atome voisin. Dans ce cas, tous les électrons sont utilisés et aucun n'est disponible pour créer un courant électrique.

a. Les semi-conducteurs intrinsèques

Les électrons situés sur la couche la plus éloignée du noyau, qui participent aux liaisons covalentes peuvent, sous l'effet de l'agitation thermique, devenir porteurs de charge.

Le diagramme énergétique est constitué de deux bandes (conduction et valence) séparées par une bande interdite (Figure 2.3). Pour franchir cette bande l'électron doit acquérir de l'énergie (thermique, photon, ...). Le nombre d'électrons libres dans un semi-conducteur intrinsèque reste très faible. Ici le nombre de d'électrons est égal au nombre de trous.

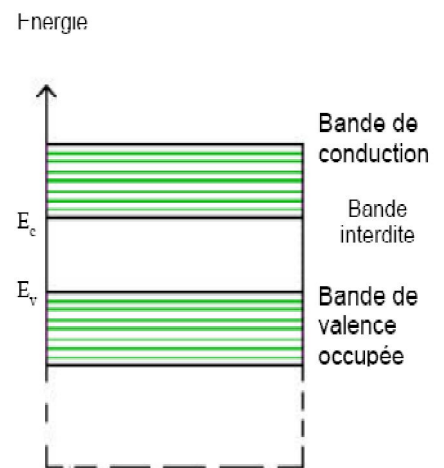


Figure 2.3. Diagramme énergétique d'un semi-conducteur intrinsèque.

b. Les semi-conducteurs extrinsèques

Pour augmenter la conductivité des semi-conducteurs on y introduit des impuretés. Ce procédé est appelé dopage.

• Dopage de type N

On remplace un atome de silicium par un atome pentavalent (Figure 2.4). Quatre d'entre eux assurent les liaisons avec les atomes voisins de silicium et le cinquième resté disponible va être excité vers la bande de conduction très facilement par l'agitation thermique. D'où l'augmentation du nombre d'électrons libres. Dans ce cas le nombre de trous est très inférieur au nombre d'électrons libre. On obtient ainsi un cristal dopé N.

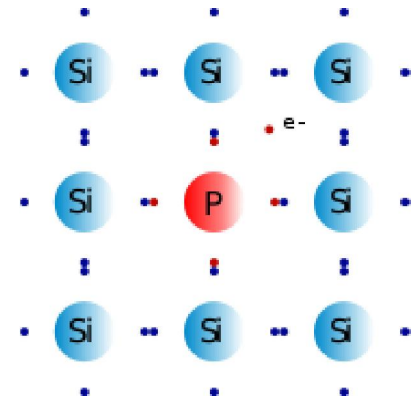


Figure 2.4. Arrangement des atomes dans un semi-conducteur de type N.

• Dopage de type P

De la même façon on introduit des atomes trivalents, ses trois électrons vont assurer les liaisons covalentes avec trois atomes voisins mais laisser un trou au quatrième (Figure 2.5). Ce trou se déplace de proche en proche dans le cristal pour créer un courant.

Ici le nombre de trous est très supérieur au nombre d'électrons libres du cristal intrinsèque, on obtient donc un cristal dopé P. Les impuretés utilisées sont souvent du Bore.

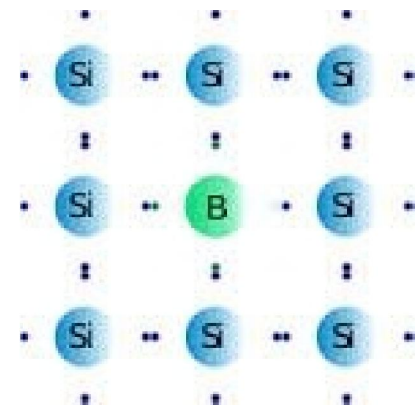


Figure 2.5. Arrangement des atomes dans un semi-conducteur de type P.

c. Jonction PN

Une jonction PN est l'accolement d'une région dopée P et d'une région dopée N. Lors de cet assemblage les porteurs de charges libres s'attirent et se recombinent dans la zone de jonction où les porteurs libres disparaissent : c'est la zone de transition (Figure 2.6). Il ne reste donc plus que les ions dans cette zone qui créent un champ électrique interne au niveau de la jonction et qui empêchent les charges libres restantes dans chaque zone de traverser la jonction pour se recombiner.

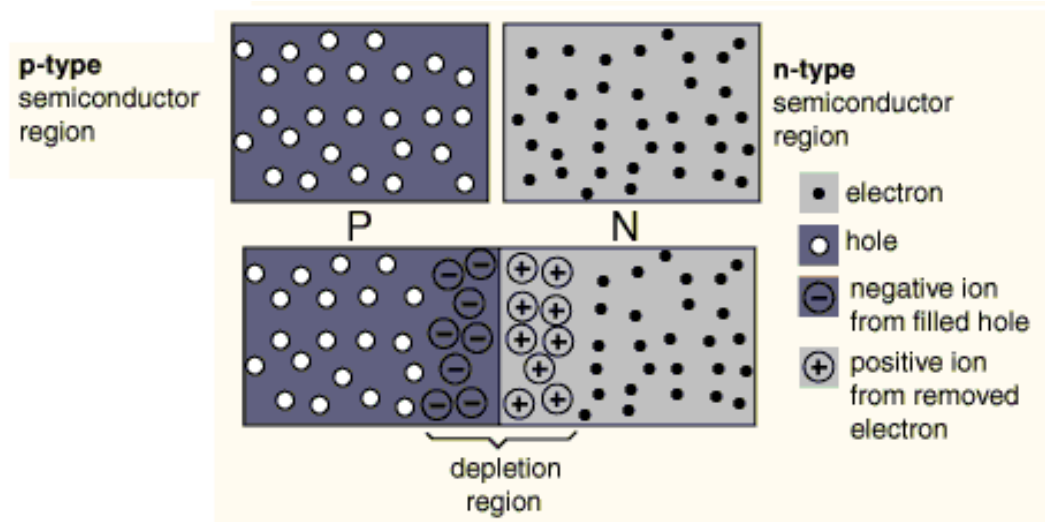


Figure 2.6. Jonction PN non polarisée.

3.3 Fonctionnement

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p. La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction PN a été formée [30].

Les cellules solaires (photopiles) sont des composants électroniques à semi-conducteur qui, lorsqu'ils sont éclairés par le rayonnement solaire, développent une force électromotrice capable de débiter un courant dans un circuit extérieur.

3.4. Cellule solaire idéale

Comme illustré sur la Figure 2.7, le circuit équivalent d'une cellule solaire idéale comporte principalement un générateur de courant qui modélise l'éclairement et une diode en parallèle qui modélise la jonction PN.

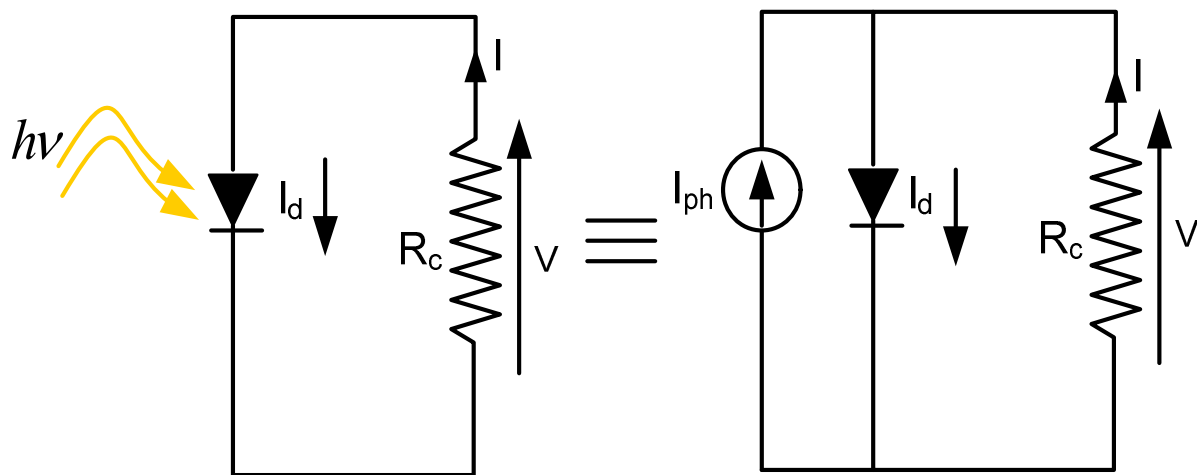


Figure 2.7. Le circuit équivalent d'une cellule solaire PV idéale sous éclairnement [29].

Le courant de circuit présenté en figure (2.7) s'exprime comme suite :

$$I = I_s \left(\exp \left(\frac{e V}{n K T} \right) - 1 \right) - I_{ph} \quad [29]$$

I : courant de charge

I_{ph} : Le photo-courant créé par la cellule

I_s : Courant de saturation inverse

T : Température de la jonction

e : Charge de l'électron

K : Constante de Boltzmann

n : Facteur de non idéalité

3.5. Cellule solaire réelle

Le circuit équivalent d'une cellule solaire réelle est présenté sur la Figure 2.8 ; ce circuit tient compte des pertes au niveau de la cellule, qui sont modélisées par deux résistances :

- La résistance série R_s qui représente les pertes résistives dans la cellule (émetteur, base, contacts métalliques) ;
- La résistance parallèle R_{sh} qui représente les courants de fuite dans la cellule.

Pour minimiser les pertes, il faut minimiser R_s et augmenter R_{sh} . Le cas idéal est représenté par R_{sh} égale à l'infini et R_s égale à zéro [31].

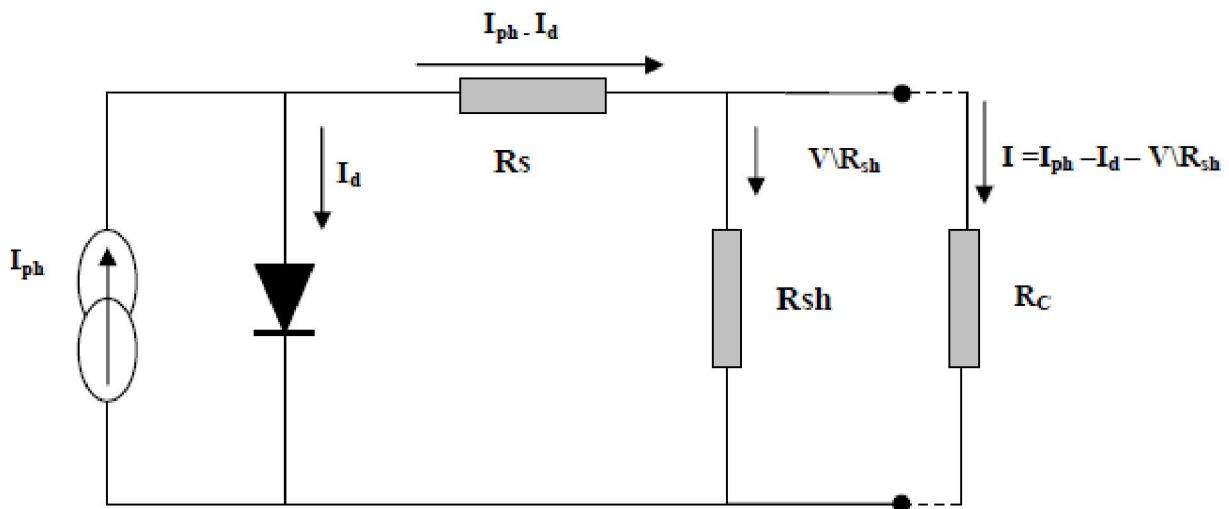


Figure 2.8. Circuit électrique équivalent d'une cellule solaire PV réelle sous éclairement [6].

L'expression du courant délivré sur une charge de la cellule solaire réelle sous éclairement est comme suite :

$$I = \frac{R_{sh}}{R_{sh} + R_s} \left[I_s \left(\exp\left(\frac{e}{nKT}(V - I \times R_s)\right) - 1 \right) + \frac{V}{R_{sh}} - I_{ph} \right] \quad [6]$$

I_{ph} : Le photo-courant créé par la cellule

I_d : Courant qui traverse la diode

I_s : Courant de saturation inverse

T : Température de la jonction

e: Charge de l'électron

K: Constante de Boltzmann

n : Facteur de non idéalité

R_{sh} : Résistance shunt

R_s : Resistance série

3.6. Caractéristique électrique d'une cellule solaire

Sous un éclairement donné, toute cellule photovoltaïque est caractérisée par une courbe courant-tension (I-V) représentant l'ensemble des configurations électriques que peut prendre la cellule (Figure 2.9). Trois grandeurs physiques définissent cette courbe: V_{co} , I_{cc} et P_{mpp} .

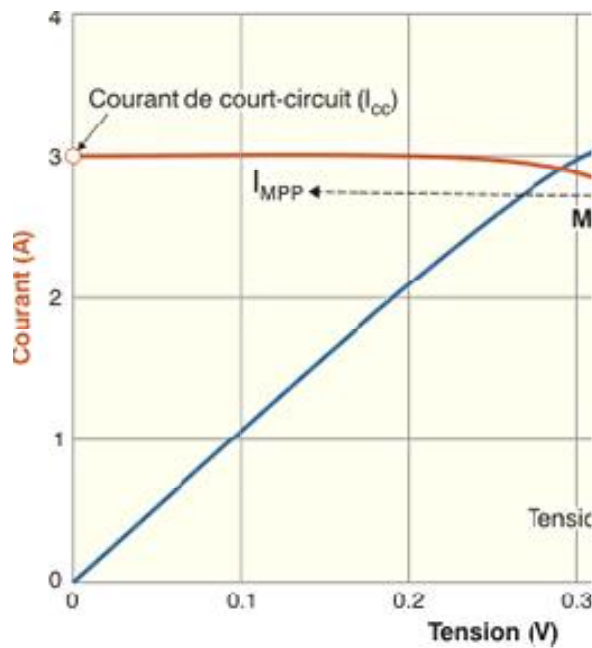


Figure 2.9. Caractéristiques I-V et P-V d'une cellule solaire.

Pour permettre une comparaison de l'efficacité de différentes cellules, on définit ces caractéristiques dans des conditions de test bien précises (STC = Standard Test Conditions). Ces conditions sont : émission lumineuse de $1\ 000\ \text{W/m}^2$, température de $25\ ^\circ\text{C}$, conditions spectrales **Air Mass 1.5** (composition du spectre identique au spectre solaire lorsqu'il traverse une épaisseur et demie d'atmosphère, ce qui correspond à un angle d'incidence de 41.8° par rapport à l'horizontale).

3.7. Paramètres photovoltaïques d'une cellule solaire

La caractéristique I-V d'une diode solaire passe par trois points caractéristiques très importants:

3.7.1. Tension du circuit ouvert

La tension de circuit ouvert V_{co} apparaît en un point de la caractéristique I-V où le courant est nul. En ce point, la puissance fournie par la cellule solaire est nulle. Dans le cas idéal, la tension V_{co} est donnée par l'équation suivante:

$$V_{co} = \frac{KT}{q} \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1 \right) \quad [6]$$

Avec:

I_{ph} : Le photo-courant créé par la cellule

I_s : Courant de saturation inverse

T: Température de la jonction

q: Charge de l'électron

K: Constante de Boltzmann

3.7.2. Courant du court-circuit

Le courant de court-circuit I_{cc} apparaît en un point de la caractéristique I-V où la tension est nulle. En ce point la puissance de la cellule solaire sera nulle. Pour une cellule idéale, le courant I_{cc} est donné par la relation suivante:

$$I_{cc} = q \int_0^{\infty} F(\lambda) [1 - R(\lambda)] r_s d\lambda \quad [6]$$

$F(\lambda)$: Le flux de photons reçu par la cellule

$R(\lambda)$: Le coefficient de réflexion de la surface de la cellule

3.7.3. Puissance maximale

Le courant I_{mpp} et la tension V_{mpp} correspondent respectivement au courant et à la tension pour lesquels la cellule solaire délivre sa puissance maximale P_{max} [21].

$$P_{max} = I_{mpp} \cdot V_{mpp}$$

3.7.4. Facteur de forme

Le facteur de remplissage FF (*fill factor*) dépend des grandeurs P_{max} , I_{cc} et V_{co} . Les bonnes cellules solaires ont un FF supérieur à 0.7 [22]. La résistance R_s diminue le facteur de remplissage. Ce facteur est défini comme suite:

$$FF = \frac{V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{V_{co} \cdot I_{cc}}$$

3.7.5. Rendement

Une cellule solaire est qualifiée par son rendement η défini par la formule suivante [23]:

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_i} \quad [\%]$$

Avec :

P_i : Puissance incidente (w)

P_{max} : Puissance de sortie caractérisant la cellule solaire.

4. Les structures des cellules solaires

La filière silicium représente aujourd'hui l'essentiel de la production mondiale des panneaux photovoltaïques. Il s'agit d'un matériau extrêmement abondant, stable et non toxique. Le silicium a été choisi pour réaliser les cellules solaires photovoltaïques pour ses propriétés électroniques, il est caractérisé par la présence de quatre électrons sur sa couche périphérique. Cette filière comporte trois technologies : le silicium monocristallin, silicium multi cristallin et l'amorphe.

4.1. Le silicium monocristallin

Les cellules solaires monocristallines présentent un aspect parfaitement homogène de couleur gris sombre ou bleu uniforme, intense et brillant (Figure 2.10). La structure homogène, ne présente pas de joints de grains et correspond à la structure cristalline parfaitement ordonnée.

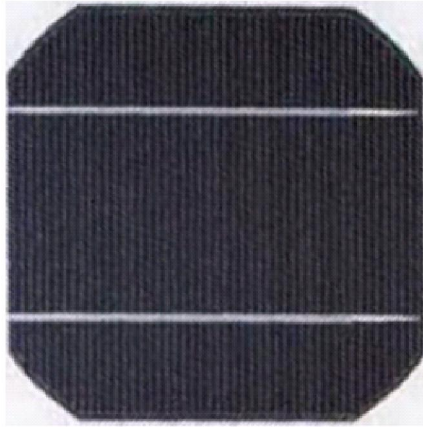


Figure 2.10. Photographie d'une cellule solaire au silicium monocristallin [24].

4.2. Le silicium multi cristallin

Le silicium poly-cristallin est élaboré à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vus de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux.

Pour fabriquer une cellule solaire, il n'est pas nécessaire d'avoir un silicium aussi pur et ordonné que le monocristal. Le silicium est versé dans un moule ou il va refroidir et se solidifier en prenant la forme du moule. La cristallisation s'effectue alors en de nombreux cristaux qui sont visibles même après la fin du façonnage de la cellule. On peut tolérer un certain nombre de défauts et impuretés dans le matériau dans la mesure où leur concentration n'affecte pas le rendement admissible. La figure 2.11 présente une photographie d'une cellule solaire au silicium multi cristallin.

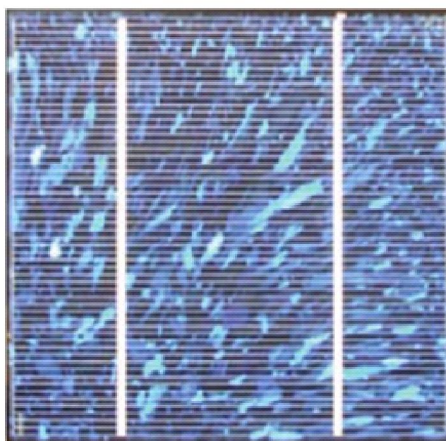
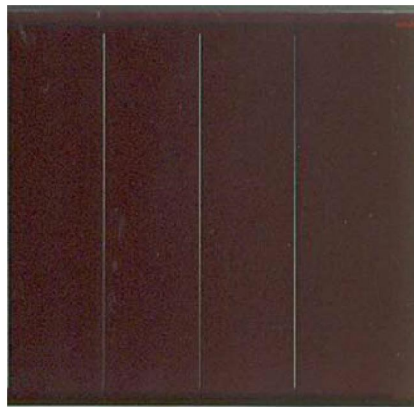


Figure 2.11. Photographie d'une cellule solaire au silicium multi cristallin [24].

4.3. Le silicium amorphe

Le silicium amorphe est la variété allotropique non cristallisée du silicium, c'est-à-dire dans lequel les atomes sont désordonnés et ne sont pas rangés de façon régulière définissant une structure cristalline. Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide. Le silicium amorphe permet de produire des panneaux de grandes surfaces à bas coût en utilisant peu de matière première (Figure 2.12).



(a) Cellule en Si amorphe de petites dimensions.



(b) Cellule Si amorphe en rouleaux.

Figure 2.12. Cellules solaires en silicium amorphe [24].

Le tableau 2.1 présente le rendement et les caractéristiques des cellules solaires au silicium cristallin (monocristallin et multicristallin) et amorphe.

Matériau	Rendement	Longévité	Caractéristiques	Principales utilisations
Silicium mono cristallin	12 à 18% (24,7 % en laboratoire)	20 à 30 ans	<ul style="list-style-type: none"> • Très performant • Stabilité de production d'<i>W</i> • Méthode de production coûteuse et laborieuse. 	Aérospatiale, modules pour toits, façades...etc
Silicium poly cristallin	11 à 15% (19,8 % en laboratoire)	20 à 30 ans	<ul style="list-style-type: none"> • Adapté à la production à grande échelle. • Stabilité de production d'<i>W</i>. 	modules pour toits, façades, générateurs...etc
Amorphe	5 à 8% (13 % en laboratoire)	???	<ul style="list-style-type: none"> • Peut fonctionner sous la lumière fluorescente. • Fonctionnement si faible luminosité. • Fonctionnement par temps couvert. • Fonctionnement si ombrage partiel. 	Appareil électronique (montre, calculatrice...), intégration dans le bâtiment.

Tableau 2.1. Comparatif des rendements des différents types de cellules solaires [30,31,32].

5. Association des cellules solaires

Lorsque l'on associe en série des cellules leur tension s'ajoute (Figure 2.14), lorsque l'on associe en parallèle des cellules leur courant s'ajoute (Figure 2.15). Aussi, on peut associer ces cellules en série-parallèle de manière à avoir la puissance désirée (Figure 2.16). Il faut savoir que lorsque l'une des cellules est affectée d'une gêne (ombre..), tout le fonctionnement est perturbé.

La tension générée par une cellule est limitée à la valeur du gap de son matériau, on associe les cellules afin de pouvoir délivrer des tensions de 12V, 24 V, 48V.

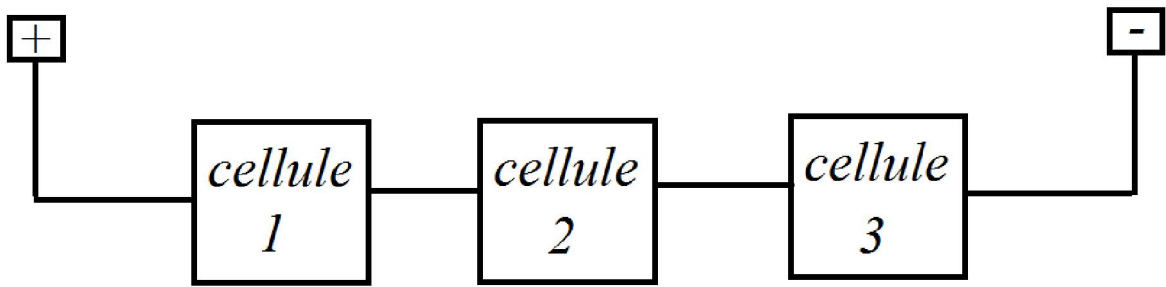


Figure 2.13. Connexion des cellules en série.

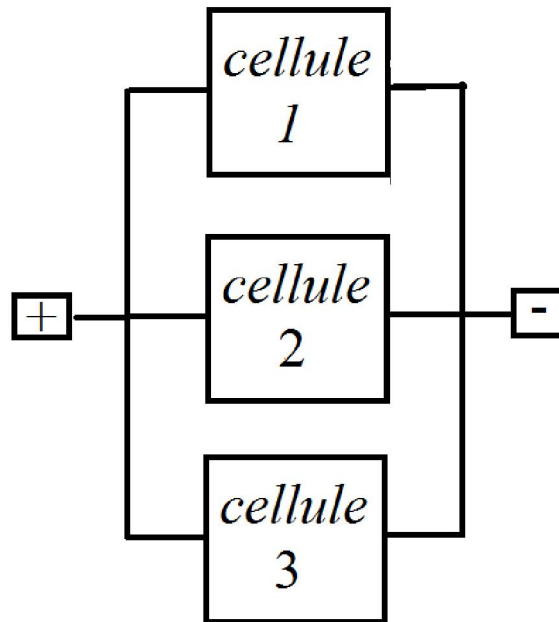


Figure 2.14. Connexion des cellules en parallèle.

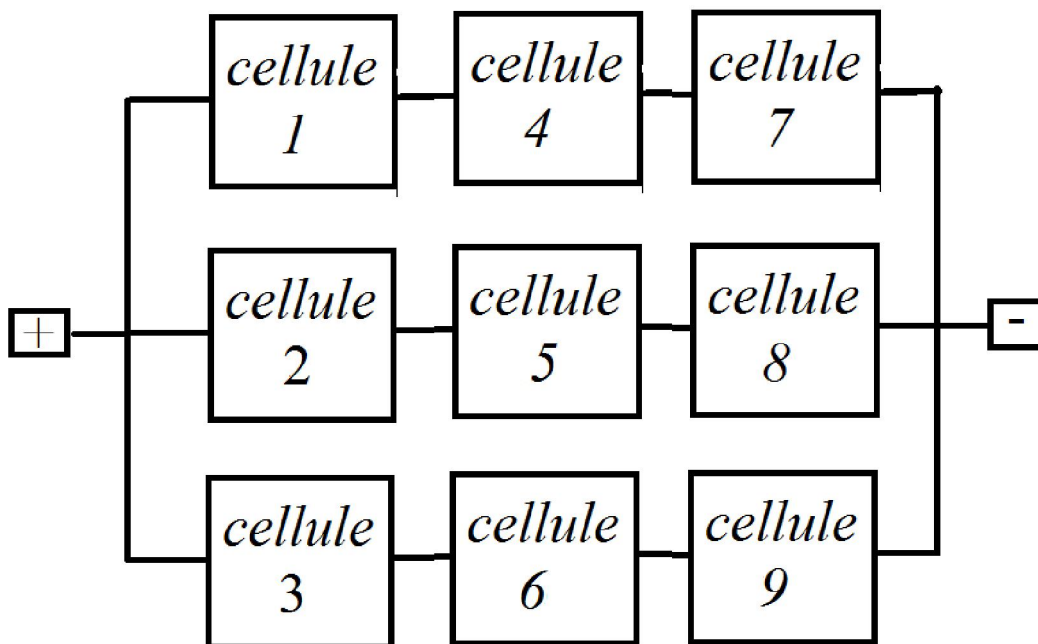


Figure 2.15. Connexion des cellules en série/parallèle.

6. Panneaux solaires

6.1. Définition

C'est le regroupement de plusieurs cellules solaires en série et/ou en parallèle afin de permettre leur utilisation à des tensions et à des courants pratiques, tout en assurant leur isolation électrique et leur protection contre les facteurs extérieurs par l'encapsulation.

Cette protection nous permet d'augmenter la durée de vie des panneaux photovoltaïques. L'encapsulation consiste à la mise en sandwich d'un ensemble de composants (Figure 2.17).

6.2. Constitution d'un panneau solaire

Le panneau photovoltaïque (ou module PV) est composé de cellules solaires qui ont les mêmes caractéristiques électriques, connectées entre elles puis enrobées dans une résine transparente, l'EVA. Les faces avant et arrière des cellules sont recouvertes respectivement d'un verre et d'un film multicouche étanche. La figure 2.16 suivante illustre la composition d'un module photovoltaïque.

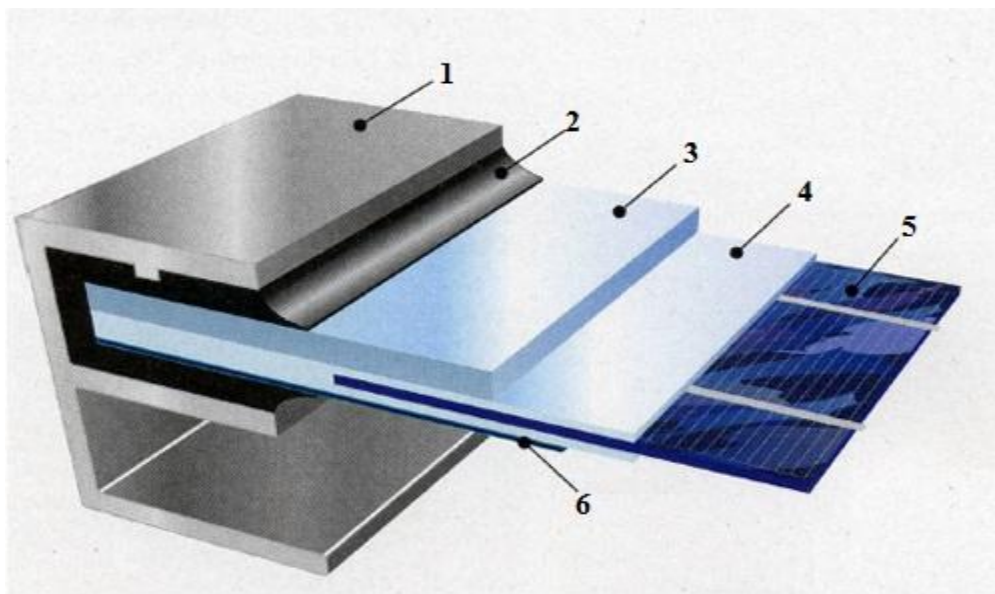


Figure 2.16. Composition d'un panneau PV [26].

1. Cadre support en aluminium.
2. Joint d'étanchéité.
3. Verre trempé de 3.4 à 4 mm.
4. Feuille d'EVA transparente (éthylène-acétate de vinyle).
5. Cellules photovoltaïques.
6. Feuille de Tedlar blanc.

6.3. Caractéristique I-V d'un panneau solaire

La figure 2.17 représente la courbe $I=f(V)$ d'un module photovoltaïque typique dans des conditions constantes d'irradiation et de température.

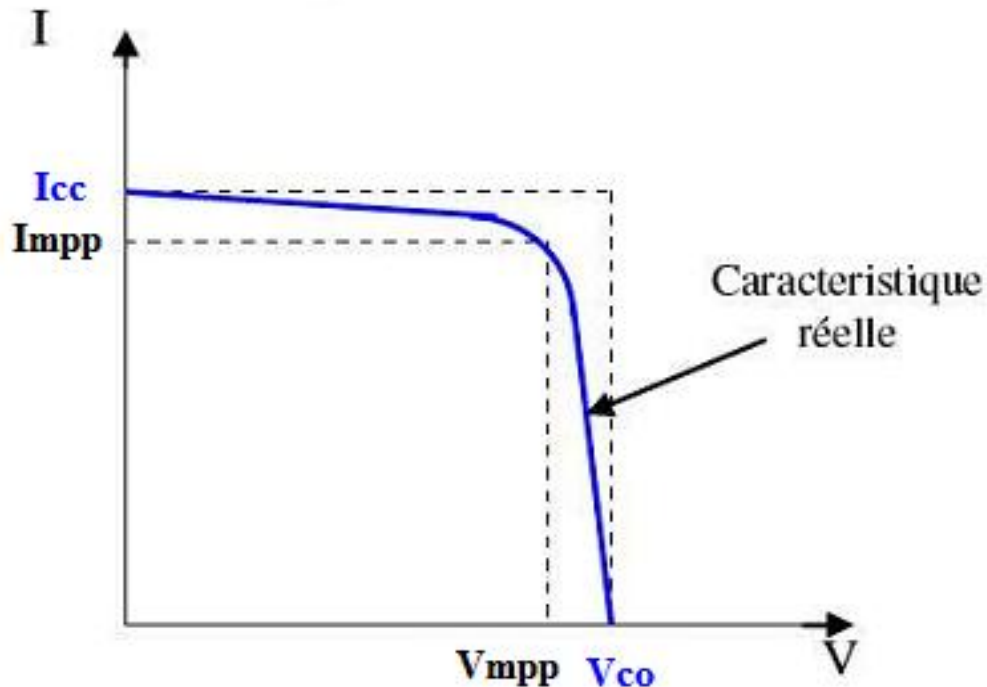


Figure 2.17. Courbe $I=f(V)$ d'un panneau photovoltaïque.

Il est difficile de donner un caractère source de courant ou de tension à un module photovoltaïque sur toute l'étendue de la caractéristique courant-tension. Par conséquent, le module photovoltaïque est considéré comme une source de puissance avec un point P_m où la puissance se trouve être maximale. Il est donc intéressant de se placer sur ce point pour tirer le maximum d'énergie et ainsi exploiter au mieux la puissance crête installée.

6.4. Effet de l'éclairement sur la caractéristique I-V

La figure 2.18.a. montre l'effet de l'éclairement sur la caractéristique $I=f(V)$ du panneau solaire. A une température constante, on constate que le courant subit une variation importante, mais par contre la tension varie légèrement. Ceci peut être expliqué par le fait que le courant de court circuit est une fonction linéaire de l'éclairement alors que la tension de circuit ouvert est une fonction logarithmique. La figure 2.18.b. montre l'effet de l'éclairement sur la puissance du panneau solaire.

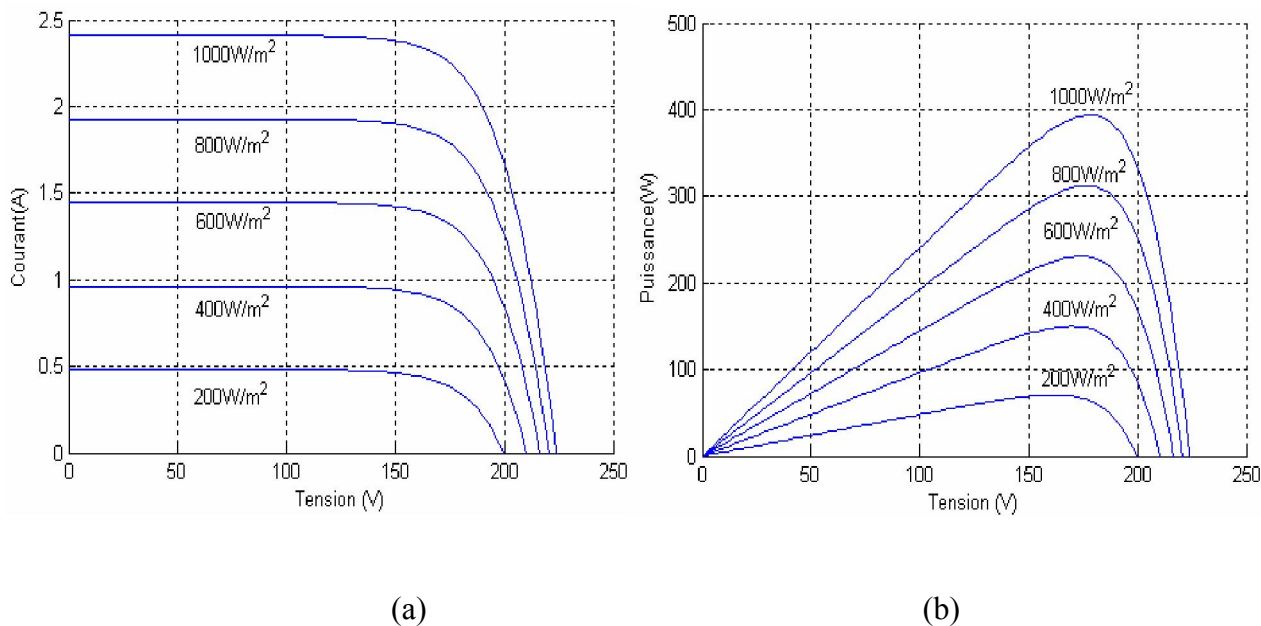


Figure 2.18. (a) L'effet de l'éclairement sur la caractéristique $I=f(V)$ du panneau solaire
 (b) L'effet de l'éclairement sur la caractéristique $P=f(V)$ du panneau solaire

6.5 Influence de la température sur la caractéristique I-V

La figure 2.19.a, montre l'influence de la température sur la caractéristique $I=f(V)$ du panneau solaire. Sous un éclairement constant, on constate que la tension subit une variation importante, mais par contre le courant varie légèrement. Et la figure 2.19.b. montre l'influence de la température sur la puissance du panneau solaire.

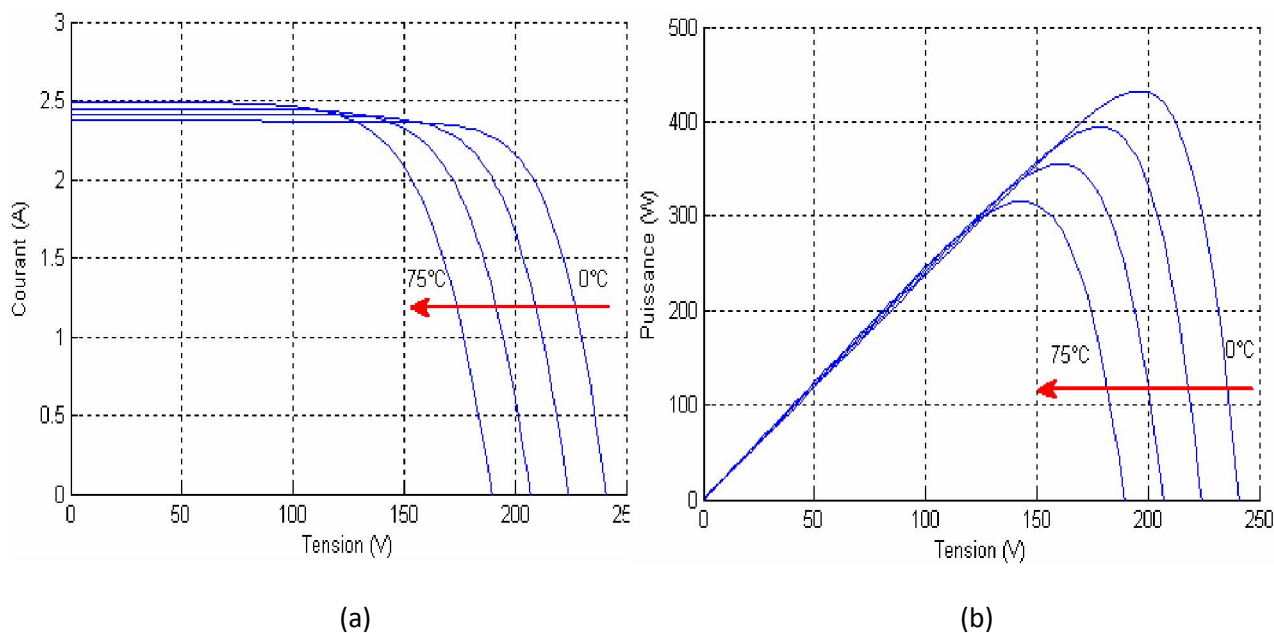


Figure 2.19. (a) L'influence de la température sur la caractéristique $I=f(V)$
 (b) L'influence de la température sur la caractéristique $P=f(V)$

6.6 Interconnexions des panneaux

6.6.1. En série

Une association de N_s panneaux en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (Figure 2.20). Les panneaux sont alors traversés par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque panneau (Figure 2.21). L'équation suivante résume les caractéristiques électriques d'une association série de N_s panneaux.

$$V_{cog} = N_s \cdot V_{co}$$

Avec :

V_{cog} : La tension du circuit ouvert du générateur (l'ensemble des panneaux).

V_{co} : La tension du circuit ouvert d'un panneau.

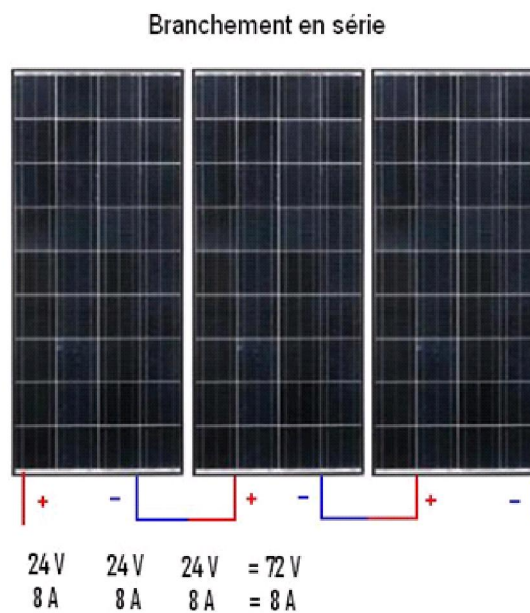


Figure 2.20 Connexion de modules PV en série.

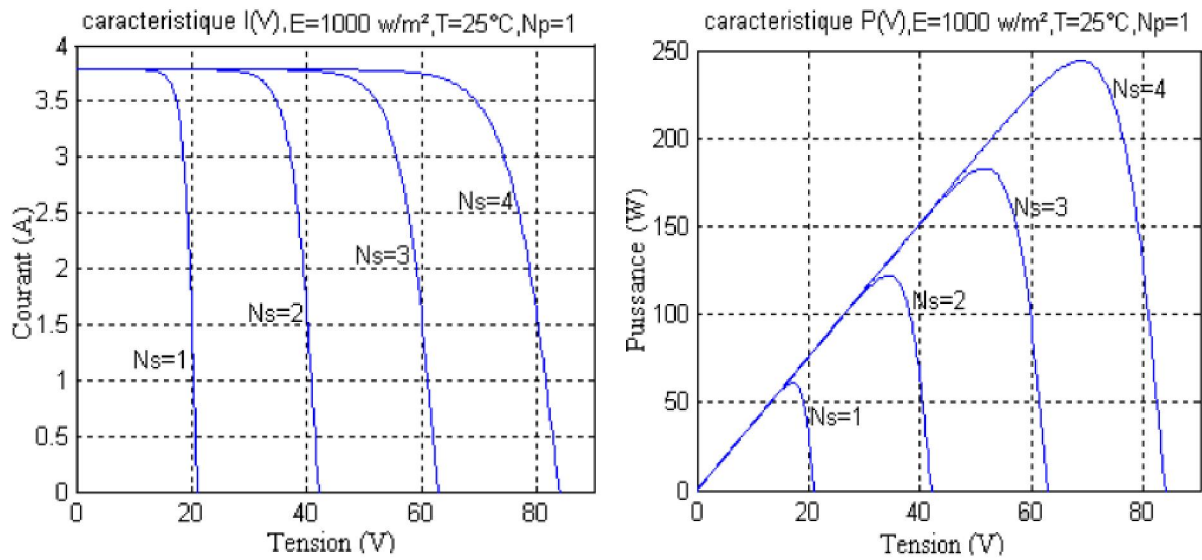


Figure 2.21. Caractéristiques I-V et P-V de l'ensemble des modules connectés en série [25].

6.6.2. En parallèle

D'autre part, une association parallèle de N_p panneaux est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur (Figure 2.22) ainsi créé. Dans un groupement de panneaux identiques connectés en parallèle, ils sont soumis à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants (Figure 2.23). L'équation suivante résume les caractéristiques électriques d'une association parallèle de N_p panneaux.

$$I_{ccg} = N_p \cdot I_{cc}$$

Avec :

I_{ccg} : Le courant de court-circuit du générateur (l'ensemble des panneaux).

I_{cc} : Le courant de court-circuit d'un panneau.

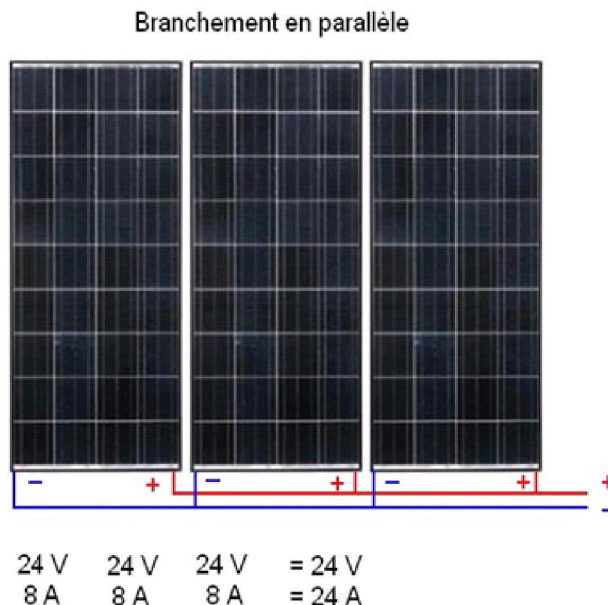


Figure 2.22. Connexion de modules PV en parallèle.

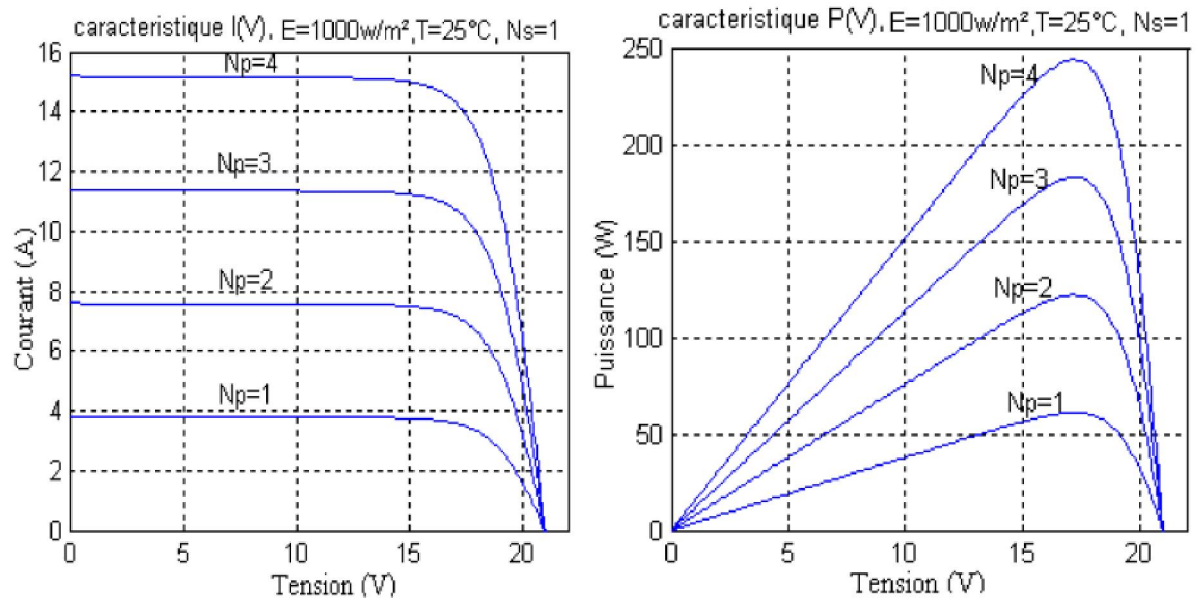


Figure 2.23. Caractéristiques I-V et P-V de l'ensemble des modules PV connectés en parallèles [25].

7. Conclusion

Grâce à des panneaux photovoltaïques, l'énergie lumineuse du soleil est transformée en électricité, ce phénomène consiste à créer une différence de potentiel aux bornes de la cellule solaire en libérant des électrons sous l'action des photons [28].

Dans ce chapitre nous avons présenté la structure de cellule solaire dont on a décrit son principe de fonctionnement. La cellule PV présente une caractéristique $I(V)$ non linéaire, présente un point de puissance maximal caractérisé par un courant (I_{mpp}) et une tension (V_{mpp}). Nous avons étudié l'effet de la variation de la température et de l'éclairement sur les caractéristiques électriques des panneaux solaires. L'illumination solaire et la température varient pendant la journée, ce qui fait que la puissance solaire extraite du panneau solaire n'est pas toujours égale à la puissance maximale donnée par le constructeur (définie dans les conditions standard : irradiation de 1000 W/m^2 , température de cellule de 25°C , air masse AM1.5) [29].

Chapitre 3

Les systèmes PV connectés au réseau de distribution

Chapitre 3

Les systèmes PV connectés au réseau de distribution

1. Introduction

Quel que soit le mode d'utilisation de l'énergie photovoltaïque étudié, les critères de dimensionnement à respecter sont sensiblement identiques, seule la réflexion diffère :

- ✓ Pour une installation autonome, il faut trouver le meilleur compromis entre les besoins en électricité et le coût d'investissement [32].
- ✓ Pour une installation raccordée au réseau, de type centrales destinées à la revente, le dimensionnement consiste à produire le plus d'énergie possible en fonction de la surface disponible et de la capacité d'investissement du maître de l'ouvrage [32,46].

Seules les études techniques vont être traitées dans ce chapitre. Elle concerne la conception et le dimensionnement des modules photovoltaïques et des composants du système : onduleur (autonome & raccordé au réseau), batteries et régulateurs (autonome) ; par la suite on citera les avantages et les inconvénients de ses systèmes, et enfin on termine par des schémas qui nous montrent les différents types de raccordement au réseau (injection de la totalité et le surplus d'énergie).

2. Les différents types de système PV

La puissance photovoltaïque requise est la puissance que doit fournir l'ensemble des panneaux photovoltaïques pour couvrir le besoin en énergie électrique de l'application, quelles que soient les conditions [47]. Elle est calculée sur la base de la consommation électrique totale (pour un système autonome) ou des surfaces disponibles (pour un système raccordé au réseau) d'une part et, d'autre part, de l'ensoleillement journalier et de l'efficacité des composants du système: batterie, panneau photovoltaïque, onduleur, câblage...etc.

2.1. Les systèmes photovoltaïques autonomes

Il est indispensable de connaître précisément le besoin en énergie d'une installation autonome afin de concevoir un système photovoltaïque adapté. Au vu du coût encore élevé de watt solaire, il est souhaitable d'éviter de sur-dimensionner le système photovoltaïque en privilégiant l'économie d'énergie au niveau des récepteurs.

La puissance photovoltaïque du générateur à installer est déduite du calcul de la consommation de l'application [33,48]. Le calcul de dimensionnement prend en compte la puissance, la tension des appareils ainsi que les durées d'utilisation.

Toutes les consommations disponibles (lampes, radios, téléviseurs, réfrigérateurs, ordinateurs...etc.) sont listées en précisant leurs tensions, leurs puissances et leurs durées d'utilisation par jour. Les appareils à faible consommation d'énergie et à haut rendement sont préférés, même si leur coût d'investissement est plus élevé. Ce surcoût est vite compensé par la baisse de puissance solaire et du stockage que procure ce type de récepteur.

Le Tableau 3.1 présente des exemples de consommations énergétiques journalières pour différents équipements. La puissance de démarrage maximale correspond aux surcharges (courants très élevés) survenant lors des démarrages de certains appareils. Elle permet de déterminer la puissance de sortie permanente de l'onduleur qui devra résister à ces surcharges [17].

Equipements en continue (DC)

Description	Puissance (W)	Nombre	Heures/jour	Consommation (Wh/j)
Eclairage habitation	20	4	2	160
Eclairage salon	40	2	4	320
Eclairage cuisine	40	1	3	120
Eclairage salle de bain	30	2	2	120
Eclairage extérieur	40	2	2	160
Téléphone	20	1	5	100
Moteur	743	1	0.7	520.1

 $E_{DC} = 1\ 500\ \text{Wh/j}$ **Consommation
Totale DC****1 500****Equipements en alternatif (AC)**

Description	Puissance (W)	Nombre	Heures/jour	Consommation (Wh/j)
Machine à laver	380	1	0.5	190
Vidéo	30	1	5	150
Télévision couleur	100	1	2	200
Radiocassette	5	1	2	10
Frigidaire	90	1	3	270
Congélateur	110	1	4	440
Ordinateur	80	1	3	240

 $E_{AC} = 1\ 500\ \text{Wh/j}$ **Consommation
Totale AC****1 500**

Tableau 3.1. Calcul de la consommation énergétique journalière d'une application

Après la consommation globale journalière, il faut étudier sa variation dans le temps (hebdomadaire, mensuelle voire saisonnière) en fonction de l'utilisation des exploitants [22].

Le dimensionnement des panneaux photovoltaïques dépend de la fréquence d'occupation de l'habitat : le dimensionnement du système photovoltaïque d'une habitation de campagne occupée uniquement le week-end et celui d'une habitation occupée pendant la période estivale sont différents.

Pour une consommation de week-end, le calcul du dimensionnement est fondé sur la valeur moyenne de consommation obtenue en multipliant la consommation totale journalière par 2/7, soit la consommation de 2 jours étalée sur 7 jours [23,35].

Ce raisonnement est applicable pour différentes échelles de temps : saisonnière, mensuelle...etc.

2.1.1. Calcul de la puissance des modules photovoltaïques

Le Calcul de la puissance des modules photovoltaïque nécessite la maîtrise des principaux paramètres [35] suivants :

- Nombre d'heures équivalentes.
- Période d'ensoleillement.
- Pertes électriques.
- Technologie des modules.

Pour une installation autonome, la puissance du générateur photovoltaïque est définie et ensuite comparée aux besoins énergétiques afin de vérifier leur adéquation.

a) Notion de nombre d'heures équivalentes

Le module photovoltaïque est caractérisé par sa puissance crête P_c dans des conditions STC spécifiques correspondant à un ensoleillement de 1000 W/m^2 , à la température de 25°C sous un spectre AM 1,5. Le module ainsi exposé à un ensoleillement maximal produit une énergie (Wh) égale à la puissance crête durant un certain temps. Or, dans les conditions réelles de fonctionnement, cet ensoleillement maximal ne se produit que durant quelques heures de la journée, en raison de la fluctuation journalière de rayonnement solaire. Ces heures optimales sont appelées *heures équivalentes* [36, 44].

$$N_e = \frac{E_{sol}}{1000} \quad [24]$$

E_{sol} : Illumination solaire reçue (Wh/m²/j)

N_e : Heures équivalentes h/j

Un rayonnement solaire de 3500 Wh/m²/j équivaut à (3500/1000) = 3,5 heures par jour d'ensoleillement.

Il est donc possible de connaître la production électrique (E_M) d'un panneau pendant une journée en multipliant le nombre d'heures équivalentes par sa puissance crête P_c :

$$E_M = N_e * P_c \quad [25]$$

L'erreur à éviter est de multiplier le nombre d'heures d'ensoleillement d'une journée entière (estimée à 10h) par la puissance du panneau (à la place de N_e). Dans ce cas, le risque de sous-dimensionnement est garanti [23].

La relation ci-dessus ne prend pas en compte les pertes électriques se produisant tout au long de la production d'électricité, du générateur au récepteur ou au réseau de distribution (réseau).

Ainsi, en reprenant l'application précédente, l'équation déterminant la production journalière d'un panneau (E_M), en condition STC, devient :

$$E_M = N_e * P_c * K \dots (1)$$

Avec K : Coefficient de perte ou facteur de correction (*variant entre 0,65 et 0,9*) [22].

On prend l'équation (1) et on remplace N_e par $E_{sol}/1000$ et l'équation devient :

$$E_M = \frac{E_{sol}}{1000} * P_c * K \dots (2)$$

A partir de là il est facile d'estimer le nombre de watt-crête à installer, en remplaçant dans l'équation (2) la production E_M par la consommation E_{total} .

$$P_c = \frac{1000 * E_{total}}{E_{sol} * K}$$

Tel que :

$$E_{total} = \frac{E_{DC}}{\eta_{bat}} + \frac{E_{AC}}{\eta_{bat} * \eta_{ond}} \quad [25]$$

η_{bat} : Rendement de la batterie.

η_{ond} : Rendement de l'onduleur.

Selon notre exemple on a :

- $E_{DC}=1500 \text{ wh/j}$
- $E_{AC}=1500 \text{ wh/j}$

Et on prend :

- $E_{sol}=1500 \text{ wh/m}^2/\text{j}$
- $\eta_{bat} = 0,95$
- $\eta_{ond} = 0,90$
- $K = 0,75$
- $P_{Mod} = 100 \text{ W}$ (Puissance crête du module)
- $V_{max} = 17.4 \text{ V}$ (Tension max du module)
- $AUT = 5 \text{ jours}$ (Nombre de jours d'autonomie)
- $P_d = 0,70$ (Profondeur de décharge de la batterie.)

Energie totale consommée

$$E_{total} = (1500 / 0,95) + (1500 / (0,95 * 0,90)) = 3333 \text{ Wh/j}$$

Puissance crête

$$P_c = (1000 * 3333) / (1500 * 0,75) = 2963 \text{ W}$$

La puissance crête de l'installation PV est de 2963 W.

Tel que:

$$N_T = \frac{P_c}{P_{Mod}} \quad [25]$$

N_T : Nombre totale des modules utilisés.

P_c : Puissance crête à installer

P_{Mod} : Puissance crête d'un seul module utilisé

Application numérique $N_T = 2963 / 100 = 29.63 \approx 30$ modules

Choix de la tension de l'installation autonome

Le choix de la tension d'un générateur PV doit tenir compte de la puissance PV de l'installation. En règle générale, plus la puissance est élevée, plus la tension est élevée afin de réduire les déperditions d'énergie dans les câbles [17].

Le tableau 3.2 suivant indique des valeurs pour la tension de la batterie selon la valeur de la puissance crête à installer.

Puissance crête (kW)	Tension de la batterie recommandée (V _{bat})
0 – 0,5	12
0,5 – 2	24
2 – 10	48
Sup à 10	Sup à 48

Tableau 3.2. Tension de la batterie conseillée en fonction de la puissance du système PV [17].

Dans notre cas (exemple) on prend la tension de la batterie égale à 48 V.

La figure 3.1 illustre la connexion en série/parallèles des modules PV traités dans notre exemple.

b) Nombre de modules PV en série par branche

$$N_{MS} = \frac{V_{bat}}{V_{max}} \quad [24]$$

V_{bat} : Tension nominale de la batterie (V)

V_{max} : Tension maximal d'un seul module (V)

Application numérique $N_{MS} = 48 / 17.4 = 2.75 \approx 3$ modules en série

c) Nombre de branches PV en parallèle

$$N_{MP} = \frac{N_T}{N_{MS}} \quad [25]$$

N_T : Nombre totale des modules utilisés.

Application numérique $N_{MP} = 30 / 3 = 10$ modules en parallèle.

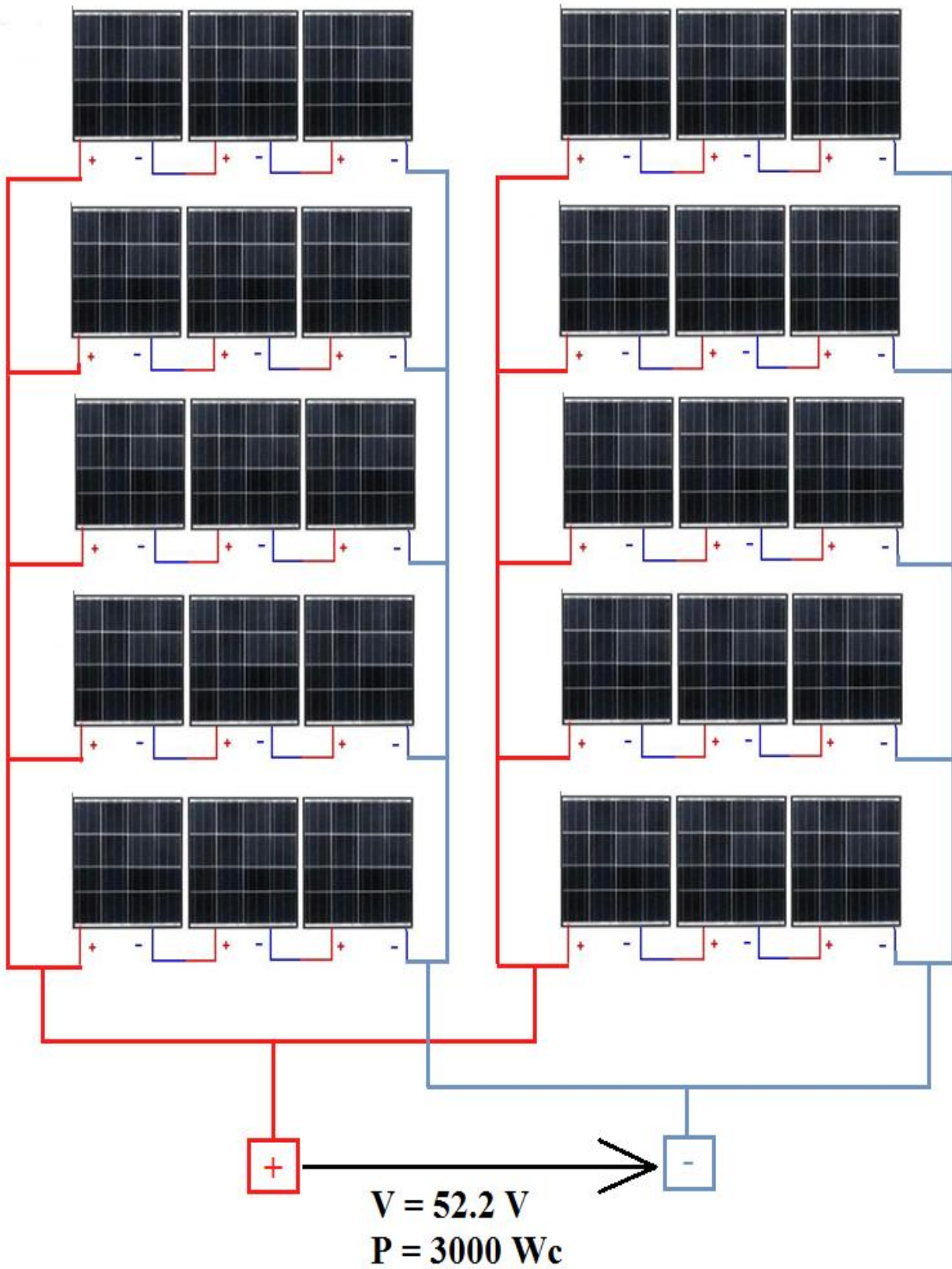


Figure 3.1. Branchement des modules série/parallèle de notre exemple.

2.1.2. Calcul du stockage d'énergie d'une installation autonome

2.1.2.1. Dimensionnement des batteries

Le rôle des batteries est de stocker une quantité d'énergie suffisante pour subvenir à l'absence d'ensoleillement temporaire pendant quelques heures, voire plusieurs jours. La capacité des batteries dépend des besoins énergétiques et de l'autonomie sans apport solaire (jours d'autonomie).

a) Durée d'autonomie

La durée d'autonomie du stockage à déterminer correspond à la période au cours de laquelle les batteries doivent alimenter seules l'installation. elle varie en fonction des conditions météorologiques du site. Généralement, la valeur retenue en pays tempérés est comprise entre 5 à 8 jours voire 15 jours pour les installations plus sensibles [22].

b) Capacité des batteries

Le calcul de la capacité nominale des batteries tient compte des besoins énergétiques et des jours d'autonomie d'une part et, d'autre part, de la profondeur de décharge.

$$Q \text{ (Ah)} = \frac{\text{AUT} * E_{\text{total}}}{V_{\text{bat}} * P_d} \quad [22]$$

Q : Capacité de la batterie

AUT : Nombre de jours d'autonomie

P_d : Profondeur de décharge de la batterie

Application numérique $Q = (5 * 3333) / (48 * 0.70) = 495.98 \text{ Ah} \approx 500 \text{ Ah}$

Par exemple on a des batteries de 12 V et de 100 Ah, pour avoir nos 48 V on associe quatre (4) batteries en série, et cinq (5) batteries en parallèle pour avoir les 500 Ah. Donc $4 * 5 = 20$ batteries au total, comme nous le montre la figure suivante:

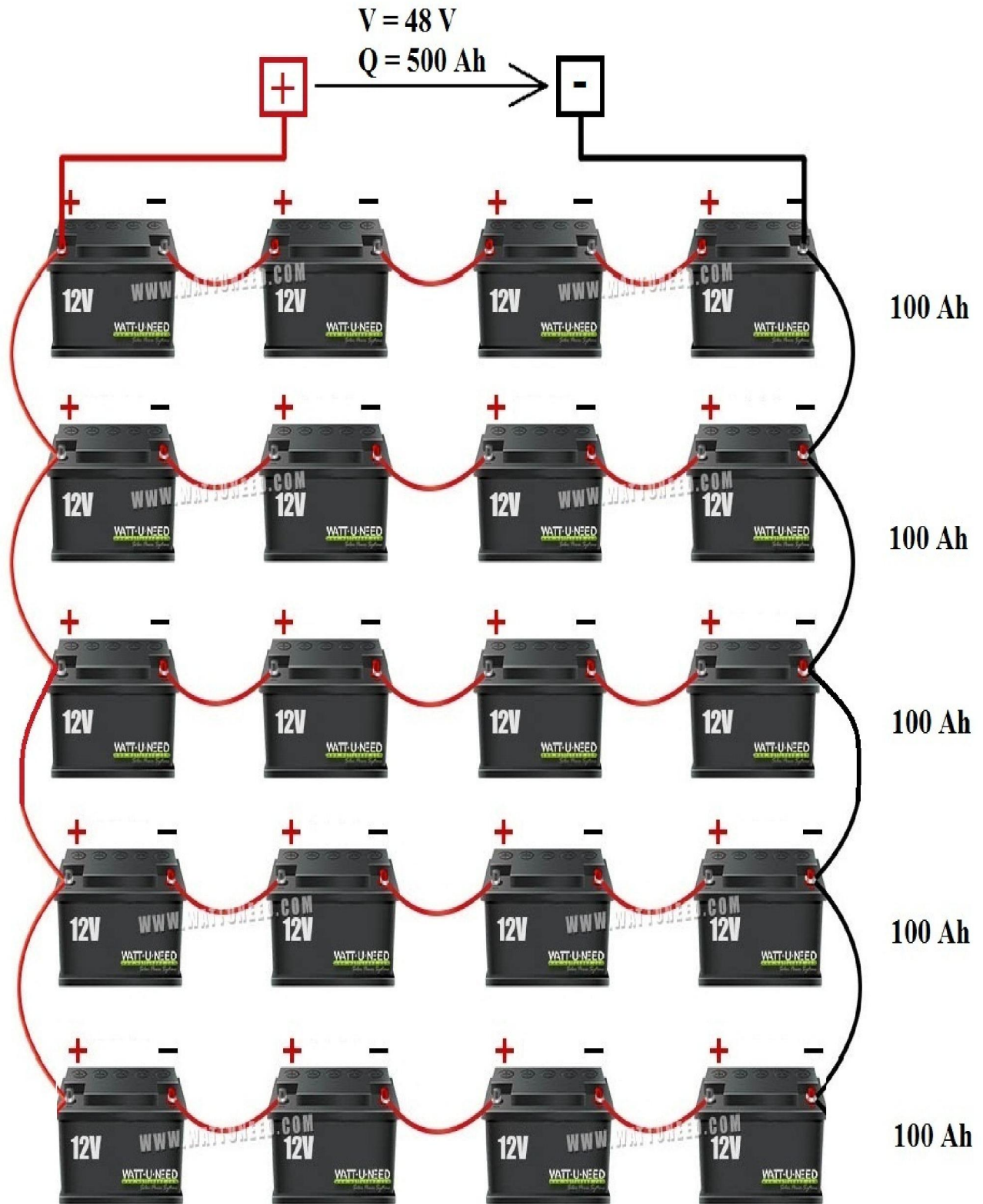


Figure 3.2. Branchement des batteries série/parallèle de notre exemple.

2.1.2.2. Dimensionnement du régulateur

Le dimensionnement du régulateur est défini une fois que le type de régulateur est retenu. Il existe deux types de régulateurs:

- **Régulateur de charge (simple)** il ne contrôle que la charge de la batterie et évite ainsi les surcharges de ses dernières, il est utilisé pour des installations pour lesquelles le risque de décharge est quasiment nul [22].
- **Régulateur charge-décharge** il permet, en outre, d'éviter des décharges profondes en coupant l'alimentation de tout ou partie des appareils électriques [22].

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

- ✓ **Tension nominale:** Elle doit être celle du champ photovoltaïque.
- ✓ **Courant d'entrée :** C'est le courant de charge maximal que les modules sont susceptibles de débiter. Il doit être supporté sans problème par le régulateur. Pour estimer ce courant, le plus sûr est de prendre 1,5 fois le courant maximal [37].
- ✓ **Courant de sortie (I_s):** L'intensité du courant de sortie du régulateur doit être supérieure à la valeur maximale que peuvent tirer les récepteurs simultanément. Elle peut être déterminée par la formule [37].

2.1.3. Dimensionnement de l'onduleur

Lorsque l'application contient d'appareils fonctionnant en alternatif (AC), il faut convertir l'électricité continue que produisent les capteurs photovoltaïques en électricité alternative utilisable par ces appareils [34].

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

- ✓ **Tension d'entrée :** elle est égale à celle de la batterie ou du régulateur [39].
- ✓ **Tension de sortie:** en Algérie nous utilisons du 230 VAC, 50Hz [39].
- ✓ **Puissance nominale :** Puissance nominale de l'onduleur (VA), définie d'après les besoins exprimés [39]. Elle tient compte du nombre d'équipements, et de leurs puissances.

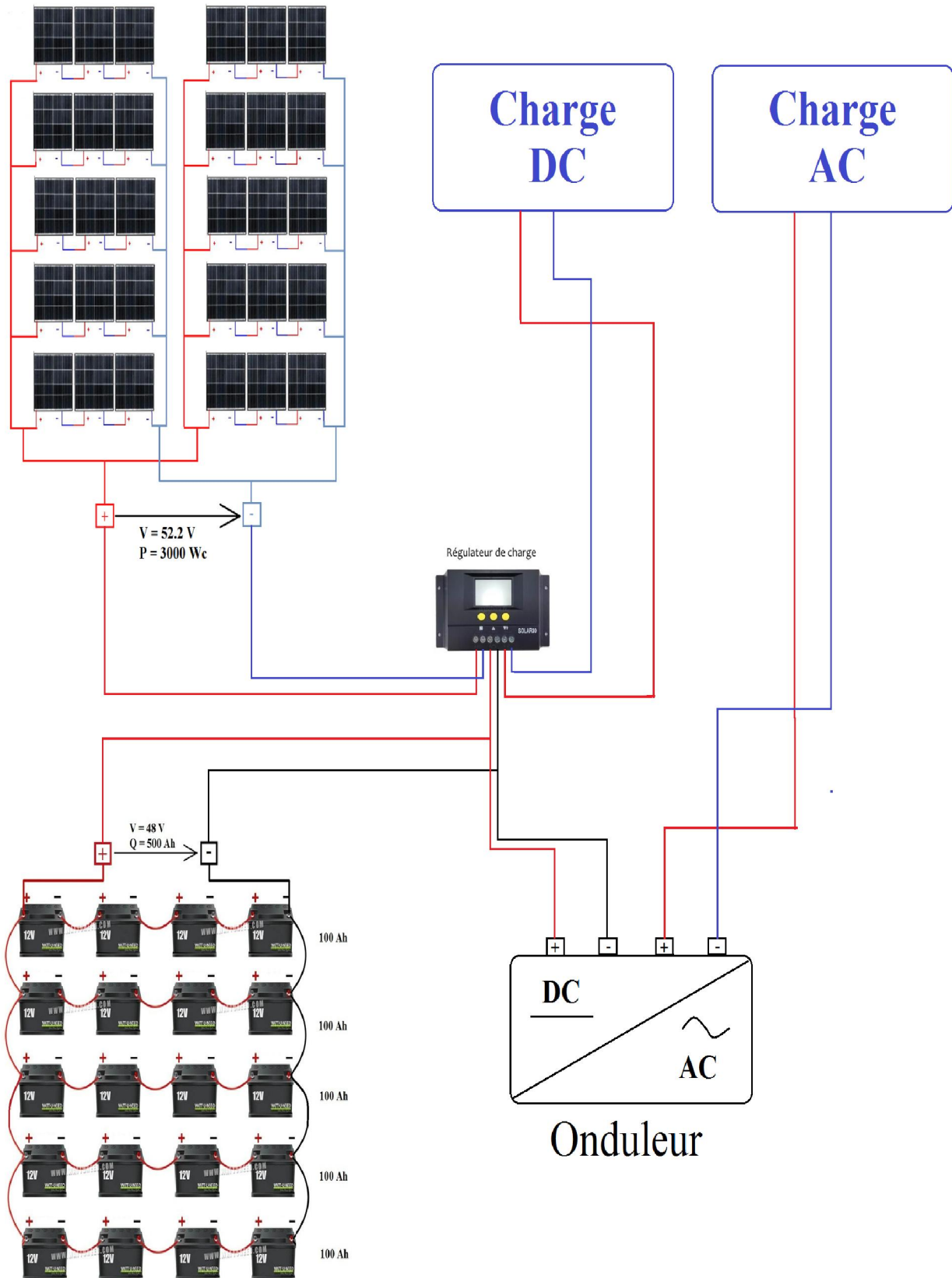


Figure 3.3. Schéma de principe d'un système photovoltaïque autonome.

2.2. Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau

Les installations raccordées au réseau électrique (c'est-à-dire reliées à une centrale de distribution) constituent généralement une solution optimale pour la production de courant solaire [26], tant en termes d'énergie que de coûts. Ces installations se composent de modules solaires interconnectés, d'un (ou plusieurs) onduleur(s) et du raccordement au réseau électrique. L'onduleur convertit le courant continu généré par les cellules solaires et produit un courant alternatif conforme au réseau électrique (230 V, 50 Hz). Il gère également des fonctions de commande et de réglage afin d'optimiser l'apport énergétique. Le courant généré peut être utilisé localement, et les surproductions seront injectées dans le réseau de l'entreprise électrique.

La mise en réseau présente un certain nombre d'avantages par rapport aux installations autonomes [36, 39]:

- Le courant produit est conforme au réseau (230 V, 50 Hz) et peut être utilisé directement par les consommateurs existants (appareils ménagers, ampoules, etc.);
- les utilisateurs de courant solaire n'ont pas besoin de réseau séparé;
- en cas de surproduction (ou, inversement, de surconsommation), l'équilibrage d'énergie s'effectue automatiquement par le biais du raccordement au réseau;
- le «stockage» de l'énergie produite est assuré par le réseau électrique, et les accumulateurs locaux sont superflus;
- en cas de panne du réseau, l'installation se déclenche automatiquement.

2.2.1. Dimensionnement de l'onduleur

Pour une installation reliée au réseau, l'onduleur est dimensionné en fonction des caractéristiques des modules et du réseau électrique. A l'exception de la tension de sortie, les paramètres de dimensionnement sont ceux d'une installation autonome [42].

- **Tension de sortie** : les onduleurs raccordés au réseau doivent convertir le courant continu en un courant alternatif strictement identique à celui du réseau, avec un minimum de perte de puissance et une fiabilité maximale.

La tension de sortie est celle du réseau de distribution (230 V) et parfaitement synchronisée avec le réseau (fréquence de 50 Hz \pm 1%). Le signal sinusoïdal de sortie doit être de haute qualité avec un taux très faible de distorsion (déformation) harmonique en tension (de 1 à 2%) [41].

- **Tension d'entrée** : Les onduleurs sont caractérisés par une plage de tension d'entrée limitée [40]. Cette dernière doit être compatible avec la tension des séries de modules, quels que soient la température, le nombre de modules en série et la technologie. Le dimensionnement de la tension consiste à veiller à ce que la gamme de tension du générateur photovoltaïque reste incluse dans la plage de tension d'entrée de l'onduleur et ce, quelle que soit la température des modules.
- **Puissance nominale** : l'onduleur devrait délivrer la même puissance que celle du générateur PV. En réalité, sa puissance nominale est au moins 0.90 fois plus faible que celle du générateur [41,45] en raison de la diminution inévitable de la puissance nominale des modules, ce qui s'explique par le fait que:
 - ▲ la puissance crête des modules donnée en conditions standard (STC) est rarement atteinte en conditions réelles;
 - ▲ l'effet de la température sur les modules entraîne un abaissement de 10 à 20 % de la puissance nominale du générateur;
 - ▲ le rendement de l'onduleur, le câblage induisent des pertes de puissance.

3. Avantages et inconvénients des systèmes photovoltaïques

3.1. Avantages

- les systèmes photovoltaïques sont fiables : aucune pièce employée n'est en mouvement. Les matériaux utilisés (silicium, verre, aluminium), résistent aux conditions météorologiques extrêmes;
- le photovoltaïque est une technologie sûre et sans risque. En général, les panneaux photovoltaïques sont garantis 25 ans (et peuvent fonctionner 40 ans quasiment sans diminuer leurs rendements);
- les installations photovoltaïques présentent un bilan énergétique positif. Les modules sont recyclables et la majorité des composants peut être réutilisée ou recyclée;
- la mise en place d'une installation photovoltaïque donne de la valeur au logement qui en est équipé car sa classe énergétique augmente;
- ce système produit de l'électricité sur place ; il peut donc être installé là où on en a besoin, sans être raccordé à un quelconque réseau;
- il s'agit d'une source d'énergie électrique totalement silencieuse ce qui n'est pas le cas, par exemple, des installations éoliennes;

- l'énergie photovoltaïque est une énergie propre et non-polluante qui ne dégage pas de gaz à effet de serre et ne génère pas de déchets et aussi c'est une source d'énergie inépuisable;
- ils peuvent être combinés avec d'autres sources d'énergie pour augmenter la fiabilité de système;
- ils peuvent résister à des conditions atmosphériques pénibles comme la neige et la glace;
- ils ne consomment aucun combustible fossile et leur carburant est abondant et libre;
- le système modulaire de panneaux photovoltaïques permet un montage adaptable à des besoins énergétiques variés. La taille des installations peut aussi être augmentée par la suite pour suivre les besoins de son propriétaire; les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications allant du milliwatt au mégawatt.

3.2. Inconvénients

- Les panneaux solaires coûtent excessivement cher, du fait de la haute technicité qu'ils requièrent;
- le coût initial des systèmes PV est élevé, même si la rentabilité à long terme est assurée. Ils sont donc parfois hors de portée des personnes à faibles revenus;
- la fabrication des panneaux solaires photovoltaïques relève de la haute technologie demandant énormément de recherche et développement et donc des investissements coûteux. Cela se traduit dans le prix de l'installation qui, aujourd'hui, reste chère;
- l'énergie issue du générateur photovoltaïque est continue et de faible voltage donc il doit être transformé par l'intermédiaire d'un onduleur;
- la durée de vie d'une installation photovoltaïque n'est pas éternelle mais de l'ordre de 20 à 30 ans. De plus, le rendement des cellules photovoltaïques diminue avec le temps qui passe. On parle en général pour les panneaux photovoltaïques, d'une perte de rendement de 1% par an;
- lorsque le stockage de l'énergie électrique par des batteries est nécessaire, le coût du système photovoltaïque augmente;
- le rendement réel de conversion d'un module est faible;
- les usines de production de cellules photovoltaïques émettent un grand taux de Dioxyde de Carbone;
- les batteries utilisées par les panneaux photovoltaïques sont composées de plomb, de zinc, de cadmium, . . . et donc ont un impact sur l'environnement.

4. Schémas des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau

4.1. Injection de la totalité de la production

L'intégralité de la production est injectée dans le réseau et vendue (Figure 3.4). Un point de branchement spécifique à la production est alors créé par le gestionnaire du réseau. Toute la consommation est par ailleurs comptabilisée par le compteur de consommation existant, comme dans tous bâtiments raccordés au réseau.

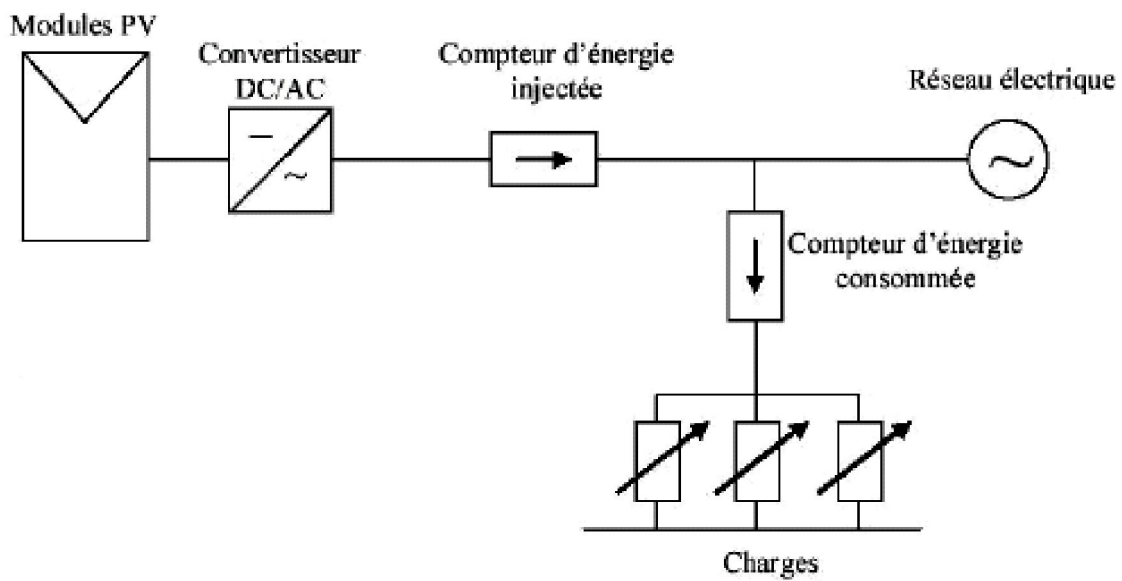


Figure 3.4. Schéma d'une installation avec injection de la totalité de la production [43].

4.2. Injection du surplus de la production

La production électrique consommée sur place par les appareils en cours de fonctionnement (l'autoconsommation) n'est pas comptabilisée par le compteur de production, mais vient réduire le décompte de la consommation. Seul le surplus de la production par rapport à la consommation instantanée est injecté sur le réseau et vendu.

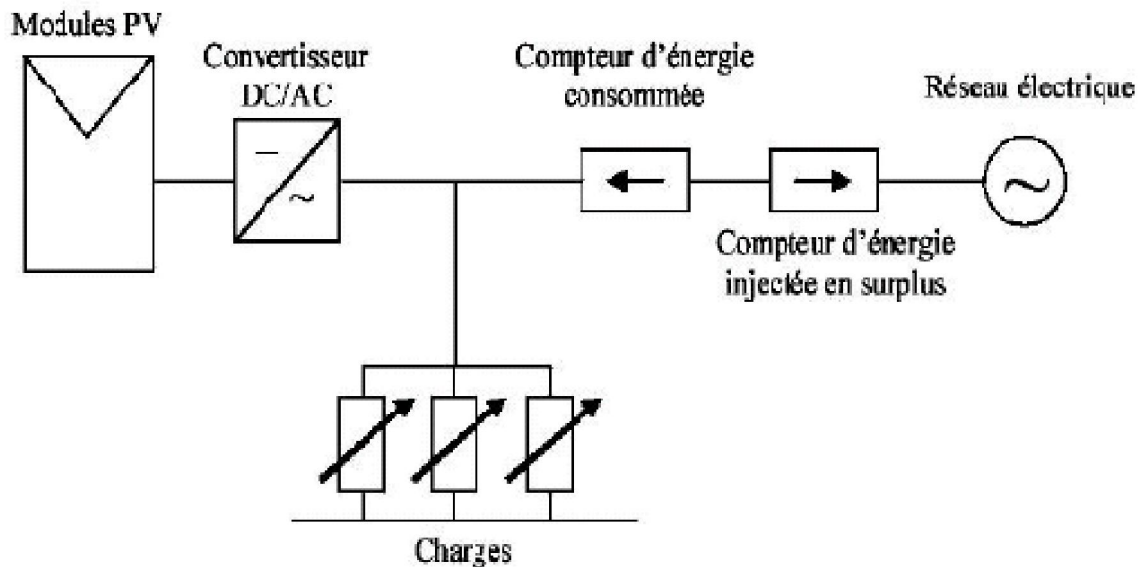


Figure 3.5. Schéma d'une installation avec injection du surplus de production [43].

5. Conclusion

Les systèmes photovoltaïques permettent d'exploiter l'énergie du soleil à diverses fins. Ils sont très fiables et constituent une source non polluante d'électricité qui peut convenir à toute une gamme d'applications. Le dimensionnement d'un générateur PV a pour but de déterminer l'optimum technico-économique entre la puissance crête du champ de panneaux solaires et la capacité de batterie associée à partir des besoins électriques de l'utilisateur d'une part et des données d'ensoleillement du site d'autre part.

Les systèmes PV autonomes jouent un rôle très important en apportant une solution réellement économique pour couvrir les besoins de base en électricité. Par contre les systèmes PV raccordés au réseau sont simple d'exploitation, car aucune maintenance n'est nécessaire.

Chapitre 4
***Simulation
et optimisation
d'un système PV
raccordé
au réseau***

Chapitre 4

Simulation et optimisation d'un système PV raccordé au réseau

1. Introduction

Le PV SYST est un logiciel de dimensionnement de panneaux solaires permettant d'obtenir diverses informations telles que la production d'énergie, l'irradiation et le coût de l'installation, la surface nécessaire, ou la production annuelle d'énergie. Un mode avancé permettant d'obtenir beaucoup plus d'informations pour une étude très complète.

Le logiciel PVSYST comprend principalement deux modes de fonctionnement : le premier est une application de pré dimensionnement assez simple à prendre en main. Le deuxième permet une étude beaucoup plus approfondie et prend en compte beaucoup plus de paramètres. De plus, il se base sur du matériel concret pour ses calculs, contrairement au premier mode qui effectue ses calculs pour un cas très général. La figure 4.1, nous montre la description de ce logiciel.

Afin d'optimiser la gestion d'une installation PV, il est nécessaire de pouvoir comparer les mesures de diverses installations entre elles, pour différentes technologies de modules et conceptions de systèmes. Dans ce chapitre, nous présentons les résultats de dimensionnement de systèmes PV à simple jonction en utilisant le logiciel PVSYST développé par l'Université de Genève. Nous présentons également une interprétation de nos résultats par une évaluation

de la puissance (énergie) photovoltaïque produite et injectée dans le réseau en utilisant deux technologies de modules PV (Mono et poly-cristallin), et deux types de champs (plan incliné fixe et Ajustement saisonnier d'inclinaison) pour une même installation limitée à 1 MW.

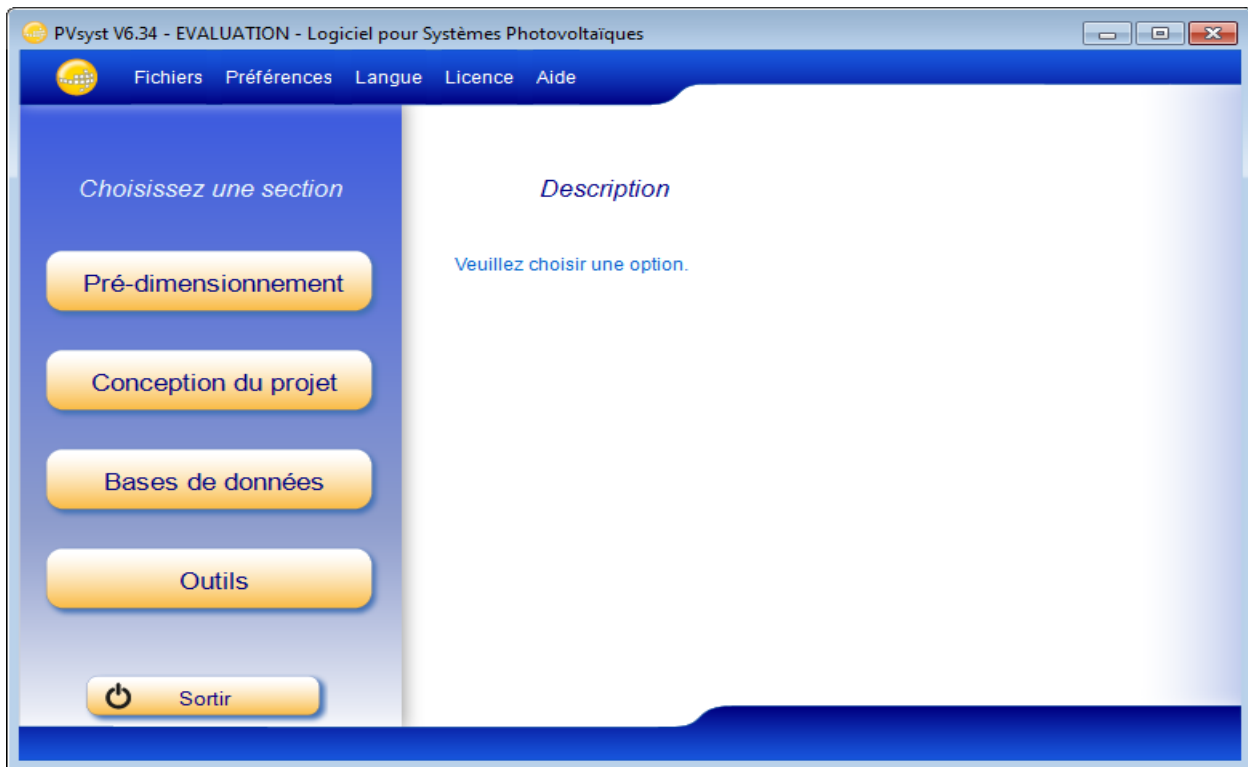


Figure 4.1. Menu principal du PVSYST 6.3.4

2. Les menus principaux

2.1. Pré-dimensionnement

Pour une étude rapide et simple, on donne une localisation et le type de système PV puis le logiciel calcule quelques paramètres de pré dimensionnement (figure 4.2), ainsi qu'un graph de production énergétique annuelle, un graphe d'irradiation par mois, un tableau récapitulatif et une étude de coût.

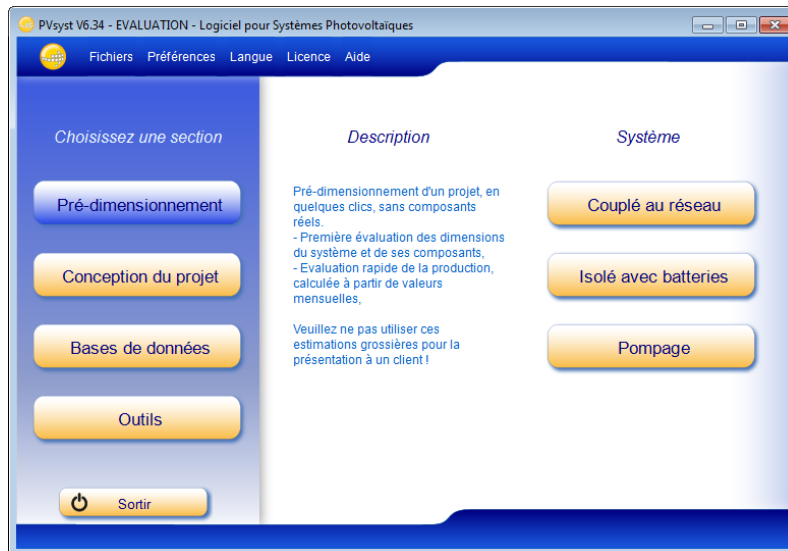


Figure 4.2. Fenêtre de pré-dimensionnement dans le logiciel PV SYST 6.3.4

2.2 Conception du projet

Nous utilisons cette section pour une étude plus approfondie avec de nombreux paramètres à prendre en compte notamment les ombres proches et lointaines. On dispose aussi de plus de choix au niveau de l'orientation des panneaux avec le choix par exemple de panneaux «*tracking*» (figure 4.3) qui suivent la course du soleil. Les calculs sont basés sur des systèmes réels commercialisés que l'on choisira parmi une vaste liste. On génère ensuite une simulation qui nous fournit un large choix de résultats et de graphes personnalisables.

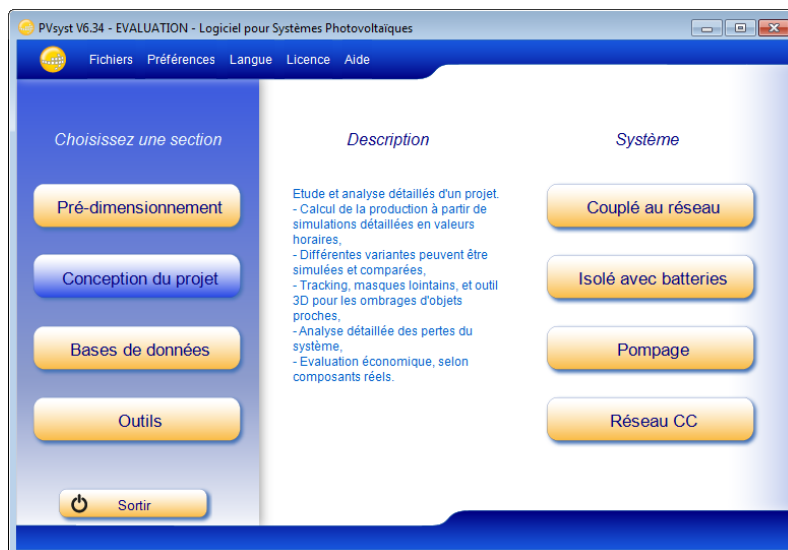


Figure 4.3. Fenêtre de conception de projet dans le logiciel PV SYST 6.3.4

2.3. Outils

Comme nous le montre la figure (4.4), cette fenêtre permet de modifier les bases de données et d'utiliser des outils du programme sans pour autant créer un projet complet.

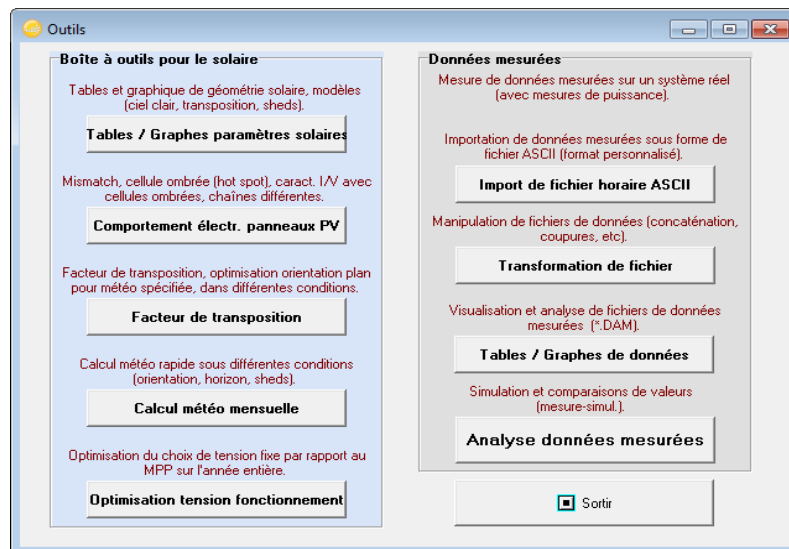


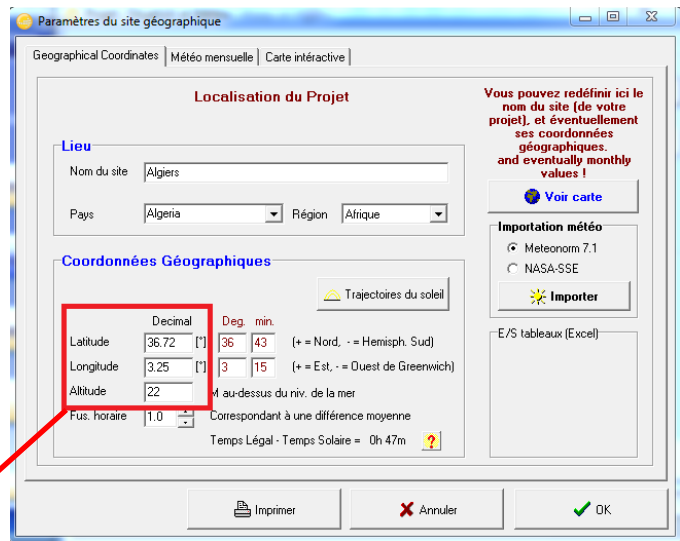
Figure 4.4. Fenêtre des outils dans le logiciel PV SYST 6.3.4

3. Site d'implantation

Pour la simulation de notre projet photovoltaïque, nous avons choisi le site d'Alger où les données géographiques et météorologiques sont incluses dans le logiciel PVSYST, comme y a aussi un moyen d'ajouter d'autre sites géographiques voulus à la base de donnée du logiciel.

3.1. Données géographiques

Le tableau suivant présente les données géographiques du site d'Alger



Caractéristiques	Latitude	Altitude [m]	Longitude [°]
Site d'Alger	36.72 N	22	3.25 E

Tableau 4.1. Données géographiques du site d'Alger.

3.2. Données météorologiques

Le tableau suivant résume les caractéristiques climatiques du site d'Alger.

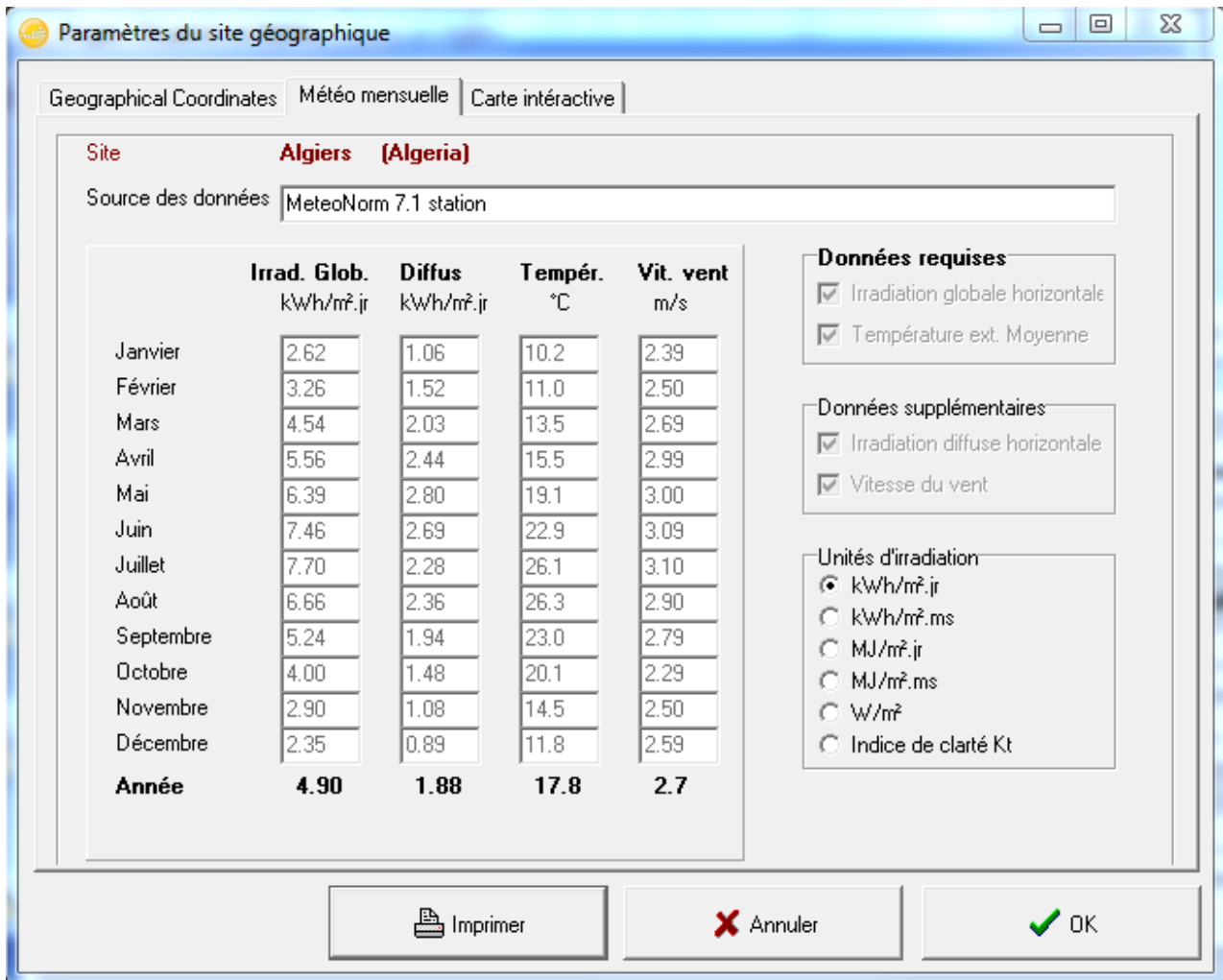


Tableau 4.2. Données météorologiques du site d'Alger.

3.3. 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 4.5, présente la hauteur du soleil dans le ciel en fonction de l'azimut à Alger au cours d'une année.

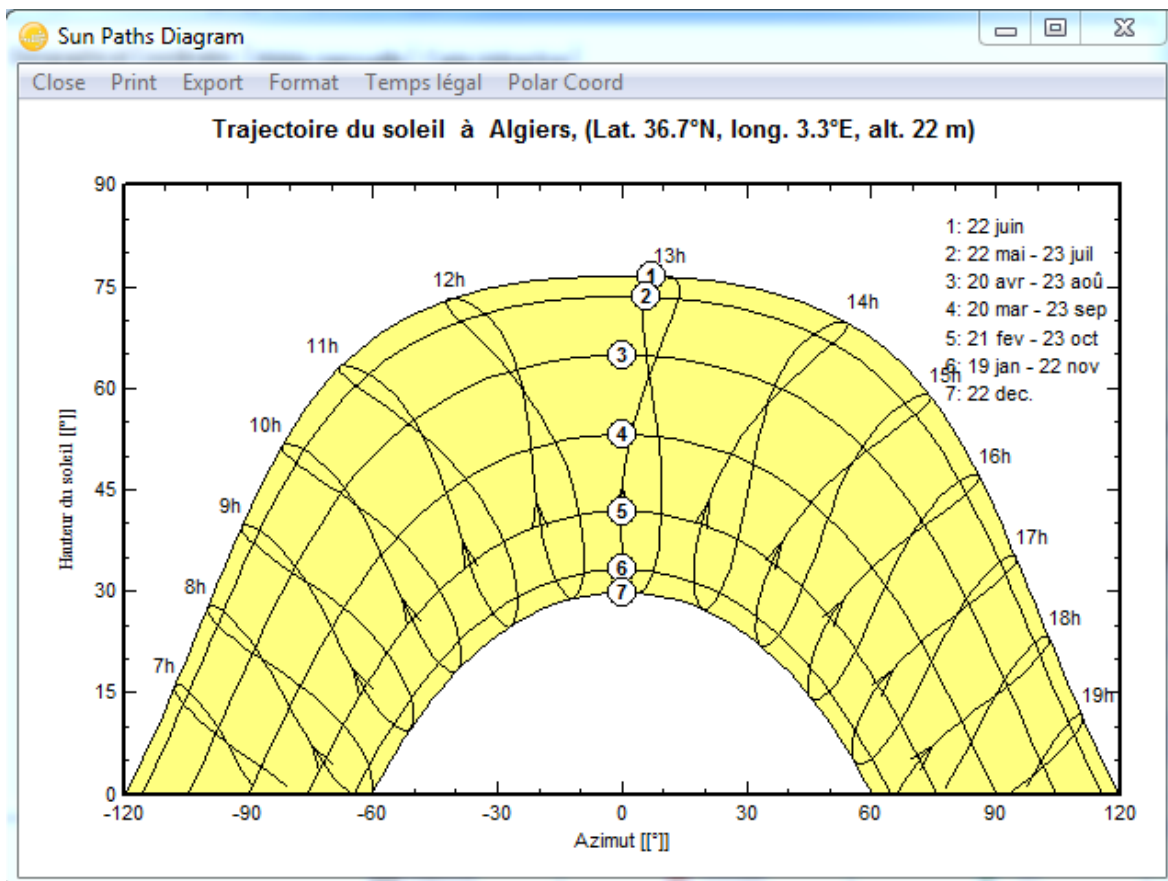


Figure 4.5. Trajectoire du soleil à Alger.

4. Simulation d'un système PV raccordé au réseau avec le logiciel PVSYSY

Dans le PVSYSY, l'étude d'une installation donnée est effectuée dans le cadre d'un projet, qui fixe les données du site et de la météo. Pour un projet donné, l'opérateur peut définir diverses variantes de chaque groupe de paramètres et exécuter la simulation pour toute combinaison désirée.

La simulation détaillée d'un système PV comporte :

- Le choix des composants (panneaux PV, onduleur, ...etc.) ;
- La disposition détaillée 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.

4.1. 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 notre simulation nous avons choisi deux types de champ, l'un " *plan incliné fixe* " d'une inclinaison de 32° par rapport à l'horizontale comme l'illustre la (Figure 4.6), et l'autre " *Ajustement saisonnier d'inclinaison* " d'une inclinaison de 20° pendant l'été, et de 50° pendant l'hiver (Figure 4.8). Le système " *Ajustement saisonnier d'inclinaison* " présente l'avantage d'assurer une production électrique plus grande (l'influence des saisons sur l'ensoleillement est présentée dans le chapitre 1).

- *Au solstice d'été (pôle Nord proche du soleil: $+23^\circ27'$), l'angle d'incidence des rayons se rapproche de la perpendiculaire et la quantité d'énergie reçue par unité de surface augmente, ce qui explique l'inclinaison de 20° déterminée sous le logiciel.*
- *Au solstice d'hiver (pôle Nord éloigné du soleil: $-23^\circ27'$), l'angle d'incidence des rayons s'éloigne de la perpendiculaire et la quantité d'énergie reçue par unité de surface diminue, ce qui explique l'inclinaison de 50° déterminée sous le logiciel.*

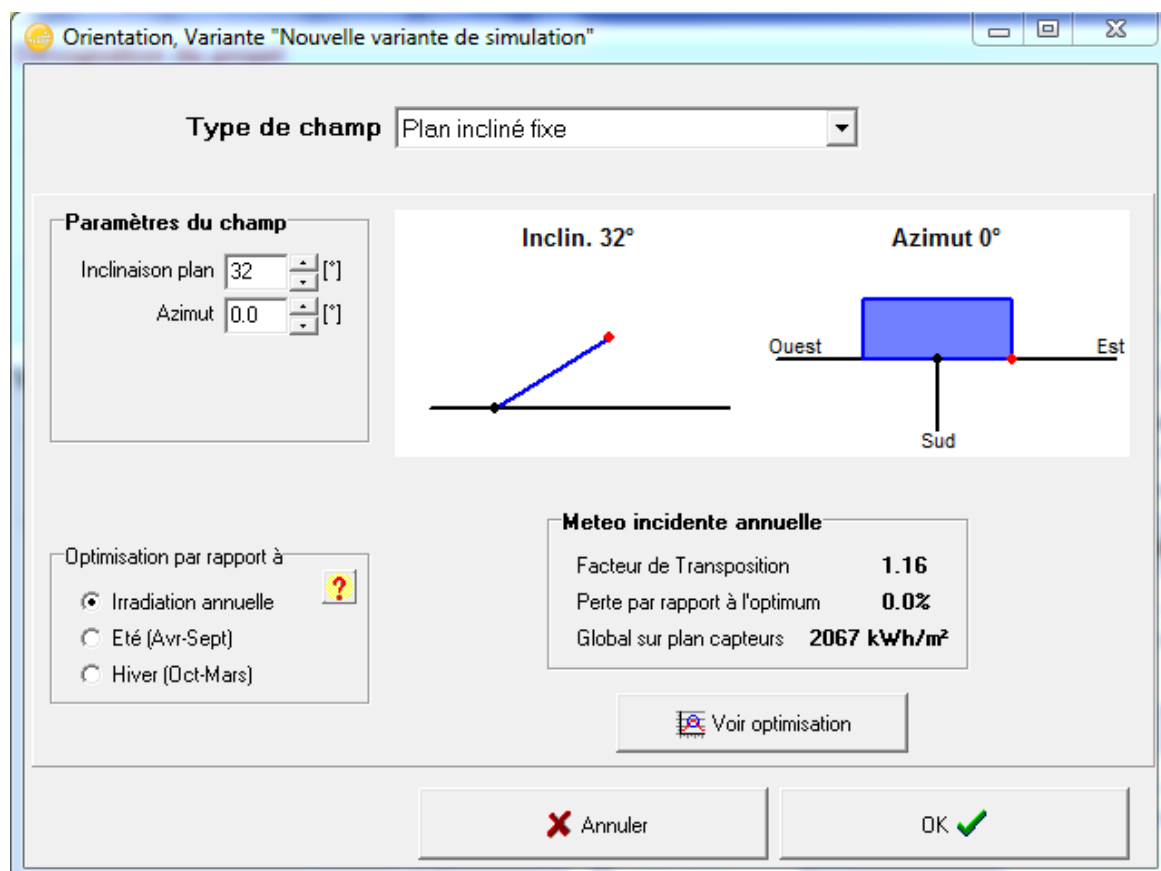


Figure 4.6. L'orientation et l'inclinaison des modules (Plan incliné fixe).

La Figure suivante montre l'énergie incidente sur le plan fixe de captures [Annexe D / Annexe F];

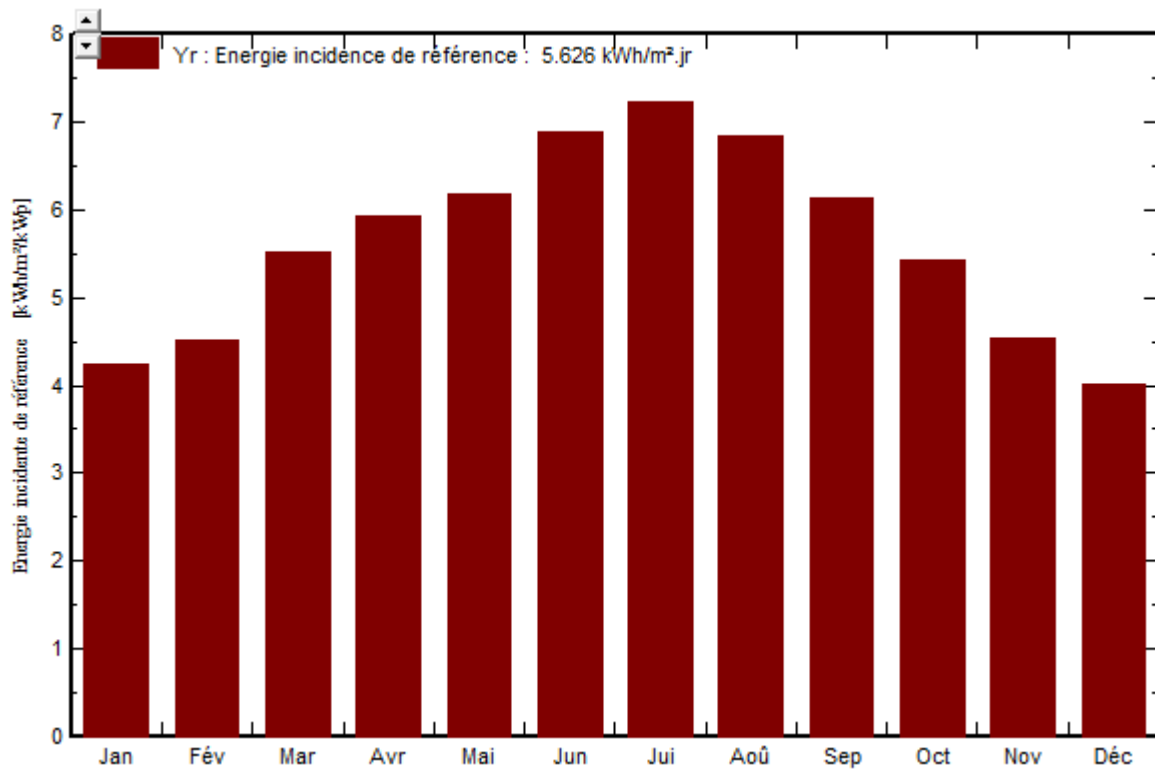


Figure 4.7. Energie incidente de référence dans le plan fixe de capteurs

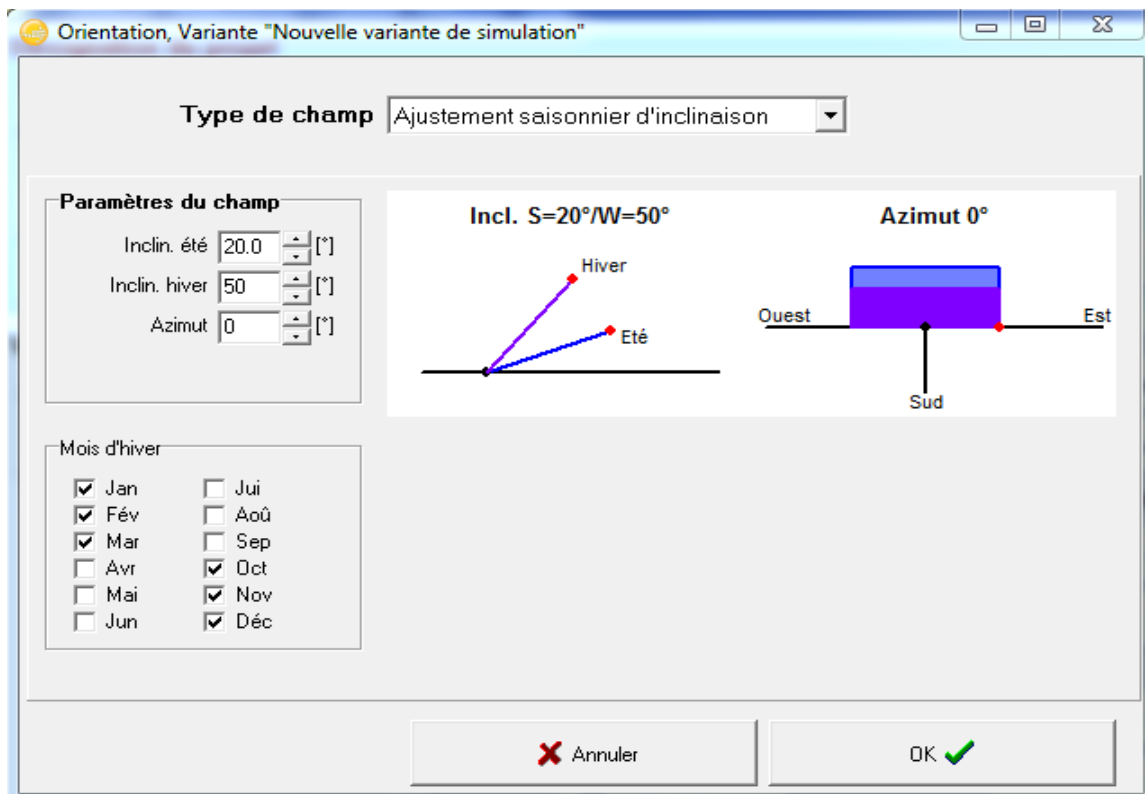


Figure 4.8. L'orientation et l'inclinaison des modules (Ajustement saisonnier d'inclinaison).

La Figure suivante montre l'énergie incidente sur le plan ajusté de capteurs [Annexe E / Annexe G];

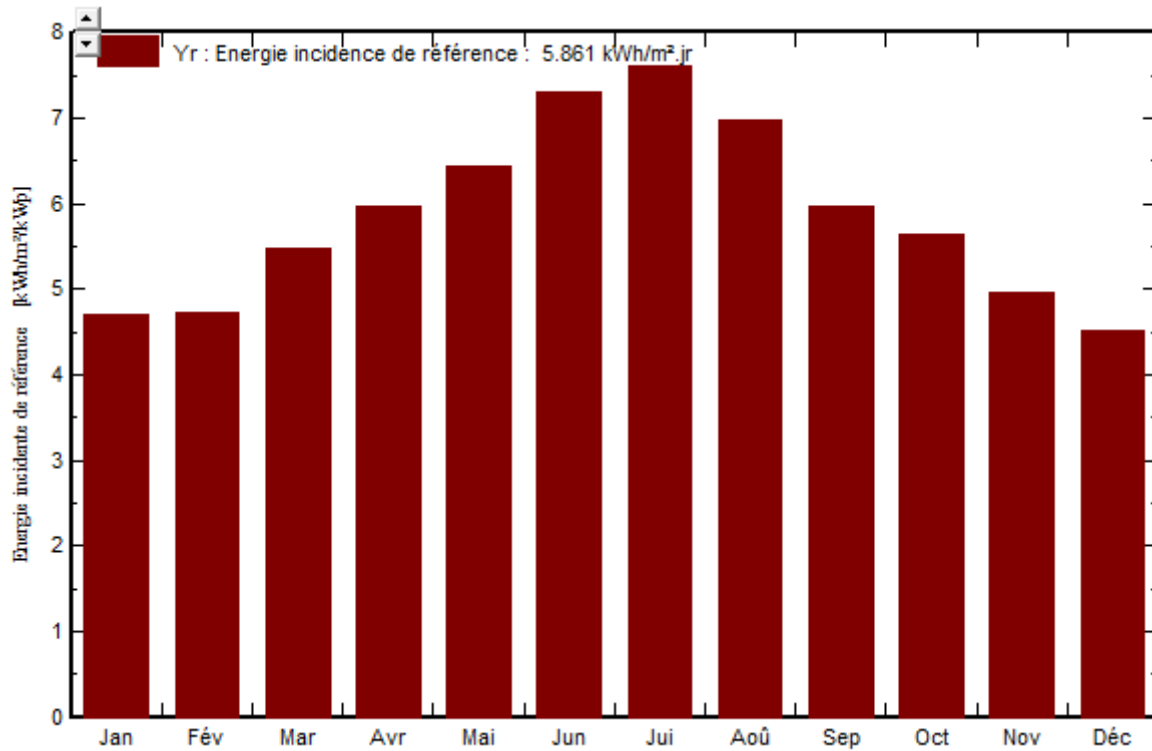


Figure 4.9. Energie incidente de référence dans le plan ajusté de capteurs

4.2. Schéma du système PV raccordé au réseau

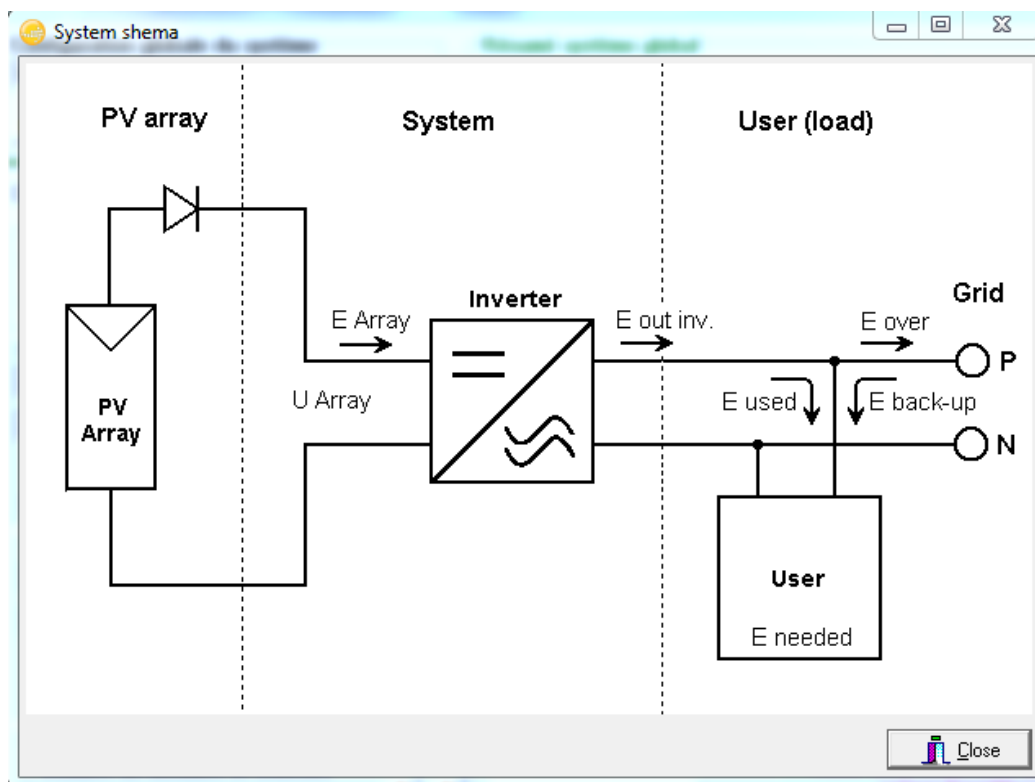


Figure 4.10. Schéma simplifié du système PV raccordé au réseau (PVSYST).

5. Simulation d'un système PV au silicium monocristallin

5.1. Simulation du champ PV sur "plan incliné fixe"

➤ **étape 1:** Cette étape consiste à choisir le panneau PV à utiliser (Figure 4.11).

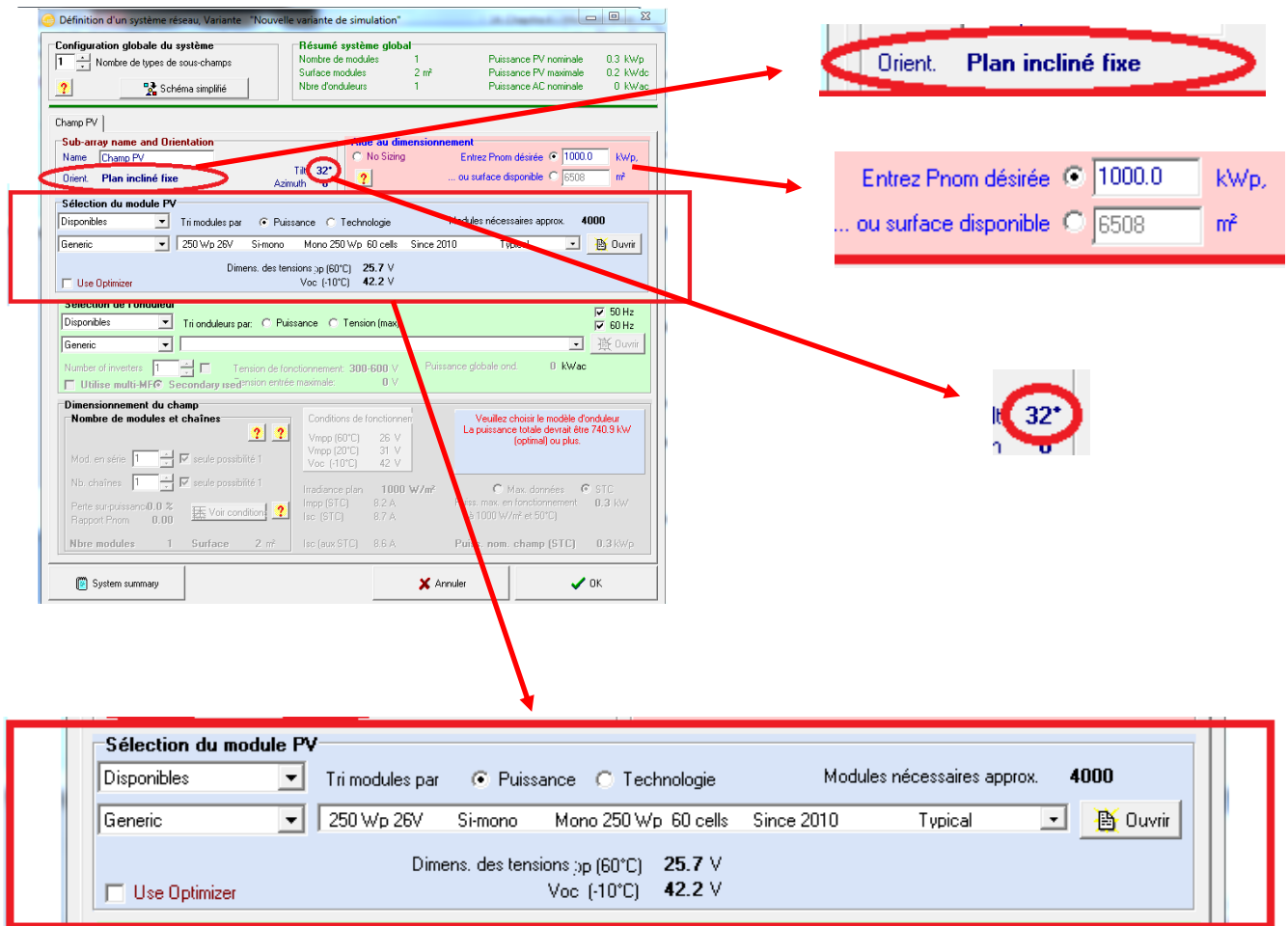


Figure 4.11. Le panneau choisi pour l'installation.

➤ **Caractéristique du module PV (Annexe A)**

- Modèle: Mono 250 Wp 60 cellules
- Fabricant: Generic
- $P_{mpp} = 250.2 \text{ W}$
- $I_{mpp} = 8.15 \text{ A}$
- $V_{mpp} = 30.7 \text{ V}$
- $I_{cc} = 8.63 \text{ A}$
- $V_{co} = 37.4 \text{ V}$
- Rendement: 15.38%

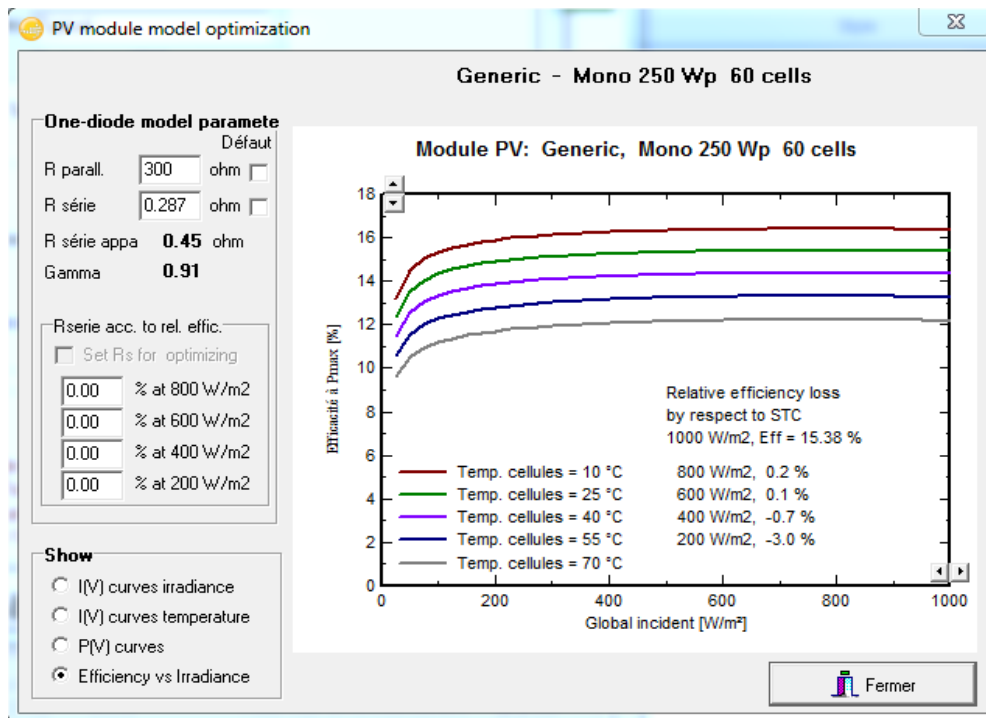


Figure 4.12. Evaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à base de cellules au silicium monocristallin.

➤ **étape 2:** Cette étape consiste à choisir l'onduleur PV à utiliser (Figure 4.13).

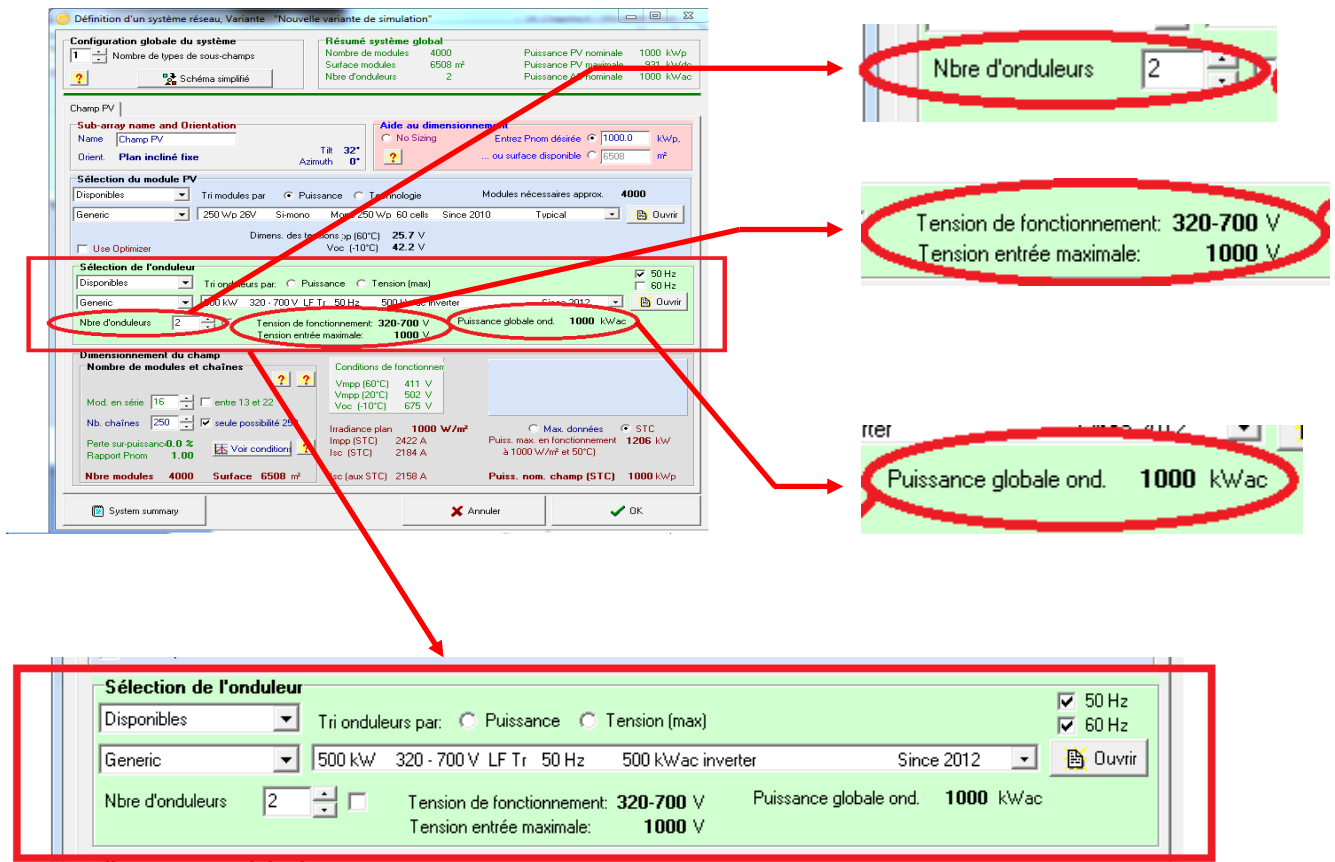


Figure 4.13. Caractéristiques de l'onduleur choisi pour l'installation.

➤ Caractéristiques de l'onduleur (Annexe B)

- Tension MPP minimale : 320 V ;
- Tension MPP maximale : 700 V ;
- Puissance AC nominale : 500 kW ;
- Type : Triphasé ;
- Fréquence : 50 Hz ;
- Rendement : 97.5 %.

Les paramètres de dimensionnement du champ PV pour une puissance limitée à 1 MW, sont résumés dans le tableau 4.3 ci-dessous.

PVSYST V6.35		17/04/15	Page 1/3
Système couplé au réseau: Paramètres de simulation			
Projet :	Projet PV couplé au réseau at Algiers		
Site géographique	Algiers	Pays	Algeria
Situation	Latitude 36.7°N	Longitude	3.3°E
Temps défini comme	Temps légal Fus. horaire TU+1	Altitude	22 m
	Albédo 0.20		
Données météo:	Algiers	Synthétique - MeteoNorm 7.1 station	
Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation			
	Date de la simulation	17/04/15 à 01h53	
Paramètres de simulation			
Orientation plan capteurs	Inclinaison 32°	Azimut	0°
Modèles utilisés	Transposition Perez	Diffus	Erbs, Meteonorm
Horizon	Pas d'horizon		
Ombrages proches	Sans ombrages		
Caractéristiques du champ de capteurs			
Module PV	Si-mono	Modèle	Mono 250 Wp 60 cells
		Fabricant	Generic
Nombre de modules PV	En série	16 modules	En parallèle 250 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	4000	Puissance unitaire 250 Wc
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	1000 kWc	Aux cond. de fonct. 888 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	434 V	I mpp 2045 A
Surface totale	Surface modules	6508 m²	Surface cellule 5688 m ²
Onduleur	Modèle	500 kWac inverter	
	Fabricant	Generic	
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	320-700 V	Puissance unitaire 500 kWac
Batterie d'onduleurs	Nbre d'onduleurs	2 unités	Puissance totale 1000 kWac
Facteurs de perte du champ PV			
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (vent) 0.0 W/m ² K / m/s
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	3.6 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes -0.8 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes 1.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo 0.05
Besoins de l'utilisateur :	Charge illimitée (réseau)		

PVsyst Evaluation mode

Tableau 4.3. Paramètres de simulation du champ PV au silicium monocristallin sur "plan incliné fixe".

D'après ces résultats (Tableau 4.4.), on voit bien que l'énergie produite par le champ photovoltaïque (E_{Array}) est proportionnelle aux valeurs d'énergie incidente (G_{Inc}) (Figure 4.14.).

La production du système (à la sortie de l'onduleur) est représentée sur la Figure 4.15. Les pertes L_c et L_s sont les pertes correspondantes dans le champ PV et dues à l'onduleur, respectivement.

L'indice de performance (ou performance ratio "PR") représenté sur la Figure 4.16, est défini par le rapport de la production du système (Y_f) par l'énergie incidente de référence (Y_r) tel que $PR = Y_f/Y_r$. 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 80% dans les meilleures installations.

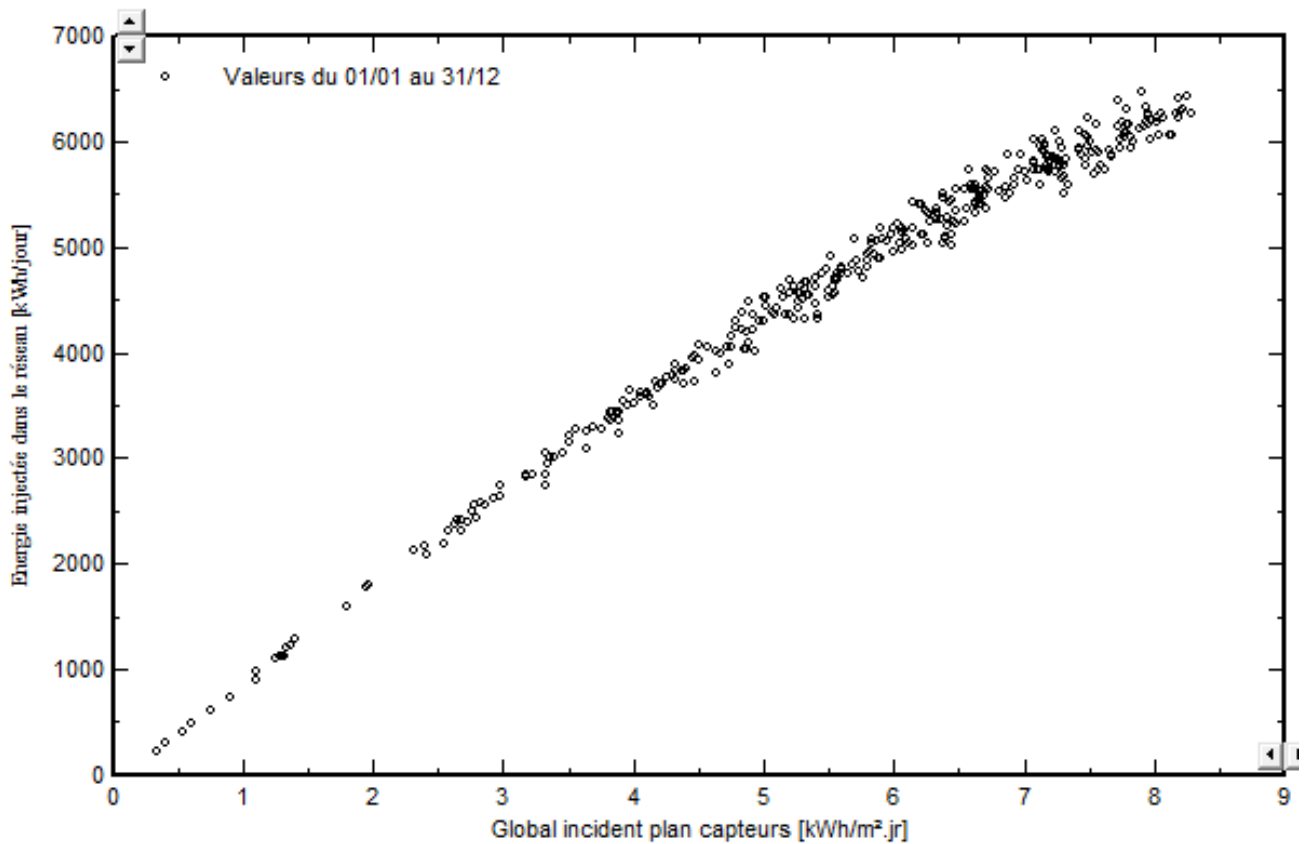


Figure 4.14. Diagramme d'entrée/ sortie journalier correspondant sur un plan fixe.

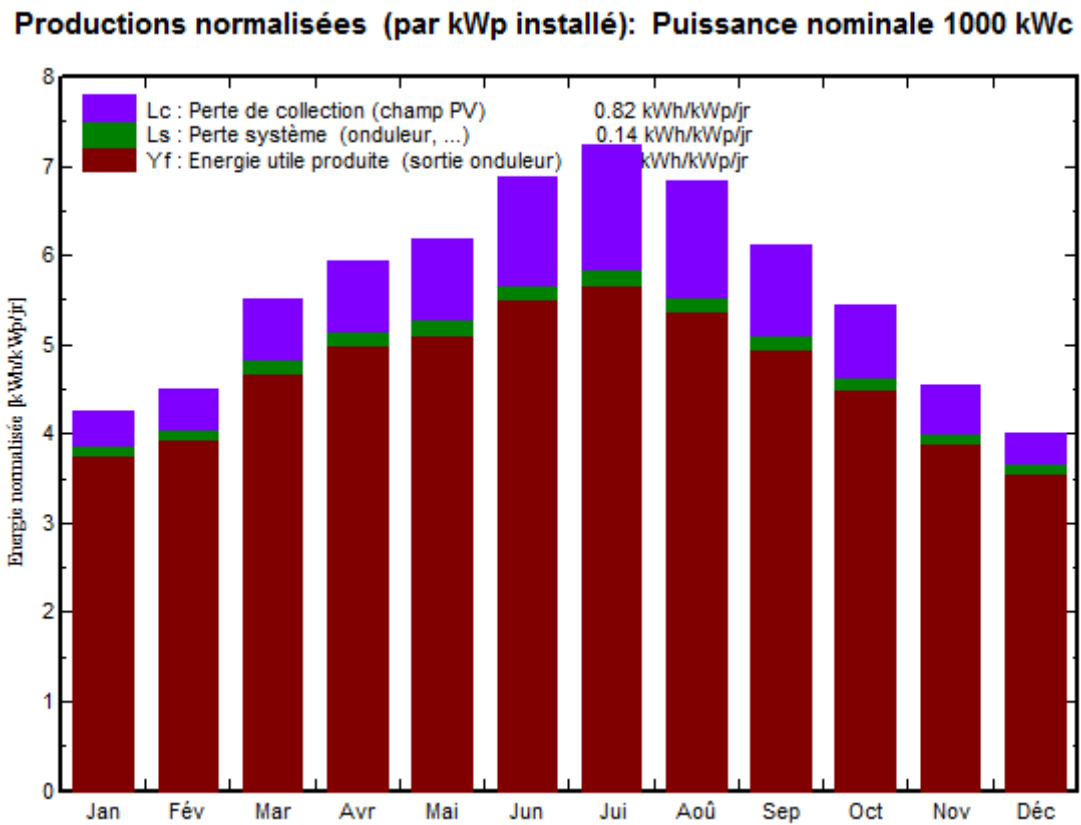


Figure 4.15. Energie utile produite par le système PV au silicium monocristallin sur "un plan fixe".

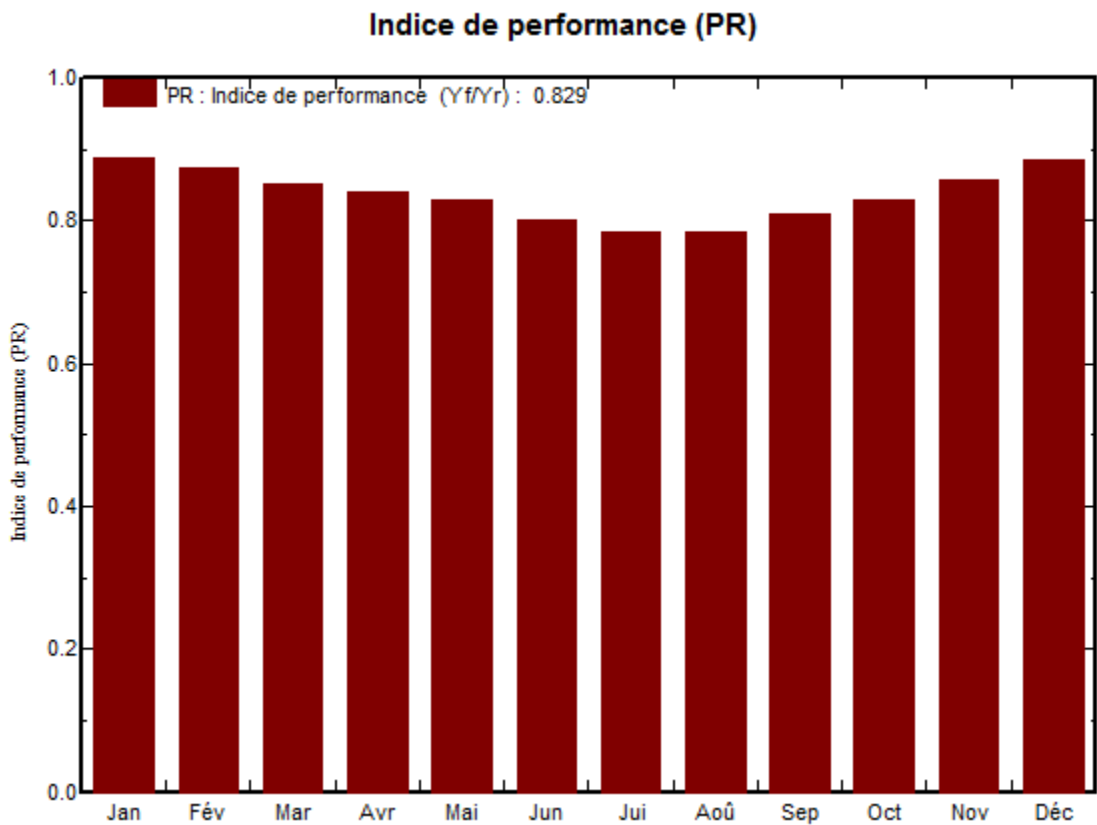


Figure 4.16. Indice de performance représentant l'efficacité globale du système PV.

Le Tableau 4.5 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. En effet, l'énergie produite par le champ (E_{Array} : Tableau 4.4.) estimée à 1754.9 MWh est réduite à 1703.4 MWh à la sortie de l'onduleur comme l'illustre le tableau ci-dessous.

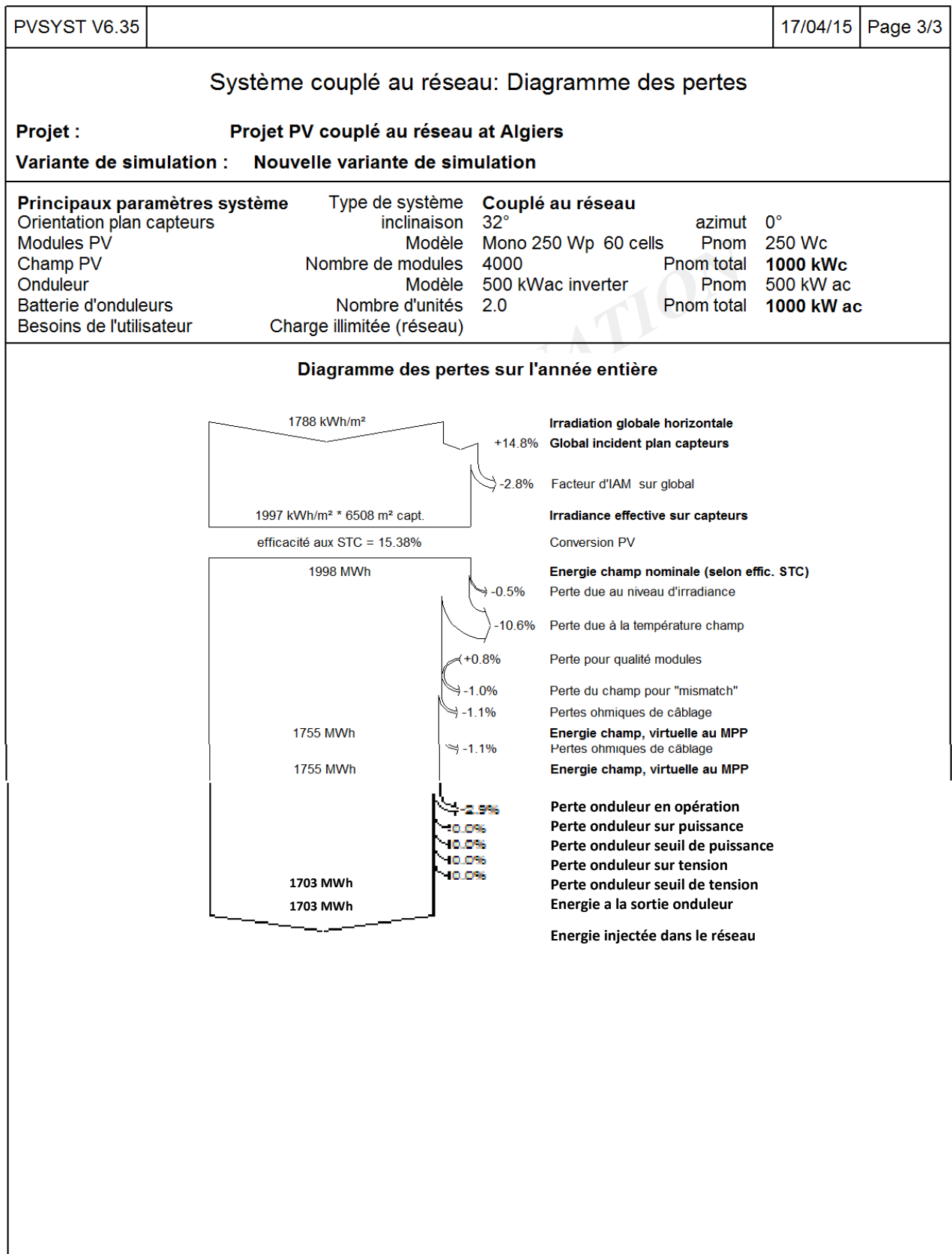


Tableau 4.5. Diagramme des pertes dans le système PV.

5.2. Simulation du champ PV au silicium monocristallin avec "Ajustement saisonnier d'inclinaison"

Dans cette section, nous avons utilisé les mêmes caractéristiques de modules PV et d'onduleurs, nous avons modifié le type du plan capteurs (Figure 4.6) pour optimiser l'orientation des modules dans le but d'avoir une meilleure production énergétique.

PVSYST V6.35		17/04/15	Page 1/3
Système couplé au réseau: Paramètres de simulation			
Projet : Projet PV couplé au réseau at Algiers			
Site géographique	Algiers	Pays	Algeria
Situation	Latitude 36.7°N	Longitude	3.2°E
Temps défini comme	Temps légal Fus. horaire TU+1	Altitude	22 m
Données météo:	Algiers	Synthétique - MeteoNorm 7.1 station	
Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation			
	Date de la simulation	17/04/15 à 21h22	
Paramètres de simulation			
Plan capteurs: Ajustement saisonnier d'incl	Azimuth 0°	Saison d'hiver	O-N-D-J-F-M
	Inclin. été 20°	Inclin. hiver	50°
Modèles utilisés	Transposition Perez	Diffus	Erbs, Meteonorm
Horizon	Pas d'horizon		
Ombrages proches	Sans ombrages		
Caractéristiques du champ de capteurs			
Module PV	Si-mono	Modèle	Mono 250 Wp 60 cells
		Fabricant	Generic
		Orientation	#1
		Inclinaison/Azimuth	20°/0°
Nombre de modules PV		En parallèle	250 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	Puissance unitaire	250 Wc
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	Aux cond. de fonct.	888 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	I mpp	2045 A
Surface totale	Surface modules	Surface cellule	5688 m²
Onduleur		Modèle	500 kWac inverter
		Fabricant	Generic
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	320-700 V	Puissance unitaire 500 kWac
Batterie d'onduleurs	Nbre d'onduleurs	2 unités	Puissance totale 1000 kWac
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	3.6 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes -0.8 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes 1.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo 0.05
Besoins de l'utilisateur : Charge illimitée (réseau)			

Tableau 4.6. Paramètres de simulation du champ PV au silicium monocristallin avec "Ajustement saisonnier d'inclinaison".

➤ Résultats de simulation

PVSYST V6.35							17/04/15	Page 2/3
Système couplé au réseau: Résultats principaux								
Projet :		Projet PV couplé au réseau at Algiers						
Variante de simulation :		Nouvelle variante de simulation						
Principaux paramètres système		Type de système	Couplé au réseau					
Orientation plan capteurs	Inclin. saisonnière (été/hiver)	20°/50°	azimut	0°				
Modules PV	Modèle	Mono 250 Wp 60 cells	Pnom	250 Wc				
Champ PV	Nombre de modules	4000	Pnom total	1000 kWc				
Onduleur	Modèle	500 kWac inverter	Pnom	500 kW ac				
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	2.0	Pnom total	1000 kW ac				
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)							
Principaux résultats de la simulation								
Production du système		Energie produite	1772 MWh/an	Productible	1772 kWh/kWc/an			
		Indice de performance (PR)	82.8 %					
Nouvelle variante de simulation								
Bilans et résultats principaux								
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	%	%
Janvier	81.1	10.23	145.7	142.7	132.4	128.7	13.97	13.57
Février	91.4	10.99	132.4	129.5	118.6	115.2	13.77	13.36
Mars	140.6	13.54	169.5	165.0	148.7	144.2	13.48	13.08
Avril	166.8	15.49	178.8	173.6	155.2	150.6	13.33	12.94
Mai	198.0	19.06	199.5	193.4	169.9	164.9	13.09	12.70
Juin	223.9	22.90	218.8	212.4	179.9	174.6	12.63	12.26
Juillet	238.8	26.08	236.0	229.5	190.1	184.6	12.38	12.02
Août	206.6	26.27	216.1	210.0	175.0	169.8	12.44	12.08
Septembre	157.3	22.99	179.1	173.9	149.7	145.4	12.84	12.47
Octobre	123.9	20.12	174.9	170.9	148.9	144.6	13.08	12.71
Novembre	87.1	14.47	148.8	145.9	130.4	126.6	13.46	13.07
Décembre	72.9	11.80	139.9	137.4	126.5	122.9	13.90	13.51
Année	1788.4	17.87	2139.4	2084.1	1825.3	1772.1	13.11	12.73
Légendes:		GlobHor	Irradiation globale horizontale	EArray	Energie effective sortie champ			
		T Amb	Température ambiante	E_Grid	Energie injectée dans le réseau			
		GlobInc	Global incident plan capteurs	EffArrR	Effic. Eout champ / surf. brute			
		GlobEff	Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages	EffSysR	Effic. Eout système / surf. brute			

PVsystem Evaluation mode

Tableau 4.7. Principaux résultats de simulation du champ PV au silicium monocristallin avec "Ajustement saisonnier d'inclinaison".

D'après ces résultats (Tableau 4.7.), on voit bien que l'énergie produite par le champ photovoltaïque pendant l'année est légèrement supérieure comparativement à celle obtenue dans le cas d'une inclinaison fixe (voir Tableau 4.4) ; ceci peut être expliqué par le fait que les modules PV reçoivent plus de rayonnement solaire ou plus d'éclairement E lorsqu'ils sont dirigés d'une manière sélective respectant les orientations et inclinaisons optimales qui diffèrent d'une saison à une autre. L'énergie injectée dans le réseau et représentée dans la figure suivante.

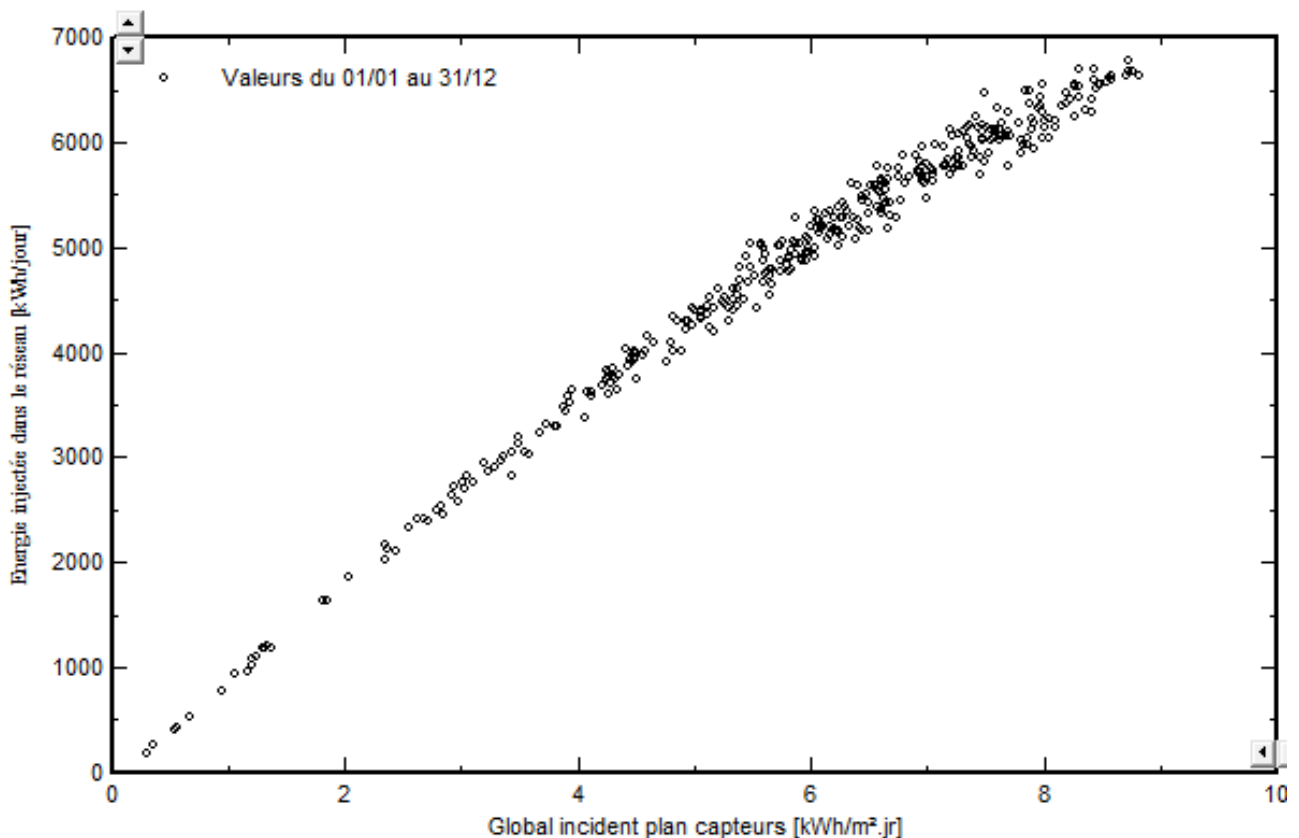


Figure 4.17. Diagramme d'entrée/ sortie journalier sur plan ajusté.

La production du système (à la sortie de l'onduleur) utilisant un plan avec ajustement saisonnier est nettement supérieure comparativement à celle obtenue avec un plan fixe (Figures 4.18 et 4.15).

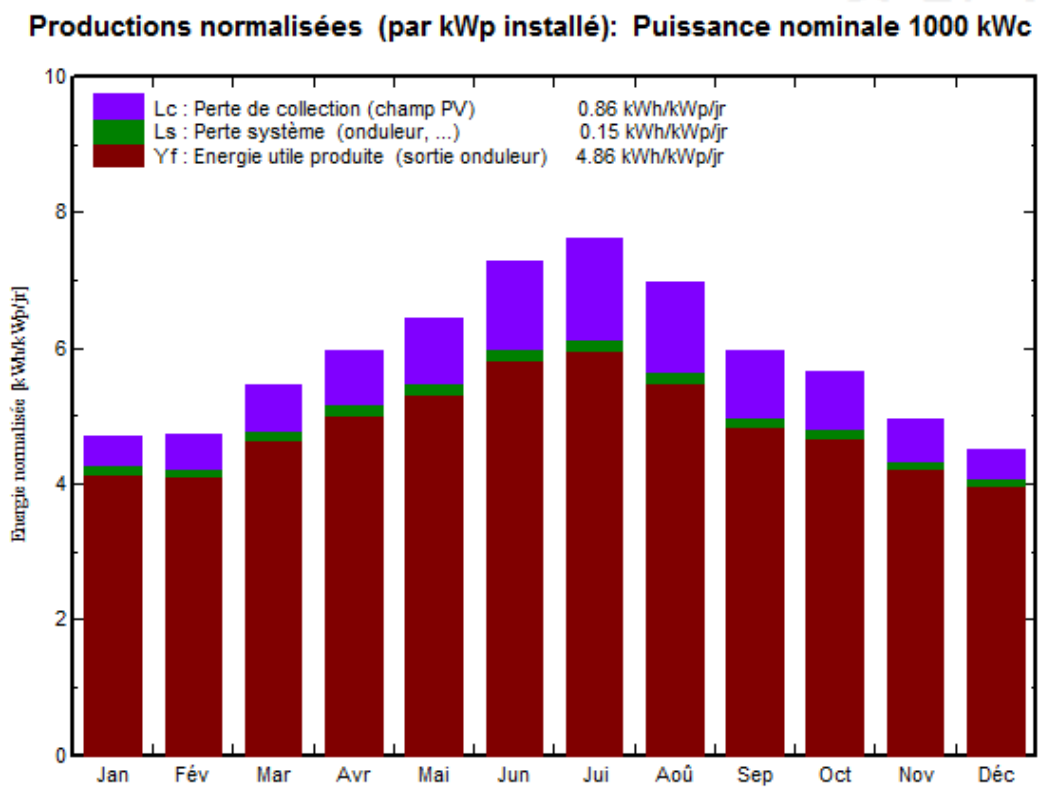


Figure 4.18. Energie utile produite par le système PV au silicium monocristallin

"Avec ajustement saisonnier".

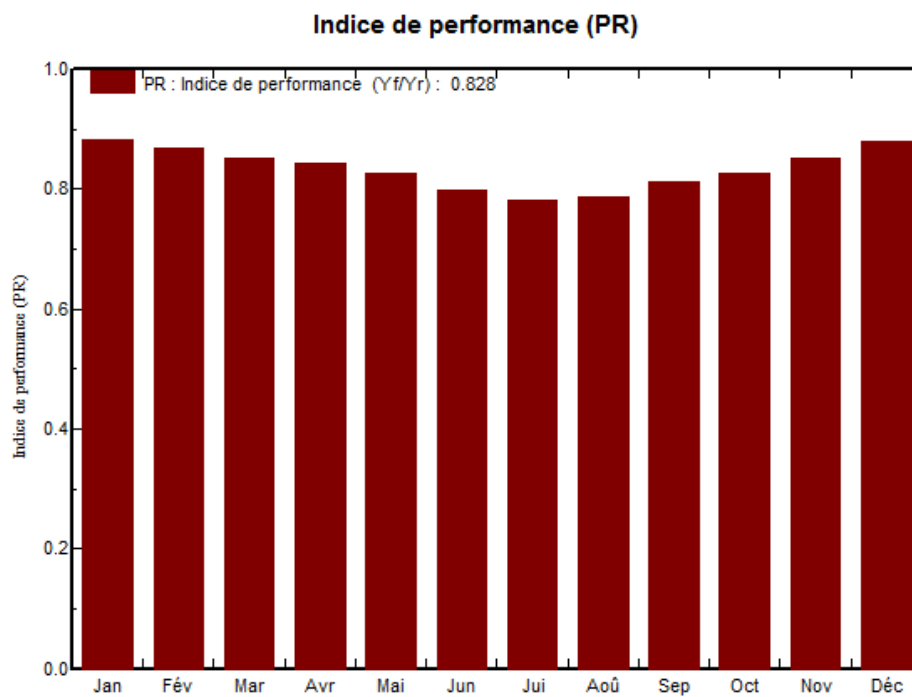
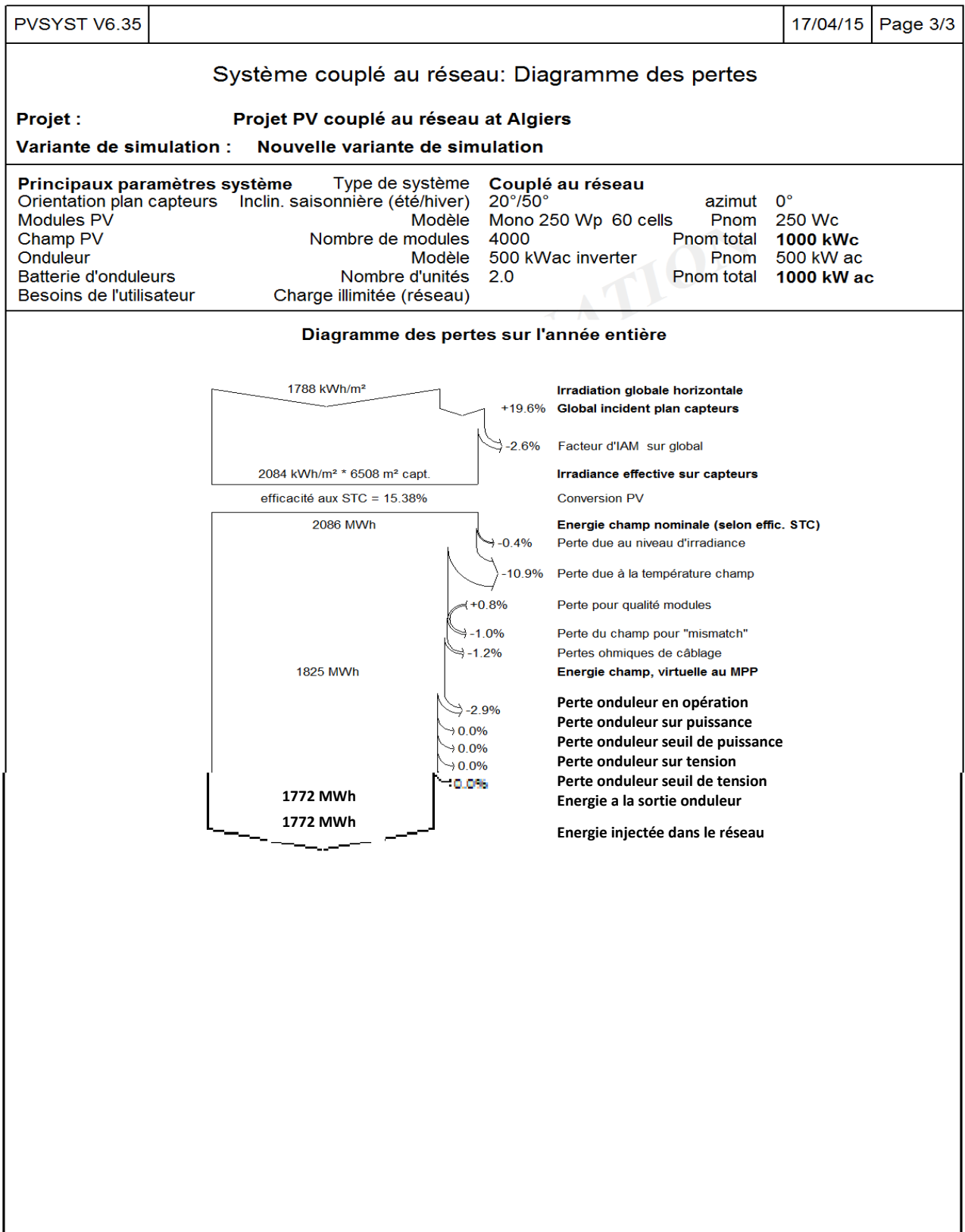


Figure 4.19. Indice de performance correspondant.

Les différents types de pertes dans le système PV sont regroupés dans le Tableau 4.8. L'énergie produite par le champ est estimée à 1825.3 MWh, cette valeur est réduite à 1772.1 MWh à la sortie de l'onduleur comme l'illustre le tableau ci-dessous.



PVSyst/Evaluation, mode

Tableau 4.8. Diagramme des pertes dans le système PV au silicium monocristallin

"Avec ajustement saisonnier".

6. Simulation d'un système PV au silicium poly-cristallin

6.1. Simulation du champ PV sur "plan incliné fixe"

➤ **Étape 1:** Cette étape consiste à choisir le panneau PV à utiliser dans l'installation.

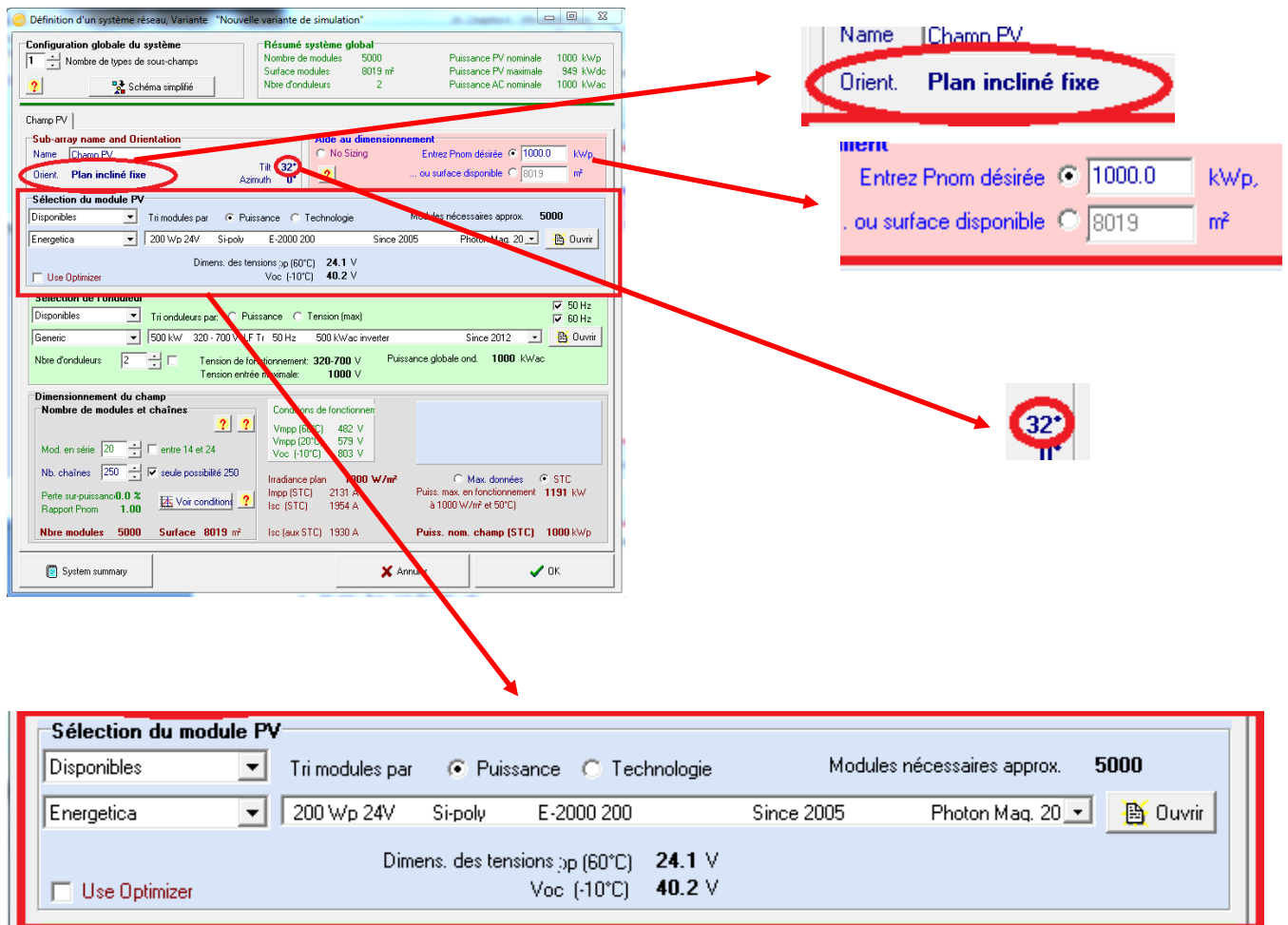


Figure 4.20. Le panneau choisi pour l'installation.

➤ Caractéristique du module PV (Annexe C)

- Modèle: Poly E-2000 200
- Fabricant: Energetica
- $P_{mpp} = 202.8 \text{ W}$
- $I_{mpp} = 7.15 \text{ A}$
- $V_{mpp} = 28.4 \text{ V}$
- $I_{cc} = 7.72 \text{ A}$
- $V_{co} = 36.0 \text{ V}$
- Rendement: 12.65%

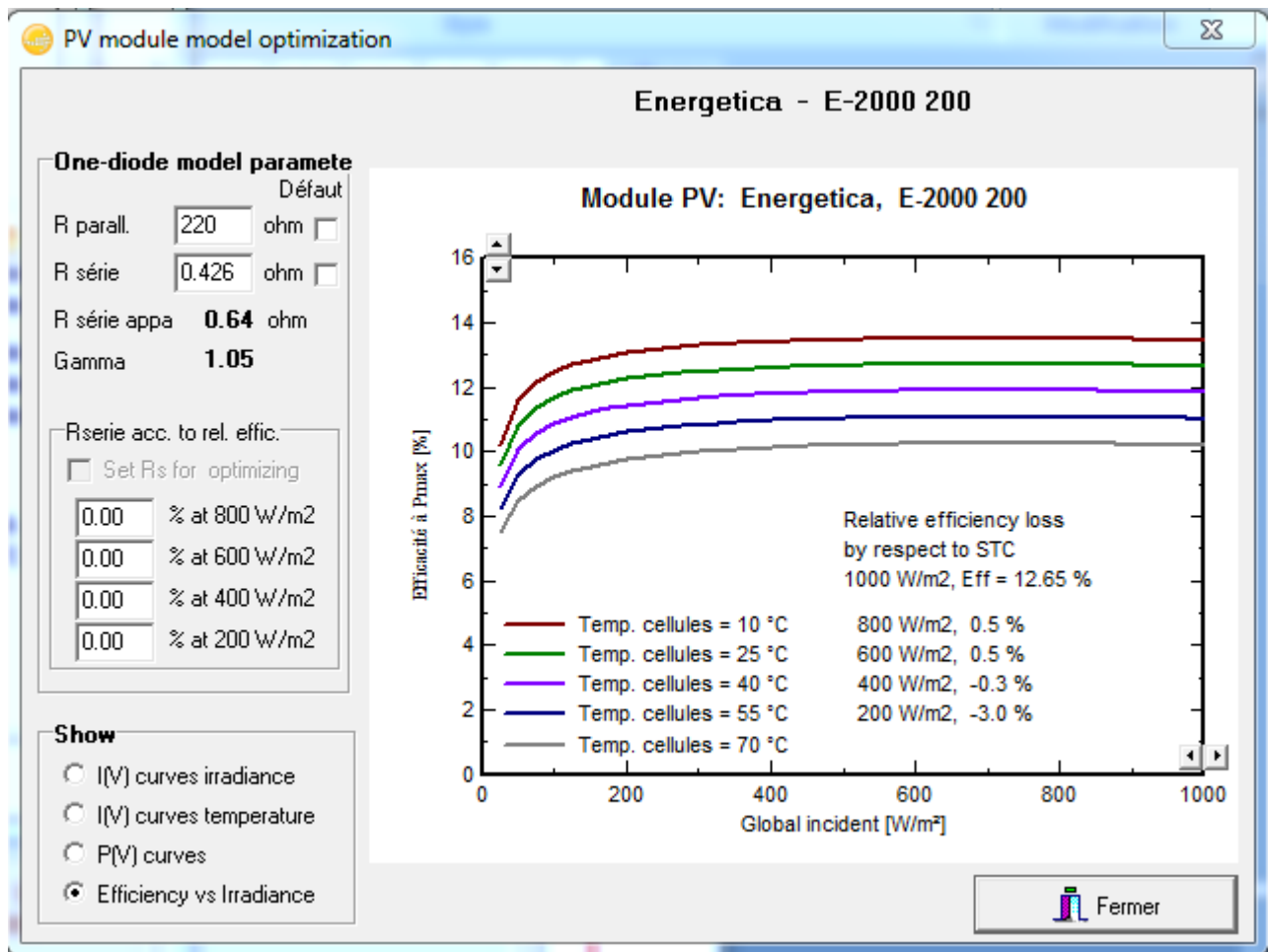


Figure 4.21. Evaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à base de cellules au silicium poly-cristallin.

➤ **Etape 2:** Cette étape consiste à choisir l'onduleur PV à utiliser dans notre projet

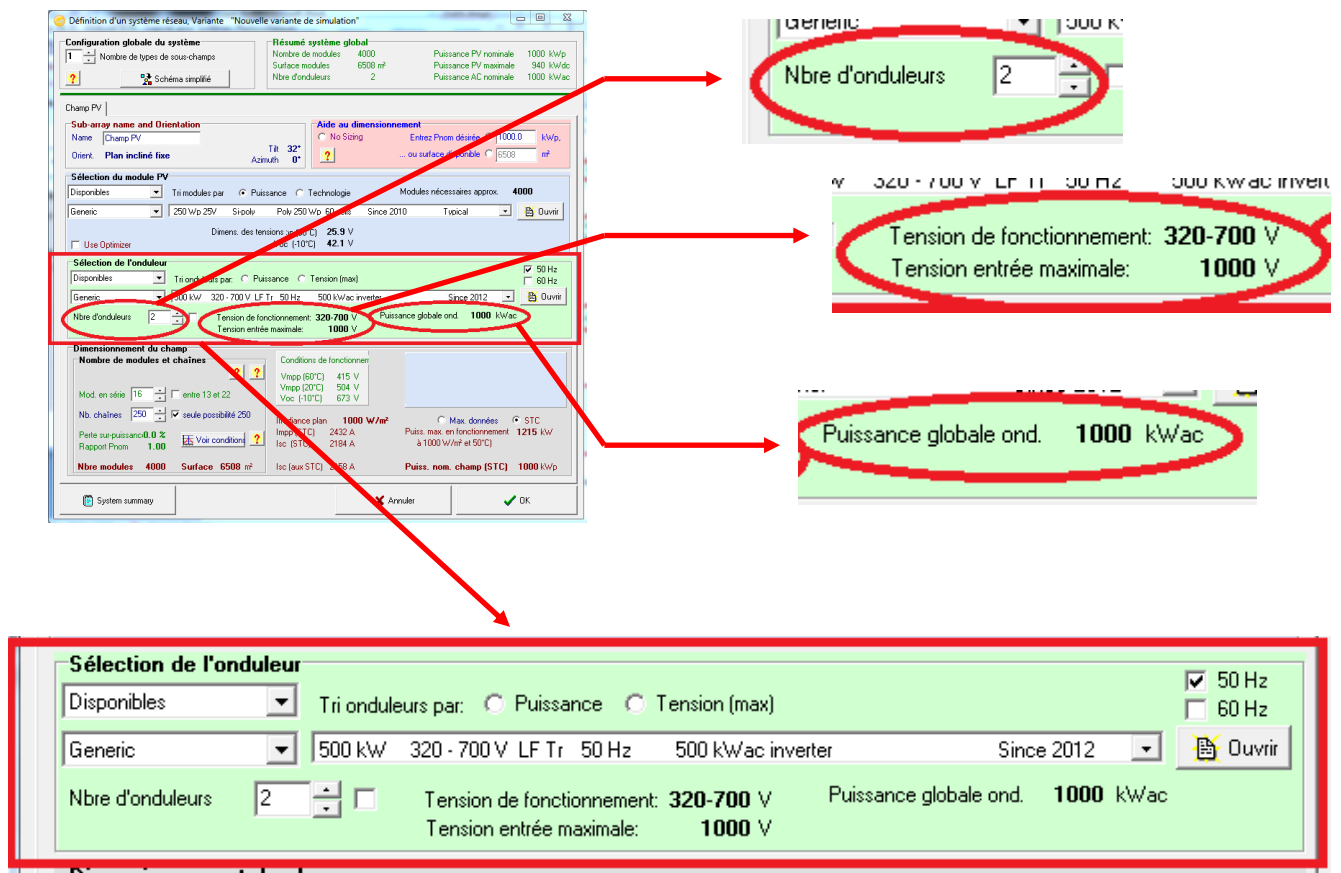


Figure 4.22. L'onduleur choisi pour l'installation.

➤ **Caractéristique de l'onduleur (Annexe B)**

- Tension MPP minimale : 320 V ;
- Tension MPP maximale : 700 V ;
- Puissance AC nominale : 500 kW ;
- Type : Triphasé ;
- Fréquence : 50 Hz ;
- Rendement : 97.5 %.

Les paramètres de dimensionnement du champ PV pour une puissance limitée à 1 MW, sont résumés dans le tableau ci-dessous.

PVSYST V6.35		17/04/15	Page 1/3	
Système couplé au réseau: Paramètres de simulation				
Projet :	Projet PV couplé au réseau at Algiers			
Site géographique	Algiers	Pays	Algeria	
Situation	Latitude	36.7°N	Longitude	3.3°E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	22 m
	Albédo	0.20		
Données météo:	Algiers	Synthétique - MeteoNorm 7.1 station		
Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation				
	Date de la simulation	17/04/15 à 23h39		
Paramètres de simulation				
Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°	Azimut	0°
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus	Erbs, Meteonorm
Horizon	Pas d'horizon			
Ombrages proches	Sans ombrages			
Caractéristiques du champ de capteurs				
Module PV	Si-poly	Modèle	E-2000 200	
		Fabricant	Energetica	
Nombre de modules PV	En série	20 modules	En parallèle	250 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	5000	Puissance unitaire	200 Wc
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	1000 kWc	Aux cond. de fonct.	906 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	506 V	I mpp	1789 A
Surface totale	Surface modules	8019 m²		
Onduleur	Modèle	500 kWac inverter		
	Fabricant	Generic		
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	320-700 V	Puissance unitaire	500 kWac
Batterie d'onduleurs	Nbre d'onduleurs	2 unités	Puissance totale	1000 kWac
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	4.8 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes	2.5 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	1.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo	0.05
Besoins de l'utilisateur :	Charge illimitée (réseau)			

PVsystem Evaluation mode

Tableau 4.9. Paramètres de simulation du champ PV au silicium poly-cristallin sur "plan incliné fixe".

Comme l'illustre le Tableau 4.9, le champ PV sera constitué de 5000 modules PV (technologie : Silicium poly-cristallin) répartis comme suit :

- 20 modules connectés en série
- 250 branches en parallèle.

Le nombre d'onduleurs est égal à 2 avec une puissance globale de 1000 kW.

La comparaison des résultats de simulation obtenus en utilisant deux technologies de modules PV (Tableaux 4.4 et 4.10) montre que la production énergétique du système est meilleure pour le choix des modules au silicium monocristallin. Le diagramme d'entrée/sortie journalier et l'énergie utile produite par le système PV, sont illustrés sur les figures 4.23 et 4.24, respectivement.

➤ Résultats de simulation

PVSYST V6.35							17/04/15	Page 2/3
Système couplé au réseau: Résultats principaux								
Projet : Projet PV couplé au réseau at Algiers								
Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation								
Principaux paramètres système			Type de système	Couplé au réseau				
Orientation plan capteurs			inclinaison	32°	azimut	0°		
Modules PV			Modèle	E-2000 200	Pnom	200 Wc		
Champ PV			Nombre de modules	5000	Pnom total	1000 kWc		
Onduleur			Modèle	500 kWac inverter	Pnom	500 kW ac		
Batterie d'onduleurs			Nombre d'unités	2.0	Pnom total	1000 kW ac		
Besoins de l'utilisateur			Charge illimitée (réseau)					
Principaux résultats de la simulation								
Production du système			Energie produite 1680 MWh/an		Productible 1680 kWh/kWc/an			
			Indice de performance (PR) 81.8 %					
Nouvelle variante de simulation								
Bilans et résultats principaux								
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	%	%
Janvier	81.1	10.23	131.6	128.1	118.2	114.8	11.20	10.87
Février	91.4	10.99	126.2	123.0	111.6	108.4	11.03	10.70
Mars	140.6	13.54	170.7	166.2	147.4	143.0	10.77	10.44
Avril	166.8	15.49	178.0	172.9	152.0	147.4	10.65	10.33
Mai	198.0	19.06	191.6	185.7	161.3	156.4	10.50	10.18
Juin	223.9	22.90	206.4	200.1	168.3	163.3	10.17	9.87
Juillet	238.8	26.08	224.1	217.5	179.2	173.9	9.97	9.67
Août	206.6	26.27	212.0	206.0	169.8	164.7	9.99	9.69
Septembre	157.3	22.99	183.8	178.8	151.2	146.8	10.26	9.96
Octobre	123.9	20.12	168.4	164.1	141.8	137.7	10.50	10.20
Novembre	87.1	14.47	136.2	132.8	118.3	114.9	10.83	10.51
Décembre	72.9	11.80	124.6	121.4	111.6	108.4	11.17	10.85
Année	1788.4	17.87	2053.7	1996.5	1730.6	1679.7	10.51	10.20
Légendes: GlobHor Irradiation globale horizontale EArray Energie effective sortie champ T Amb Température ambiante E_Grid Energie injectée dans le réseau GlobInc Global incident plan capteurs EffArrR Effic. Eout champ / surf. brute GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages EffSysR Effic. Eout système / surf. brute								

PVsystem Evaluation mode

Tableau 4.10. Principaux résultats de simulation du champ PV au silicium poly-cristallin sur "plan incliné fixe".

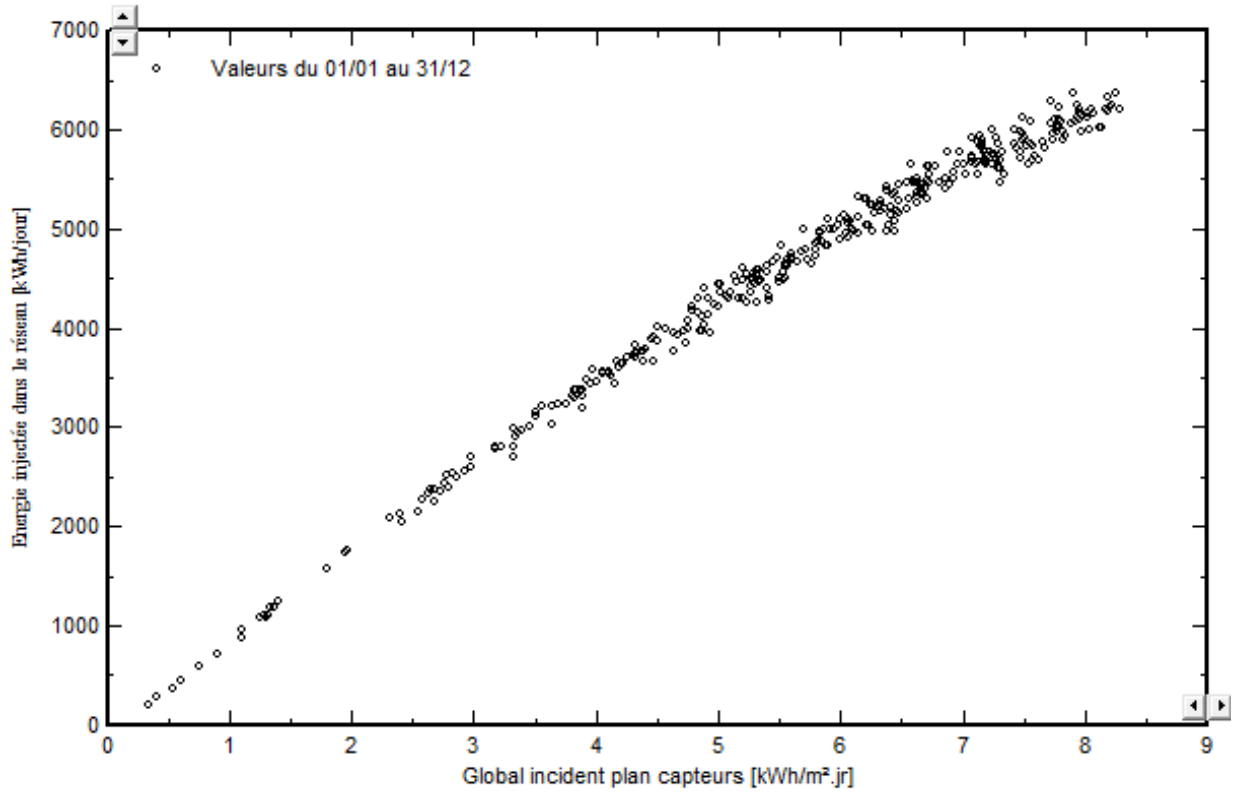


Figure 4.23. Diagramme d'entrée/ sortie journalier du système PV au silicium poly-cristallin sur

"Un plan incliné fixe"

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 1000 kWc

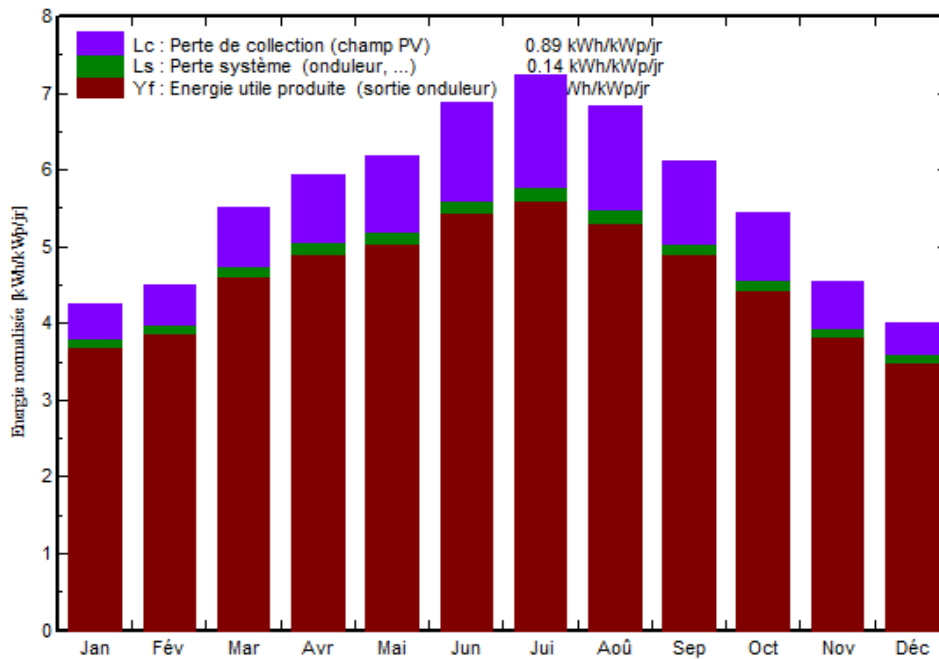


Figure 4.24. Energie utile produite par le système PV au silicium poly-cristallin sur

"Un plan incliné fixe".

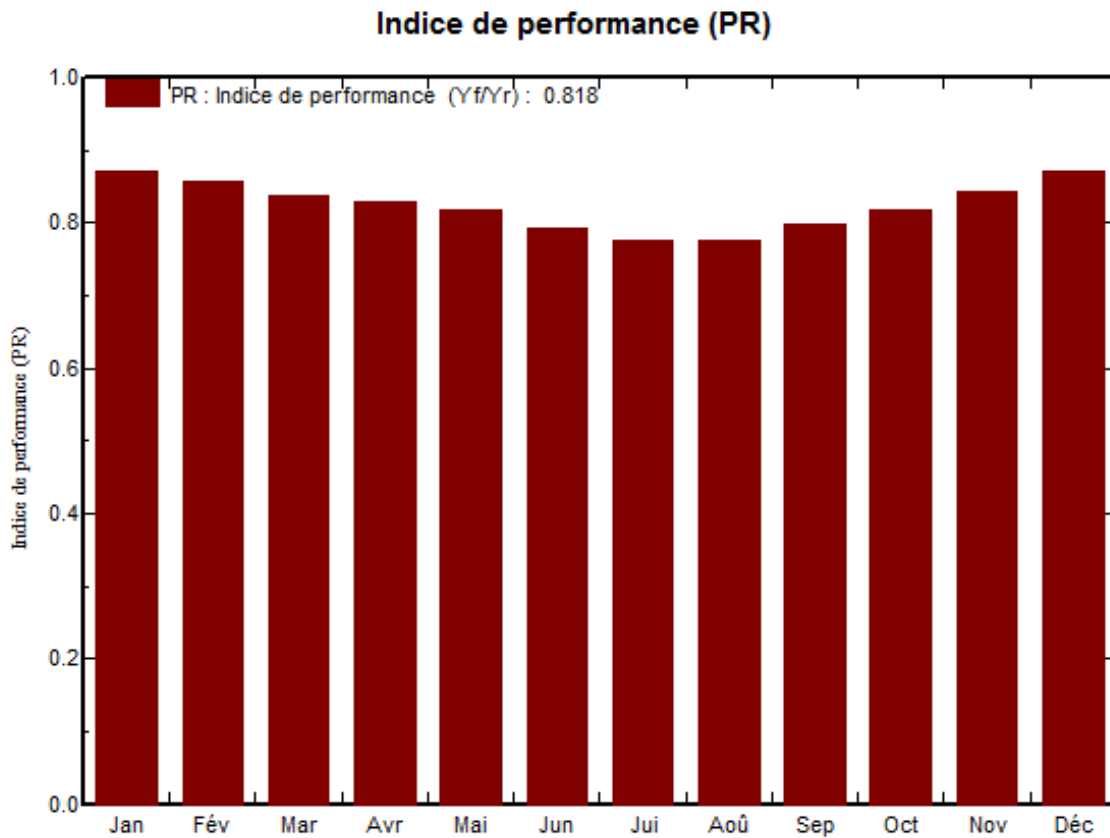


Figure 4.25. Indice de performance correspondant.

Le diagramme des pertes correspondant à ce système est illustré sur la figure 4.11. L'énergie produite par le champ est estimée 1679.7 MWh à la sortie de l'onduleur en tenant compte des différentes pertes dues à la température, à l'énergie incidente, au câblage et à la qualité des modules.

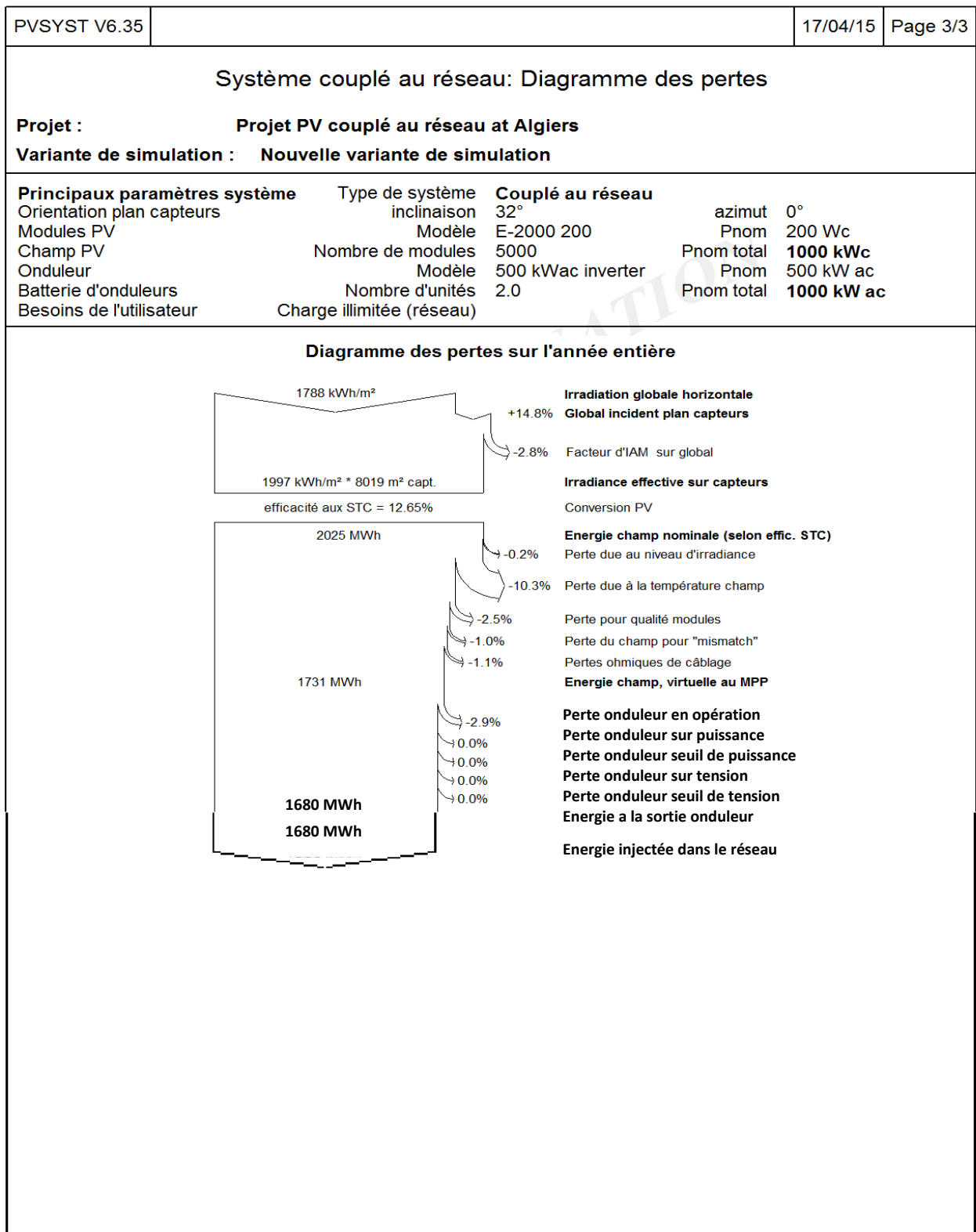


Tableau 4.11. Diagramme des pertes dans le système PV.

6.2. Simulation du champ PV au silicium poly-cristallin avec "Ajustement saisonnier d'inclinaison"

Le tableau 4.12 regroupe les paramètres de simulation du champ PV utilisant les mêmes modules PV et onduleurs décrits dans la section 6.1 mais sur un plan ajusté. La production énergétique du système est de 1748 MWh/an (Figure 4.13) dépassant celle du même système PV utilisant une inclinaison fixe.

PVSYST V6.35		18/04/15	Page 1/3
Système couplé au réseau: Paramètres de simulation			
Projet : Projet PV couplé au réseau at Algiers			
Site géographique	Algiers	Pays	Algeria
Situation	Latitude 36.7°N	Longitude	3.3°E
Temps défini comme	Temps légal Fus. horaire TU+1	Altitude	22 m
Données météo:	Albédo 0.20	Synthétique - MeteoNorm 7.1 station	
Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation			
	Date de la simulation	18/04/15 à 00h28	
Paramètres de simulation			
Plan capteurs: Ajustement saisonnier d'inclinaison	Azimuth 0°	Saison d'hiver	O-N-D-J-F-M
	Inclin. été 20°	Inclin. hiver	50°
Modèles utilisés	Transposition Perez	Diffus	Erbs, Meteonorm
Horizon	Pas d'horizon		
Ombrages proches	Sans ombrages		
Caractéristiques du champ de capteurs			
Module PV	Si-poly	Modèle	E-2000 200
		Fabricant	Energetica
		Orientation	#1
Nombre de modules PV	En série	Inclinaison/Azimuth	20°/0°
Nombre total de modules PV	Nbre modules	En parallèle	250 chaînes
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	Puissance unitaire	200 Wc
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	Aux cond. de fonct.	906 kWc (50°C)
Surface totale	Surface modules	I mpp	1789 A
			8019 m²
Onduleur			
		Modèle	500 kWac inverter
		Fabricant	Generic
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	Puissance unitaire	500 kWac
Batterie d'onduleurs	Nbre d'onduleurs	Puissance totale	1000 kWac
			2 unités
Facteurs de perte du champ PV			
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (vent) 0.0 W/m ² K / m/s
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	4.8 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes 2.5 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes 1.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo 0.05
Besoins de l'utilisateur :	Charge illimitée (réseau)		

PVsyst Evaluation mode

Tableau 4.12. Paramètres de simulation du champ PV au silicium poly-cristallin avec

"Ajustement saisonnier d'inclinaison".

➤ Résultats de simulation

PVSYST V6.35							18/04/15	Page 2/3
Système couplé au réseau: Résultats principaux								
Projet : Projet PV couplé au réseau at Algiers								
Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation								
Principaux paramètres système			Type de système		Couplé au réseau			
Orientation plan capteurs	Inclin. saisonnière (été/hiver)		20°/50°		azimut	0°		
Modules PV	Modèle		E-2000 200		Pnom	200 Wc		
Champ PV	Nombre de modules		5000		Pnom total	1000 kWc		
Onduleur	Modèle		500 kWac inverter		Pnom	500 kW ac		
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités		2.0		Pnom total	1000 kW ac		
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)							
Principaux résultats de la simulation								
Production du système			Energie produite 1748 MWh/an		Productible 1748 kWh/kWc/an			
			Indice de performance (PR) 81.7 %					
Nouvelle variante de simulation								
Bilans et résultats principaux								
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	%	%
Janvier	81.1	10.23	145.7	142.7	130.2	126.5	11.15	10.83
Février	91.4	10.99	132.4	129.5	116.7	113.2	10.99	10.66
Mars	140.6	13.54	169.5	165.0	146.3	141.9	10.76	10.44
Avril	166.8	15.49	178.8	173.6	152.8	148.3	10.66	10.34
Mai	198.0	19.06	199.5	193.4	167.6	162.6	10.48	10.17
Juin	223.9	22.90	218.8	212.4	177.7	172.6	10.13	9.83
Juillet	238.8	26.08	236.0	229.5	188.2	182.7	9.95	9.66
Août	206.6	26.27	216.1	210.0	173.2	168.0	9.99	9.70
Septembre	157.3	22.99	179.1	173.9	147.8	143.6	10.29	10.00
Octobre	123.9	20.12	174.9	170.9	146.9	142.6	10.47	10.17
Novembre	87.1	14.47	148.8	145.9	128.4	124.7	10.76	10.44
Décembre	72.9	11.80	139.9	137.4	124.4	120.9	11.09	10.78
Année	1788.4	17.87	2139.4	2084.1	1800.2	1747.6	10.49	10.19
Légendes: GlobHor Irradiation globale horizontale EArray Energie effective sortie champ T Amb Température ambiante E_Grid Energie injectée dans le réseau GlobInc Global incident plan capteurs EffArrR Effic. Eout champ / surf. brute GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages EffSysR Effic. Eout système / surf. brute								

PVsystr Evaluation mode

Tableau 4.13. Principaux résultats de simulation du champ PV au silicium poly-cristallin avec "Ajustement saisonnier d'inclinaison".

Les figures 4.26 et 4.27 représentent le diagramme d'entrée/sortie journalier et l'énergie injectée dans le réseau, respectivement. Le diagramme des pertes correspondant est donné par le Tableau 4.14.

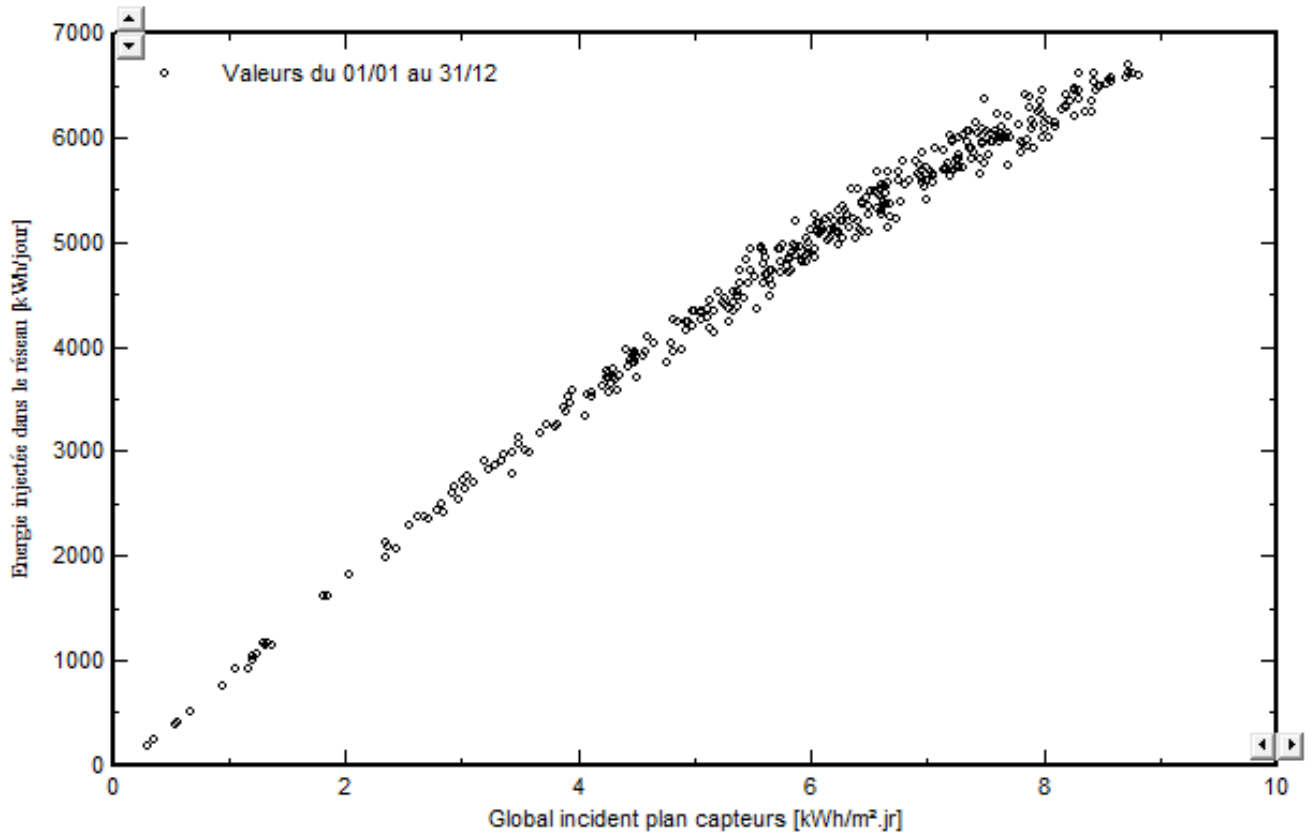


Figure 4.26. Diagramme d'entrée/ sortie journalier du système PV au silicium poly-cristallin sur plan ajusté.

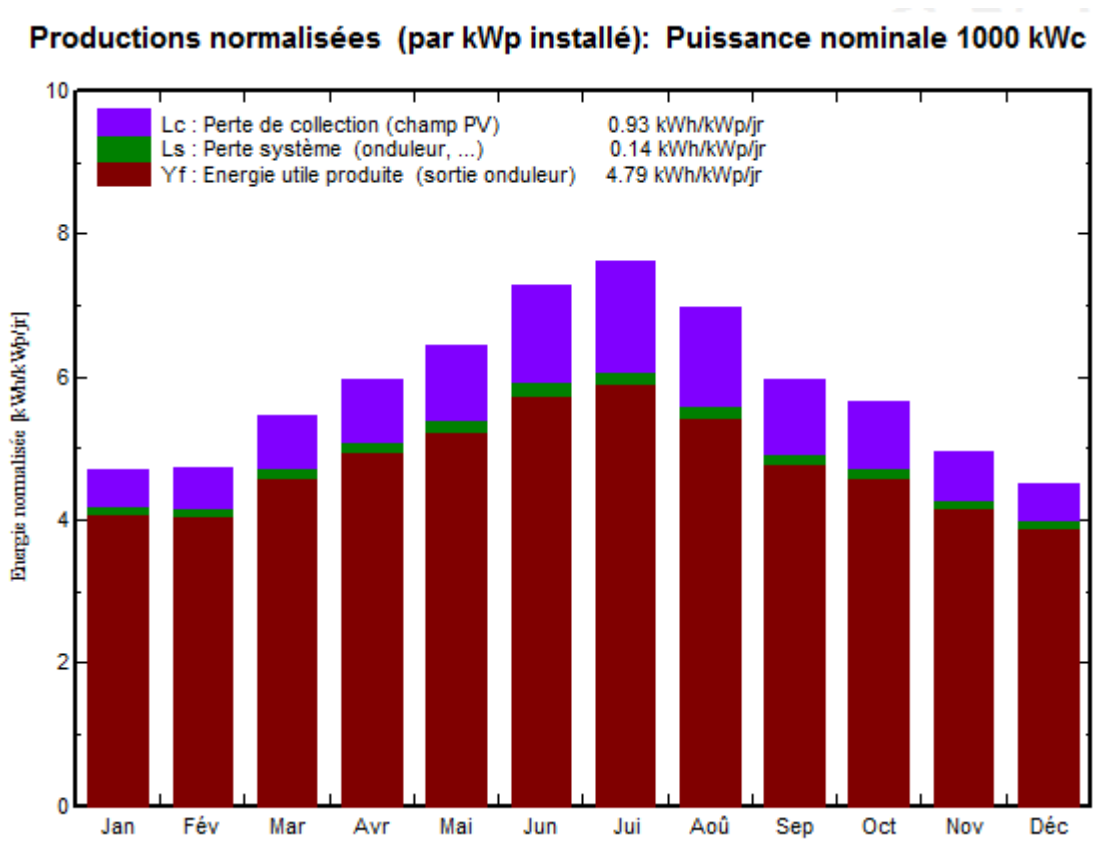


Figure 4.27. Energie utile produite par le système PV au silicium poly sur un plan ajusté.

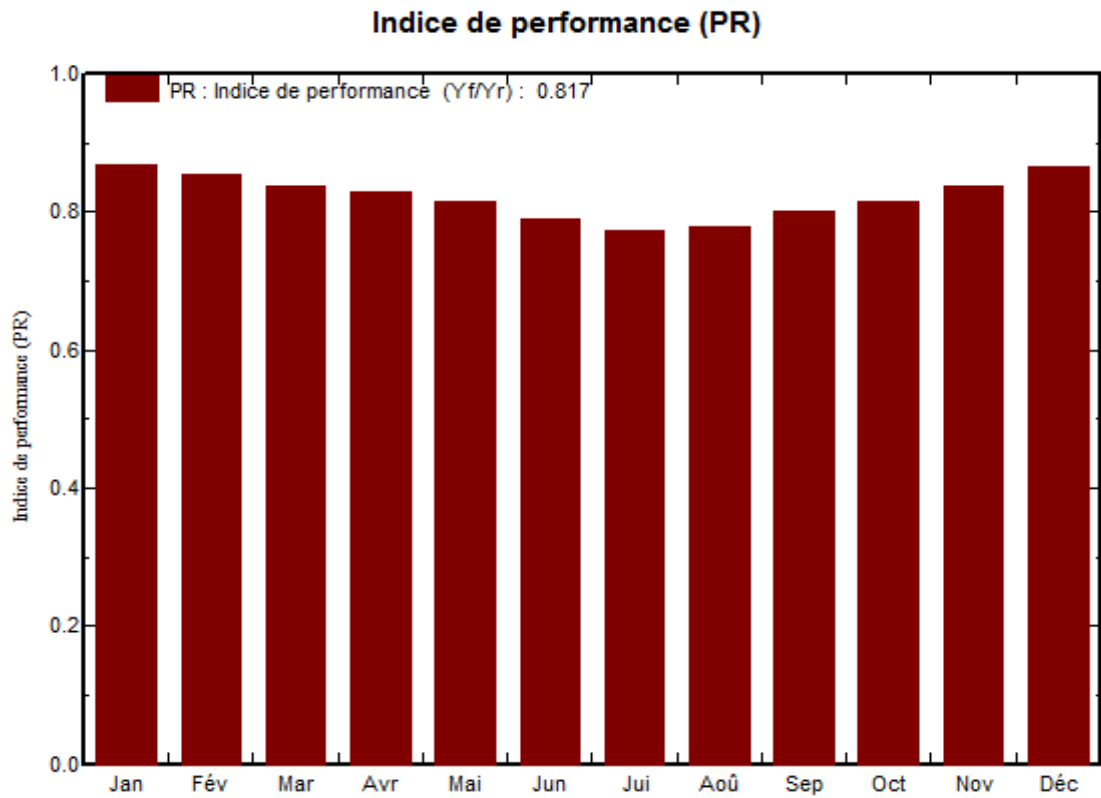
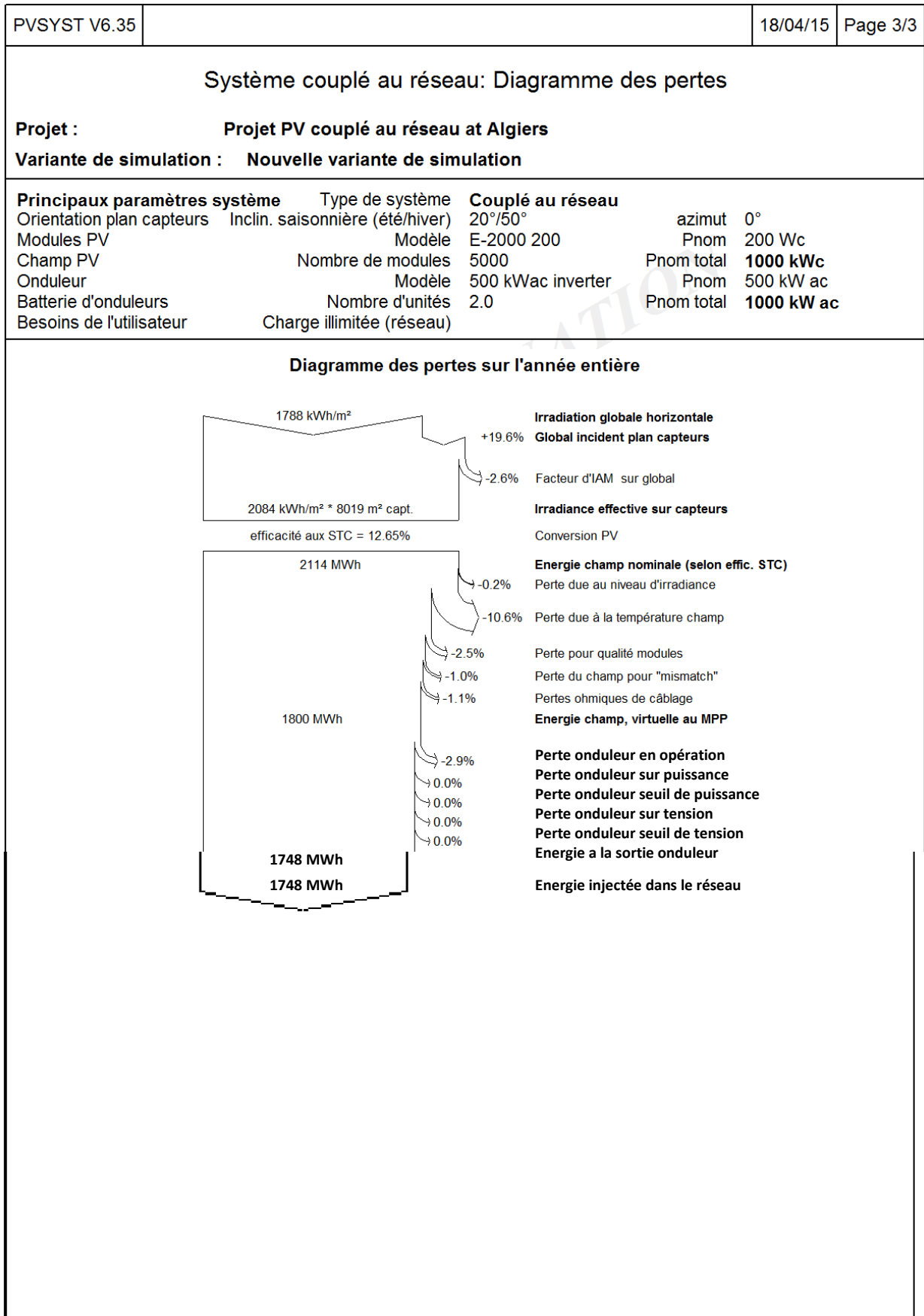


Figure 4.28. Indice de performance correspondant.



Pvsyst Evaluation mode

Tableau 4.14. Diagramme des pertes dans le système PV.

7. Conclusion

Vue les résultats de simulation (Tableau 4.14.), nous pouvons conclure que le système à base du silicium monocristallin permet une production maximale d'énergie comparativement aux systèmes à base du silicium poly-cristallin.

Par ces résultats, nous prouvons que l'énergie maximale peut être extraite par un ajustement saisonnier des angles d'inclinaison des modules PV. L'apport énergétique qui résulte de cet ajustement dépasse les 65 MWh/an et ce pour les deux filières : silicium monocristallin (gain de 69 MWh/an) et silicium poly-cristallin (gain de 68 MWh/an), ce qui confirme la validité de notre modèle de simulation.

<i>Type du champ</i> \ <i>Technologie</i>	<i>Mono</i>	<i>Poly</i>
<i>Plan inclinaison fixe</i>	<i>1703 MWh/an</i>	<i>1680 MWh/an</i>
<i>Ajustement saisonnier d'inclinaison</i>	<i>1772 MWh/an</i>	<i>1748 MWh/an</i>

Tableau 4.15. Tableau récapitulatif des résultats obtenus pendant la simulation.

Les pertes dues à la qualité de l'onduleur ont une influence importante sur l'énergie produite par le système 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 générale

Conclusion générale et perspective

Dans ce mémoire, nous avons présenté une contribution à l'optimisation des systèmes photovoltaïques (PV) raccordés au réseau électrique. Le développement photovoltaïque futur passe nécessairement par une maximisation de la production électrique avec des systèmes de conversion plus optimisés. Dans ce contexte, nos travaux sont orientés sur une optimisation de l'énergie électrique produite par le système PV en confrontant différentes technologies de modules PV et en optimisant différents paramètres cruciaux à savoir l'orientation et l'inclinaison des modules. Nous avons étudié les performances du système PV pour le site d'Alger à travers un dimensionnement en utilisant le logiciel PVSYST, en employant les données météorologiques du site.

Les résultats de simulation ont montré que la technologie du silicium monocristallin permet d'obtenir une production maximale d'énergie électrique comparativement à celle obtenue en utilisant la technologie du silicium poly-cristallin. Cela peut être expliqué par la différence des rendements de conversion qui sont plus élevés pour la filière du silicium monocristallin.

L'optimisation de l'orientation des modules et l'ajustement saisonnier des angles d'inclinaison ont montré un gain énergétique de plus de 65 MWh/an par rapport à une inclinaison fixe.

Les travaux de contribution de ce mémoire ont donné les apports suivants :

- L'étude des performances d'une microcentrale PV (de 1MW) typique pour le site d'Alger en employant les données météorologiques locales du site.
- Evaluation de la production électrique des systèmes PV par une comparaison entre les technologies les plus commercialisées sur le marché.
- Discussion de l'effet de quelques paramètres comme l'orientation et l'inclinaison des modules PV sur les performances du système PV en réseau électrique et évaluation de l'apport énergétique résultant.

Comme perspective, il serait intéressant d'établir une méthodologie d'optimisation de la production électrique des systèmes PV en tenant compte de l'impact de la température qui est un paramètre crucial en constant changement.

Références

Références

- [1] HELALI Kamelia, « Modélisation d'une cellule photovoltaïque: Etude comparative », Thèse de magister en électrotechnique, Tizi-Ouzou 2012.
- [2] MEZIANI Fariza, « Détermination du gisement solaire par traitement d'images MSG », Thèse de magister en électronique, Tizi-Ouzou 2011.
- [3] Sylvain Brigand, « Installations solaires photovoltaïques », Ed Le Moniteur, Paris 2011.
- [4] ABBASSEN Lyes, « Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque », Thèse de magister en électrotechnique, Tizi-Ouzou 2011.
- [5] Trahi Fatiha, « prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de Tizi-Ouzou par le réseau de neurones artificiels. Application pour le dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation du laboratoire de recherche LAMPA. », Thèse de magister en électronique, Tizi-Ouzou 2011.
- [6] BENSEBA GHALIA, « Étude des différents paramètres influençant le rendement et la stabilité d'une cellule solaire organique » mémoire de magister Tizi-Ouzou 2013.
- [7] F. Chekired, « Etude et implémentation d'une commande MPPT neuro-floue sur FPGA », Mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2008.
- [8] <http://www.enerdas.com/cms/solar.htm>.
- [9] B. Flèche, D. Delagnes, « Production d'énergie électrique: énergie solaire photovoltaïque », STI ELT, juin 07.
- [10] F.S. Tymvios, C.P. Jacovides, S.C. Michaelides, C. Scouteli, « Comparative study of Angströms and artificial neural networks methodologies in estimating global solar radiation », Solar Energy 78 ,752–762, 2005.
- [11] Yingni Jiang, « Computation of monthly mean daily global solar radiation in China using artificial neural networks and comparison with other empirical models », Energy 34, 1276–1283, 2009.
- [12] P. Bessemoulin, J. Oliviéri, « Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette », La Météorologie 8^e série, n° 3, Septembre 2000.

- [13] N. Varado, « Contribution au développement d'une modélisation hydrologique distribuée. Application au bassin versant de la Donga, au Benin », thèse de Doctorat en Mécanique des Milieux Géophysiques et Environnement, à l'INPG, soutenue le 28 septembre 2004.
- [14] S. M. Ait cheikh, « Etude, Investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques », thèse de Doctorat d'Etat en électronique, Ecole Nationale Polytechnique, soutenue en Décembre 2007.
- [15] Document, RETScreen International Centre d'aide à la décision sur les énergies propres, « Analyse de projets d'installation photovoltaïque », Ministère de Ressources Naturelles, Canada 2001-2004.
- [16] J.R. Vaillant, « Des recours immédiats à l'énergie solaire contre la pénurie d'énergie et la hausse des prix », Ed. Eyrolles, France, 1980.
- [17] J.M. Chasseriau, « Conversion Thermique du Rayonnement Solaire », Ed. Dunod, France, 1984.
- [18] R. Bernard, G. Menguy et M. Schwartz, « Le Rayonnement Solaire, Conversion Thermique et applications », Technique & Documentation, Ed. Lavoisier, France, 1983.
- [19] P.L. Zervas, H. Sarimveis, J.A. Palyvos, N.C.G. Markatos, « Prediction of daily global solar irradiance on horizontal surfaces based on neural-network techniques », *Renewable Energy* 33, 1796–1803, 2008.
- [20] M. Oukachmih, thèse de doctorat « Les cellules photovoltaïques à base de matériaux organiques discotiques » Université Paul Sabatier (2003).
- [21] G. A. GOW and C. D. MANING, "Development of photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies", *IEE Proc.-Electr. Power Appl.*, Vol.146, No.2, 1999.
- [22] M. Adouane, « Etude et conception d'une stratégie de commande d'un onduleur connecté au réseau électrique », Mémoire de magistère, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2008.
- [23] TOUMI SIHEM, « ETUDES DES COMPOSANTS ELECTRONIQUES (CELLULES SOLAIRES, DIODES SCHOTTKY) EN UTILISANT LES ALGORITHMES GENETIQUES ET LE LANGAGE VHDL AMS » thèse de doctorat en science, UNIVERSITE FERHAT ABBAS-SETIF, 2012.
- [24] Thèse Pour l'obtention du grade de Docteur de l'Université de Metz « Optimisation du transfert d'énergie dans les systèmes photovoltaïques » 2011.

- [25] BENSACI Wafa « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT » Master en Génie électrique, 2011-2012
- [26] J. Zhao; A. Wang; Campbell, P.; Green, M.A., "A 19.8% efficient honeycomb multicrystalline silicon solar cell with improved light trapping", *Electron Devices, IEEE Transactions*, Vol. 46, No.10, pp. 1978–1983, Oct.1999.
- [27] M. J. T. Nkouimi, « Outil d'aide au dimensionnement des systèmes photovoltaïques domestiques », Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur de conception, Ecole Nationale Supérieure Polytechnique de Yaoundé, © Mémoire Online 2000-2010.
- [28] A. Labouret, M. Viloz, « Energie solaire photovoltaïque », 3^e édition, Edition Dunod.
- [29] HATEM Djedjiga, « Étude de structures électroniques à base de matériaux organiques pour cellules solaires à conversion photovoltaïque » thèse de doctorat, 2013.
- [30] Energie solaire photovoltaïque.doc / B. Flèche - D. Delagnes / juin 07.
- [31] M. PETIBON Stéphane « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques » thèse de doctorat, université de Toulouse, 2009.
- [32] Systèmes solaires, hors-série spécial « Recherche solaire » juillet 2006.
- [33] Centrales photovoltaïques-Guide pour le dimensionnement et la réalisation des projets à l'usage des bureaux d'ingénieurs, Progra996mme d'action PACER, Energie renouvelable , Ed. Office fédéral des questions conjoncturelles, Suisse, 1996.
- [34] Violaine Didier, les onduleurs pour systèmes photovoltaïques- Fonctionnement, état de l'art et étude des performances, rapport pour l'association Hespul, aout 2007.
- [35] Alain Ricaud, Cythelia expertise et conseil, Modules et systèmes photovoltaïques, 2008.
- [36] Gérard Moine, Spécifications techniques relatives à la protection des personnes et des biens dans les installations photovoltaïques raccordées au réseau_ Guide pratique à l'usage des bureaux d'études et installateurs, syndicat des énergies renouvelables-SOLER-Ademe-Transénergie, décembre 2008.
- [37] Systèmes solaires, l'observateur des énergies renouvelables, Ed.Observ'ER, revue d'actualité des énergies renouvelables consultable sur le site: www.energies-renouvelables.org.

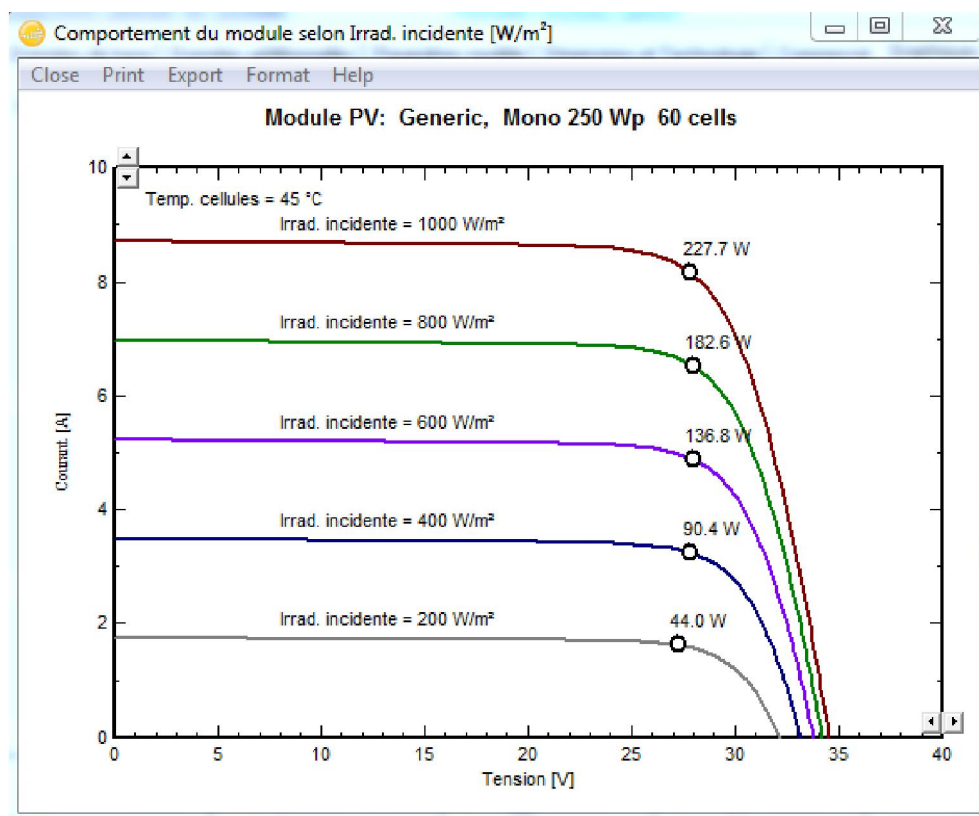
- [38] B. Bigot, E. Klein, J. -G. D. de Lavergne, H. Safa, F Carré, A. Leudet, A. Porracchia, B. Boullis, D. Dall'ava, F. Tournebize, B. Comte, D. Lelievre, " Les énergies bas carbone ", Revue scientifique et technique Clefs CEA, No. 61, printemps 2013.
- [39] Pierre Teisseire, " étudier un projet d'installation photovoltaïque : dimensionner un parc de batteries ", guide Technique, Centre de formation de Marigot, Novembre 2003, Haïti.
- [40] J. -M. Cottier, J. Graf, A. Mermoud, M. Villo " Centrales photovoltaïques", Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets, Programme d'action PACER – Energies renouvelables Office fédéral des questions conjoncturelles, 1996.
- [41] Alain Ricaud, " Modules et systèmes photovoltaïques", catalogue collectif de ressources d'enseignement et d'apprentissage rassemblées, Sept 2008.
- [42] Gilbert Champ, L'énergie solaire photovoltaïque: formation : de l'effet photovoltaïque à l'installation complète d'un système SAV et entretien, Énergies nouvelles entreprises, 2003.
- [43] Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°3 (2008) 407 - 422.
- [44] Global market outlook for photovoltaics 2013-2017. May 2013. European Photovoltaic Industry Association (EPIA, available in www.epia.org/news/publications/).
- [45] K.H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, M. Osakada, "Maximum photovoltaic power tracking: An algorithm for rapidly changing atmospheric conditions generation", IEE Proceedings Transmission and Distribution. Vol. 142, N°. 1, pp. 59 – 64. Jan. 1995.
- [46] V. Quaschnig; "Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells", Solar energy, Vol. 56, N°. 6, pp. 513-520, 1996.
- [47] Sanyo, "SANYO Develops HIT Solar Cells with World's Highest Energy Conversion Efficiency of 23.0%", Photovoltaic Energy Conversion, 2009.
- [48] A. Mellit, S.A Kalogirou, L. Hontoria and S. Shaari, "Artificial intelligence technique for sizing of photovoltaic systems: a review", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 13, No. 2, pp. 406–419, 2009.
- [49] Mémoire de Master "Etude d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation en électricité d'un centre enfûter de GPL (NAFTAL)" Option : électronique industrielle, 2012.
- [50] Mémoire de Magister "Etude conceptuelle d'un système de conditionnement de puissance pour une centrale hybride PV/Eolien" Option Entraînements électriques, 2012.

Annexes

Annexes A

Caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ du module à base de silicium monocristallin

a)



b)

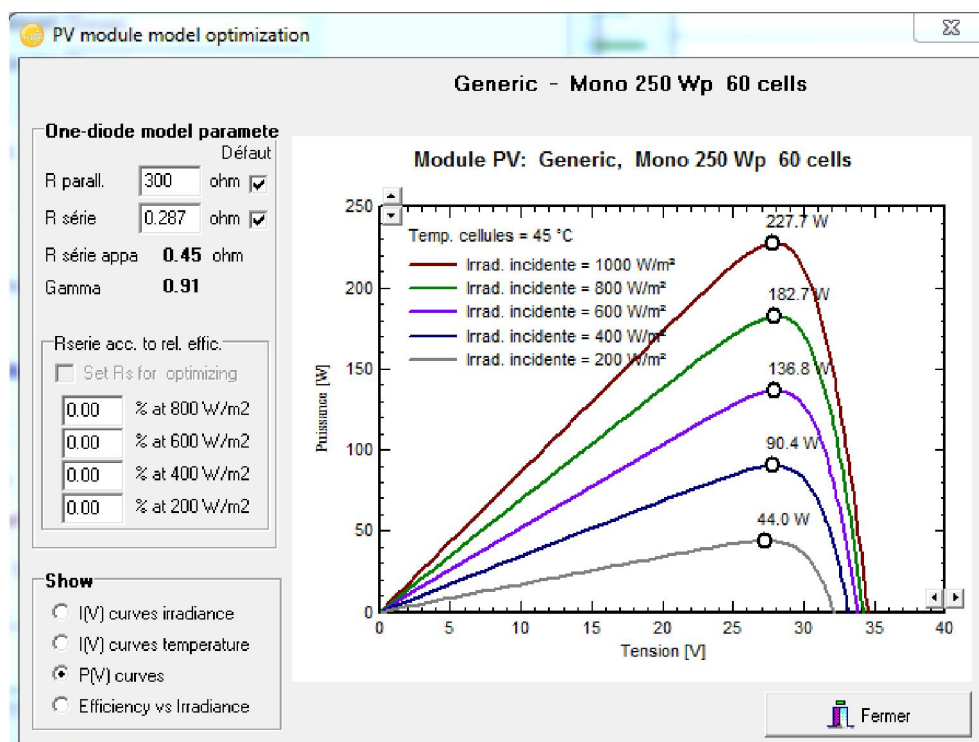


Figure A.1. Influence de l'éclairement sur les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$.

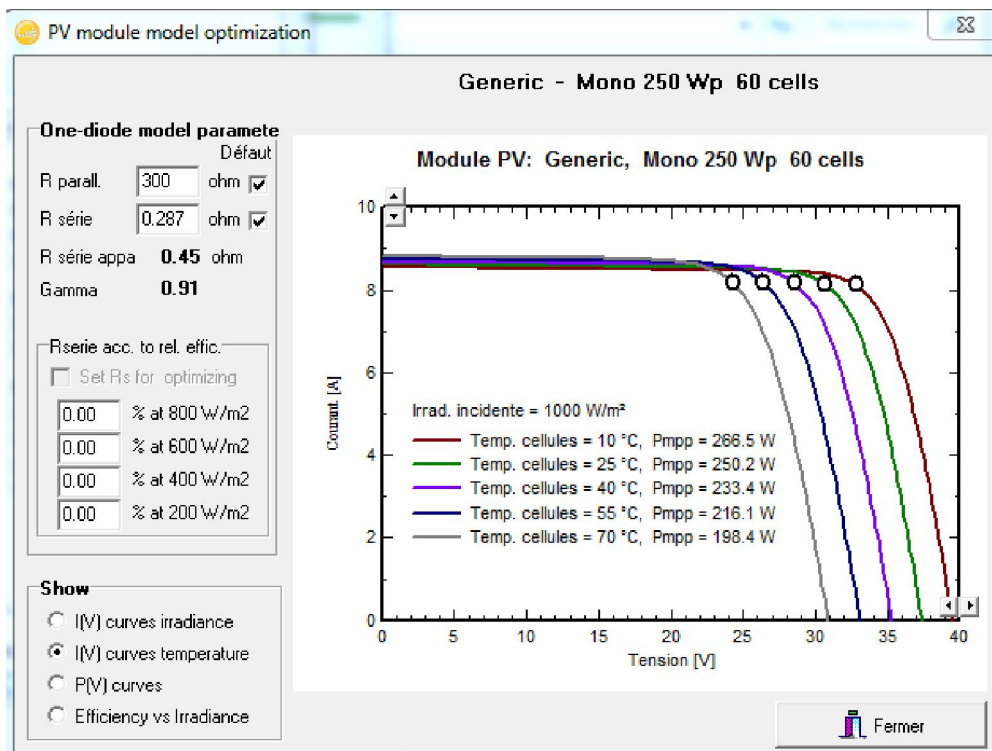


Figure A. 2. Influence de la température sur la caractéristique I (V)

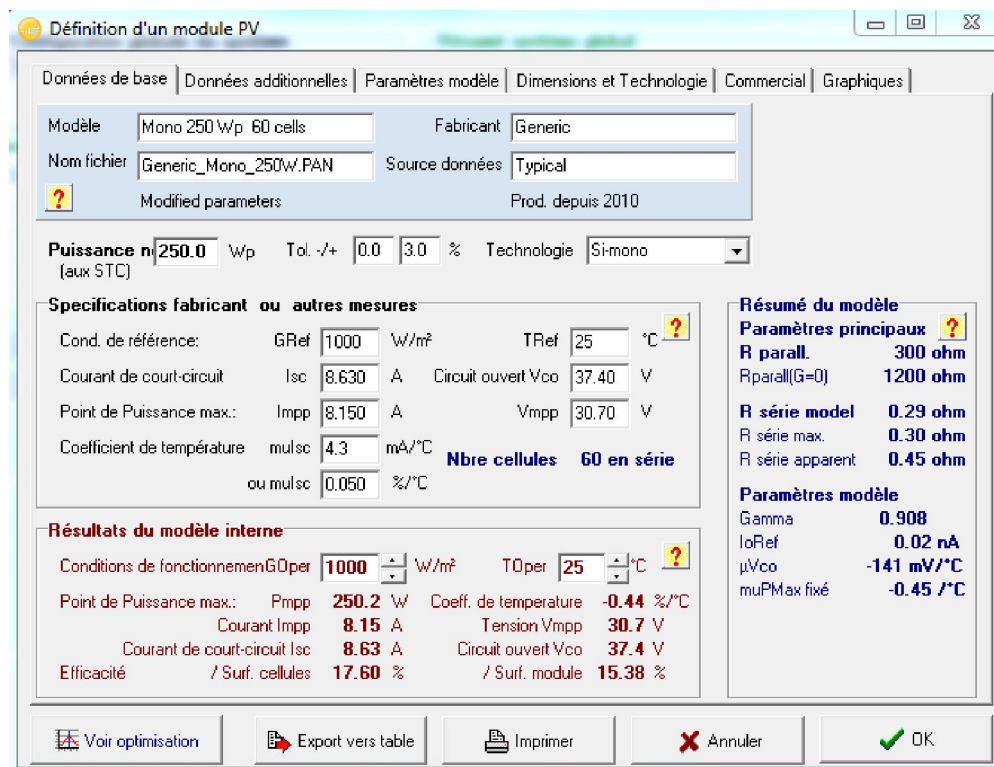


Figure A.3. Caractéristiques techniques du module PV utilisé.

Annexes B

Définition d'un onduleur pour le réseau

Paramètres principaux | Courbe d'efficacité | Paramètres additionnels | Output parameters | Dimensions | Commercial

Modèle: 500 kWac inverter Fabricant: Generic
 Nom fichier: Generic_500kW.OND Source des données: Generic device
 ? Original PVsyst database Prod. depuis 2012

Entrée (CC, Champ PV)

Tension MPP minimale: 320 V
 Tension min. pour PNom: N/A V
 Tension MPP nominale: 380 V
 Tension MPP maximale: 700 V
 Tension PV max. absolue: 1000 V
 Puissance seuil: 5000.0 W

Spécification contractuelle, sans réelle signification physique ? Obligatoire

Puissance PV nominale: 520 kW
 Puissance PV maximale: 540 kW
 Courant PV maximum: N/A A

Sortie (Réseau AC)

Type: Monophasé Triphasé Biphasé
 Fréquence: 50 Hz 60 Hz

Tension du réseau: 400 V
 Puissance AC nominale: 500 kW
 Puissance AC maximale: 500 kW
 Courant AC nominal: 723 A
 Courant AC maximum: 800 A

Efficacité

Efficacité maximale: 97.5 %
 Efficacité EURO: 96.8 % ?
 Efficacité définie pour 3 tensions

Export vers table Imprimer Annuler OK

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

Annexes C

Caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ du module à base de silicium poly-cristallin

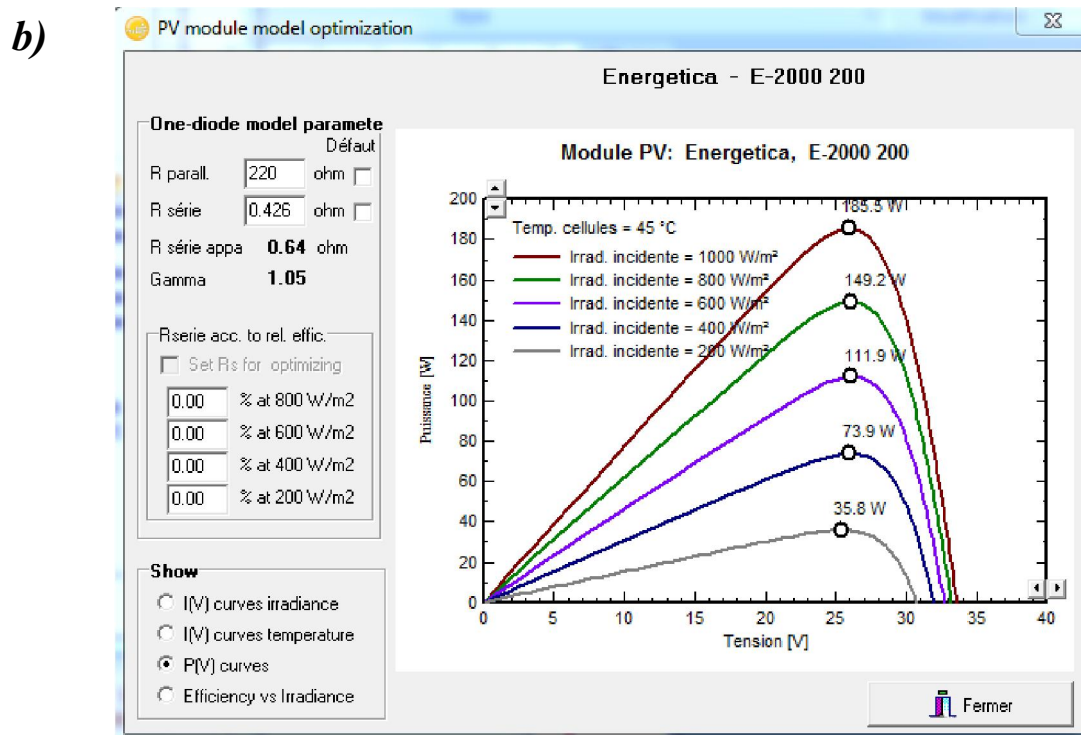
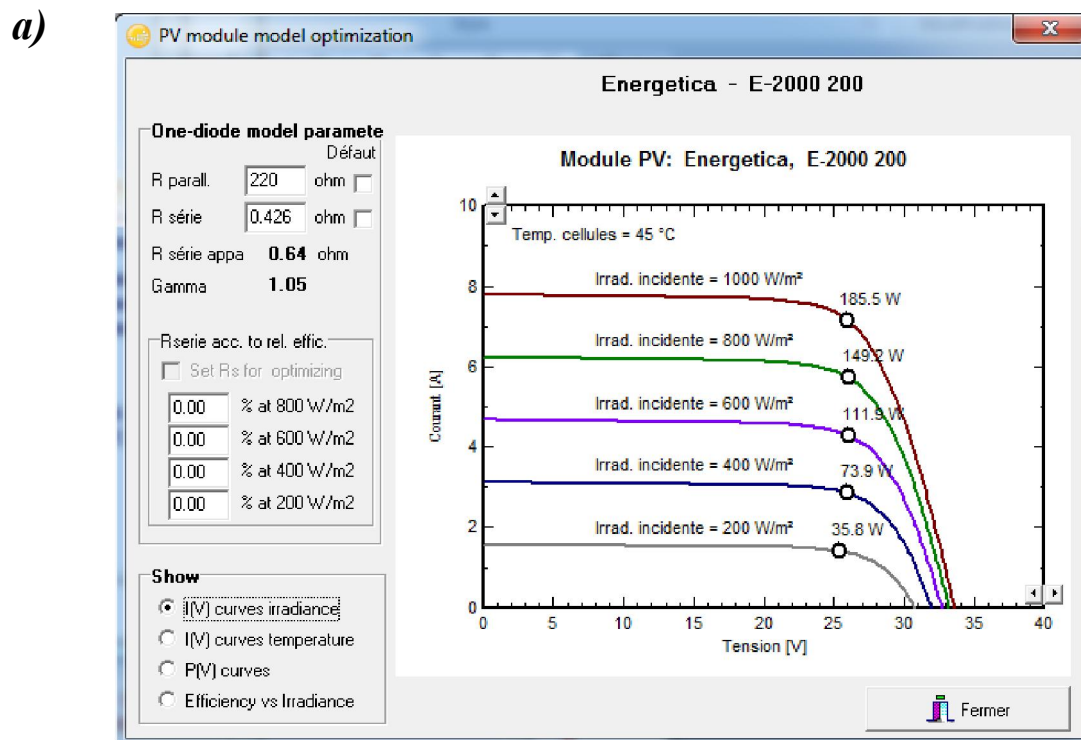


Figure C.1. Influence de l'éclairement sur les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$.

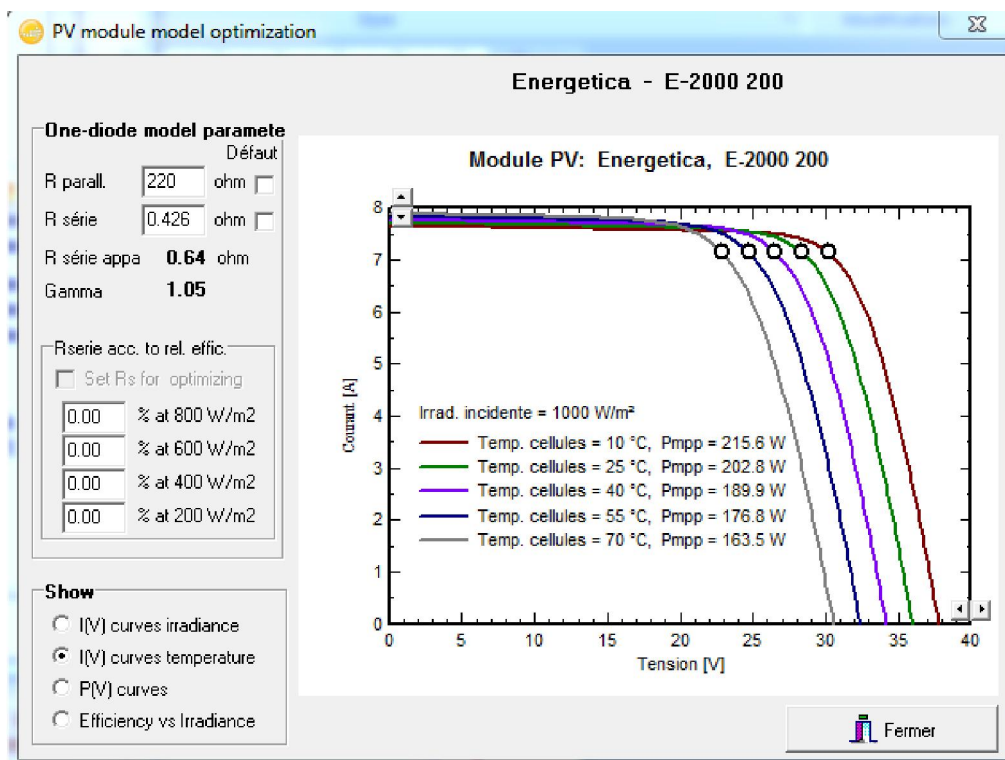


Figure C. 2. Influence de la température sur la caractéristique I (V)

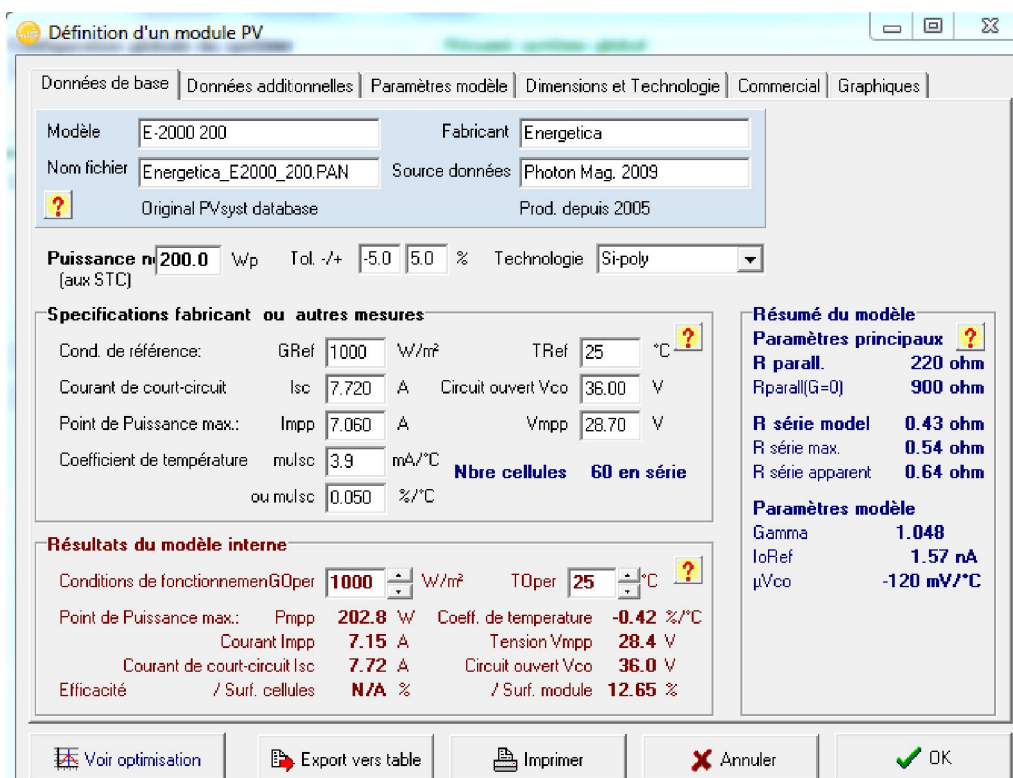


Figure C.3. Caractéristiques techniques du module PV utilisé.

Annexes D

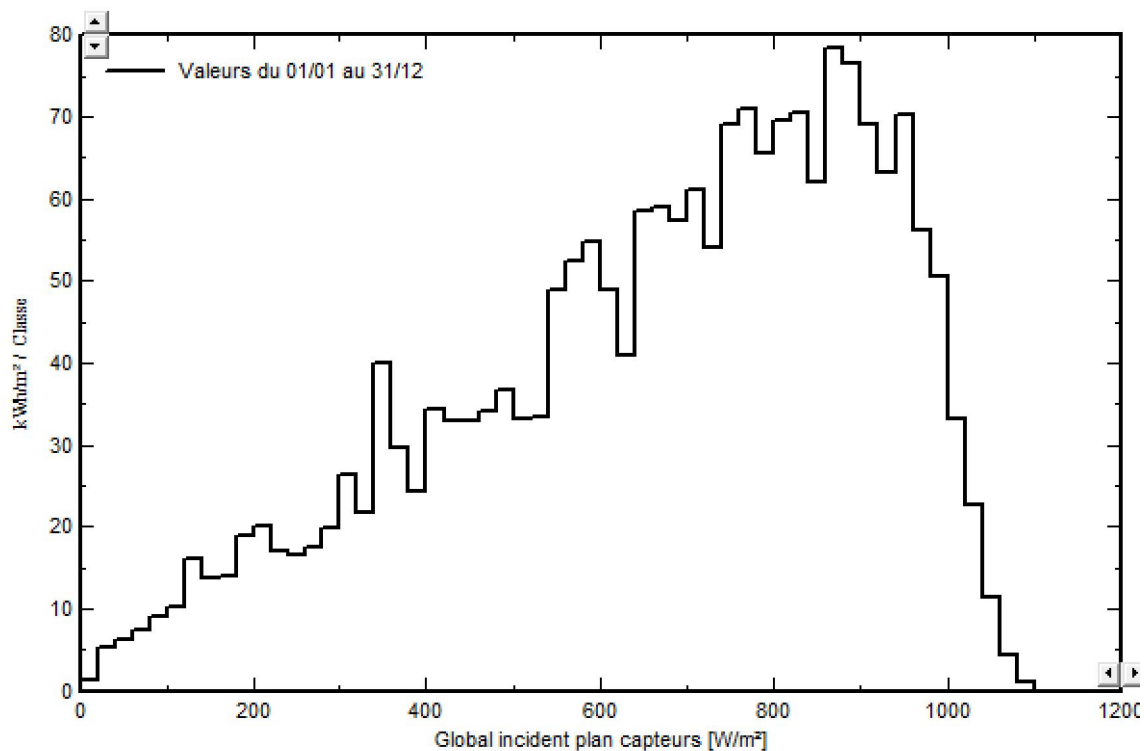


Figure D.1. Distribution de l'irradiance incidente.

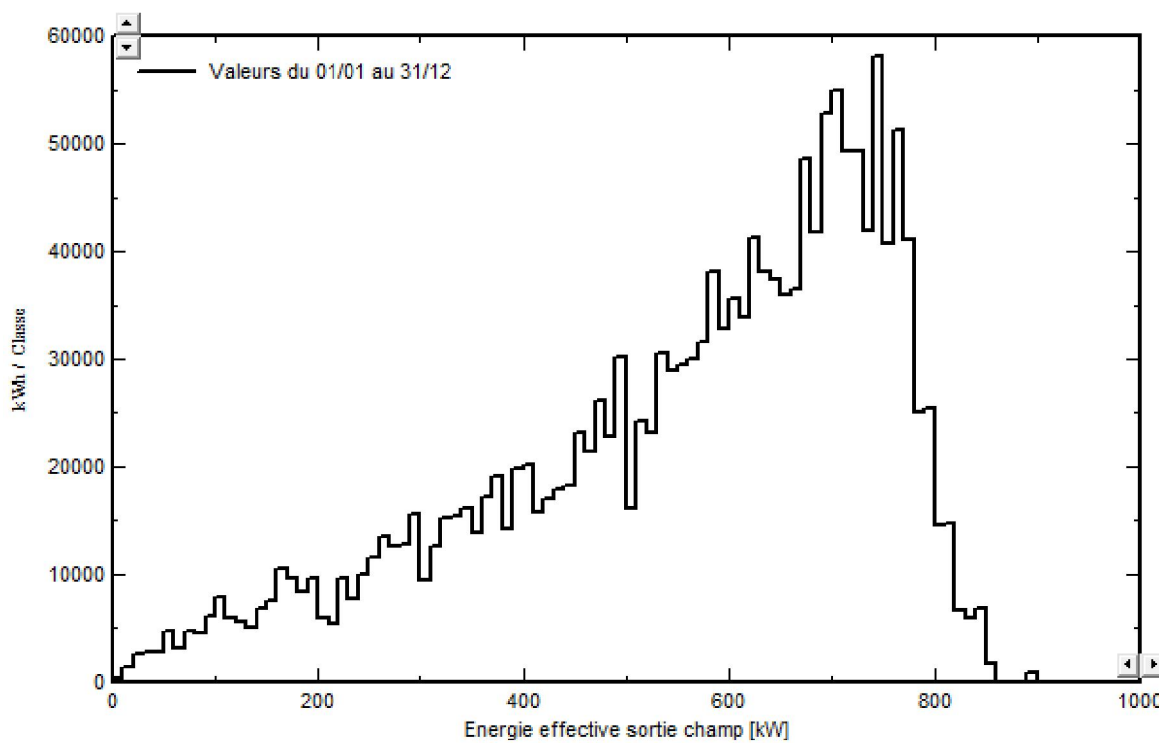


Figure D.2. Distribution de la puissance du champ (mono/fixe).

Annexes E

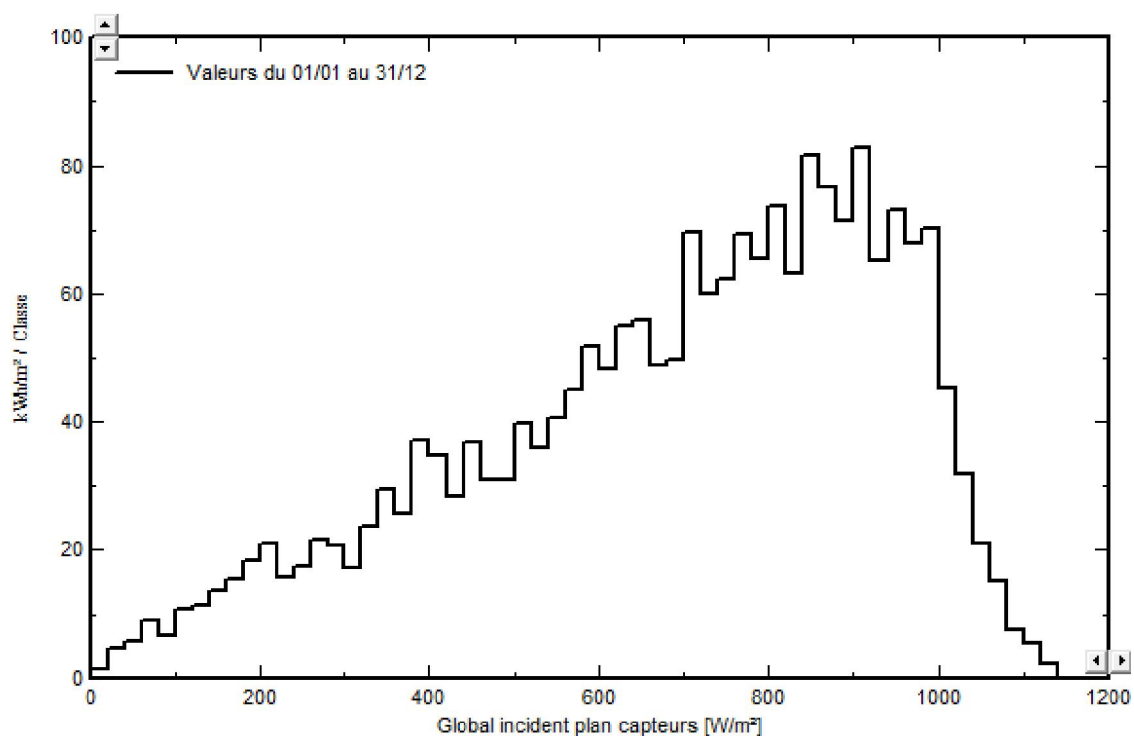


Figure E.1. Distribution de l'irradiance incidente.

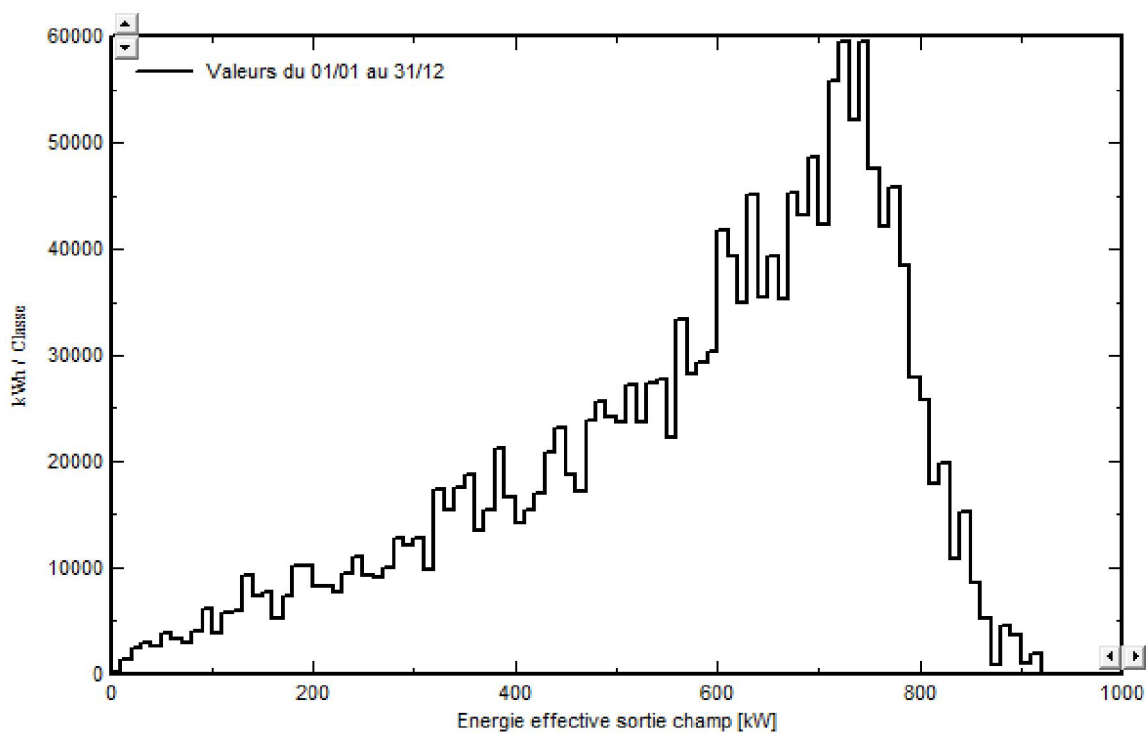


Figure E.2. Distribution de la puissance du champ (mono/ajust).

Annexes F

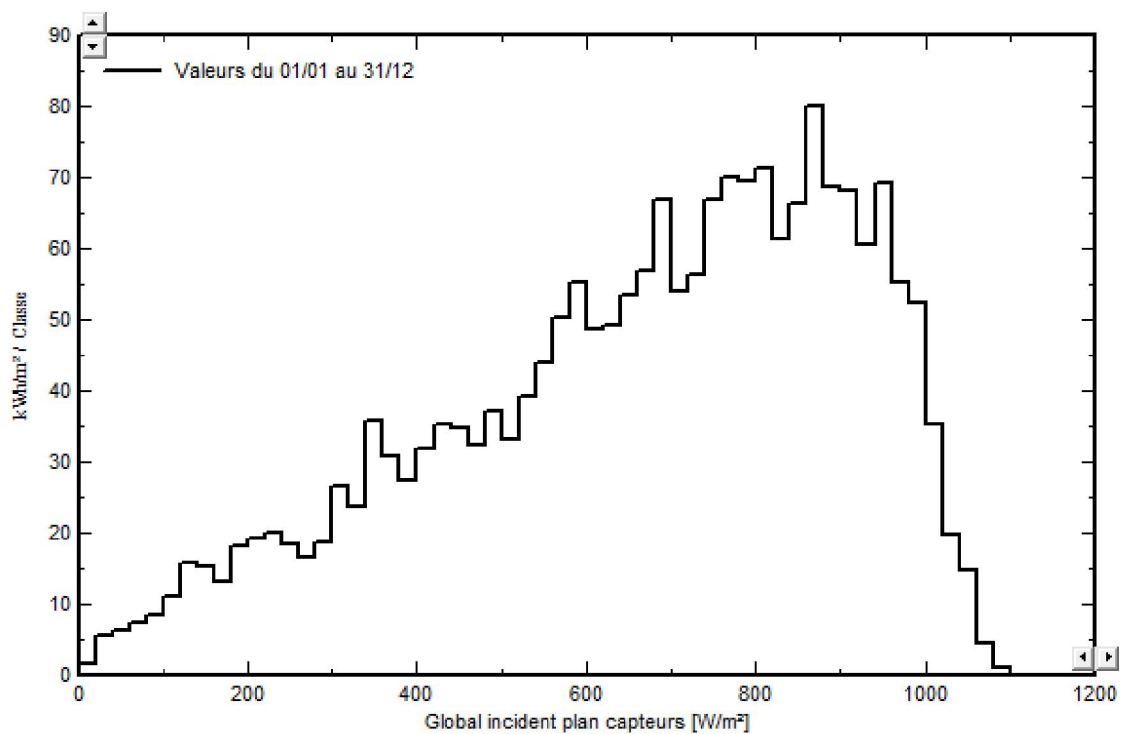


Figure F.1. Distribution de l'irradiance incidente.

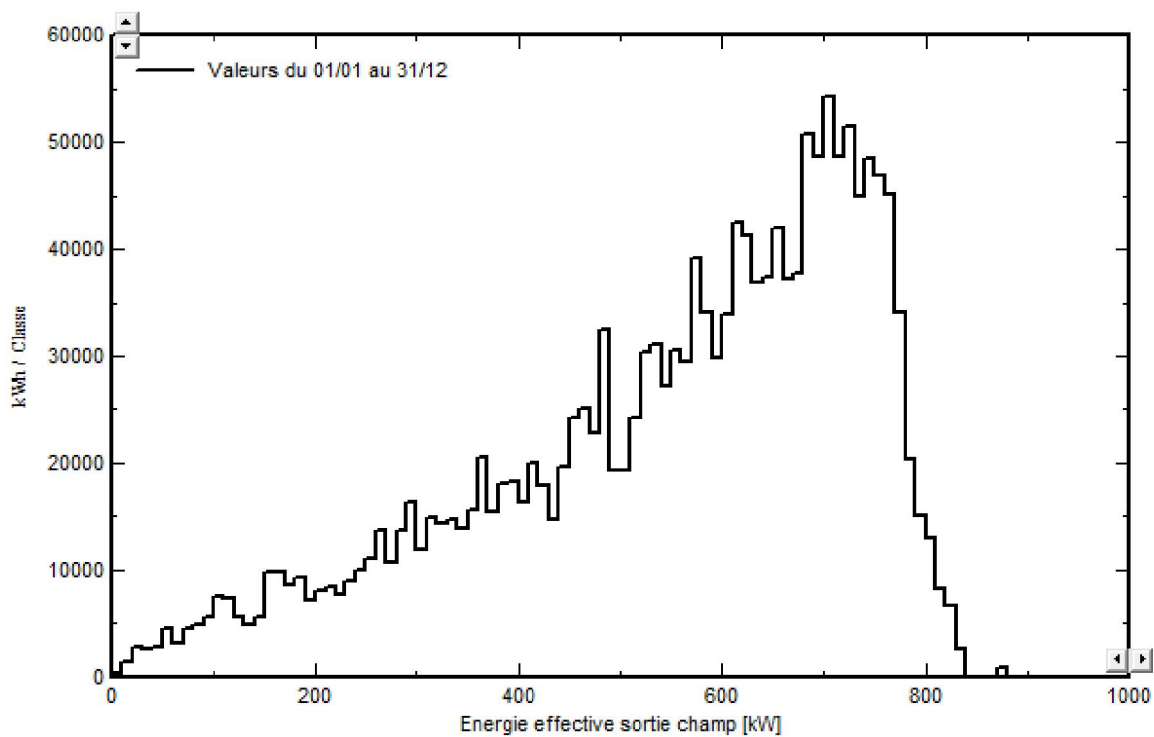


Figure F.2. Distribution de la puissance du champ (poly/fixt).

Annexes G

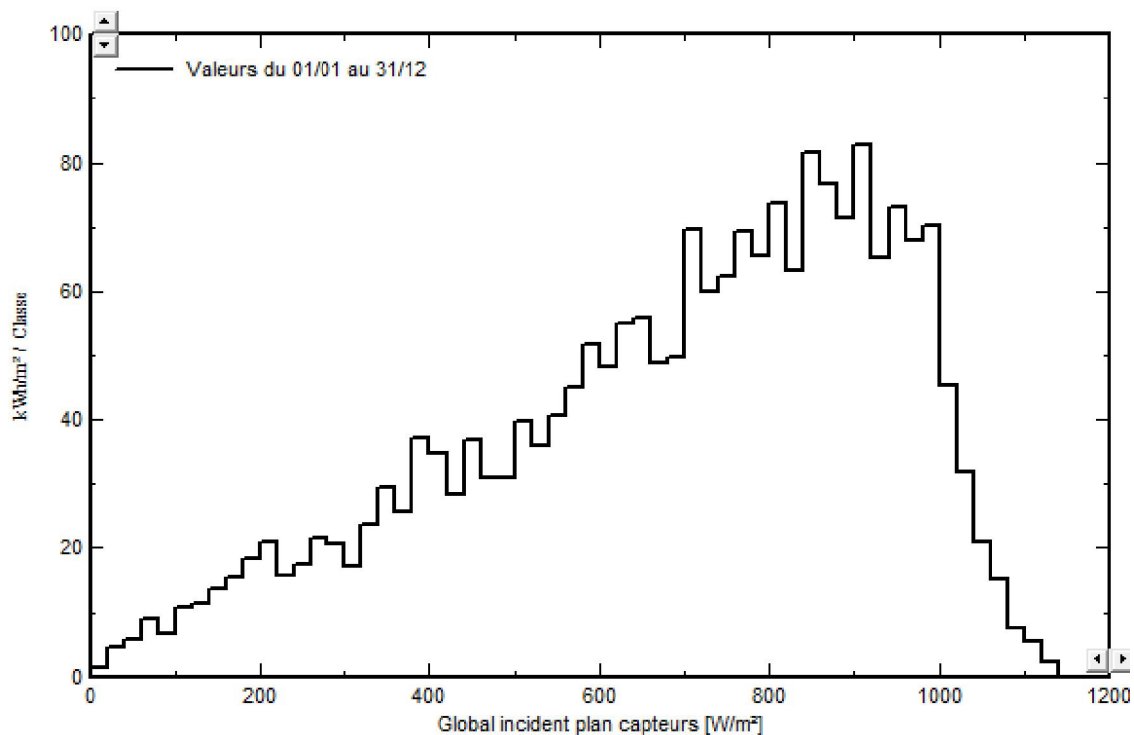


Figure G.1. Distribution de l'irradiance incidente.

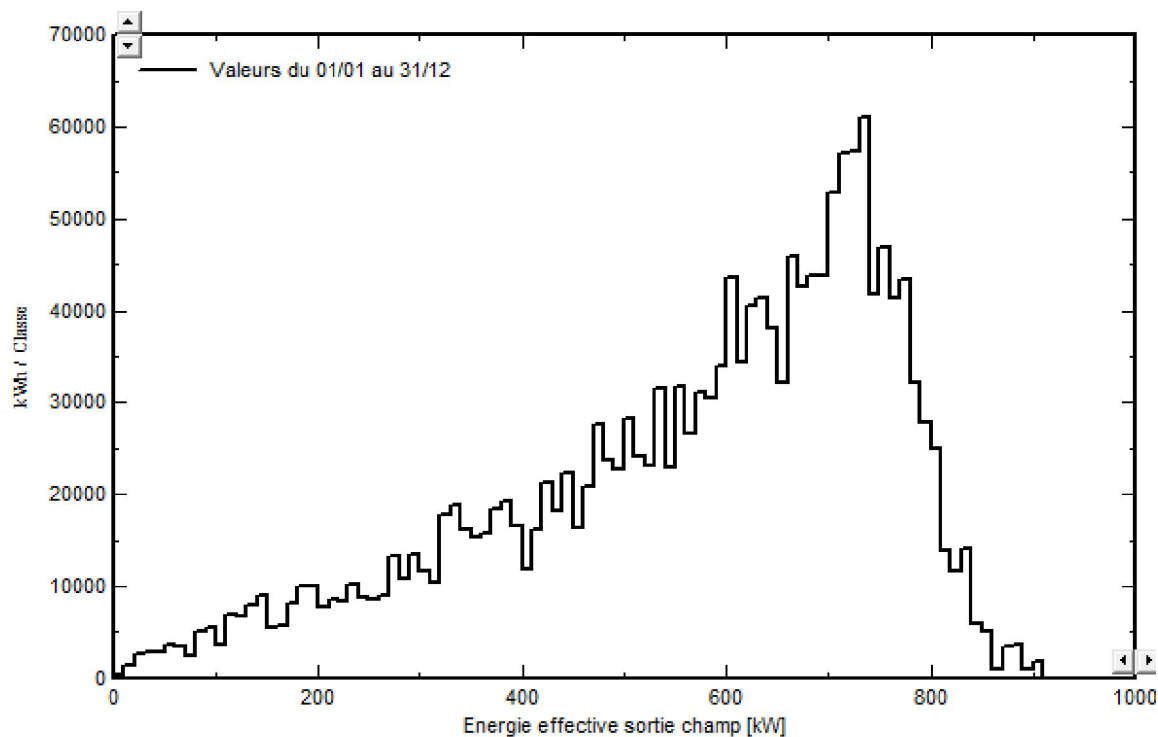


Figure G.2. Distribution de la puissance du champ (poly/ajust).