



République Algérienne démocratique et populaire
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
Université Abou bakr Belkaid de Tlemcen
Faculté de Technologie

Département Génie Electrique et Electronique
Mémoire pour l'obtention du diplôme Master II en Electronique
Option : « **Instrumentation** »

Thème
ETUDE ET DIMENSIONNEMENT D'UNE INSTALLATION
PV RACCORDEE AU RESEAU BT :

« APPLICATION Au Campus Universitaire pôle de Chetouane Tlemcen »

Présenté par : Mme :ABDERRAHIM Mahdjouba Mr : GHAFfour Fethi

Président Mr : BENAHMED Nasreddine Professeur Université de Tlemcen

Examineur Mr : MELIANI Sidi-Mohamed MCA Université de Tlemcen

Encadreur Mr : GHAFfour Kheireddine Professeur Université de Tlemcen

Année Universitaire : 2017/2018

- **ff** Facteur de forme
- **η** Rendement électrique
- **I_{cc}** Courant de court de circuit [A]
- **I_{pv}** Courant délivré par le panneau [A]
- **I_d** Courant de la Diode [A]
- **I_{ph}** Photo-Courant [A]
- **I_{pv}** Courant délivrée par la cellule (PV) [A]
- **I_{si}** Courant de Saturation inverse de la diode [A]
- **I_s** Courant de Saturation [A]
- **I_p** Courant Shunt [A]
- **k_i** Constante de Boltzmann [$1,381 \cdot 10^{-23}$ J/K]
- **K_i** Coefficient de la température d'I_{ph}
- **P_{ppm}** Puissance au Point de puissance maximale [W]
- **q** Charge électrique élémentaire
- **R** Résistance [O]
- **R_p** Résistance Parallèle [O]
- **R_s** Résistance Série [O]
- **T** Température absolue de la cellule [K]
- **V_d** Tension aux bornes de la diode [V]
- **V_{co}** Tension de circuit ouvert [V]
- **V_{pv}** Tension aux bornes de la cellule [V]
- **V_{pm}** Tension de puissance maximale [V]
- **Cm²** Unité de mesure
- **μ m** Micro mètre
- **S** Surface de la cellule
- **E** irradiation incidente (AM1.5) 1000Wh/m²
- **B** Bore
- **Ph** Phosphore
- **P-N** Jonction PN de la cellule
- **q** Charge élémentaires d'un électron
- **PV** Photovoltaïque

- **a-Si** Silicium amorphe
- **SiO₂** oxyde de silicium
- **SOG-Si** silicium solaire
- **Sc-Si** silicium monocristallin
- **CdTe** Tellure de Cadmium
- **CIGS** Cuivre Indium Gallium Sélénium
- **CIGS** Crystalline Silicon (silicium cristallin massif, par opposition à silicium amorphe).
- **EVA** Ethylène-Vinyl Acétate
- **KWc** kilowatt-crête, unité pour caractériser la puissance délivrée par un module PV sous un ensoleillement standard de 1 kW/m!, (kilowatt-peak ou kWp en anglais).
- **mc-Si** silicium multi cristallin
- **CZ** le procédé Czochralski
- **HF d'acide fluorhydrique**
- **CH₃COOH acide acétique**
- **HNO₃ acide nitrique**
- **POCl₃ Phosphoryle**
- **NaOH Alcalin de soude**
- **KOH Potasse**
- **IPA Alcool isopropylique additifs organiques**
- **CF₄ Gaz tétrafluorométhane**
- **O₂ Oxygène**
- **SiH₄ Silane**
- **NH₃ Ammoniac**
- **CIS cuivre-indium-sélénium**
- **di cuivre-indium-Galium**

• •

•

- **AM1.5 Condition** de test rayon incident de 1000w/m² avec 45 degrés d'inclinaison, traversant 1.5 la largeur de l'atmosphère terrestre
- **BC** bande de conduction
- **BV** bande de valence
- **K** Coefficient correcteur de l'algorithme MPPT auto adaptatif
- **Ev** Electron Volt unité de calcul de l'Energie
- **E** Energie
- **Pcrête** puissance crête
- **CC** courant Continu
- **CA** courant alternatif
- **PC1D** logiciel de simulation

Liste des figures :

Figure (I.1) : Le spectre solaire.

Figure (I.2) : Le rayonnement solaire et le nombre d'air masse.

Figure (I.3) : différents composants de rayonnement

Figure (I.4) : carte du niveau d'ensoleillement annuel

Figure (I.5) : Coordonnées horizontale

Figure (I.6) : Dopage de type P et N

Figure (I.7) : La zone de transition : jonction PN

Figure (I.8) : Structure électronique des dopants P et Al et celle du Si.

Figure(I.9) : Effet photovoltaïque dans une cellule photovoltaïque

Figure(I.10) : Le rendement des différents types de cellules photovoltaïques

Figure(I.11) : Schéma du circuit équivalent d'une cellule solaire.

Figure(I.12) : Caractéristique courant-tension et puissance-tension d'une cellule PV

Figure (I.13) : variation du rendement électrique en fonction de l'épaisseur de l'émetteur en silicium.

Figure (I.14) : Variation du rendement électrique en fonction du dopage de l'émetteur en silicium

Figure (I.15) : Variation du rendement quantique en fonction de la longueur d'onde pour le Si.

Figure (I.16) : Variation du rendement quantique en fonction de la longueur d'onde pour le Si.

Figure (I.17) : Variation du rendement quantique en fonction de la longueur d'onde pour le Si.

Figure (II. 1): Enchaînement des étapes de fabrication d'un module photovoltaïque au silicium cristallin

Figure (II. 2): Raffinage du silicium

Figure (II. 3): Matière première

Figure (II. 4): Four a arc

Figure (II. 4): Silicium métallurgique

Figure(II. 5): Procédé Siemens

Figure (II. 6): Procédé Elkem

Figure (II. 7): Mécanisme de ségrégation des impuretés lors de la cristallisation

Figure (II. 8) : Tirage des lingots de silicium monocristallin

Figure (II. 8) :: Mise en forme des lingots de silicium multicristallin

Figure(II. 8) : Plaques de silicium cristallin et scie à fil

Figure (II. 9): Etirage d'un ruban de silicium

Figure (II. 10): : Assemblage des modules photovoltaïques[7]Figure(II. 11): Structure d'une cellule au silicium cristallin (source : NREL)

Figure(II. 13) :Structure d'une cellule au silicium amorphe (source : D.Lincot)

Figure(II. 14) Cellule triple jonction a-Si:H (source : Unisolar)

Figure(II. 15): Structure d'une cellule CdTe (source : NREL))

Figure(II. 16): Structure d'une cellule CIGS (source : NREL)

Figure(II. 17): Structure d'une cellule PV organique (source : NREL)

Figure(II. 18): Structure d'une cellule à colorant ou à pigment photosensible ou cellule de Grätzel (source : Evonik Industries)

Figure(II. 18): Module DSSC d 30 x 30 cm² de rendement 6 % (source : Dyenamo)

Figure(II. 19): Principe d'une cellule en matière plastique (source : DGS)Figure (II. 20): Konarka (arrêt production) .

Figure(III.1) :Schéma électrique type d'un système photovoltaïque .[20]

Figure(III.2) :micro-onduleur.

Figure(III.3) : onduleur string .[19]

Figure(III.4) : onduleur central.

Figure(III.5) : onduleur.

Figure(III.6) : système photovoltaïque raccordé au réseau.

Figure(III.7) :onduleur mono-tracker

Figure(III.8) : onduleur multi-tracker

Figure(III.9) : caractéristique courant-tension.

Figure (III.10) : Courbe de rendement de l'onduleur

Figure III.11 : Courbe de rendement de l'onduleur (rendement européen)

Figure(III.12) : Intégration au bâti

Figure(III.13) : Intégration sur le bâti

Figure(III.14) : Intégration au sol

Figure (III. 15) : matériel de fixation .

.Figure(III.16) : orientation d'un panneau solaire.

Figure(III.17) : l'inclinaison des modules photovoltaïques

Figure(III.18) . Régulateur de charge

Figure(III.19) : Batterie

Figure(III.20) Compteur KWh

Figure(III.21) : Disjoncteur

Figure(III.22) : Sectionneur DC

Figure(III.23) : Coffret de découplage

Figure(III.24) : Protection courant continu

Figure(III.25) : Protection courant continu

Figure(III.26) : Connectique.

Figure(III.27) : Câble PV

Figure(III.28) : Câble U1000R2V

Figure(III.29) : Mise en terre

Figure(IV.1) : Campus Universitaire chetouane

Figure (IV.2) :»Bilan Energétique Bloc « B »

Figure(IV.3) : Diagramme des flux d'énergie Bloc « B »

Figure (IV.4) : Couverture de la consommation bloc « B »

Figure (IV.5) : Utilisation de l'énergie PV Bloc « B »

Figure (IV.6) : Casch Flow Cumulé Bloc « B »

Figure (IV.7) : Bilan Energétique Station 1

Figure (IV.8) : Diagramme des flux d'énergie Station 1

Figure (IV.9) : Utilisation d'Energie PV Station 1

Figure (IV.10) : Coefficient de performance Station 1

Figure (IV.11) : Rendement par onduleur Station 1

Figure(IV.12) :Casch flow Cumulé Station 1

Figure(IV.13) :Evolution des coûts Station 1

Figure(IV.14) :Bilan Energétique Station2

Figure(IV.15) : Diagramme des flux d'Energie Station 2

Figure(IV.16) :Utilisation de l'Energie PV Station 2

Figure(IV.17) : Couverture de la consommation Station 2
Figure(IV.18) : Température par surface du module Station 2
Figure(IV.19) : Bilan Energétique Station 3
Figure(IV.20) : Diagramme des flux d'Energie Station 3
Figure(IV.21) : Rayonnement par surface de module Station 3
Figure(IV.22) : Casch flow cumulé Station 3
Figure(IV.23) : Bilan Energétique Station 4
Figure(IV.24) : Diagramme des flux d'Energie Station 4
Figure(IV.25) : Utilisation de l'Energie PV Station 4
Figure(IV.26) : Rendement par onduleur Station 4
Figure(IV.27) : Bilan Energétique Station 5
Figure(IV.28) : Utilisation de l'Energie PV Station 5
Figure(IV.29) : Casch flow Cumulé Station 5
Figure(IV.30) : Bilan Energétique Station 6
Figure(IV.31) : Diagramme des flux d'Energie Station 6
Figure(IV.32) : Utilisation de l'Energie PV Station 6
Figure(IV.33) : Rayonnement par surface de module Station 6
Figure(IV.34) : Casch flow cumulé Station 6

Listes des tableaux :

Tableau (IV.1) : Courant Admissible dans les câbles CC
Tableau (IV.2) : Courant Admissible dans les câbles CA
Tableau (IV.3): Parafoudre CC
Tableau (IV.4) : Etat de besoin énergétique du campus
Tableau(IV.5) : Surfaces par bloc du campus Universitaire chetouane
Tableau (IV.6) : Bilan Energétique Bloc «B »
Tableau (IV.7) : Rayonnement Solaire Bloc « B »
Tableau (IV.8) : Bilan Energétique par module Bloc « B »

Tableau (IV.9) : Bilan Energétique de l'installation PV Station1

Tableau(IV.10) :Casch flow Cumulé Station 1

Tableau (IV.11) : Rayonnement par module Station 2

Tableau(IV.12) :Bilan Energétique par module Station 2

Tableau(IV.13) : Bilan Energétique Station 3

Tableau(IV.14) : Bilan Energétique par module Station 3

Tableau(IV.15) : Bilan Energétique de L'installation Station 3

Tableau(IV.16) : Bilan Energétique par module Station 4

Tableau(IV.17) : Bilan Energétique de l'installation PV Station 5

Tableau (IV.18) :Bilan Energétique par module Station 5

Tableau (IV.19) : Casch flow cumulé Station 5

Tableau (IV.20) : Bilan Energétique de l'installation PV Station 6

Tableau (IV.21) : Bilan Energétique par module Station 6

Tableau (IV.22) : Casch flow cumulé

Introduction générale

La première cellule solaire a vu le jour durant le début du vingtième siècle basées sur les découvertes fait par Antoine César et Alexandre Edmond Becquerel.

L'effet de photovoltaïque permet la transformation de l'énergie issue des rayons lumineux en électricité. Ce principe repose sur la technologie des semi-conducteurs, il consiste à utiliser les photons pour libérer les électrons et créer une différence de potentiel entre les bornes de la cellule qui génère un courant électrique continu.

Différentes applications ont été développées avec les panneaux solaire tel que les satellites, la production d'électricité suivi par l'intégration de panneau photovoltaïque pour alimenter les maisons et voitures électrique.

Pendant longtemps, l'énergie solaire a été considérée comme une source d'énergies alternatives utilisée seulement pour alimenter des sites. Les récente crise énergétique ont rendu la branche solaire très attractive vis-à-vis des énergies fossiles.

Pour le système photovoltaïque connecté au réseau, les charges intègre pleinement la production décentralisée. L'énergie produite par les panneaux est injectée dans le réseau par l'intermédiaire d'un compteur de production.

Dans notre mémoire on va étudier, dimensionner et simuler une installation photovoltaïque raccordée au réseau BT application au campus universitaire pôle chetouane Tlemcen avec le logiciel PV Sol premium 2018 (R6), présenté en quatre chapitres :

Le premier chapitre contient la théorie des cellules photovoltaïque avec une étude sur les principales caractéristiques d'une cellule photovoltaïque avec le logiciel

Le deuxième chapitre L'état de l'art de la technologie de l'énergie photovoltaïque, le troisième chapitre abordera les composants d'une installation PV raccordée au réseau BT et enfin le quatrième chapitre sera consacré à la simulation d'une installation PV raccordée au réseau BT application au campus universitaire pôle chetouane Tlemcen avec le logiciel PV Sol premium 2018 .

I.1. Introduction :

Depuis plusieurs années, l'être humain a cherché à utiliser l'énergie émise par le soleil. La plupart des utilisations sont directement liées à la vie de tous les jours comme dans les diverses applications de séchage et chauffage autant artisanales qu'industrielles ou bien dans des phénomènes de réactions chimiques comme la photosynthèse. Cette énergie est disponible en abondance sur toute la surface de la terre malgré une atténuation importante lors de la traversée de l'atmosphère. Cette énergie est de l'ordre de $1000\text{W}/\text{m}^2$ dans les zones tempérées et atteint $1400\text{W}/\text{m}^2$ dans les zones où l'atmosphère est faiblement polluée en poussière ou chargée d'eau.

Sachant que l'intensité du flux solaire reçu au niveau du sol dépend de :

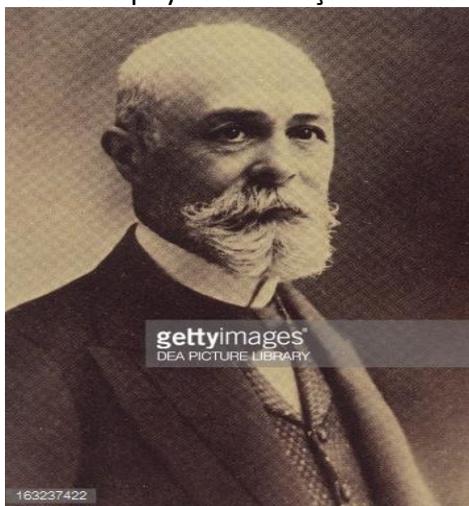
- + L'orientation, la nature et de l'inclinaison de la surface terrestre.
- + L'altitude, la latitude et du degré de pollution du lieu de collecte.
- + La période de l'année, ainsi que de l'instant considéré dans la journée
- + La nature des couches nuageuses.

Ce chapitre présente une introduction au système photovoltaïque, il a pour but d'expliquer le principe de fonctionnement de ce système. [3]

I.2. Historique de la cellule photovoltaïque :

Le mot "photovoltaïque" est composé des deux termes grec : "photo" qui désigne la lumière et de "voltaïque" qui tire son origine du nom d'un physicien italien "**ALESSANDRO VOLTA**" (1754-1827) qui a beaucoup contribué à la découverte de l'électricité, alors le photovoltaïque signifie littérairement la "lumière électricité".

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



1875 : "**Werner Von Siemens**" expose devant l'académie des sciences de Berlin un article sur L'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs.

1954 : Trois chercheurs américains "**Darry Chapin**", "**Gerald Pearson**" et "**Prince**" fabriquent une cellule **Photovoltaïque**.

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

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



1983 : La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 Km en Australie.

Fin des années 90 : Exploitation du PV pour la production de l'électricité injectée au réseau dans plusieurs pays développés (Japon, Allemagne).

Années 2000 : Mise en place des politiques favorables pour le PV Réalisation des centrales PV ayant des puissances de dizaines de MW.[4]

I.3.L'Énergie Solaire et les Systèmes Photovoltaïques :

I-3.1.Le rayonnement solaire :

L'énergie du soleil est produite par réactions de fusion thermonucléaire, les noyaux d'hydrogène (protons) s'assemblent en noyaux d'hélium (2 protons + 2 neutrons) avec dégagement d'énergie. Cette énergie est émise dans l'espace par la surface du soleil, notamment sous forme d'ondes électromagnétiques. Le spectre de ce rayonnement. Correspond à l'émission d'un corps noir porté à 5800°K, dont le maximum est situé dans le domaine visible.

L'énergie qui nous vient du soleil représente la quasi-totalité de l'énergie disponible sur terre.

Outre l'apport direct sous forme de lumière et de chaleur, cette énergie est émise dans l'espace par la surface du soleil, notamment sous forme d'ondes électromagnétique (lumière).

Les seules ressources énergétiques non solaires sont la chaleur de la terre (géothermie), les marées et l'énergie nucléaire, le vent, la biomasse... etc.

I-3.1.1 Spectre du rayonnement :

Le spectre solaire est la distribution spectrale en fonction de la longueur d'onde ou de la fréquence voir figure suivant l'énergie de chaque photon est reliée à la fréquence ν ou à la longueur d'onde λ par la formule suivante :

$$E = h \cdot \nu = h \cdot c / \lambda \quad (1.1)$$

h : est la constante de Planck.

C : étant la vitesse de propagation.

Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à **5800° K**. Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites, est désignée sous le nom d'AM0. Sa distribution en énergie est répartie en :

Ultraviolet UV	0.20 < λ < 0.38 μm	6.4%
Visible	0.38 < λ < 0.78 μm	48%
Infrarouge IR	0.78 < λ < 10 μm	46.6%

La figure suivante représente le flux incident en fonction de longueur d'onde.

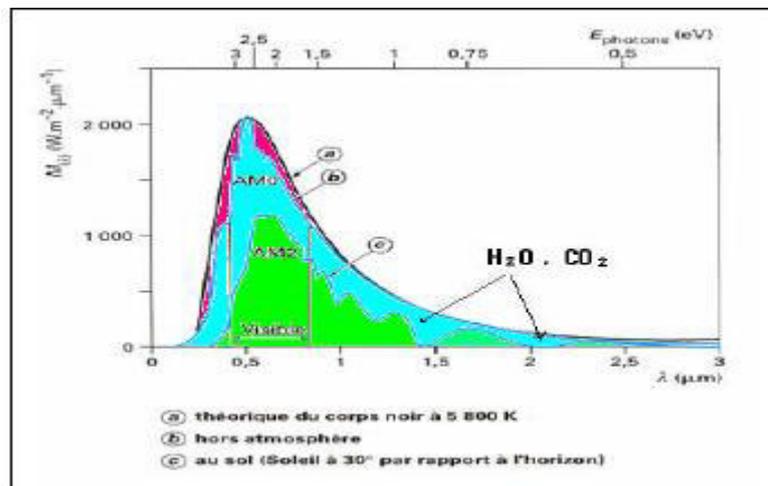


Figure (1.1) : Le spectre solaire.

I-3.1.2. Structure de l'atmosphère :

La structure de l'atmosphère influe de façon non négligeable sur le rayonnement reçu.

On peut grossièrement séparer

- ✚ La troposphère qui s'étend jusqu'à 15Km d'altitude ou la température décroît de 6.5°C par Km pour atteindre -70°C à la base de la couche suivante.
- ✚ La stratosphère de 15 à 55 Km, ou la température croit de -70° à 10° .
- ✚ La mésosphère de 55 à 80 Km, ou la température décroît a niveau de - +10° à -80°C .
- ✚ L'ionosphère ou la température croit régulièrement pour atteindre 1500°C à l'altitude 300Km.
- ✚ L'exosphère au –delà de 700 km qui s'ouvre sans frontière sur l'espace intersidérale.

I-3.1.3. Spectre hors atmosphère :

Hors atmosphère, la distribution spectrale du rayonnement est parfaitement définie, au voisinage de la planète venue l'éclairement atteint 2600 W/m^2 au fur et à mesure qu'on s'éloigne du soleil, sur Jupiter par exemple il n'est plus que de 50 W/m^2 .

I-3.1.4. Le rôle de l'atmosphère :

Les couches atmosphériques modifient profondément la distribution spectrale du rayonnement solaire. Il subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite des phénomènes complexes d'absorption et de diffusion par les poussières et les aérosols (les aérosols seront définis ultérieurement). ainsi la couche d'ozone absorbe la majeure partie du rayonnement ultraviolet, tandis que la vapeur d'eau absorbe le rayonnement infrarouge.

I-3.1.5. Atmosphère standard :

En ramenant toutes les couches de l'atmosphère dans des conditions normales ($p=1013 \text{ mbar}$ et $T = 0^\circ\text{C}$), on définit une atmosphère standard d'épaisseur verticale moyenne de 7.8 Km prise pour référence unité et formée des couches planes et stratifiées par les divers gaz comme l'azote, l'argon, l'eau.

I-3.1.6. Masse d'air :

La masse d'air optique est définie (par ciel clair) comme la masse d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol, rapportée à la traversée verticale au niveau de la mer. On suppose que cette couche est plane et stratifiée horizontalement et on admet un trajet rectiligne des rayons lumineux, la longueur du trajet est donné

$$OM = OA / \sin h \quad (I.2)$$

On appelle m le rapport OM / OA , soit $1/\sin h$ [11]

A une pression p différente de 1013 mbar et à altitude z (km), on désignera par masse atmosphérique ou nombre d'air masse le nombre:

$$m = \frac{p}{1013 \cdot \sin h} \exp\left[\frac{-z}{7.8}\right] \quad (I.3)$$

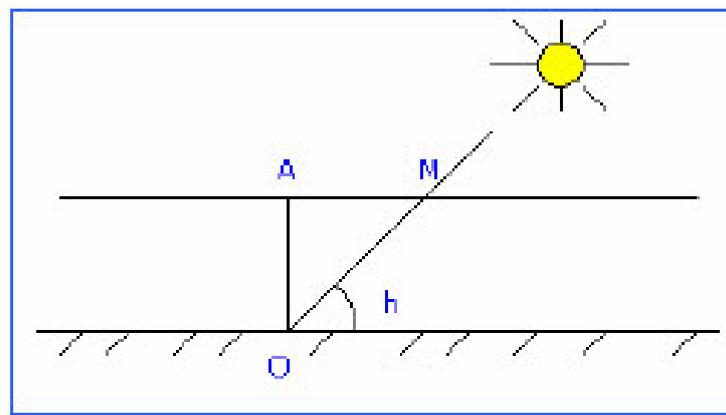


Figure (I.2) : Le rayonnement solaire et le nombre d'air masse.

I-3.1.7. Les différents types de rayonnement :

Le soleil fournit une quantité d'énergie énorme, 15.10¹⁷ kWh/a. Le besoin global de la terre (besoins électriques, énergie thermique, transport) est de 30.10¹³ kWh/a. Le soleil fournit donc annuellement 5000 fois les besoins énergétiques globaux de la terre. La fraction de rayonnement absorbée varie avec la longueur d'onde. Le rouge étant plus absorbé que le bleu ou le jaune [4, 7,10]

a) Le rayonnement global :

Le rayonnement global au sol est donc fonction de la composition et de l'épaisseur de l'atmosphère traversée par les rayons lumineux au cours de la journée. Il se décompose en rayonnement direct et rayonnement diffus, et ce sont ces deux rayonnements qui sont exploités par les générateurs solaires.[10]

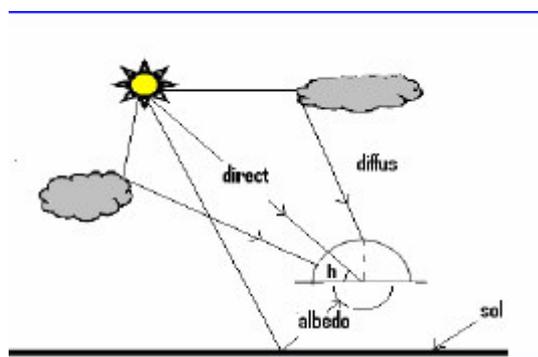


Figure (1.3) : différents composants de rayonnement [10]

b) Le rayonnement direct :

Le rayonnement direct est le rayonnement solaire incident sur un plan donné et provenant d'un angle solide centré sur le disque solaire.

c) Le rayonnement diffus :

Le rayonnement diffus est le rayonnement émis par des obstacles (nuages, sol, bâtiments) et provient de toutes les directions. Les deux rayonnements direct et diffus sont illustrés sur la figure (1.3)

La conversion photovoltaïque utilisant les modules utilise aussi bien le rayonnement direct que le rayonnement diffus.

d) L'albédo :

C'est la fraction d'un rayonnement incident diffusée ou réfléchi par un obstacle. Ce terme étant généralement réservé au sol aux nuages, c'est une valeur moyenne de leur réflecteur pour le rayonnement considéré et pour tous les angles d'incidences possible. Par définition, le corps noir possède un albédo nul.

I.3.2. Irradiance et éclairement :

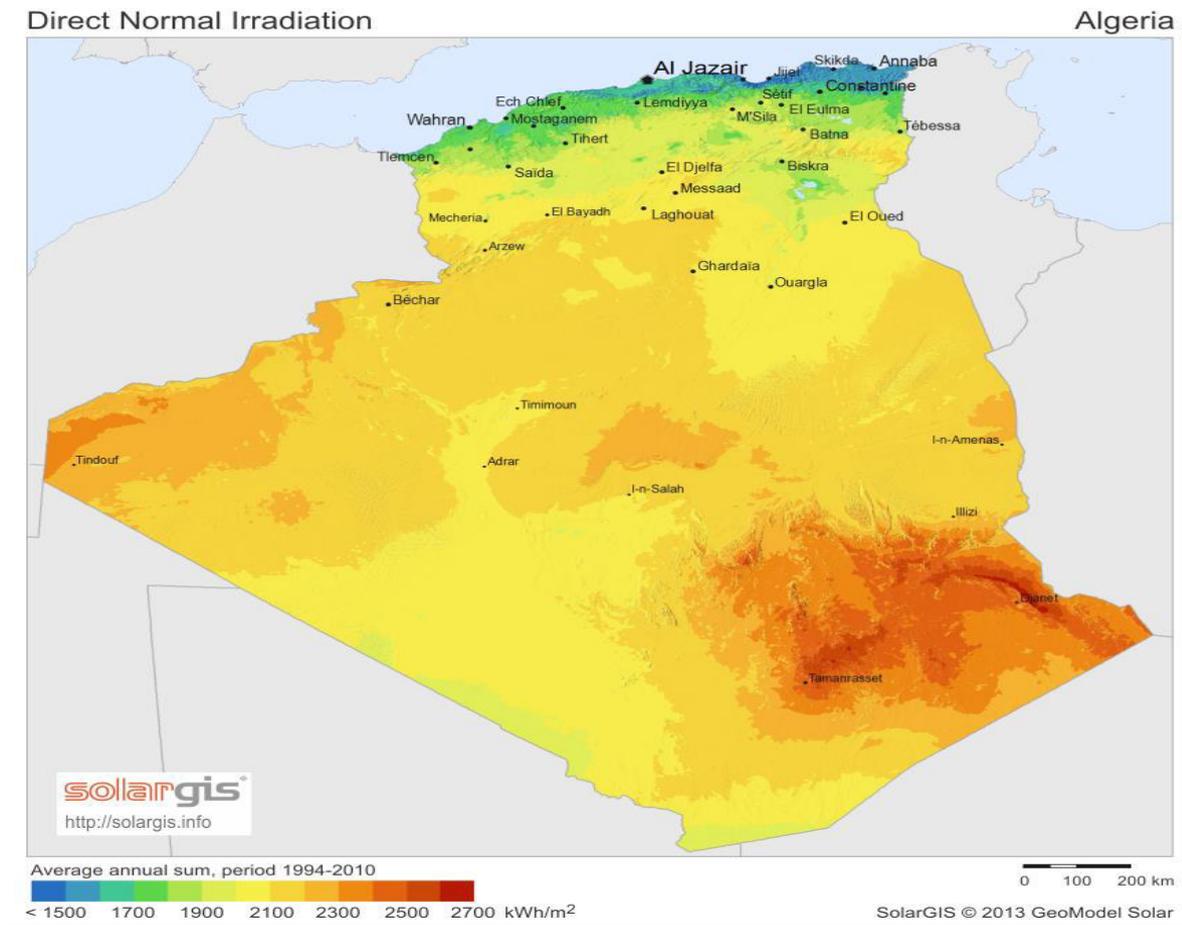


Figure (I.4) : carte du niveau d'ensoleillement annuel .[6]

Il existe deux manières de quantifier la puissance lumineuse incidente Sur un système photovoltaïque: en unité radiométrique, et en unité photométrique.

Radiométrie :

En radiométrie, la puissance lumineuse incidente est caractérisée par l'irradiante I (w / m^2).

Photométrie :

En photométrie, la puissance lumineuse incidente est caractérisée par l'éclairement E (lux).

La fonction décrivant la sensibilité spectrale de l'œil humain $\gamma(\lambda)$ définie par la Commission Internationale de l'Eclairage.

I-3.3. Quelques grandeurs photométriques :

a) Le flux :

Le flux lumineux est la valeur instantanée d'un débit de rayonnement. On peut mesurer le flux émis par une source, transporté par un faisceau ou encore reçu par un détecteur. Il peut être mesuré par la puissance qu'il transporte ou par le nombre de photons qu'il transporte par unité de temps, pour une surface S déterminée.

Le flux lumineux s'exprime en Watts (W)

b) L'intensité lumineuse:

L'intensité I d'une source de rayonnement est le rapport entre le flux qu'elle émet dans un petit angle solide donné et la valeur de celui-ci. I est en w/sr

c) L'éclairement:

L'éclairement E est la valeur locale du rapport entre le flux reçu par une surface élémentaire d'un récepteur et l'aire de cette surface

$$E = \frac{d\phi}{dS} \quad (1.4)$$

d) L'exposition :

L'exposition H d'une surface réceptrice en un point donné est l'intégrale de l'éclairement

$$H = \int E dt \quad (1.5)$$

H est donc en $J.m^2$.

e) La luminance:

Considérons une source de faible surface dS entourant un point O . Soit dI l'intensité de l'élément dans une direction D , et A l'angle formé par d et la normale à l'élément.

$$L = \frac{dI}{(dS \cos A)} \quad (1.6)$$

I.4 Système de positionnement automatique de panneaux solaires :

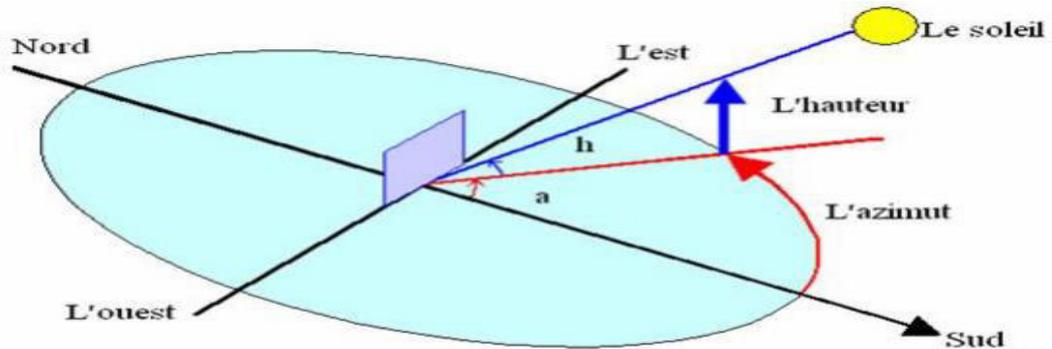


Figure (I.5) : Coordonnées horizontale.[9]

Le système de positionnement par rapport au soleil peut se faire selon 2 axes :

- ✚ **L'azimut a du soleil** → correspond à l'angle horizontal entre la direction du Nord et le soleil. Quand le soleil est en plein Est, il a un azimut de 90° , plein Sud il sera de 180° , et plein Ouest de 270°
- ✚ **L'élévation h** → du soleil correspond à l'angle vertical du soleil par rapport à l'horizon.

I.5 La cellule photovoltaïque :

I.5.1. Définition :

Une cellule photoélectrique, également appelée photopile ou cellule photovoltaïque est un dispositif électronique a une particularité de produire un courant électrique lorsqu'il est exposé aux rayonnements du Soleil. Elles sont réalisées à l'aide des matériaux semi-conducteurs ayant des propriétés intermédiaires entre conducteurs et isolants.

Le matériau de base est dans la plupart des cas le **silicium**. Selon le procédé de fabrication, on obtiendra des photopiles plus ou moins performantes, sous forme amorphe, polycristalline ou monocristalline. D'autres matériaux sont utilisables : **Arséniure de gallium (AsGa)**, **Tellurure de cadmium (CdTe)**. [1]

I.5.2. Principe physique d'une cellule PV :

I.5.2.1. L'absorption de la lumière dans le matériau :

La lumière est composée de photons. Les photons sont des éléments capables de traverser la lumière et de la pénétrer. Plus généralement un rayon lumineux qui arrive sur un objet peut subir trois événements optiques:

- ✚ **la réflexion:** la lumière est renvoyée par la surface de l'objet.
- ✚ **la transmission:** la lumière traverse l'objet.
- ✚ **l'absorption :** la lumière pénètre dans l'objet et n'en ressort pas, l'énergie est alors restituée sous une autre forme.

I.4.2.2. Le transfert de l'énergie lumineuse aux électrons :

Les charges élémentaires qui vont produire le courant électrique sous illumination sont des électrons, (de charge $1.6 \cdot 10^{-19}$) charges négatives élémentaires contenues dans la matière semi-conductrice. Tout solide est en effet constitué d'atomes qui comprennent chacun un noyau et un ensemble d'électrons gravitant autour.

Ce sont les électrons des couches électroniques périphériques qui vont absorber l'énergie des photons, ce qui les libère de l'attraction électrostatique (et gravitationnelle) du noyau de l'atome.

L'énergie d'un photon d'un certain rayonnement est donnée par une relation simple puisqu'elle est proportionnelle à la fréquence du rayonnement utilisée. La constante universelle qui lie ces deux grandeurs est " h ", la constante de Planck.

La constante de Planck a pour unité la fraction de l'énergie sur un temps, c'est-à-dire le Joule-seconde (J.s). Sa valeur, dans le système international d'unités,

est : $h = 6,6261 \cdot 10^{-34}$ J.s.

On a donc la formule:

$$E = h \cdot f \quad (1.7)$$

L'effet photoélectrique est donc l'émission d'électrons par un métal quand il est exposé à des radiations lumineuses. Les électrons libérés sont en suite susceptibles de produire un courant électrique. [1]

I.5.2.3. Les semi- conducteurs :

L'énergie lumineuse des rayons solaire est transformée 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'électron et l'autre un déficit d'électrons, dites respectivement dopée de type N et dopée de type P.

La conductivité électrique désigne la capacité d'un corps à conduire un courant électrique lorsqu'une tension lui est appliquée.

On peut classer les matériaux selon trois types:

- les isolants, comme le verre qui ne conduisent pas le courant
- les conducteurs, principalement les métaux, qui conduisent le courant
- les semi-conducteurs dont la conductance varie en fonction de facteurs

Un matériau semi conducteur est un matériau à l'état solide ou liquide, qui conduit l'électricité à température ambiante, mais moins aisément qu'un métal conducteur.

Exemples de semi conducteurs:

- Silicium
- Germanium
- Arséniure de gallium

I.5.2.3.1. Les semi -conducteurs intrinsèques :

Un semi-conducteur idéalement pur est appelé intrinsèque ; ou encore lorsque le cristal n'est pas pollué (volontairement ou non) par des impuretés pouvant changer la concentration en porteurs libres.

Pour une température différente de 0 K, des électrons peuvent devenir "libres" c'est-à-dire passer de la bande de valence à la bande de conduction, où leur concentration est notée N. Ces électrons laissent des trous dans la bande de valence avec une concentration notée P eux-aussi libres de se déplacer avec, de plus, une égalité entre les concentrations N et P.

Les deux bandes de valence et de conduction sont séparées par une bande interdite (gap). Pour que l'électron puisse franchir cette bande il doit acquérir une énergie supérieure au gap.

1.5.2.3.2. Les semi-conducteur extrinsèques :

Un semi-conducteur extrinsèque est un semi-conducteur intrinsèque dopé par des impuretés spécifiques.

1.5.2.3.2.1. Le dopage et la jonction P.N :

Pour modifier les propriétés conductrices du silicium on y introduit des traces d'un autre élément appelé impureté : c'est le dopage.

Il peut être illustré par l'exemple suivant, qui présente le cas d'une cellule au silicium :

Dopage de type N :

La couche supérieure de la cellule est composée de silicium dopé par un élément de valence supérieure dans la classification périodique, c'est à dire qui possède plus d'électrons sur sa couche de valence (la couche externe) que le silicium. Le silicium possède 4 électrons sur sa couche de valence : on peut donc utiliser des éléments de la colonne de l'oxygène, par exemple le Phosphore P, celui-ci comporte cinq électrons (un atome pentavalent), soit un de plus que le silicium. Chaque atome P s'insère entre les atomes de Si, 4 électrons d'un atome de P se couplent chacun à un des 4 électrons externes d'un atome de Si. Le 5^{ème}, qui se trouve alors en excès circule mieux. On a ainsi formé un matériau semi-conducteur dit de type N (charges négatives en excès).

Dopage de type P :

La couche inférieure de la cellule est composée de silicium dopé par un élément de valence inférieure au silicium. Il peut s'agir de Bore B, celui-ci à l'inverse du silicium de type N, possède un électron externe de moins que le silicium (un atome trivalent) : le dopage produit un phénomène inverse. Le réseau atomique comporte localement, au voisinage du bore, un manque d'électron : c'est un "trou", équivalent à une charge positive. Il s'agit d'un matériau semi-conducteur de type P (charges positives en excès).

Conductivité du silicium dopé n et p

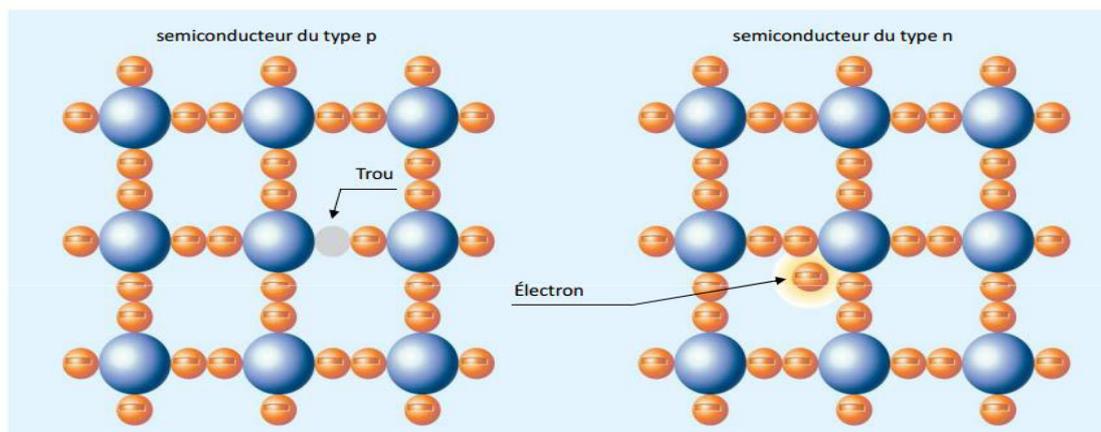


Figure (I.6) : Dopage de type P et N.[2]

✚ La jonction PN :

Lorsqu'on met ces deux semi-conducteurs en contact (de manière à ce qu'il puisse y avoir conduction), on crée une jonction PN, qui doit permettre le passage des électrons entre les deux plaques. Cependant, dans le cas d'une cellule photovoltaïque, le gap du semi-conducteur de type N est calculé de manière à ce que le courant ne puisse pas s'établir seul : il faut qu'il y ait un apport d'énergie, sous forme d'un photon de lumière, pour qu'un électron de la couche N soit arraché et vienne se placer dans la couche P, créant ainsi une modification de la répartition de la charge globale dans l'édifice : la zone de charge d'espace.

Les porteurs de charges libres s'attirent et se recombinent dans la zone de transition où les porteurs libres disparaissent.

Zone de charge d'espace : jonction des couches p-n

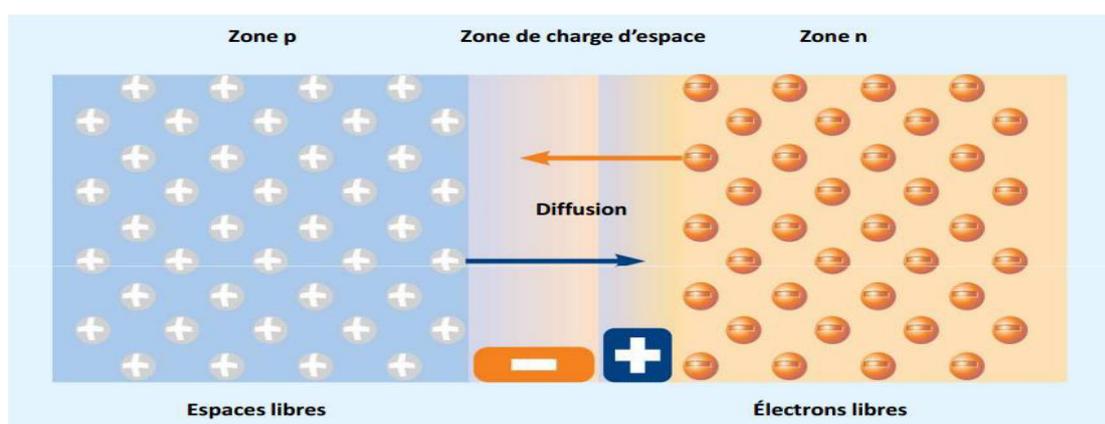


Figure (I.7) : La zone de transition : jonction PN.[2]

Deux électrodes sont placées, l'une au niveau de la couche supérieure dopée N et l'autre au niveau de la couche inférieure dopée P : une différence de potentiel électronique et un courant électrique dirigé de N vers P sont créés.

Le silicium est traité d'une certaine manière, on dit dopé, cette technique permet au silicium de jouer le rôle d'une diode, c'est-à-dire que les électrons ne pourront "passer" que dans un unique sens.

La technique de dopage d'un semi-conducteur consiste à lui ajouter des impuretés, c'est-à-dire des éléments ayant un nombre différent d'électrons de valence. Les électrons porteurs de charge, générés par la lumière du soleil, sont partiellement perdus dans le volume du silicium à cause de la présence d'impuretés résiduelles (atomes de fer, titane...). Les chercheurs développent donc des procédés permettant de piéger ces atomes dans des zones inactives.

Les atomes du matériau de dopage, ou dopant (donneurs ou accepteurs d'électrons), et ceux du silicium ont un nombre différent d'électrons périphériques. Voici la structure électronique des atomes de phosphore, de silicium et de l'aluminium:

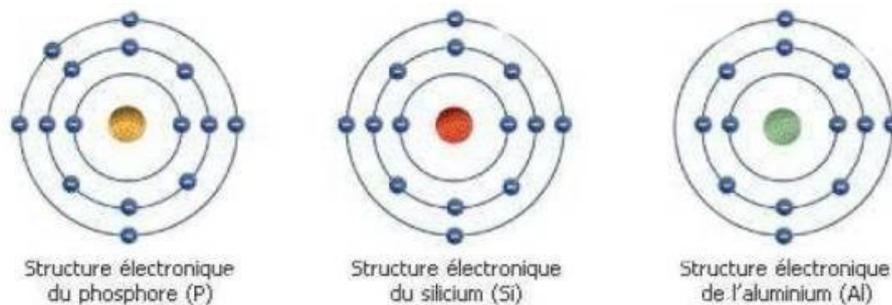
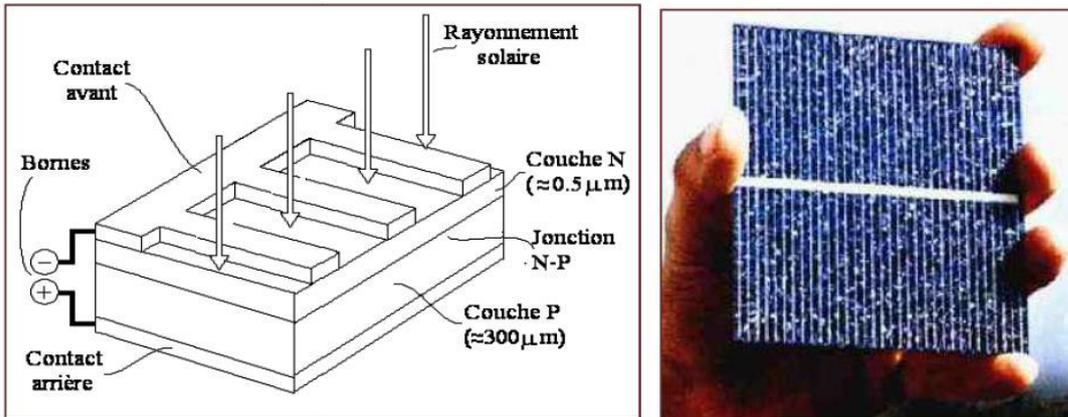


Figure (1.8) : Structure électronique des dopants P et Al et celle du Si.[2]

I.5.3. L'effet photovoltaïque :

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. En ajoutant des contacts métalliques sur les zones n et p, une diode est obtenue. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction et laisse aussi un trou capable de se mouvoir, engendrant ainsi une paire électron-trou. Si une

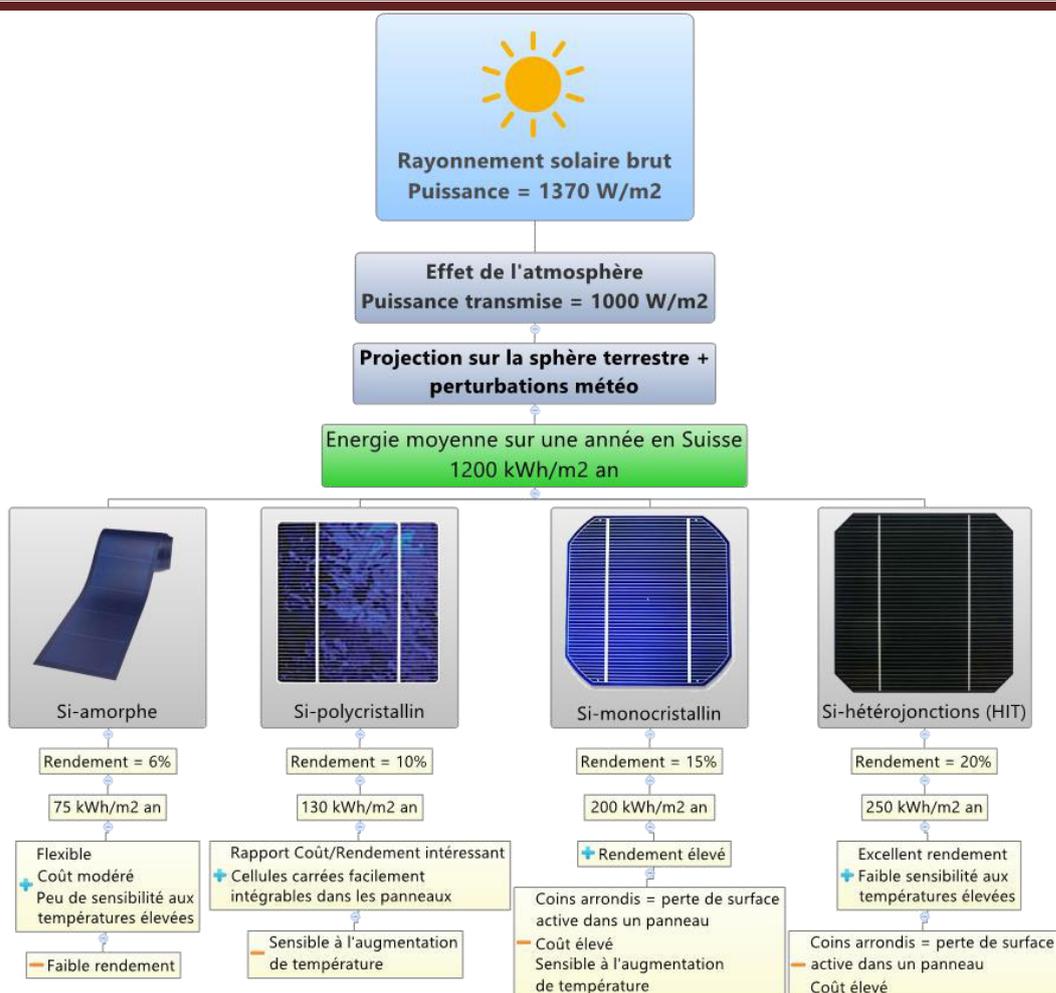
charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone n rejoignent les trous de la zone p via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel: le courant électrique circule . L'effet repose donc à la base sur les propriétés semi-conductrices du matériau et son dopage afin d'en améliorer la conductivité.



Figure(I.9) : Effet photovoltaïque dans une cellule photovoltaïque [1]

I.5.4. Les Différents Types de Cellules Photovoltaïques à base du silicium

- ✚ **Cellules monocristallines** : ce sont des cellules élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal.
- ✚ **Cellules poly cristallines** : ce sont des cellules élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples, les cristaux sont orientés d'une manière aléatoire,
- ✚ **Cellules amorphes** : Ces cellules sont composées d'un support en verre ou en matière synthétique sur lequel est disposé une fine couche de silicium (l'organisation des atomes n'est plus régulière comme dans un cristal).
- ✚ **Cellules à couches minces** : La technologie des couches minces a l'avantage de produire les cellules par un procédé de revêtement à grande surface peu onéreux. Elles sont plus minces et peuvent même être déposées sur des supports flexibles

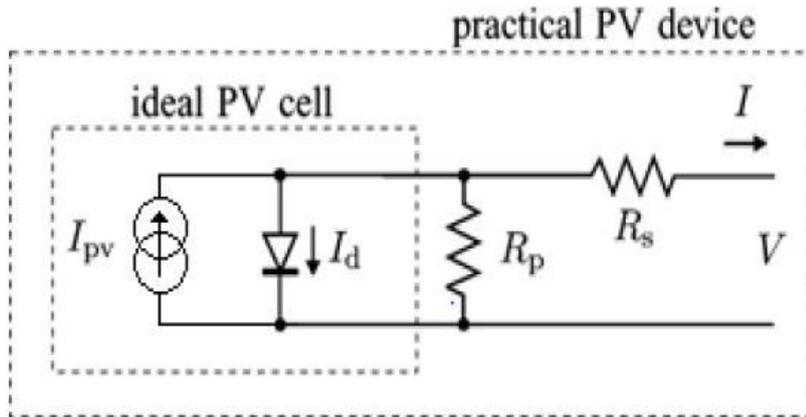


Figure(I.10) :Le rendement des différents types de cellules photovoltaïques[8]

I.6. Caractéristiques électriques essentielles d'une cellule PV :

I.6.1. Circuit électrique équivalent d'une cellule PV :

Une cellule solaire peut être modélisée par le circuit électrique illustré sur la figure (I.11) qui représente un modèle à une diode. La cellule est représentée comme source de courant qui modélise la conversion du flux lumineux en énergie électrique. La résistance montée en série R_s représente la résistance de contact et de connexion, une autre résistance en parallèle dite la résistance shunt R_p représente le courant de fuite. Une diode en parallèle qui modélise la jonction PN.



Figure(I.11): Schéma du circuit équivalent d'une cellule solaire.[1]

Le modèle mathématique d'une cellule photovoltaïque idéale selon la loi de Kirchhoff est donné par l'expression suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{Rp} \quad (I.8)$$

Avec

$$I_{ph} = [I_{cc} - K_i(T - T_n)] G / G_0 \quad (I.9)$$

Le courant délivré par le générateur.

$$I_{Rp} = V_{pv} + R_s * I_{pv} / R_p \quad (I.10)$$

Le courant qui passe dans la résistance R_p .

Et

$$I_d = I_s (e^{(V_{pv} + R_s * I_{pv} / V_t)} - 1) \quad (I.11)$$

Le courant dans la diode.

Avec I_s courant de saturation de la diode donné par l'expression :

$$I_s = (T / T_n)^3 * e^{(q * E_g / (a * k * T))} \quad (I.12)$$

D'où :

I_{si} est le courant de saturation inverse

$V_t = k * T / q$ est la tension thermique à la température T .

q est la charge de l'électron (1.602×10^{-19} C)

K est la constante de Boltzmann (1.381×10^{-23} J/k)

a est le facteur de non idéalité de la jonction

E_g est l'énergie de gap (pour le silicium cristallin est égale à 1.12 eV)

T la température effective de la cellule en degré Kelvin et donner par :

$$T = T_a + (NOCT - 20 / 800) * G \quad (I.13)$$

Avec **NOCT** étant la Condition de température nominale de fonctionnement de la cellule qui est donné par le constructeur (Data- Sheet).

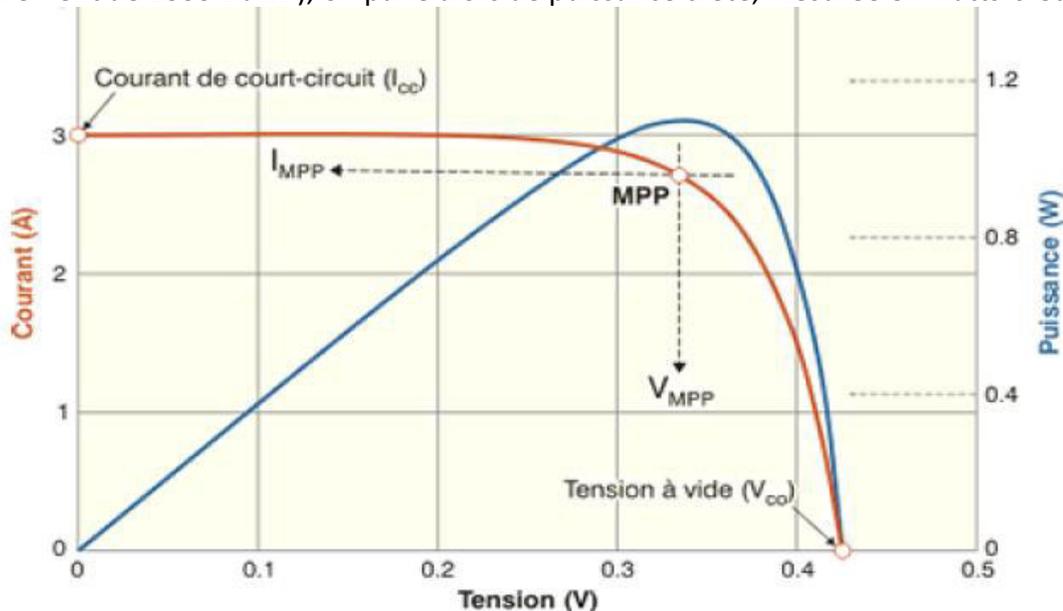
En remplaçant les équations (1.2), (1.3) et (1.4) dans (1.1) nous obtenons :

$$I_{pv} = [I_{cc} + K_i(T - T_n)] G / G_0 - I_s (e^{(V_{pv} + R_s * I_{pv} / V_t)} - 1) - V_{pv} + R_s * I_{pv} / R_p \quad (I.14)$$

1.6.2. Calcule des paramètres de la cellule photovoltaïque

✚ La puissance maximale :

C'est la puissance électrique maximale que peut fournir le module, qui est associé à une tension maximale **V_{mpp}** et à une intensité maximale **I_{mpp}** Lorsqu'il est question de puissance maximale dans les conditions normalisées d'ensoleillement standard (**25°** et un éclairement de **1000 W/m²**), on parle alors de puissance crête, mesurée en watts-crête.



Figure(I.12) : Caractéristique courant-tension et puissance-tension d'une cellule PV [5]

On peut tirer trois grandeurs physiques de cette courbe :

- ✚ La tension à vide V_{co} : c'est la tension aux bornes de la cellule lorsqu'il ne débite aucun courant.
- ✚ Le courant de court-circuit I_{cc} : c'est le courant généré par la cellule lorsqu'elle est court-circuitée.
- ✚ Le point de puissance maximal MPP : (en anglais : maximal power point) obtenu pour une tension et un courant optimaux : V_{opt} , I_{opt} (parfois appelés aussi V_{mpp} , I_{mpp}).

Cette courbe nous permet de comparer l'efficacité de différentes cellules sous les conditions standard de test.

✚ Courant de saturation inverse I_{si} :

Nous avons d'après expression suivante :

$$I_{cc} = [e^{(V_d / a * V_t)} - 1] + I_{pv} \quad (I.15)$$

Sachant qu'en circuit ouvert nous avons $I_{pv} = 0$, ce qui donne :

$$I_{cc} = [e^{(V_{oc} / a * V_t)} - 1] \quad (I.16)$$

De cette expression, nous déduisons :

$$I_{si} = I_{cc} / [e^{(V_{oc} / a * V_t)} - 1] \quad (I.17)$$

Résistance en série R_s

Sachant que (V_{mpp} , I_{mpp}) est un couple de valeurs connues on aura alors:

$$I_{cc} = [e^{(V_{pm} + R_s I_{pm} / a V_t)} - 1] + I_{pm} \quad (1.18)$$

De cette expression, nous obtenons :

$$(I_{cc} - I_{pm}) / I_{si} = [e^{(V_{pm} + R_s I_{pm} / a V_t)} - 1] \quad (1.19)$$

Ce qui nous donne :

$$R_s = (N_s V_t \ln(I_{cc} - I_{pm} / I_{si}) / I_{pm}) - V_{pm} / I_p \quad (1.20)$$

Résistance en parallèle R_p : L'approche proposée dans la section précédente peut être prolongée en tenant compte de la présence de la résistance parallèle appliqué à la puissance

Maximale. Nous obtenons ainsi la résistance parallèle en fonction de la résistance série come suite

$$R_p = V_{pm} + I_{pm} * R_s / (I_{ph} - I_{pm} - I_s * (e^{(V_{pm} + I_{pm} * R_s / a V_t)} - 1)) \quad (1.21)$$

Le facteur de forme :

Le facteur de forme représente le rapport entre la puissance maximale (P_m) et la puissance optimale. Autrement dit il représente la mesure de la qualité de la cellule ou d'un générateur. Il est défini par la relation suivante :

$$ff = V_{pm} * I_{pm} / V_{oc} * I_{cc} \quad (1.22)$$

Rendement électrique :

Le rendement photovoltaïque est un facteur très important pour les composants photovoltaïques. Il se définit comme étant le taux de conversion d'énergie des cellules PV. Autrement dit, le rendement est le pourcentage de l'énergie solaire qui se transforme en énergie électricité par l'intermédiaire d'une cellule solaire. Il caractérise ses composants et définit leur performance. Le rendement dépend du type de semi-conducteur utilisé et il est directement lié à un seuil d'énergie « band gap (E_g) ». Pour le silicium cristallin, le rendement théorique maximum est de **44%**. Le silicium n'est pas le meilleur matériau, son seuil d'énergie est **de 1,10 eV**, tandis que celui de l'arséniure de gallium (**GaAs**), il est quasi optimal, et est égal à **1,4 eV**. Les cellules monocristallines commercialisées ont un rendement de l'ordre de **12 à 17 %** maximum. De plus, Le rendement des cellules photovoltaïques peut être également désigné par une conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente P_{in} :

$$\eta = P_m / P_{in} = ff * V_{oc} * I_{cc} / P_{in} \quad (1.23)$$

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert.



Rendement quantique

Le rendement Quantique est le rapport entre le nombre de charges électroniques collectées et le nombre de photons incidents sur une surface photo réactive. Ce paramètre permet de caractériser un composant photosensible, comme un film photographique, une cellule photovoltaïque ou un capteur CCD, en termes de sensibilité électrique à la lumière.

Il existe deux types de rendement quantique d'un capteur photosensible, pour une longueur d'onde donnée :

- Efficacité quantique externe EQE (*External Quantum Efficiency* en anglais), qui est le rapport du nombre de charges électroniques collectées sur le nombre de photons incidents.
- Efficacité quantique interne IQE (*Internal Quantum Efficiency* en anglais), qui est le rapport du nombre de charges électroniques collectées sur le nombre de photons incidents et absorbés.

L'IQE est un paramètre permettant de s'affranchir de la réflectance et de sa transmittance du capteur. Elle est toujours supérieure à l'EQE. La détermination de l'IQE d'un capteur est réalisée par la combinaison des mesures de son EQE, de sa réflectance et de sa transmittance.

I.7. Logiciel de Simulation d'une cellule photovoltaïque : PC1D

Le logiciel de simulation numérique des cellules solaires PC1D (Personnel Computer One Dimensionnel) a une réputation internationale dans la recherche photovoltaïque, il a été développé à l'université "New South Wales de Sydney" en Australie. Son utilisation est très pratique, il permet de simuler n'importe quelle structure photovoltaïque.

I.7.1. La Simulation électrique sous PC1D :

La simulation électrique par PC1D est basée sur la résolution numérique des équations fondamentales de transport de charges dans les semi-conducteurs à une dimension qui sont l'équation de poisson et l'équation de continuité pour les électrons et les trous. La statistique de Boltzmann détermine la concentration des porteurs.

I.7.2 Etude de la cellule photovoltaïque à base de Si :

I.7.2.1. L'influence du dopage de l'émetteur sur le rendement électrique :

Pour étudier l'influence de l'épaisseur de l'émetteur sur le rendement électrique, nous avons variés cette dernière de **[0.1-1] μm** en fixant les autres paramètres.

I.6.2.1.1. Graphe :

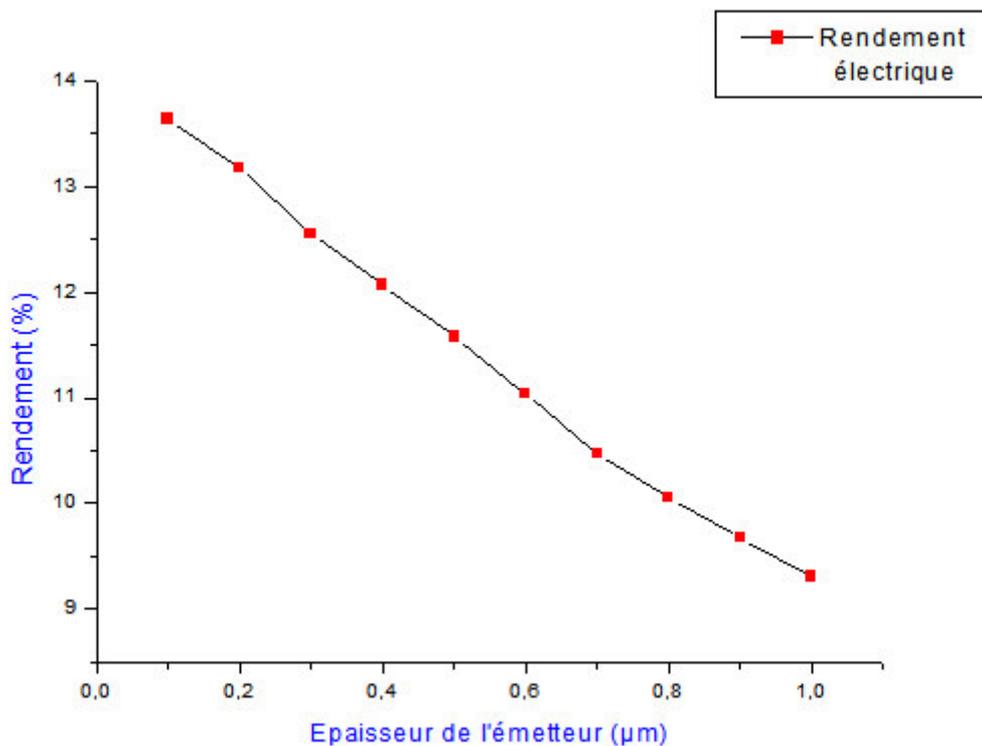


Figure (I.13): variation du rendement électrique en fonction de l'épaisseur de l'émetteur en silicium.

I.7.2.1.2. Interprétation du graphe:

D'après la figure précédentes, les meilleurs valeurs du rendement électrique de ces cellules sont obtenus dans le sens décroissant de l'épaisseur ce qui implique l'importance de ce dernier facteur dans l'absorption des photons.

I.7.3. L'influence du dopage de l'émetteur sur le rendement électrique :

Nous avons ensuite variés le dopage de l'émetteur en fixant les autres paramètres pour analyser l'influence de ce dernier sur le rendement électrique.

Nd [10¹⁷ - 10²⁰]

I.7.3.1 Graphe :

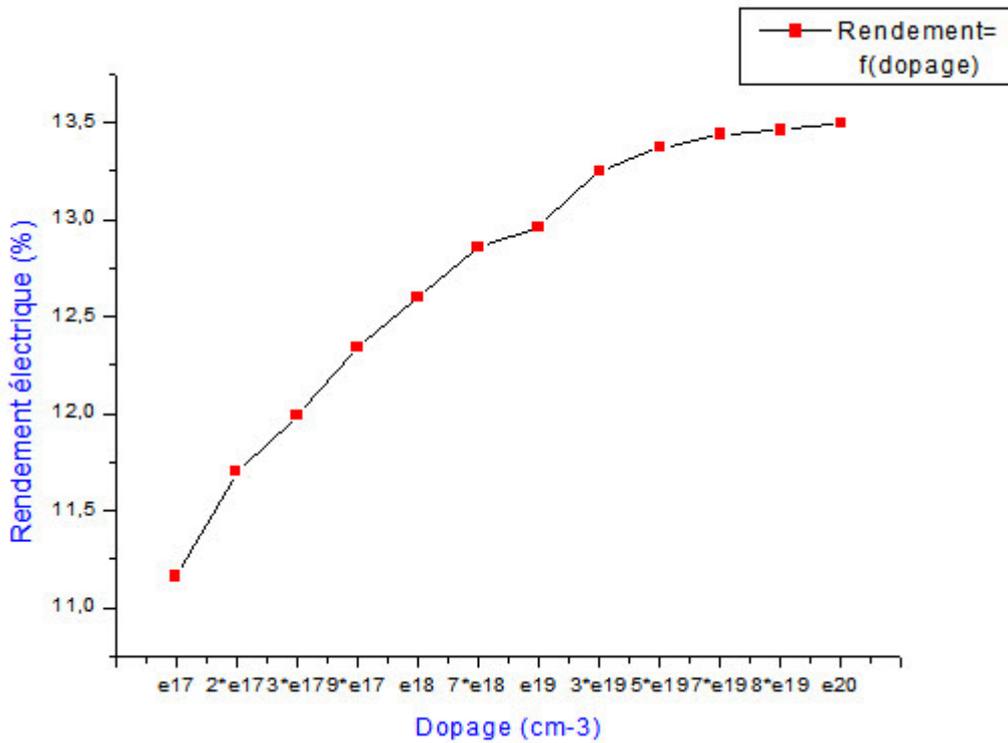


Figure (I.14) : Variation du rendement électrique en fonction du dopage de l'émetteur en silicium

I.7.3.2. Interprétation du graphe :

Nous avons des rendements maximaux pour des émetteurs à fort dopage, un dopage du silicium type N de (**10²⁰**) donne un rendement maximale de (**13.5%**) pour ces cellules.

I.7.1. Le cas de la cellule du silicium

✚ Pour $N_d = 2 \cdot 10^{17}$:

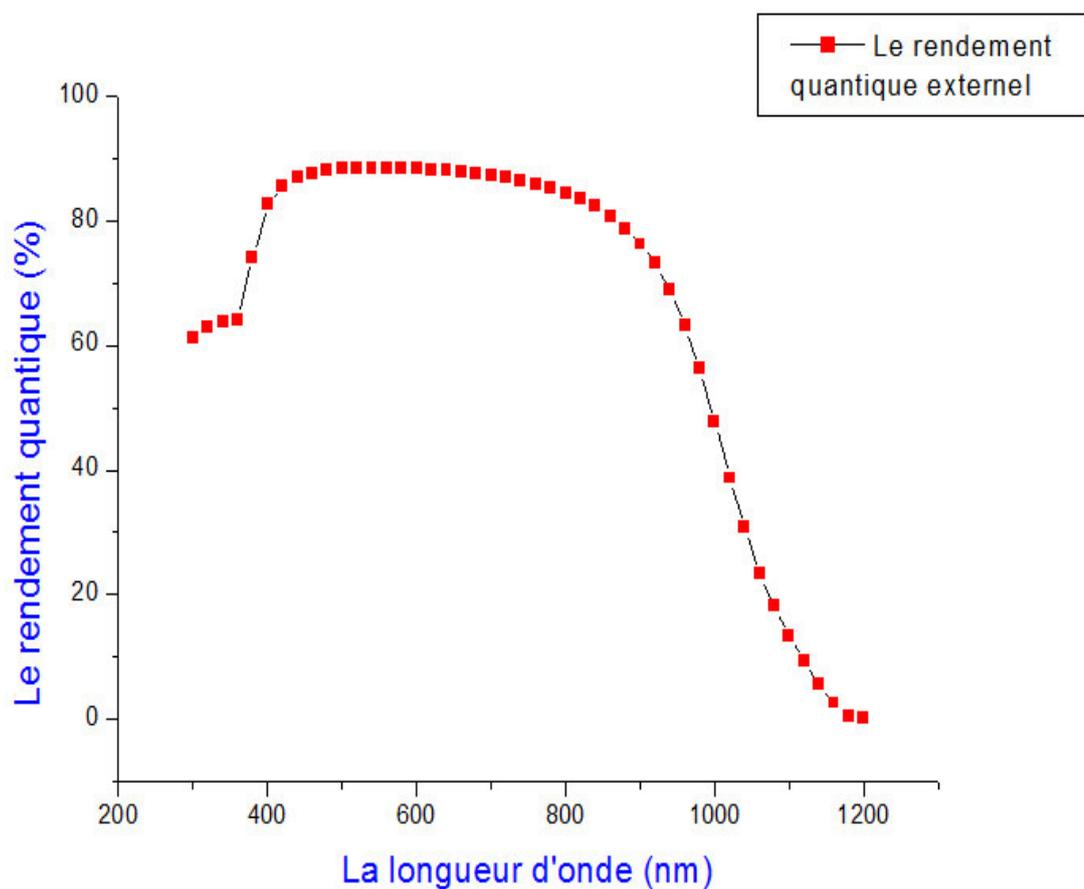


Figure (I.15) : Variation du rendement quantique en fonction de la longueur d'onde pour le Si.

✚ Pour $N_d = 9 \cdot 10^{18}$:

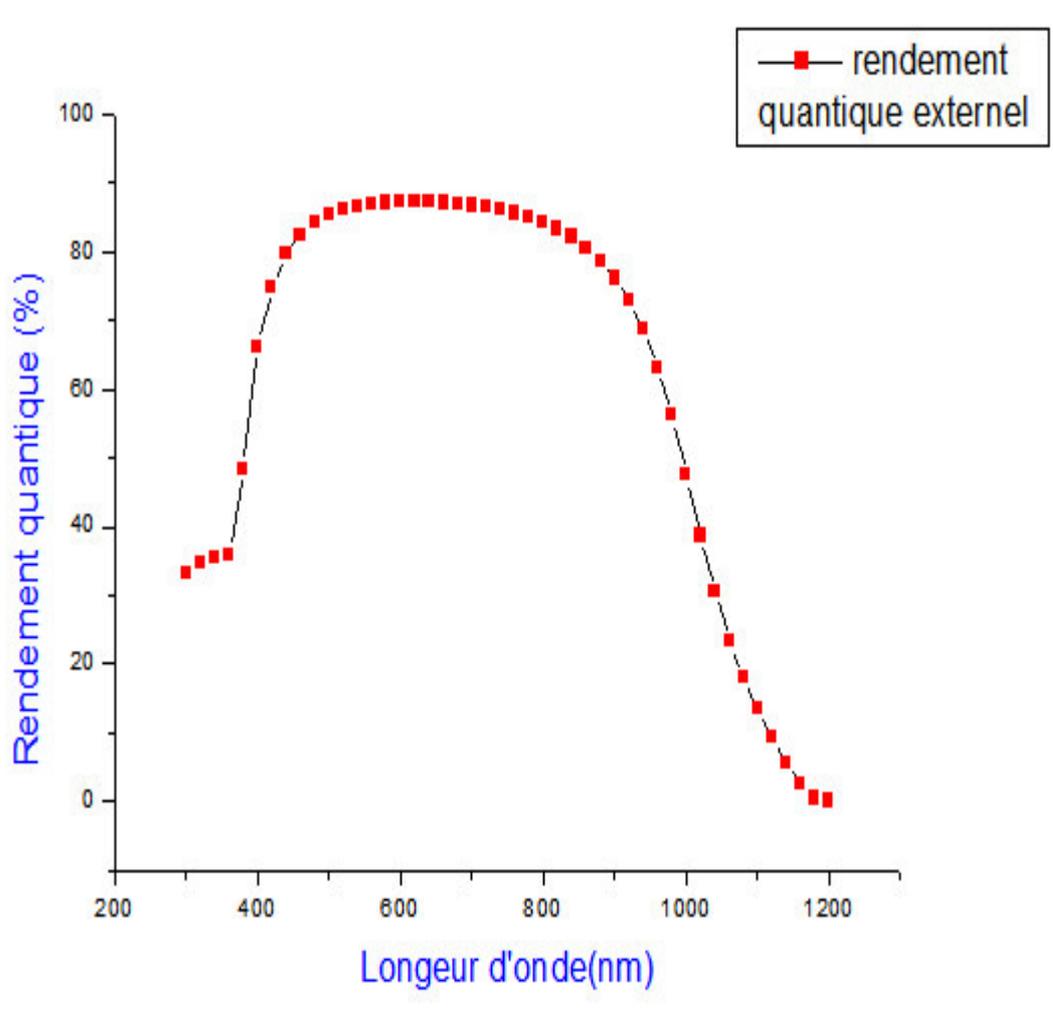


Figure (I.16) : Variation du rendement quantique en fonction de la longueur d'onde pour le Si.

✚ Pour $N_d = 5 \cdot 10^{19}$:

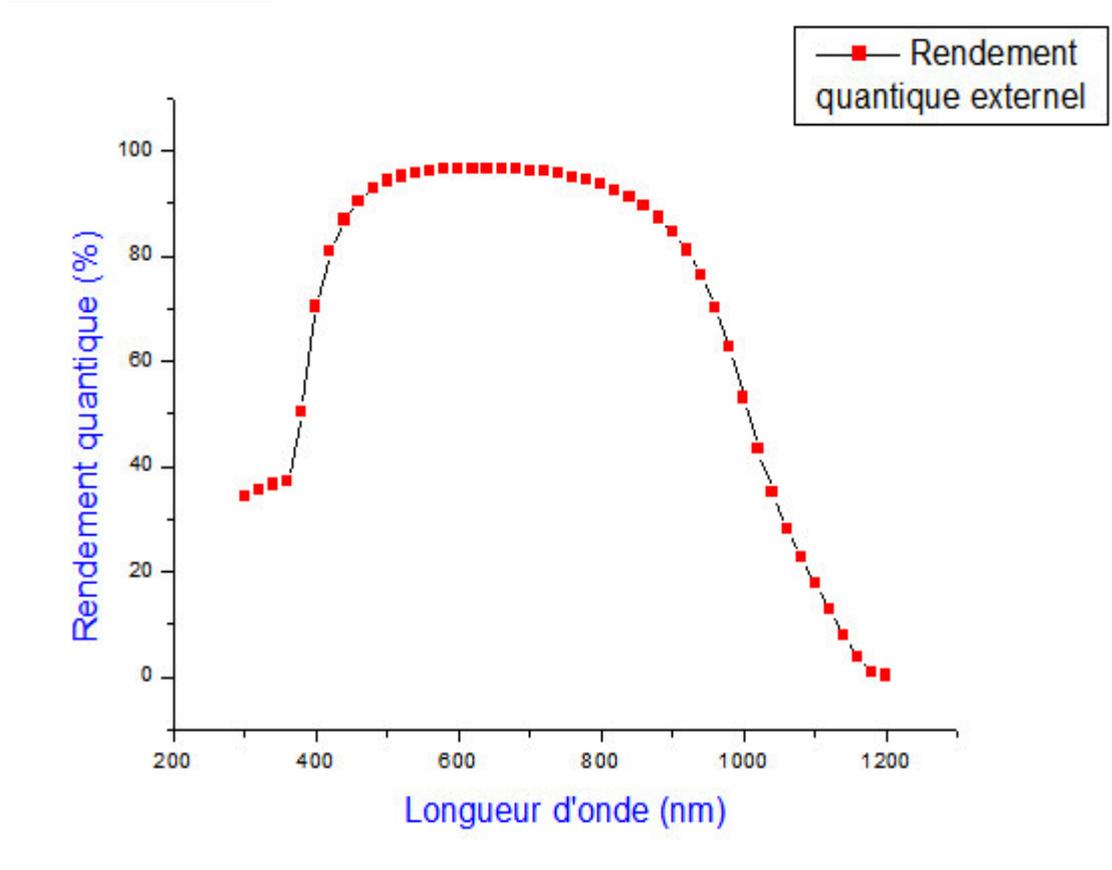


Figure (I.17) : Variation du rendement quantique en fonction de la longueur d'onde pour le Si.

I.8. Avantages et inconvénients de la technologie PV :

I.8.1. Avantages :

La technologie photovoltaïque présente un grand nombre d'avantages.

- une haute fiabilité - elle ne comporte pas de pièces mobiles - qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées.
- le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers
- Leurs coûts de fonctionnement sont très faibles vu les entretiens réduits et ils ne nécessitent ni combustible, ni transport, ni personnel hautement spécialisé.
- la technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

I.8.2. Inconvénients :

Le système photovoltaïque présente toutefois des inconvénients.

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologique et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible (la limite théorique pour une cellule au silicium cristallin est de 28%).
- Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs Diesel que pour des faibles demandes d'énergie en région isolée.

Enfin, lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur photovoltaïque est accru.

La fiabilité et les performances du système restent cependant équivalentes pour autant que la batterie et les composants de régulations associés soient judicieusement choisis.

I.9. Conclusion :

Nous avons présenté dans ce chapitre, les bases indispensables à la compréhension du fonctionnement physique d'une cellule photovoltaïque et quelques notions sur le rayonnement solaire.

Ensuite nous avons expliqué le principe de fonctionnement des cellules photovoltaïques. Nous avons présentés aussi les différents composants d'un système PV.

Enfin nous avons étudiés l'influence du dopage du substrat et l'épaisseur de l'émetteur sur le rendement électrique de la cellule PV à l'aide du simulateur PC1D.

II.1.Introduction :

Plusieurs technologies sont actuellement développées pour la réalisation des cellules photovoltaïques. Les degrés de maturité, de performance et de vie sont très différents d'une technologie à l'autre. Les efforts de recherche et développement actuels entraînent des progrès rapides, faisant de la filière photovoltaïque une filière en constante évolution.

II.2.Technique de fabrication des systèmes :

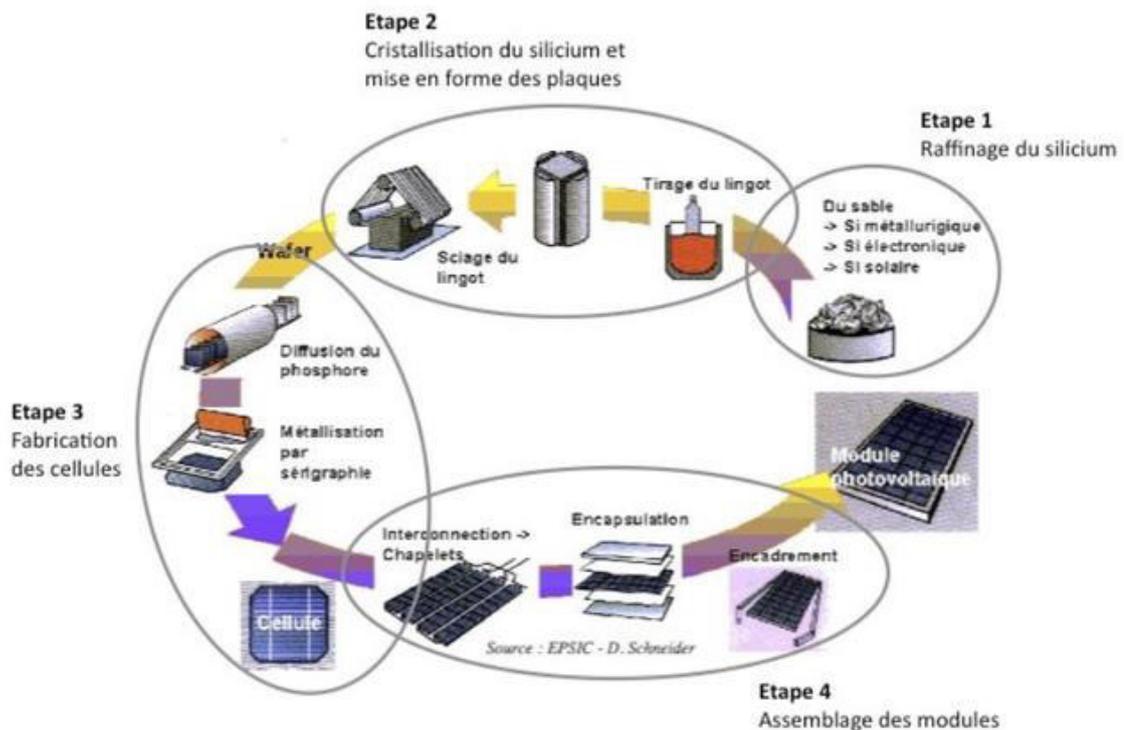


Figure (II. 1): Enchaînement des étapes de fabrication d'un module photovoltaïque au silicium cristallin

Comme on le voit sur la figure 1, un certain nombre d'étapes est nécessaire pour passer du quartz au module photovoltaïque fini. Le raffinage du silicium se fait en deux phases :

Tout d'abord l'extraction du silicium du minerai de quartz, puis la purification de ce silicium par diverses techniques. Une fois purifié, il sera mis sous forme de plaques et rendu actif par une succession de traitements spécifiques. Les cellules photovoltaïques seront alors assemblées et montées dans des modules.

II.2.1. Etape 1 : Raffinage du silicium

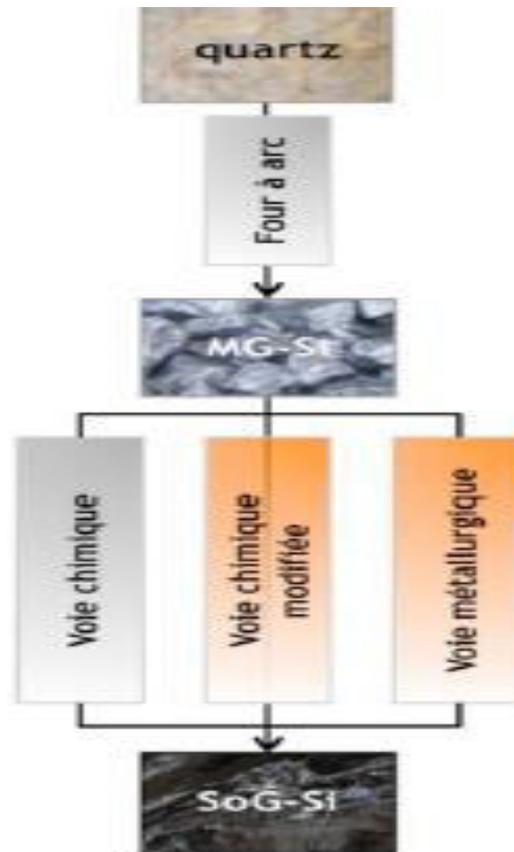


Figure (II. 2): Raffinage du silicium

En 2006, 93% du marché photovoltaïque était encore basé sur les technologies silicium

(Multi cristallin, monocristallin et ruban).

Sur la base d'un besoin de 15t/MW, l'industrie photovoltaïque consommerait chaque année environ 40000 tonnes de silicium pour produire 5GW de panneaux photovoltaïques dont 90% à base de silicium. D'après l'US Geographical Survey, la production de silicium au niveau mondial a été d'environ 5 millions de tonnes en 2007 : la part de l'industrie photovoltaïque représente donc un peu moins de 1% de la production mondiale.

L'obtention de ce matériau arrive en fin d'un processus de raffinage que l'on peut séparer en deux grandes étapes [1].

La transformation du quartz en silicium de grade métallurgique ou MG-Si est réalisée dans un four à arc, outil typique de l'industrie métallurgique. La pureté du MG-Si est de l'ordre de 98 à 99%.

La deuxième transformation est une purification du silicium métal en silicium de grade solaire ou SoG-Si, d'une pureté de 99,9999%.

La route traditionnelle, héritée de l'électronique, utilise des réacteurs chimiques pour synthétiser le silicium polycristallin. De toute la chaîne de production des modules photovoltaïques, c'est l'étape la plus consommatrice en énergie.

En raison du coût de cette étape et du fait qu'une pureté moindre peut-être tolérée, des techniques pour produire le silicium solaire à partir de nouveaux procédés chimiques mais aussi métallurgiques sont explorées.

II.2.1. De la silice au silicium métallurgique :

Le silicium, deuxième élément de la croûte terrestre, est obtenu à partir de silice ou oxyde de silicium SiO_2 contenu dans le quartz ou le sable, dont les réserves planétaires sont abondantes.

Le silicium métal, environ 20% de la production mondiale de silicium, est utilisé principalement par l'industrie chimique et celle de l'aluminium pour les silicones et les alliages métalliques. Pour la filière solaire, il servira à la fabrication du silicium de qualité solaire. Les principaux fabricants sont Grupo Ferroatlantica SL, Globe Specialty Metals Inc., Elkem AS, Dow Corning Corp. et AMG Advanced Metallurgical Group NV [2].

Elaboration du silicium métallurgique :

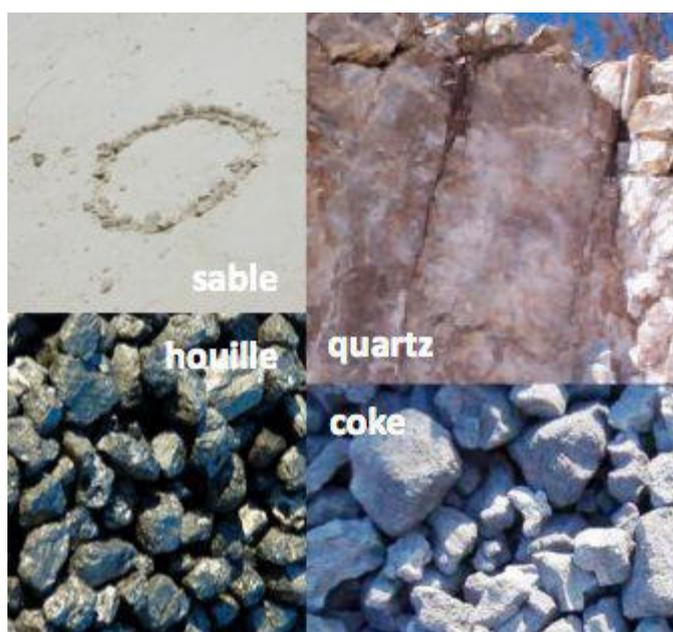


Figure (II. 3): Matière première

Le silicium métallurgique (MG-Si) résulte de la transformation de la silice dont on a extrait l'oxygène. Cette réaction, appelée réduction carbothermique, consiste à porter à des températures très élevées un mélange de quartz et d'espèces carbonées (réducteurs du type coke, houille et bois), qui vont se combiner avec l'oxygène du

quartz pour donner du monoxyde puis du dioxyde de carbone. Le bois permet aussi d'espacer les matériaux.

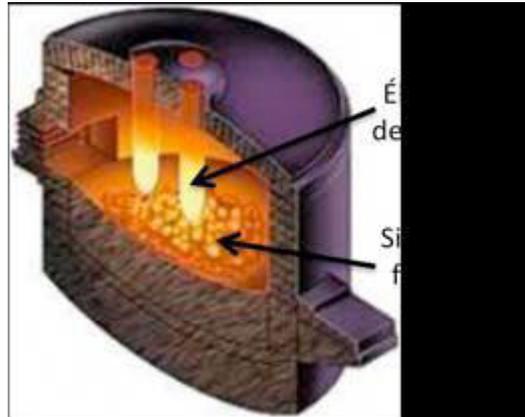


Figure (II. 4): Four a arc

Réduction de la silice par le carbone à 1700°C



L'énergie nécessaire à la réaction est apportée sous forme d'arc électrique par des électrodes en graphite, à l'intérieur de fours métallurgiques dits fours à arc.

Le silicium en fusion ainsi obtenu est récupéré dans des « poches », oxygéné par insufflation d'air pour former des oxydes de calcium et d'aluminium qui vont être extraits par séparation du laitier (phase contenant des oxydes métalliques, silicates, aluminates et chaux, formés lors de la fusion). Le silicium est ensuite mis en forme par refroidissement et moulage en lingotières. Plusieurs étapes de concassage et de broyage permettent ensuite d'obtenir des billes de MG-Si de 2- 3 mm de diamètre. Un autre procédé est la granulation à l'eau.



Figure (II. 4): Silicium métallurgique

La pureté finale du silicium de qualité métallurgique est de 98 à 99%, soit un taux d'impuretés d'environ 15000 ppm (Fe, Ca, Mg, Al, C, O, V, Cr, Mn...), avec comme contrainte des teneurs en bore et phosphore de l'ordre de 20 à 500 ppm.

Ce procédé est très énergivore, puisqu'il faut environ 14 kWh électriques pour produire 1 kg de MG-Si. Les émissions de CO₂ sont elles aussi très élevées : il faut compter un peu plus de 3.14 tonnes de CO₂ rejetés pour 1 tonne de MG-Si produit, hors CO₂ équivalent provenant de la consommation électrique. La mise en place, dans le futur, de quotas d'émissions de CO₂ pourra donc être une contrainte importante pour ce procédé. D'autres procédés de production du silicium métallurgique ont été développés. Il existe notamment la réduction aluminothermique, qui consiste à extraire l'oxygène de la silice avec de l'aluminium. Elle présente l'avantage d'une faible consommation d'énergie car elle est fortement exothermique.

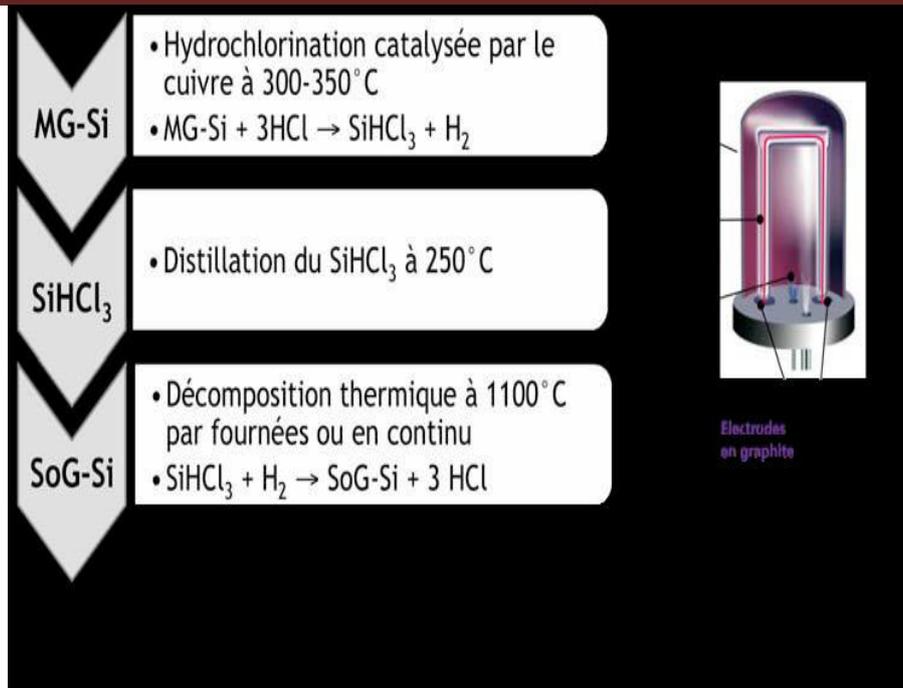
II.2.2. Du silicium métallurgique au silicium solaire :

Le silicium solaire (SoG-Si), ou silicium poly cristallin (poly-Si) plus connu dans la filière électronique, est obtenu par la purification du silicium métallurgique et servira à la confection des lingots de silicium.

Il existe différents procédés de production de silicium de qualité solaire que l'on peut classer en deux grandes familles : la voie chimique et la voie métallurgique. Actuellement, la voie chimique occupe la quasi-totalité du marché avec deux procédés majoritaires à partir de trichlorosilane (75%) et de monosilane (25%). Elle nécessite une plus grande consommation d'énergie que la voie métallurgique, et présente l'inconvénient de la dangerosité liée à l'utilisation de produits chlorés. Elle permet d'obtenir un matériau d'une plus grande pureté, un des objectifs de la filière électronique pour laquelle elle a historiquement été développée.

Voie chimique : procédé Siemens

Cette famille de procédés est basée sur la forte attraction de l'atome de silicium Si pour les ions chlorures Cl⁻. Ils consistent à synthétiser des composés gazeux contenant du silicium, généralement des chlorosilanes, à les purifier par distillation puis à déposer le silicium polycristallin par décomposition thermique. Les principales variantes sont les routes trichlorosilane, mono silane et tétrachlorosilane [3].



Figure(II. 5): Procédé Siemens [25]

✚ Voie métallurgique : procédé Elkem

Tout l'enjeu de la voie métallurgique est de diminuer les coûts de production tout en garantissant une qualité suffisante pour les applications solaires. Plusieurs industriels et centres de recherche développent actuellement des procédés qui permettent de s'affranchir du passage par les composés gazeux, dans le but de réaliser une économie d'énergie. Les procédés métallurgiques consistent traditionnellement en une série de fusion et solidification successives permettant d'éliminer progressivement les impuretés.

Le procédé Elkem consiste un traitement du silicium métallurgique par un laitier de silicate de calcium à haute température suivi d'un lessivage chimique à basse température. Les

impuretés résiduelles sont collectées sur le dessus du lingot obtenu après une solidification directionnelle. Les blocs éliminés sont ensuite réintroduits en amont dans le procédé. Les premières études montrent que la qualité du silicium solaire obtenu est similaire à celle du silicium polycristallin commercialisé provenant de la voie traditionnelle Siemens [6].



Figure(II. 6): Procédé Elkem

II.3.Fabrication des plaques, cellules et modules photovoltaïques :

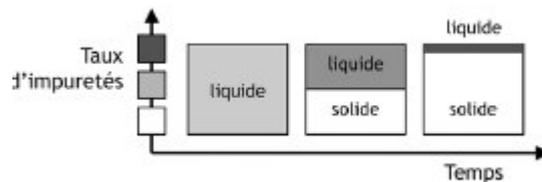
A ce stade de la fabrication sont mis en jeu des savoir-faire propres à l'industrie photovoltaïque [26].

Le silicium solaire ou polycristallin va être encore une fois fondu et resolidifié en lingots ou ruban dans lesquels seront découpés les plaques de silicium. Ces plaques subiront quant à elles des transformations qui leur permettront de convertir l'énergie lumineuse en énergie électrique. Puis elles seront reliées entre elles et protégées des intempéries dans un module photovoltaïque. La fabrication des autres composants d'un système, à savoir le matériel électrique comme les câbles et les onduleurs, ne sera pas détaillée.

II.3.1. Etape 2 : Cristallisation du silicium et mise en forme des plaques :

Ce sont les dernières étapes de transformation du silicium avant la fabrication de la cellule photovoltaïque proprement dite. Le silicium va être purifié encore une fois, dopé uniformément et découpé en plaques une fois refroidi. La technique de cristallisation consiste à solidifier progressivement le silicium polycristallin fondu de manière contrôlée. C'est dans la charge de silicium en fusion que sera ajouté l'élément dopant, généralement du bore qui donne un dopage de type p. Le matériau présente au final un réseau cristallin, qui est un arrangement ordonné des atomes de silicium.

L'élimination des impuretés se fait par ségrégation. Plus solubles en phase liquide que solide, les impuretés vont migrer vers les zones se solidifiant en dernier. Dans le cas d'un refroidissement pas le bas, elles vont se concentrer sur le haut du lingot.

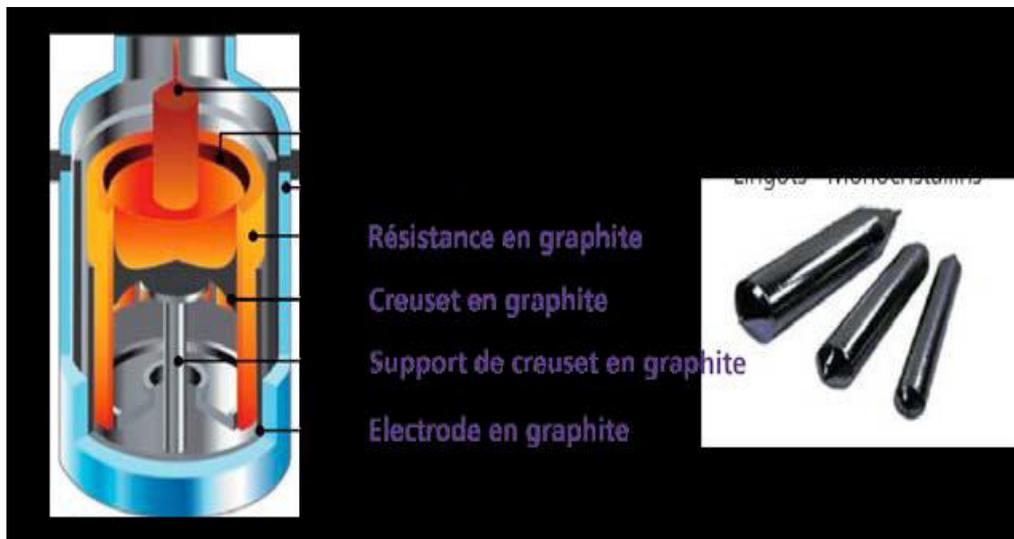


Figure(II. 7):: Mécanisme de ségrégation des impuretés lors de la cristallisation

Pour la cristallisation, trois grandes voies sont possibles selon le choix technologique fait par le fabricant [13]. Le tirage Czochralski donne des lingots cylindriques de silicium monocristallin, la solidification directionnelle donne des briques de silicium multicristallin -Si et les techniques de tirage de ruban donne du silicium multicristallin en ruban.

✚ **Silicium monocristallin (sc-Si)**

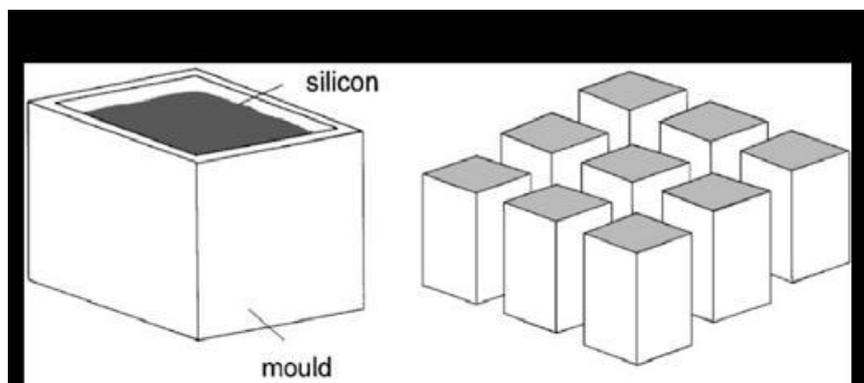
Ce matériau est constitué d'un seul cristal, sa couleur est unie, grise. Il est obtenu par croissance ou étirage d'un lingot cylindrique à partir d'un monocristal « souche » selon le procédé Czochralski.



Figure(II. 8) : Tirage des lingots de silicium monocristallin [25]

✚ **Silicium multicristallin (mc-Si)**

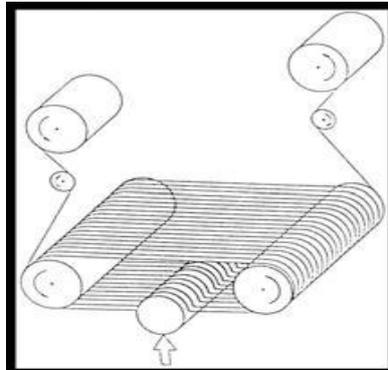
Ce matériau de couleur grise est constitué d'une mosaïque de cristaux monocristallins de silicium, d'orientation et de tailles différentes. Il est obtenu par coulage en lingotière dans laquelle s'opère un refroidissement lent, de l'ordre de quelques dizaines d'heures. Sa mise au point est moins énergivore, et le rendement final des cellules est d'environ 12%.



Figure(II. 8) :: Mise en forme des lingots de silicium multicristallin [11]

Sciage des plaques

Les lingots monocristallins et les briques multicristallines sont ensuite découpés en tranches par une scie à fil, à une épaisseur d'environ 250 μm . L'opération est réalisée en présence de slurry, une solution organique contenant des abrasifs en suspension. Il faut souligner une perte importante de matériau lors du sciage (30 à 40% non recyclé).



Figure(II. 8) : Plaques de silicium cristallin et scie à fil [12], [26]

✚ Silicium multicristallin en ruban

Cette dernière option technologique combine les étapes de cristallisation et de mise en forme du silicium, et présente l'avantage de minimiser la perte matière. Il est obtenu par entraînement d'un ruban de silicium sur un support plan ou tubulaire à partir d'un bain de silicium fondu.

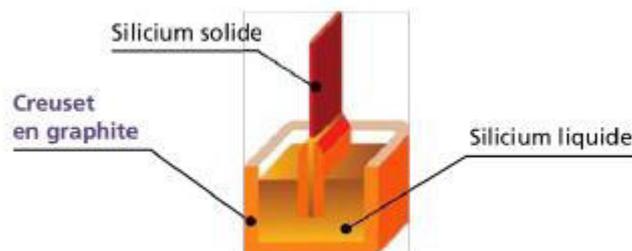


Figure (II. 9): Etirage d'un ruban de silicium [25]

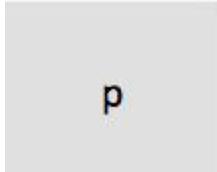
II.4 Etape 3 : Fabrication des cellules :

La particularité des cellules au silicium réside dans le fait que le substrat et l'élément actif sont un seul et même matériau, ceci grâce au coût raisonnable du silicium par rapport aux autres matériaux semi-conducteurs. Une fois les plaques découpées vient la fabrication des cellules, qui va permettre d'exploiter les propriétés de semi-conducteur du silicium et de transformer l'énergie lumineuse captée en énergie électrique.

II.4.1 Enchaînement des étapes de fabrication

Chaque fabricant développe sa propre chaîne de production, qui dépend de ses choix technologiques et économiques. L'enchaînement des étapes ci-dessous représente un procédé industriel standard auquel il faudra ajouter les sous-étapes de transport, nettoyage et mesure [5], [7], [11], [15], [16], [17].

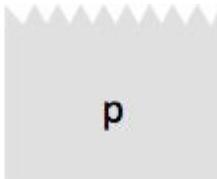
Décapage



Les plaques dopées p à partir de bore lors de la cristallisation sont décapées dans un bain chimique afin d'éliminer les défauts superficiels créés par le sciage.

- Bain acide à base d'acide fluorhydrique HF, d'acide acétique CH₃COOH et d'acide nitrique HNO₃

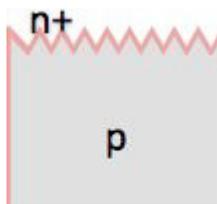
Texturation



La texturation de la surface en petites pyramides ou entonnoirs permet d'améliorer la collecte des photons dans toutes les directions en réduisant la réflexion. On parle aussi de confinement optique.

- Gravure sélective par un bain alcalin de soude NaOH ou de potasse KOH avec des additifs organiques du type alcool isopropylique IPA

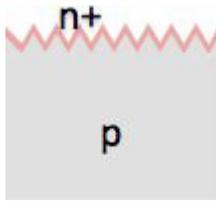
Dopage



La zone dopée n est formée par diffusion de phosphore: couche n+ en surface et n à la jonction.

- Diffusion thermique de phosphore P à partir de trichlorure de phosphoryle POCl₃ dans un four à passage, 800°C < T < 900°C, suivi d'un recuit
- Retrait de la couche résiduelle de silicate de phosphore dans un bain d'acide fluorhydrique HF

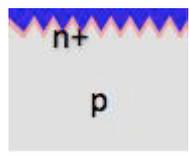
Bords de plaque



La couche n+ est retirée des bords de plaque (sur la tranche) pour séparer l'émetteur de la face arrière.

- Gravure plasma avec un mélange gazeux tétrafluorométhane CF4 et oxygène O2 soumis à un champ de radiofréquences

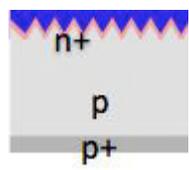
Anti-reflet



Une couche anti-reflet à base d'oxydes ou de niture de silicium ou d'oxydes métalliques est déposée en face avant. Elle sert aussi à passiver la surface en limitant les recombinaisons entre charges afin de conserver la conductivité du matériau.

- Dépôt chimique en phase gazeuse via un plasma (PECVD) d'une couche de Si3N4 à partir de silane SiH4 et d'ammoniac NH3

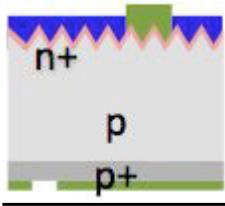
Champ face arrière



La face arrière est dopée p+ par diffusion d'aluminium. Cette couche joue aussi un rôle de conducteur ohmique avec l'électrode arrière.

- Diffusion thermique d'aluminium Al à 850°C à partir d'une pâte d'aluminium déposée sur toute la face arrière

Métallisation



Les contacts électriques sont des métaux déposés en face avant (électrode -) et en face arrière (électrode +)

- Sérigraphie d'argent en face avant et d'aluminium en face arrière par frittage de pâtes métalliques

Test et tri

Les cellules sont mesurées électriquement puis triées selon leur caractéristique afin d'optimiser leur association ultérieure.

Il existe bien entendu de nombreuses variantes pour chacune de ces étapes, qui dépendent fortement des équipements de production sélectionnés par le fabricant. Certains bains chimiques peuvent aussi être remplacés par des gaz fluorés lorsqu'il s'agit de graver la matière (texturation, retrait d'une couche, nettoyage des parois d'un réacteur...). On trouve aussi des procédés laser pour l'isolation des bords de plaques. Dans tous les cas, la tendance actuelle est à l'augmentation du nombre d'étapes.

II.5 Etape 4 : Assemblage des modules :

La fonction des modules est de protéger les cellules du milieu extérieur et de faciliter leur mise en oeuvre, tout en limitant le plus possible les pertes optiques et les baisses de rendement dues à l'échauffement des cellules en fonctionnement.

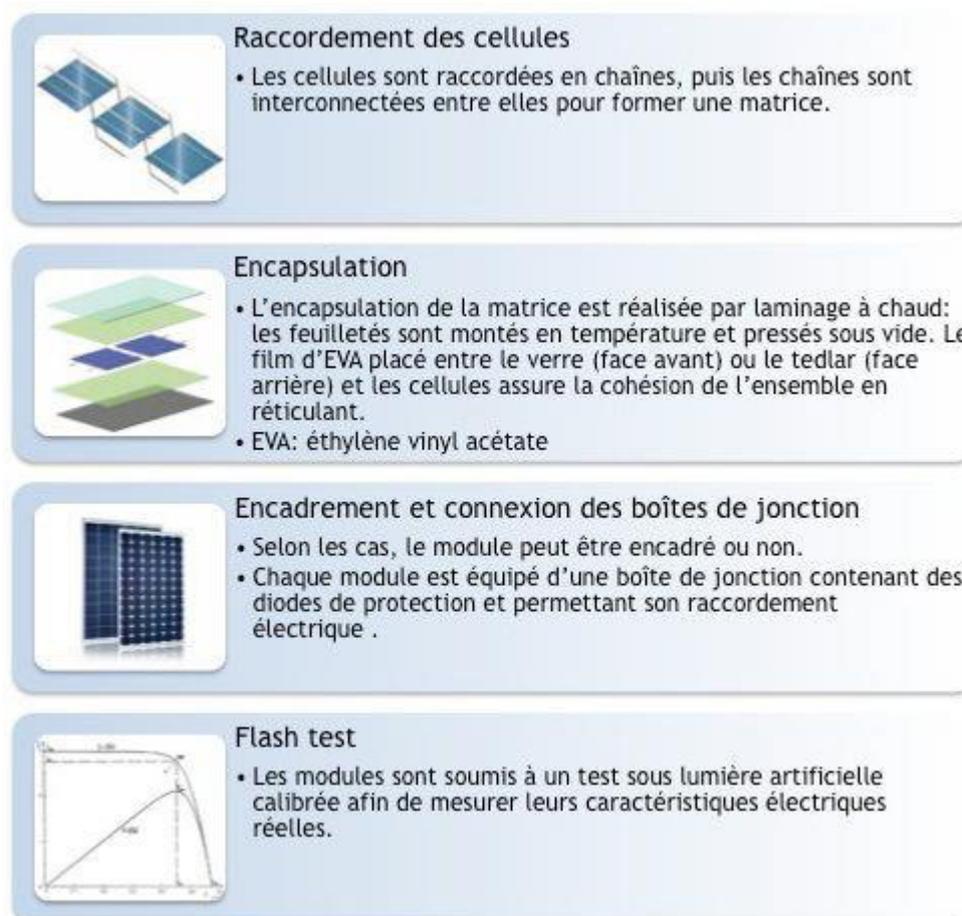


Figure (II. 10): : Assemblage des modules photovoltaïques

II.5 Principales technologies solaires photovoltaïques

De manière générale, les cellules photovoltaïques peuvent être vues comme un empilement de matériaux :

- **la couche active ou l'absorbeur** constituée d'un premier matériau accepteur d'électrons et d'un second matériau donneur d'électrons, formant une jonction donneur-accepteur ;
- **les contacts métalliques avant et arrière** constituant les électrodes positive (+) et négative (-) chargées de collecter le courant généré ;
- **des couches supplémentaires** comme un antireflet ou une couche plus fortement dopée permettant d'améliorer les performances de la cellule meilleure absorption de la lumière, meilleure diffusion des porteurs de charges dans le matériau etc.

On peut distinguer trois grandes familles de cellules solaires :

• les cellules au silicium cristallin,

Pour lesquelles l'élément actif est le silicium dopé dans la masse. Bien que plus ancienne, cette technologie représente encore 90 % des parts de marché du fait de sa robustesse et de ses performances (rendement modules allant de 12 à 20 % pour une durée de vie de 30 ans environ) ainsi que des investissements importants qui lui ont été destinés, que ce soit pour la transformation du silicium, l'élaboration des cellules ou l'assemblage des modules.

• les cellules à base de couches minces

Qui ont en commun le procédé de dépôt du matériau semi-conducteur à faible épaisseur sur des substrats variés et donnant un aspect uni, produisant des modules de rendement légèrement inférieur (de 7 à 13 %). La part de marché pour l'ensemble de ces technologies est d'environ 10 % et reste relativement stable : ces filières ont perdu l'avantage de leur moindre coût de production avec les investissements massifs consentis dans le silicium au début des années 2000.

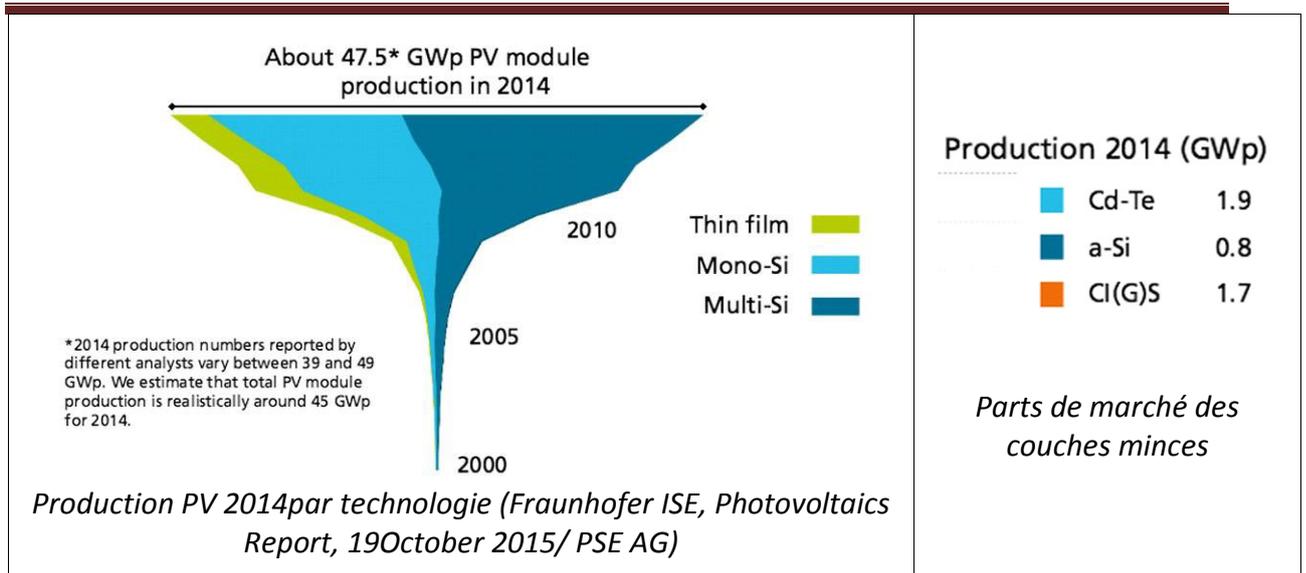
• les cellules à base de photovoltaïque organique,

segment sur lequel la recherche s'intensifie dans la perspective de produire des cellules à très bas coût pour des applications nouvelles. Leur principe de fonctionnement est basé sur les cellules à colorant de Michaël Grätzel avec des variations sur le type de matériaux utilisés. Avec des rendements de l'ordre de 3 à 5 %, leur point faible reste aujourd'hui encore leur durée de vie limitée, Les perspectives d'applications sont nombreuses.

Enfin, la famille des hybrides présentée sur l'illustration ci-dessous rassemble les cellules mettant en présence des technologies de nature différente pour atteindre des rendements optimisés.

En 2014, le marché mondial du photovoltaïque a atteint un volume de fabrication de nouveaux modules de plus de 40 GW de puissance cumulée. Avec la généralisation et la compétitivité de la technologie solaire dans de nombreuses régions du monde, la croissance du marché ne fait que confirmer les prévisions des experts.

La répartition entre les différentes technologies est représentée sur le graphe suivant, avec 91 % de silicium cristallin (dont 56 % de polycristallin) et 9 % de couches minces, les autres technologies n'ayant pas atteint le stade de la production de masse.



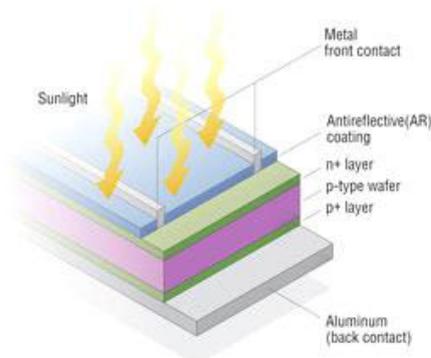
Globalement, la maturation des technologies est lente, de l'ordre de plusieurs décennies, mais les rendements continuent de s'améliorer.

II.5.1. Les technologies silicium cristallin

Le silicium est le deuxième élément le plus abondant sur terre après l'oxygène, avant le carbone et l'azote. Il représente environ 25 % en masse de l'écorce terrestre, ce qui permet de le considérer comme inépuisable. On le trouve entre autres dans le sable, le quartz et les feldspaths.

Utilisé depuis très longtemps pour la fabrication du verre sous forme de dioxyde de silicium (plus connu sous le nom de "silice"), ses propriétés de semi-conducteur en font le matériau privilégié pour la fabrication des composants électroniques.

Le silicium cristallin



Figure(II. 11): Structure d'une cellule au silicium cristallin (source : NREL)

Les cellules au silicium cristallin sont fabriquées à partir de silicium purifié, matériau dans lequel sont insérés en quantité infime des atomes de bore et de phosphore afin de créer des zones chargées différemment et de former la jonction donneur-accepteur. Cette famille regroupe les filières du silicium monocristallin (mono-Si ou sc-Si en anglais) lorsque les cellules proviennent d'un lingot dont la maille cristalline (l'arrangement des atomes) est homogène, et celles du silicium poly cristallin lorsqu'il existe plusieurs réseaux cristallins juxtaposés formant des grains dans une même cellule.

Substrat : silicium raffiné obtenu en différentes étapes à partir du quartz, cristallisé par tirage d'un lingot (mono) ou moulage en lingotière (poly) puis découpé en plaques

Fabrication : dopage au bore du silicium, dans la masse ,texturation de surface, dépôt d'un anti-reflet TiO₂ ou SiN en face avant, dopage phosphore en face avant, dopage aluminium en face arrière par dépôt Al, sérigraphie des contacts Ag en face avant et arrière (remarque : raffinage du silicium à haute température)

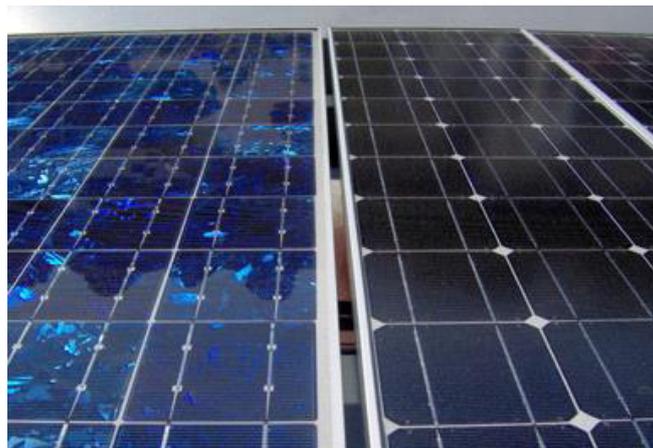
Epaisseur : 150 à 200 μm

Taille de cellule : 156 mm x 156 mm

Rendement moyen cellule : mono 16 à 24 %, poly 14 à 18 %

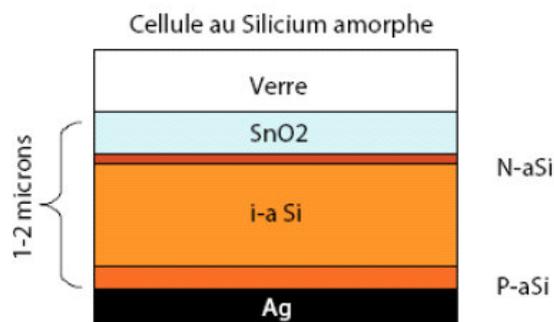
Aspect : aspect uniforme bleu foncé à noir (mono), effet de mosaïque bleutée (poly)

Transparence : par espacement des cellules



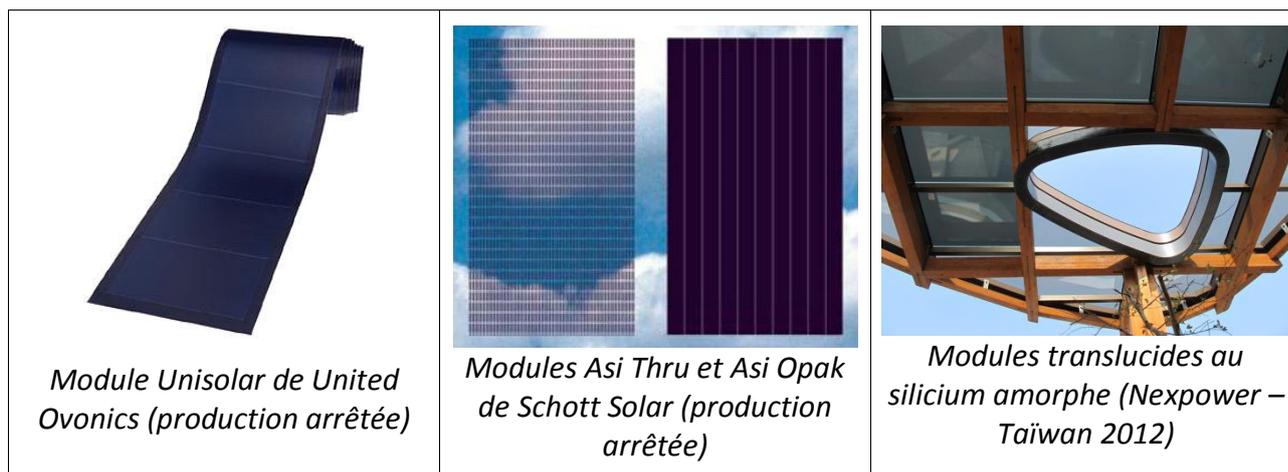
Figure(II. 12): Module polycristallin (à gauche) et monocristallin (à droite)

Le silicium amorphe



Figure(II. 13) :Structure d'une cellule au silicium amorphe (source : D.Lincot)

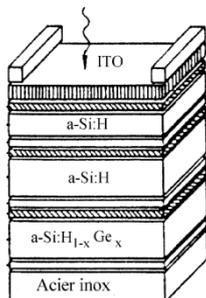
Le silicium amorphe est obtenu par dépôts successifs de couches dopées et non dopées de silicium purifié en phase gazeuse. Le procédé de fabrication des cellules, calqué sur la technologie mise en œuvre pour les écrans plats, est moins onéreux car il opère à basse température et utilise bien moins de matériau que le silicium cristallin. Cependant, le fait que les atomes de silicium soient désorganisés (pas de maille cristalline dans la matériau) conduit à de plus faibles rendements. La superposition de plusieurs jonctions simples permet d'augmenter le rendement global de cellule.



Les faibles coûts de production ayant été rattrapés par ceux du silicium cristallin, bien plus performant, expliquent sa quasi disparition du marché, mis à part pour les calculatrices ou l'intégration aux produits verriers dans le bâtiment.

Technologies dérivées :

- double ou triple jonction de silicium amorphe



Figure(II. 14) Cellule triple jonction a-Si:H (source : Unisolar)

II.5.2 Les technologies couches minces :

Outre le silicium amorphe, qui fait le lien entre les deux grandes catégories, les recherches dans le domaine des matériaux semi-conducteurs ont conduit à l'apparition d'une diversité de technologies utilisant des complexes de matériaux en couches minces.

Les technologies les plus courantes aujourd'hui produites industriellement sont :

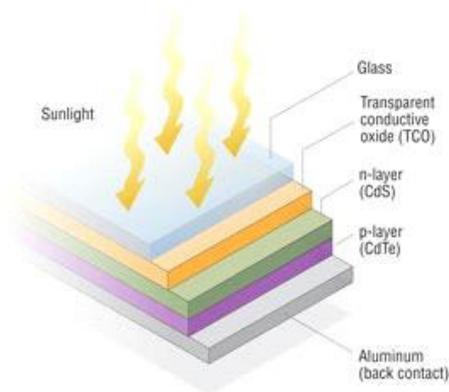
- le Tellure de Cadmium (**CdTe**), qui présente l'avantage d'une très grande stabilité dans le temps et d'un coût modéré ;
- le Cuivre/Indium/Sélénium (**CIS**), le Cuivre/Indium/Gallium/Sélénium (**CIGS**) et le Cuivre/Indium/Gallium/Diséléride/Disulfide (**CIGSS**), qui présentent les rendements les plus élevés parmi les couches minces mais à un coût plus élevé ;
- l'Arséniure de Gallium (**Ga-As**) dont le haut rendement et le coût très élevé conduisent à en réserver l'usage essentiellement au domaine spatial.

Toutes confondues, ces filières représentent à peine plus de 10% du marché photovoltaïque mondial actuel, mais on a vu récemment un essor de la technologie CIGS.

Elles ont en commun un certain nombre d'**atouts** :

- elles permettent de fabriquer des modules d'une surface plus importante (4 voire 6 m²), qui peuvent même être ensuite découpés
- elles ne craignent pas l'échauffement qui peut faire chuter le rendement des modules cristallins autour de 60°C, ce qui les rend plus aptes à l'intégration.
- elles captent mieux le rayonnement diffus et sont donc mieux adaptées à certains sites
- en phase industrielle, leur coût de fabrication est en principe moins élevé (procédé roll-to-roll)... mais présentent aussi certains **inconvénients** :
- industrialisation moins avancée,
- matières premières limitées et en concurrence avec d'autres usages
- toxicité des matériaux
- recyclage plus complexe

 **Le tellure de cadmium (CdTe) :**



Figure(II. 15): Structure d'une cellule CdTe (source : NREL)

Les procédés de dépôt du tellure de cadmium pour la fabrication des cellules solaires sont extrêmement rapides, ce qui permet de réduire les coûts de production. De plus, les rendements ne cessent de s'améliorer, devenant compétitifs avec ceux du silicium cristallin.

Substrat : verre (face avant)

Fabrication : dépôt d'une couche conductrice transparente (ex : oxyde d'étain dopé à l'indium), dépôt d'une mince couche fenêtre en CdS puis de la couche d'absorption en CdTe et recristallisation par chauffage, dépôt du contact face arrière

Epaisseur : 5 μ m

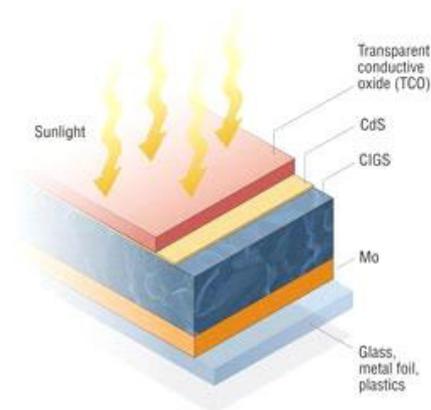
Taille de cellule : selon le substrat

Rendement moyen cellule : 9 – 17 % (module 13% - record à 18,2%)

Aspect : uni vert foncé à noir

Transparence : non

Le Cuivre Indium Gallium (di)Selenium (CIGS)



Figure(II. 16): Structure d'une cellule CIGS (source : NREL

L'amélioration de la performance de ces cellules s'est appuyée sur la chimie des chalcopyrites, famille de minéraux faisant référence au CuFeS_2 .

Au niveau de la fabrication, des procédés de sérigraphie et d'électrodéposition sont aujourd'hui utilisés, particulièrement adaptés à l'industrialisation de la filière.

Substrat : verre, métal ou polymère (face arrière)

Fabrication : dépôt du contact face arrière molybdène, dépôt par co-évaporation de cuivre, indium, gallium et disélénium, dépôt d'une fenêtre de CdS en bain chimique puis dépôt de ZnO dopé aluminium par pulvérisation cathodique, anti-reflet

semiconducteur à structure chalcopyrite CuInGaSe_2 , couche mince polycristallin, hétérojonction CIGS/CdS/ZnO

Epaisseur : 1,5 - 3,5 μm

Taille de cellule : selon le substrat

Rendement moyen cellule : 11 – 18 % (max 21,7%)

Aspect : uni gris foncé à noir

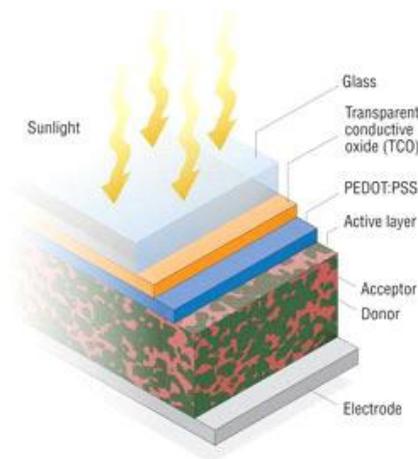
Transparence : par micro-gravure

II.5.3. Les cellules solaires organiques (« Les filières de demain »)

Demain, toute une série de **nouvelles technologies** aux noms plus ou moins exotiques (systèmes à concentration, cellules à colorants ou à polymères, pérovskites, puits quantiques, ...) aujourd'hui au stade de la recherche viendront s'ajouter à la diversité des options en apportant chacune leurs points forts, que ce soit une baisse spectaculaire des coûts, un rendement très élevé ou une facilité de mise en œuvre.

Un aperçu de la filière des cellules solaires organiques (OPV) est proposé ici.

La filière des cellules solaires organiques, mettant en jeu de procédés chimiques, a démarré avec la mise au point de cellules dites « à colorant » au début des années 1990 dont le concept est calqué sur celui de la photosynthèse.



Figure(II. 17): Structure d'une cellule PV organique (source : NREL)

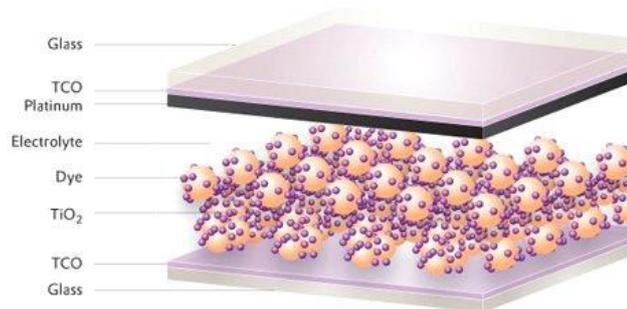
Globalement, une cellule solaire organique utilise des composés semi-conducteurs organiques. De fines couches organiques déposées à partir d'une solution liquide sont prises entre deux électrodes. Dans la couche photoactive (ou absorbeur), le donneur et l'accepteur d'électrons sont généralement en mélange plutôt qu'empilés et peuvent être de différentes natures chimiques, ce qui explique la grande variété de ces cellules.

Les intérêts de cette filière sont la simplicité et la faible consommation d'énergie des processus de fabrication (sérigraphie, enduction centrifuge ou jet d'encre), à partir de matériaux abondants et peu chers, ainsi que le dépôt sur des substrats flexibles dans une large gamme de couleurs.

Son développement à grande échelle est aujourd'hui freiné par la faible mobilité des porteurs de charges dans le matériau, limitant le rendement, et la faible durée de vie des cellules, de quelques dizaines d'heures à quelques mois avant dégradation. Sur ce dernier point, des améliorations sont attendues dans les procédés d'encapsulation pour remédier aux fuites d'électrolytes et dans l'utilisation de matériaux d'électrodes alternatifs. D'autres recherches portent aussi sur l'optimisation de l'absorbeur et l'utilisation d'architectures multi jonction (empilement de couches organiques sur silicium cristallin par exemple). Enfin, l'industrialisation des procédés de fabrication reste à venir.

Les applications visées à l'heure actuelle sont principalement des usages comme l'électronique grand public, la bagagerie, le transport, les panneaux publicitaires, bien que l'intégration à des bâtiments pilotes ait été réalisée.

Cellules à colorant (DSsC - Dye Sensitized solar Cell)



Figure(II. 18): Structure d'une cellule à colorant ou à pigment photosensible ou cellule de Grätzel (source : Evonik Industries)

Ce sont des cellules hybrides organiques-inorganiques, qui utilisent de petites molécules comme absorbeur. Elles sont constituées d'un sandwich d'oxyde de titane, de pigment photosensible (colorant) et d'un électrolyte à base d'iode, liquide ou gélifié. Elles peuvent être imprimées sur des substrats variés et notamment sur les matières plastiques.

Substrat : verre ou polymère

Fabrication : deux plaques en verre enduites d'oxyde conducteur transparent (TCO) entourent une couche d'oxyde de titane TiO_2 imprégnée de colorant (ex : poly pyridine de ruthénium) pour capter la lumière visible ainsi qu'un gel électrolytique (ex : I^-/I_3^-) et du platine comme électrode arrière. Dépôt du TiO_2 par sérigraphie sur le verre supérieur, puis recuit à $450^\circ C$ pour l'obtention d'un film à nanoparticules microporeux.

Epaisseur : $15\mu m$

Taille de cellule : selon le substrat

Rendement cellule moyen : 8 – 12 % (modules commerciaux 3 – 5%)

Stabilité : 3-4 ans (source CEA INES), pas de stabilité à long terme, faible résistance à la température. Baisse de performance $<10\%$ au-delà de 20 000 h.

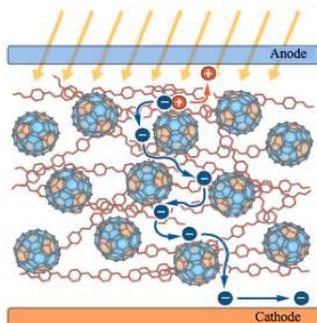
Couleur : rouge, brun, vert, noir bleu, noir (selon le colorant)

Transparence : oui



Figure(II. 18): Module DSSC d 30 x 30 cm² de rendement 6 % (source : Dyenamo)

Cellules à polymères



Figure(II. 19): Principe d'une cellule en matière plastique (source : DGS)

L'émergence des cellules à polymères autres que ceux utilisés dans les cellules à colorant date des années 2000.

Le principe de fonctionnement des cellules à polymères organiques, dites cellules « plastiques », est le même que celui des cellules à colorant.

Le matériau absorbeur (ou donneur d'électrons) peut être :

- soit de petites molécules organiques comme des phthalocyanines, des polyacenes, ou des squarènes combinées avec des perylene ou des fullerènes comme accepteur ;

soit des molécules à longue chaîne (ex : polymères de type P3HT, MDMO-PPV, PEDOT:PSS, PET, PC₆₁BM, PCDTBT...) combinées avec des dérivés des fullerènes comme accepteurs (e.g., PC₆₀BM, PC₇₀BM).

Substrat : verre

Fabrication : dépôt d'un oxyde conducteur transparent (TCO) sur le verre avant, dépôt d'un mélange de polymère ou d'oligomère et d'une masse de remplissage, dépôt du contact arrière

Epaisseur : 400 nm

Taille de cellule : celle du substrat

Rendement cellule moyen : 8– 10 % (modules 3 – 5%)

Couleur : selon le colorant

Transparence : oui



Figure(II. 20): Konarka (arrêt production) .

II.6.Conclusion

L'énergie solaire peut également s'avérer très avantageuse dans le cas d'installations chez des particuliers.

Cependant, les panneaux solaires ne sont actuellement pas rentables pour une production à grande échelle, à cause de nombreuses limites et des autres sources d'énergie plus avantageuses telles que le nucléaire.

Les panneaux solaires sont donc parfaits pour compléter les besoins énergétiques mais toute l'énergie ne peut être produite entièrement par leur utilisation.

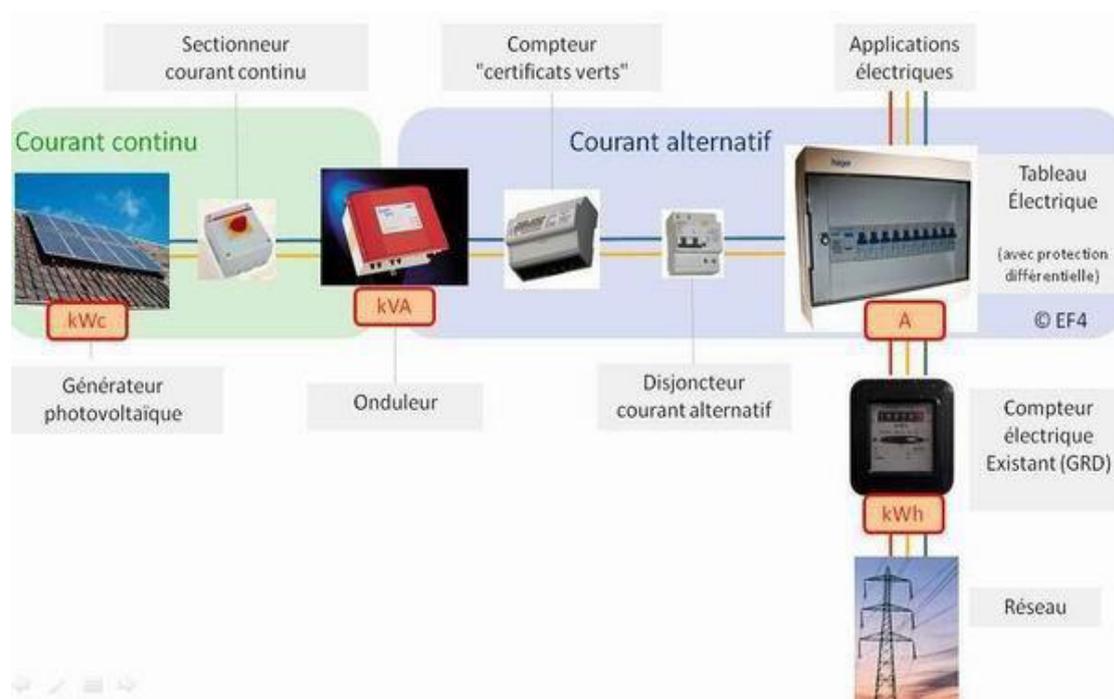
Les principales technologies industrialisées en quantité à ce jour sont : le silicium mono ou poly cristallin (plus de 80% de la production mondiale).

III.1. Introduction :

Une installation photovoltaïque raccordée au réseau permet de produire de l'électricité pour l'envoyer sur le réseau électrique nationale. Ainsi la totalité de la production électrique est utilisée par les consommateurs proches. Dans le monde la plupart des installations photovoltaïques sont reliés au réseau. La majorité d'entre elles bénéficiant d'un achat de l'électricité à un tarif préférentiel par un opérateur électrique. L'installation d'un système photovoltaïque nécessite le respect de normes électriques et architecturales et fait l'objet de nombreuses démarches avant la mise en service.

III.2. Composition d'une installation photovoltaïque :

Afin de bien comprendre le fonctionnement d'un système photovoltaïque, il est utile d'en analyser les principaux composants. Les informations présentées ne se veulent pas exhaustives mais doivent permettre de comprendre le rôle et l'utilité de chacun des composants, ainsi que de leur emplacement respectif.



Figure(III.1 : Schéma électrique type d'un système photovoltaïque. [15]

Composants d'une installation photovoltaïque :

Une installation photovoltaïque est composée de plusieurs éléments :

- Une structure porteuse ou de fixation qui doit supporter le poids des panneaux solaires et résister aux contraintes environnementales,
- Les panneaux solaires ou photovoltaïques convertissent le rayonnement solaire et assurent également dans le cadre des projets en toiture une fonction de couverture,
- Les composants de distribution continu (DC) ou alternatif (AC) comme les câbles, connectiques, protections... qui permettent de raccorder les chaînes
- de panneaux entre elles, de protéger les chaînes de panneaux et les intervenants des risques électriques et atmosphériques, et enfin d'assurer l'acheminement du courant produit vers les postes de conversion,
- L'onduleur, qui convertit le courant continu en courant alternatif, protège les circuits de distribution DC et les intervenants des risques électriques et atmosphériques, génère un courant alternatif de qualité et transforme la basse tension en moyenne tension,
- Le compteur de production pour suivre la production de votre système photovoltaïque,
- Et parfois un système de supervision afin de permettre le suivi du fonctionnement et de la performance de l'installation, et l'optimisation de la production.[17]

III.2.1. Le générateur photovoltaïque :

L'ensemble de panneaux photovoltaïques interconnectés forme le générateur. Celui-ci **convertit directement la lumière solaire en électricité (courant continu)**. La quantité d'électricité produite est proportionnelle à la quantité de lumière qui atteint le générateur. Le générateur est caractérisé par sa puissance crête exprimée en kilowatt crête (kWc). Un câblage spécifique pour le courant continu relie le générateur à l'onduleur. Il est conseillé de placer un sectionneur spécifique pour le courant continu permettant d'isoler électriquement le générateur photovoltaïque. Ce sectionneur se présente parfois sous la forme d'une poignée.[1]

III.2.2. Onduleur :

Les applications domestiques étant généralement alimentées en courant alternatif, il est nécessaire de convertir le courant continu produit par le générateur, en courant alternatif avec les mêmes caractéristiques (tension, fréquence, phasage, ...) que le courant qui provient du réseau. Cette transformation est réalisée grâce à un onduleur. L'onduleur est caractérisé par sa puissance de sortie (coté courant alternatif) exprimée en kilovoltampère (kVA).

La sortie de l'onduleur (courant alternatif) est généralement raccordée directement sur tableau électrique basse tension. Ce dernier est donc alimenté en parallèle par 2 sources d'électricité : le générateur photovoltaïque et le réseau. Le tableau électrique distribuera l'électricité entre les différents circuits. Le tableau électrique est évidemment équipé d'un différentiel en tête d'installation et de différents interrupteurs et disjoncteurs permettant

d'isoler et de protéger chaque circuit électrique en fonction d'un ampérage précis exprimé en ampères (A).[17]

III.2.2.1 : Onduleur réseau :

L'onduleur réseau est un convertisseur électrique permettant de transformer le courant électrique continu du générateur photovoltaïque en courant alternatif compatible avec le réseau national. Dans le cas d'un raccordement au réseau, l'onduleur doit intégrer un système de découplage au réseau.

- ✚ **Micro-onduleur** : Le micro-onduleur se connecte à un ou deux modules selon les modèles. Il permet une gestion personnalisée et précise de la puissance de chaque module. Il est généralement utilisé pour les installations de 100Wc à 10 KWc .Son utilisation est avantageuse dans le cas ou le générateur photovoltaïque subit de fort ombrages ou des orientations multiples. L'ensemble des micro-onduleurs sont ensuite reliés entre eux au niveau du coffret de protection électrique AC avant l'injection du courant alternatif sur le réseau.



Figure(III.2) :micro-onduleur.

- ✚ **Onduleur string** : L'onduleur string se connecte à un ensemble de modules branchés en série appelé string(en général par série d'une dizaine).L'onduleur peut avoir plusieurs entrées et donc se connecter à plusieurs dizaines de modules. Il permet la gestion indépendante de la puissance de chaque string. Chaque générateur photovoltaïque peut comporter plusieurs strings.



Figure(III.3) :onduleur string .[19]

+ Onduleur central :

_Se connecte à plusieurs centaines modules en séries. Du faite de cette solution centralisée, le coût de l'installation est réduit et la maintenance est facilitée grâce à des moyens de supervision adaptés. L'onduleur central est généralement utilisé pour les installations supérieures à 100KWc.



Figure(III.4) :onduleur central.

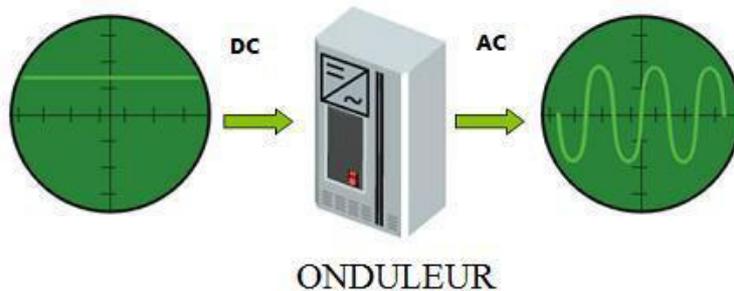
+ Le rôle de l'onduleur :

Un onduleur photovoltaïque doit remplir plusieurs fonctions essentielles dans une installation photovoltaïque raccordées au réseau.

Le plan du cours est le suivant :

1. Conversion continu-alternatif
2. Recherche du point de puissance maximum
3. La protection de découplage[15]

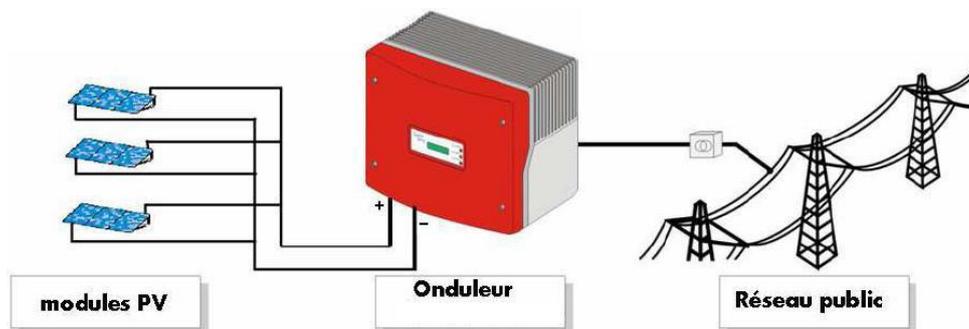
✚ Conversion du courant et de la tension continus en courant et tension alternatifs :
L'onduleur est un convertisseur de type continu → alternatif.



Figure(III.5) :onduleur.[15]

Dans une installation photovoltaïque, l'onduleur occupe une place centrale. Il va transformer le courant continu délivré par l'installation photovoltaïque en un courant alternatif compatible avec le réseau.

On distingue la partie continue notée DC, reliée aux modules en amont de l'onduleur, et la partie alternative notée AC, reliée au réseau en aval de l'onduleur.



Figure(III.6) : système photovoltaïque raccorder au réseau.[15]

Le courant et la tension continus produits par les modules photovoltaïques sont transformés, via l'onduleur, en un courant et une tension alternative compatible avec le réseau.

Les caractéristiques du réseau sont les suivantes :

- Fréquence de 50 Hz
- Tension efficace de 230 V. [20]

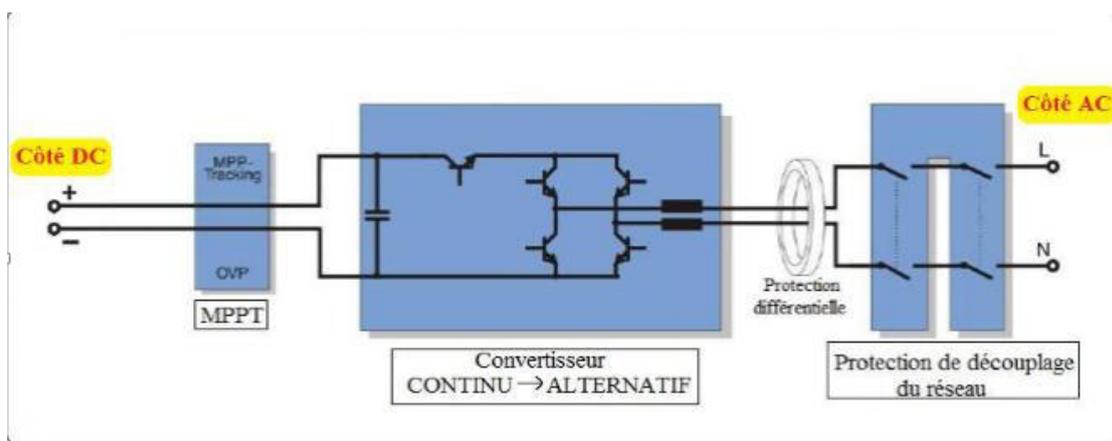
✚ Recherche du point de puissance maximum du groupe photovoltaïque

Le MPPT est un système intégré à l'onduleur et qui permet de calculer le courant et la tension d'entrée de l'onduleur sur le point de puissance maximale du groupe photovoltaïque.

Le groupe photovoltaïque relié à l'onduleur présente une infinité de point de

fonctionnement possible, c'est-à-dire une infinité de couple courant-tension ($U ; I$). Mais il existe un seul point ($U ; I$) de tel sorte que la puissance délivrée ($P=U \times I$) par le groupe photovoltaïque soit maximum. Ce point est le point de puissance maximum (MPP, Maximum Power Point en anglais) du groupe photovoltaïque. Il va de soi que la puissance délivrée par le groupe photovoltaïque doit être la plus importante possible, c'est-à-dire la puissance correspondant au point de puissance maximum, notée P_{MPP} .

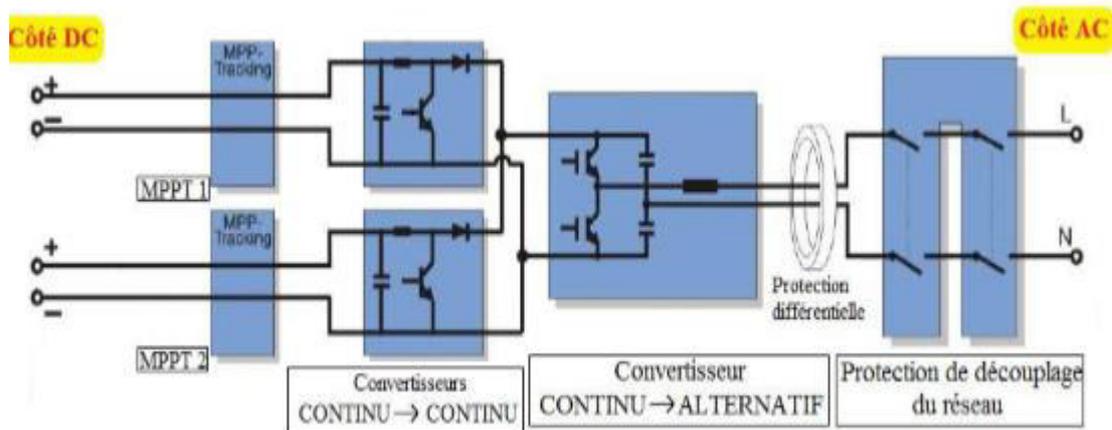
Les onduleurs photovoltaïques disposent d'un système permettant de trouver ce point de puissance maximum. Ce système s'appelle le MPPT (Maximal Power Point Tracker). Concrètement, il s'agit d'une unité d'électronique de puissance placée en amont du convertisseur continu → alternatif. Certains onduleurs sont munis d'un seul tracker, d'autres en sont doter de plusieurs.[15]



Figure(III.7) : onduleur mono-tracker[15]

Un onduleur mono-tracker est composé d'un système MPPT (Maximal Power Point Tracking), d'un convertisseur continu → alternatif, d'une protection différentielle et d'une protection de découplage, ainsi qu'illustré sur la figure ci-contre.

Cette description n'est valable que pour les onduleurs sans transformateur. Les onduleurs disposant d'un transformateur n'ont pas de protection différentielle. A la place, il disposent d'un transformateur.



Figure(III.8) : onduleur multi-tracker[15]

Un onduleur multi-tracker est composé de plusieurs système MPPT (Maximal Power Point Tracking) suivi de convertisseurs continu → continu, d'un convertisseur continu → alternatif, d'une protection différentielle et d'une protection de découplage, ainsi qu'illustré sur la figure ci-contre.

Cette description n'est valable que pour les onduleurs sans transformateur. Les onduleurs disposant d'un transformateur n'ont pas de protection différentielle. A la place, il dispose d'un transformateur.

Les convertisseurs continu → continu sont utiles pour harmoniser les tensions issues des trackers.

✚ **La protection de découplage :**

Toute installation photovoltaïque raccordée au réseau HTA doit en complément de la protection générale (selon la NF C13-100 ou la NF C 14-100), être équipée d'une fonction protection de découplage destinée à la séparer du réseau public de distribution en cas de défaut sur ce réseau.

Cette protection a pour objet, en cas de défaut sur le réseau de :

- éviter d'alimenter un défaut ou de laisser sous tension un ouvrage en défaut,
- ne pas alimenter les autres installations raccordées à une tension ou à une fréquence anormale,
- permettre les ré enclenchements automatiques des ouvrages du réseau.

La protection de découplage doit en outre arrêter l'injection d'électricité dans le réseau lors des travaux de maintenance du réseau.

✚ **Les types de protection de découplage :**

La protection de découplage peut être :

- ou bien une protection externe de type B.1,
- ou bien une protection conforme DIN VDE0126 intégrée aux onduleurs ou sectionneurs automatiques de l'installation.

Aujourd'hui, la très grande majorité des onduleurs sont conformes à la norme DIN VDE0126, c'est-à-dire qu'ils intègrent une protection de découplage interne.

III.2.3 .Côté continu de l'onduleur _:

Du côté continu de l'onduleur on s'intéresse à trois caractéristiques principales suivantes :

- Tension d'entrée maximale
- Plage de tension du MPPT-Courant d'entrée maximal

III.2.3.1.Puissance d'entrée maximale :

La puissance DC maximale correspond à la puissance maximale que peut recevoir l'onduleur. Cette puissance reçue par l'onduleur provient des modules photovoltaïques qui débitent un courant continu I et une tension continue U aux bornes d'entrée de l'onduleur. Le produit de ce courant et de cette tension correspond à la puissance injectée côté DC dans l'onduleur.

Les onduleurs disposent d'une adaptation d'impédance qui permet d'adapter le point de fonctionnement électrique du système modules-onduleur. En fonctionnement normal, l'onduleur se cale sur le point de puissance maximum (MPP) du groupe photovoltaïque. Lorsque la puissance délivrée par le groupe photovoltaïque est supérieure à la puissance maximale de l'onduleur côté DC, celui-ci va se caler sur un autre point de fonctionnement électrique, correspondant à une puissance plus faible. Ce point de fonctionnement ne correspond donc plus au point de puissance maximale, mais à un point de fonctionnement dont la puissance est inférieure ou égale à la puissance maximale de l'onduleur côté DC. Dans ce cas, le rendement du groupe photovoltaïque se trouve diminuer, car il ne fournit pas toute la puissance qu'il pourrait débiter.

Lors du dimensionnement des onduleurs, il faudra tenir compte de cette puissance maximale admissible par l'onduleur côté DC, au risque de provoquer une perte de rendement du groupe photovoltaïque.

III.2.3.2.Tension d'entrée maximale :

La tension DC maximale correspond à la tension maximale que peut supporter l'onduleur côté DC

Dès que la tension délivrée par le groupe photovoltaïque dépasse la valeur de la tension maximale admissible par l'onduleur, celui-ci sera irrémédiablement détruit.

La tension U délivrée par le groupe photovoltaïque ne doit donc jamais dépasser la tension maximale admissible par l'onduleur côté DC.

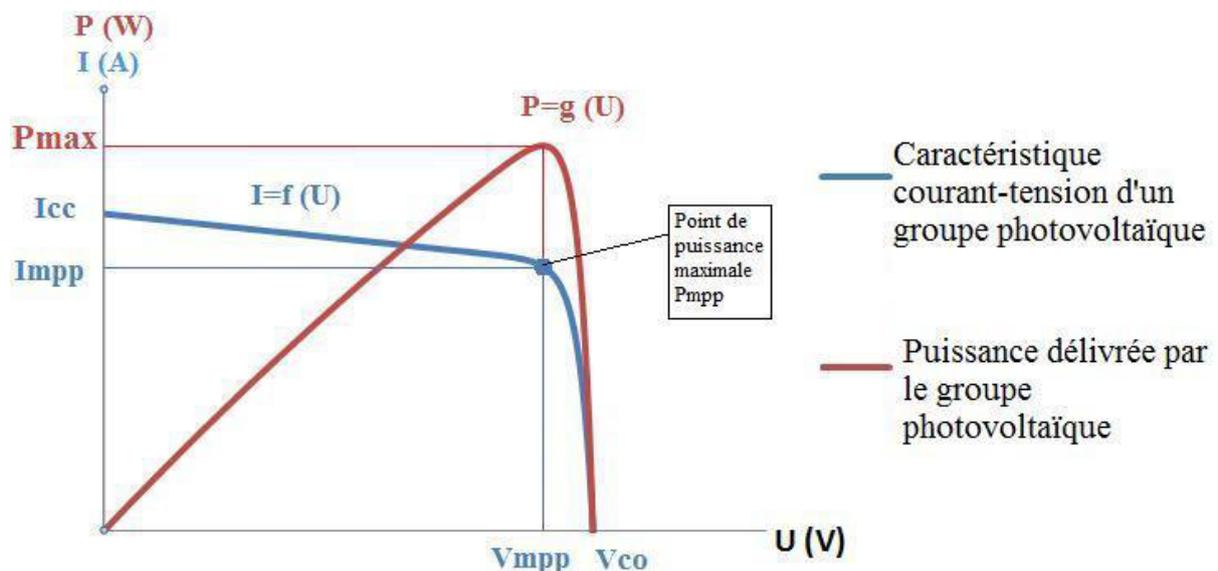
Lors du dimensionnement des onduleurs, il faudra absolument tenir compte de cette tension maximale admissible par l'onduleur côté DC, au risque d'endommager inévitablement l'onduleur

III.2.3.3. Plage de tension photovoltaïque du MPPT :

MPPT est l'abréviation de "Maximal Power Point Tracking", qui signifie en Français "Recherche du Point de Puissance Maximum".

Le point de puissance maximum d'un groupe photovoltaïque correspond au couple courant-tension générant le maximum de puissance électrique de ce groupe.

Ci-dessous est illustrée la notion de point de puissance maximum d'un groupe photovoltaïque :

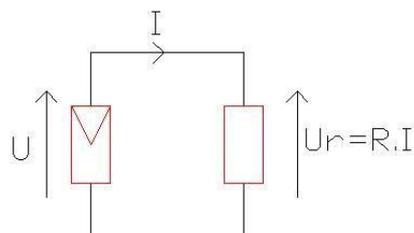


Figure(III.9) : caractéristique courant-tension[15].

La caractéristique courant-tension ci-dessus dépend du niveau d'éclairement et de la température des cellules photovoltaïques.

Par ailleurs, si vous essayez de connecter directement une charge aux bornes d'un générateur photovoltaïque, vous vous apercevrez certainement qu'il existe un très fort écart entre la puissance potentielle du générateur et la puissance réellement transférée à la charge.

Par exemple, considérons le système suivant, constitué d'un module photovoltaïque et d'une charge résistive :



Le point de fonctionnement de ce système est l'intersection de la caractéristique courant-tension du module photovoltaïque et celle de la charge résistive. La caractéristique courant-tension est linéaire puisque $U=R \cdot I$. Le point d'intersection entre ces deux

caractéristiques va déterminer le courant et la tension de fonctionnement. En faisant varier la valeur de résistance R, on peut se caler sur le point de puissance maximale du module.

Les onduleurs photovoltaïques disposent d'un système intégré permettant de détecter et de se caler sur le point de puissance maximum du groupe photovoltaïque. Ce système s'appelle le MPPT (Maximale Power Point Tracking). Le MPPT force donc le générateur à travailler à son Maximum Power Point (MPP), induisant une amélioration globale du rendement du système de conversion électrique.

Cependant, le système MPPT ne fonctionne que pour une plage de tension d'entrée d'onduleur définie par le fabricant. Lorsque la tension d'entrée de l'onduleur côté DC est inférieure à la tension minimale MPPT, l'onduleur continue de fonctionner mais fournit au réseau la puissance correspondante à la tension minimale MPPT.

Dans une installation photovoltaïque, l'onduleur occupe une place centrale. Il va transformer le courant continu délivré par l'installation photovoltaïque en un courant alternatif compatible avec le réseau.

On distingue la partie continue notée DC, reliée aux modules en amont de l'onduleur, et la partie alternative notée AC, reliée au réseau en aval de l'onduleur.

III.2.3.4. Facteur de puissance ($\cos \phi$) :

La grandeur notée ϕ correspond, en électricité, au déphasage entre le courant et la tension. Le facteur de puissance $\cos \phi$ est un nombre compris entre -1 et 1.[15]

III.2.3.5. Le rendement de l'onduleur :

Le rendement exprime l'efficacité de l'onduleur.

Le rendement de l'onduleur s'exprime selon la formule mathématique suivante :

$$\eta = \frac{\text{puissance de sortie}}{\text{puissance d'entrée}} [15]$$

Introduction générale

La puissance d'entrée $P_{DC} = U_{DC} \times I_{DC}$.

La puissance de sortie $P_{AC} = U_{\text{eff,AC}} \times I_{\text{eff,AC}} \times \cos \phi$.

Le rendement est un nombre compris entre 0 et 1. On peut aussi l'exprimer en pourcentage. Dans ce cas, il prend des valeurs comprises en 0 % et 100 %.

Un rendement de 100 % signifie que la puissance délivrée en sortie AC est égale à la puissance fournie par le groupe photovoltaïque en entrée DC. Ce cas idéal ne peut pas exister car il existe des pertes de puissance induite par les composants de l'onduleur. Ainsi, un onduleur présente généralement un rendement de l'ordre de 95 %, c'est-à-dire que 95 % de la puissance en entrée DC est transmise à la sortie AC. Les 5 % restants représentent des pertes par échauffement des composants de l'onduleur.[15]

Courbe de rendement de l'onduleur

Les trois courbes ci-contre représentent l'évolution du rendement de l'onduleur Sunny Boy 4 000 TL et Sunny Boy 5 000 TL de la marque SMA en fonction de la puissance de sortie AC. Chacune des trois courbes de rendement est caractérisée par une tension d'entrée DC particulière.

- La courbe rouge correspond à une tension d'entrée DC de 200 V
- La courbe bleue correspond à une tension d'entrée DC de 300 V
- La courbe noire correspond à une tension d'entrée DC de 400 V

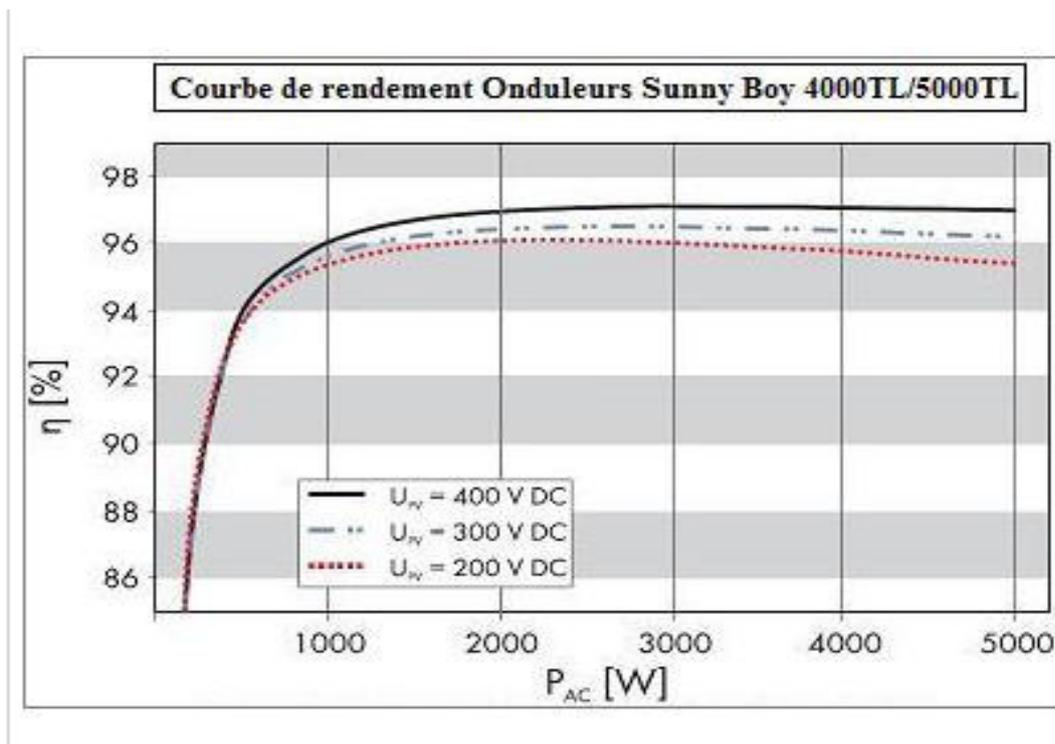


Figure III.10 : Courbe de rendement de l'onduleur [15]

Introduction générale

Le rendement maximal est de 97 %. Celui-ci est atteint pour une puissance de sortie côté AC égale à 3 000 W, soit ± 70 % de la puissance nominale de l'onduleur.

Au vue de ces courbes, on constate nettement que la tension d'entrée côté DC influe sur le rendement lorsque la puissance de sortie côté AC est proche de la puissance maximale de sortie de l'onduleur : **plus la tension d'entrée côté DC baisse, plus le rendement de l'onduleur diminue.**

Or, les puissances nominales des onduleurs étant généralement proches de leurs puissances maximales, il vaut mieux avoir une tension d'entrée côté DC élevée afin d'optimiser le rendement de l'onduleur.

Rendement européen de l'onduleur photovoltaïque

Nous avons vu précédemment que le rendement de l'onduleur dépendait de la tension d'entrée côté DC et de la puissance de sortie côté AC.

Le rendement maximal est la plus grande valeur atteinte par la courbe de rendement (voir courbe de rendement ci-dessus).

La valeur de ce rendement maximal ne rend pas réellement compte de la qualité de l'onduleur, car il est associé à une puissance de sortie donnée. Or, l'onduleur ne fonctionne pas toujours à cette puissance, compte-tenu que le groupe photovoltaïque, auquel il est relié, ne délivre jamais la même puissance (à cause de la variation de l'éclairement incident sur les modules photovoltaïques). De ce fait, l'onduleur ne fonctionne pas tout le temps à son rendement maximal.

Le rendement européen a donc été introduit pour pouvoir calculer un rendement global de l'onduleur, sur toute sa plage (puissance de sortie) de fonctionnement.

La méthode de calcul du rendement européen considère que :

- L'onduleur fonctionne à 5 % de sa puissance nominale, pendant 3 % du temps.
- L'onduleur fonctionne à 10 % de sa puissance nominale, pendant 6 % du temps.
- L'onduleur fonctionne à 20 % de sa puissance nominale, pendant 13 % du temps.
- L'onduleur fonctionne à 30 % de sa puissance nominale, pendant 10 % du temps.
- L'onduleur fonctionne à 50 % de sa puissance nominale, pendant 48 % du temps.
- L'onduleur fonctionne à 100 % de sa puissance nominale, pendant 20 % du temps.

Selon la fiche technique de cet onduleur, la puissance nominale de sortie, côté AC, de cet onduleur est $P_{\text{nominale}} = 4\,000\text{ W}$.

Tout d'abord, relevons les valeurs du rendement de l'onduleur pour les puissances suivantes :

- $5\% \times P_{\text{nominale}} = 200\text{ W}$.
- $10\% \times P_{\text{nominale}} = 400\text{ W}$.
- $20\% \times P_{\text{nominale}} = 800\text{ W}$.
- $30\% \times P_{\text{nominale}} = 1\,200\text{ W}$.
- $50\% \times P_{\text{nominale}} = 2\,000\text{ W}$.
- $100\% \times P_{\text{nominale}} = 4\,000\text{ W}$.

Les valeurs du rendement pour ces puissances ci-dessus sont déterminées graphiquement grâce à la courbe de rendement de l'onduleur Sunny Boy 4 000 TL

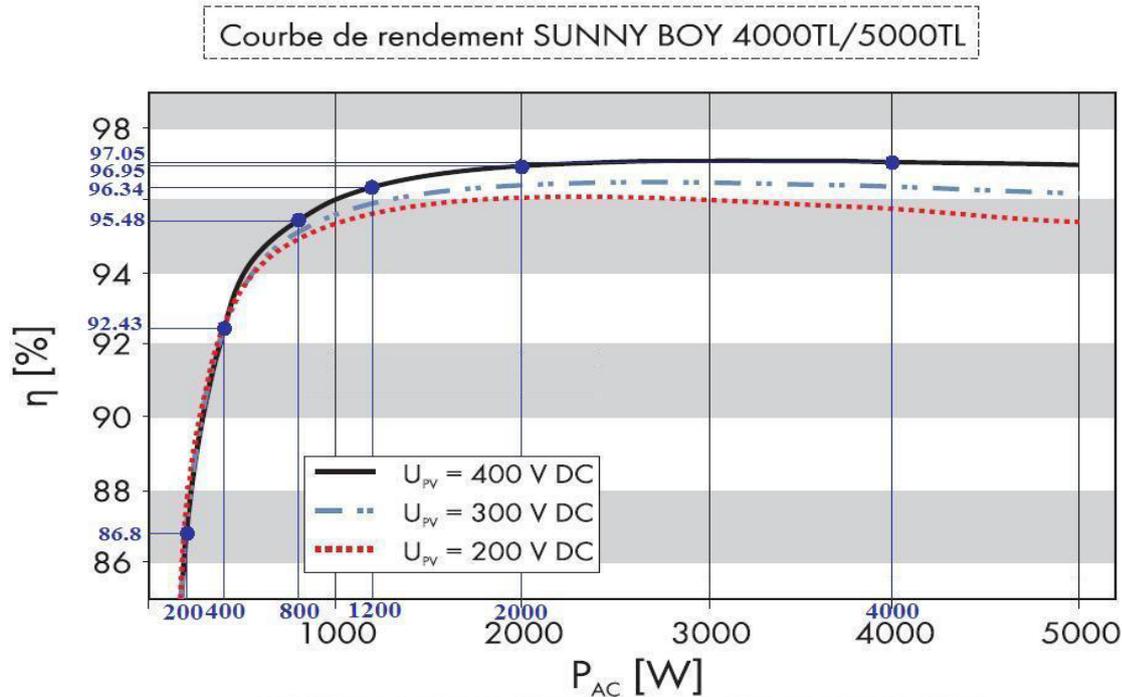


Figure III.11: Courbe de rendement de l'onduleur [15]

Graphiquement, nous trouvons :

- $\eta_5 \% = 86.8 \%$.
- $\eta_{10 \%} = 92.43 \%$.
- $\eta_{20 \%} = 95.48 \%$
- $\eta_{30 \%} = 96.34 \%$.
- $\eta_{50 \%} = 96.95 \%$.
- $\eta_{100 \%} = 97.05 \%$
- Soit un rendement européen qui vaut :

$$\eta_{\text{euro}} = 0.03 \times \eta_5 \% + 0.06 \times \eta_{10 \%} + 0.13 \times \eta_{20 \%} + 0.10 \times \eta_{30 \%} + 0.48 \times \eta_{50 \%} + 0.20 \times \eta_{100 \%}$$

$$\eta_{\text{euro}} = 0.03 \times 86.8 + 0.06 \times 92.43 + 0.13 \times 95.48 + 0.10 \times 96.34 + 0.48 \times 96.95 + 0.20 \times 97.05$$

$$\eta_{\text{euro}} = 96.14 \%$$

D'après nos calculs, le rendement européen de l'onduleur Sunny Boy 4 000 TL est de 96.14 %. La fiche technique annonce un rendement européen de 96.4 %. L'écart est minime et peut s'expliquer par le fait que nous avons déterminé graphiquement les valeurs du rendement, ce qui induit une certaine marge d'erreur.

III.2.4. Système de pose :

Le système de pose permet de maintenir les modules photovoltaïques au sol ou sur une toiture :

- ✚ **Intégration au bâti** : L'intégration au bâti consiste à installer le générateur photovoltaïque sur la toiture en remplacement de la couverture. C'est le générateur photovoltaïque qui fait l'étanchéité de la toiture là où il est installé.



Figure(III.12) :Intégration au bâti[17]

- ✚ **Intégration sur le bâti** : L'intégration sur le bâti consiste à installer le générateur photovoltaïque sur la couverture de la toiture.



✚ **Figure(III.13) :Intégration sur le bâti [17].**

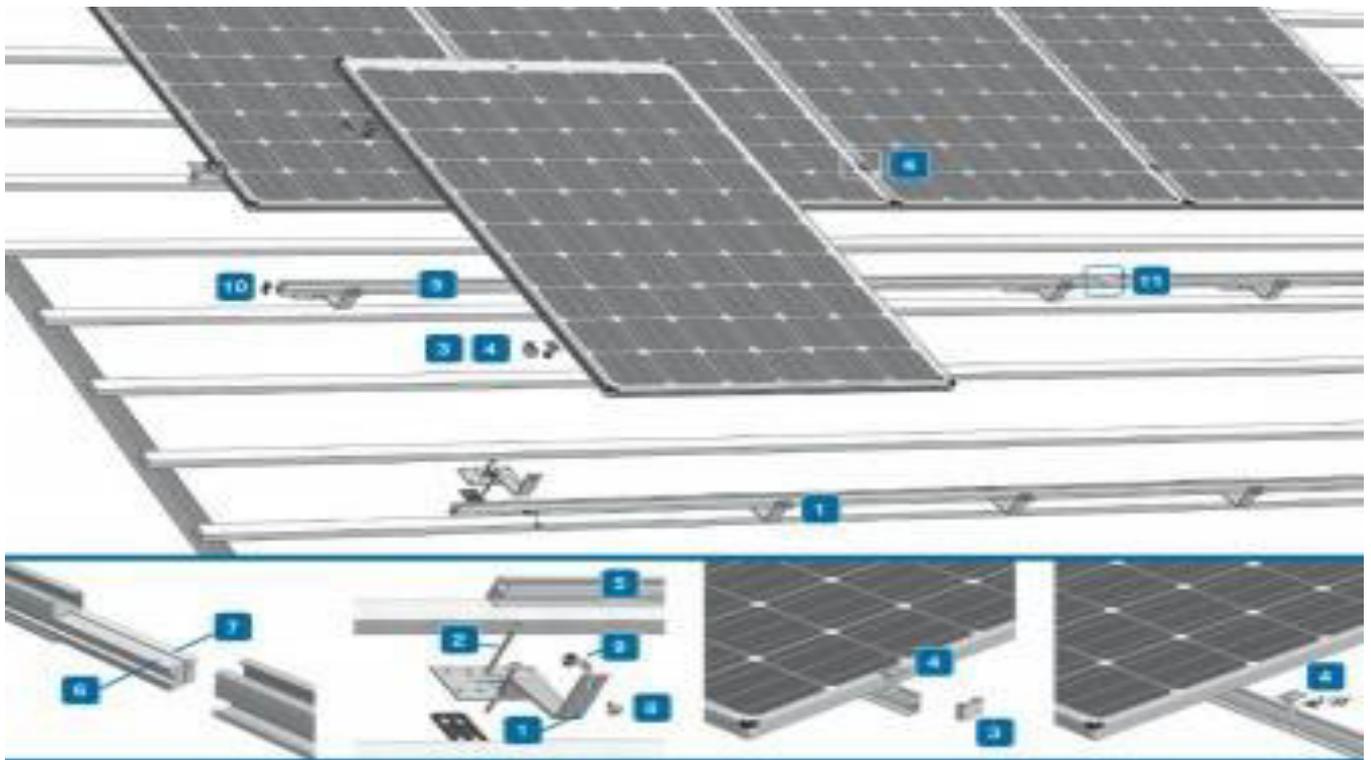
- ✚ **Installation au sol** : L'installation au sol se fait sur des armatures fixes ou sur tracker. Dans le cas d'installations photovoltaïques raccordées au réseau, les générateurs photovoltaïques sont en général de grandes puissances.



Figure(III.14) :Intégration au sol[17]

III.2.5.Matériel de fixation :

Le matériel de fixation est utilisé pour fixer les panneaux solaires sur le toit. Tous les crochets de toit, les profils, les écrous, les boulons, etc. doivent être fabriqués en acier inoxydable.[15]



Figure(III.1 5) :matériel de fixation [15]

III.3. Inclinaison des modules photovoltaïques sur toiture :

Pour produire un maximum d'électricité, un module photovoltaïque doit être incliné de façon perpendiculaire aux rayons du soleil. Ceci est très généralement impossible à obtenir car la position du soleil varie en fonction de l'heure de la journée et aussi en fonction des saisons.

Il est possible de concevoir des systèmes capables de suivre la trajectoire du soleil. Des modules photovoltaïques sont installés en haut d'un mât rotatif et suivent la trajectoire du soleil afin d'emmagasiner le maximum d'énergie. Ils sont généralement installés au sol.



Figure(III.16) :orientation d'un panneau solaire[15].

Sur toiture, l'inclinaison du module est imposée par la pente de la toiture

III.3.1. Angle d'inclinaison optimale :

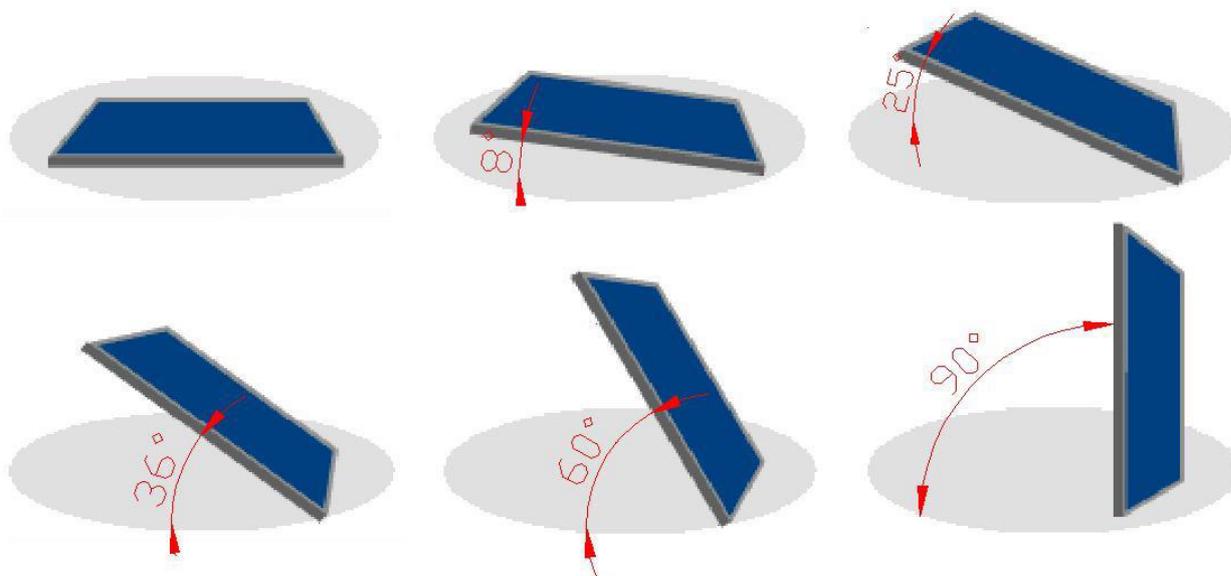
Un module photovoltaïque produit un maximum **d'électricité lorsque le rayonnement incident est perpendiculaire à la surface du** panneau. Or la position du soleil varie en fonction de la journée et des saisons. Seul un système de suivi de la trajectoire du soleil permet de maximiser la production du module.

Or, en hiver, lorsque le soleil est bas (le soleil est au plus bas le 21 décembre) par rapport à l'horizon, le module produira d'autant plus que son inclinaison est proche de 65°. Au contraire, en été, lorsque le soleil est haut (le soleil est au plus haut le 21 juin) par rapport à l'horizon, le module produira d'autant plus que son inclinaison est proche de 20°. Ainsi, un module photovoltaïque posé sur une toiture avec une inclinaison de 15° aura une production quasiment optimale pendant la période d'été et une production très faible pendant la période d'hiver.

III.3.2. Effet de l'inclinaison des modules photovoltaïques :

L'inclinaison correspond à la pente du module par rapport à l'horizontale. Elle se mesure en degré (°)

- Une inclinaison de 0° signifie que le module est à plat.
- Une inclinaison de 90° signifie que le module est à la verticale.



Figure(III.17) : l'inclinaison des modules photovoltaïques [15]

III.4.Régulateur de charge :

Lorsque l'on opte pour le stockage de l'énergie, le régulateur de charge est un élément très important de l'installation. Il est installé entre l'installation photovoltaïque et les batteries. Grâce à sa gestion intelligente de la charge et de l'énergie, il veillera à assurer toujours un fonctionnement optimal du système de stockage.

Le système peut être configuré en monophasé ou en triphasé et être étendu à une fonction d'alimentation de secours. En cas de panne du réseau public, le système avec fonction d'alimentation de secours pourvoit en courant les consommateurs électriques et crée pour cela un réseau d'alimentation de secours. Les consommateurs reçoivent du courant aussi longtemps qu'il y a de l'énergie stockée dans les batteries.



Figure(III.18) . Régulateur de charge[15]

III.5. Batteries :

Les batteries sont utilisées dans les installations photovoltaïques raccordées au réseau avec un stockage flexible et dans les installations photovoltaïques off-grid ou indépendantes du réseau afin de pouvoir stocker l'énergie produite par les panneaux solaires et l'utiliser ultérieurement.

Le dimensionnement correct des batteries est très important pour obtenir un bon fonctionnement.



Figure(III.19) : Batterie[15]

III.6. Compteur de kWh :

Le compteur de kWh mesure la quantité de kWh produite par l'installation. Lorsque l'on consomme l'électricité du réseau, le compteur avance. Lorsque l'on injecte l'électricité excédentaire sur le réseau, le compteur recule.



Figure(III.20) Compteur kWh[15]

Ce genre de compteur est utilisé dans des installations photovoltaïques dont la puissance est inférieure à 10 kWh, pour des puissances supérieures on utilise deux compteurs un pour la consommation et l'autre pour le réseau.

III.7. Protection contre la foudre et la surtension :

Dans une installation photovoltaïque des coups de foudre peuvent provoquer beaucoup de dégâts d'où la nécessité d'une protection.

- En ce qui concerne la protection contre les coups de foudre directs, il est préférable d'installer un paratonnerre.
- En ce qui concerne la protection contre les coups de foudre indirects, on utilise une protection contre la surtension qui évacue le courant excédentaire. L'installation photovoltaïque est ainsi protégée contre les courants de fuite.

Dans les installations photovoltaïques, on prévoit une protection contre la surtension aussi bien du côté DC que du côté AC de l'onduleur.

- Du côté DC, la tension du système est la plupart du temps de 1000 VDC. La protection contre la surtension est prévue pour cette tension.
- Du côté AC, la protection contre la surtension est adaptée au type de l'installation.[16]



Figure(III.21) : Disjoncteur[15]

III.8. Sectionneur DC :

Chaque installation photovoltaïque doit être pourvue d'un sectionneur permettant de couper le courant du côté DC. Il est la plupart du temps prévu dans l'onduleur.

Si la distance entre les panneaux solaires et l'onduleur est trop grande, il est recommandé d'installer un sectionneur près des panneaux solaires, à un endroit facilement accessible.



Figure(III.22) : Sectionneur DC[15]

III.9.Coffret de découplage :

Dans les installations professionnelles avec une puissance supérieure à 10 kVA, il est obligatoire de prévoir un coffret de découplage dans l'installation photovoltaïque. Ce coffret comprend les éléments suivants :

Un relai de découplage qui permet de découpler l'installation du réseau si la tension de réseau vient à défaillir.

Un relai de déséquilibre pour découpler l'installation photovoltaïque du réseau lorsque le déséquilibre entre les phases est supérieur à 5 kVA.



Figure(III.23) : Coffret de découplage[15]

III.10.Rendement du système photovoltaïque :

Un système photovoltaïque a un rendement compris entre 70 et 80%. Les pertes à prendre en compte sont les suivantes :

- Pertes onduleur : 8% à 15 %
- Température : 5% à 12%
- Câbles : 2%

Par convention on prendra le rendement d'un système de 75%

Ainsi l'électricité produite est :

Energie = surface * rendement du module * irradiations * rendement système.[16]

III.11. Système de protection électrique :

L'installation d'un système photovoltaïque est régie par des normes en termes de sécurité électrique. Les normes relatives aux installations électriques basse tension imposent l'installation de système de protection en courant continu et courant alternatif.

- ✚ **Protection courant continu** : est exigée en amont de l'onduleur. Il est donc placé entre les modules photovoltaïques et l'onduleur. Il comporte au minimum un dispositif de coupure sectionnement général DC sur la liaison principale.

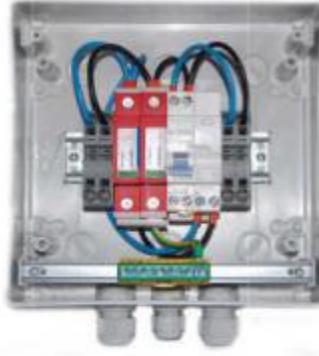


Figure(III.24) :Protection courant continu[17]

- ✚ **Protection courant alternatif** : est exigée en aval de l'onduleur. Il est donc placé entre l'onduleur et le réseau de distribution. Il comporte au minimum un dispositif de coupure sectionnement général AC sur la liaison principale.

Chaque onduleur nécessite l'installation d'un disjoncteur différentiel.

La protection des biens et des personnes notamment contre les surtensions atmosphériques (la foudre) exigent également l'installation de parafoudres AC.



Figure(III.25) :Protection courant continu[17]

En règle générale, l'onduleur réseau possède une fonction permettant de mesurer la production photovoltaïque. Il est aussi tout à fait possible d'ajouter un compteur externe dans le but de superviser le fonctionnement de l'installation photovoltaïque[17]

III.12.Câblage électrique :

Une installation photovoltaïque comprend plusieurs types de câble en fonction des contraintes électriques ou extérieure. Le câblage entre les modules photovoltaïque et l'onduleur intègre une connectique particulière pour éviter les risques de chocs électriques pendant l'installation. Enfin toutes les parties métalliques d'une installation photovoltaïque sont interconnectées et reliées à la même prise en terre

- ✚ **Connectique** : Une connectique débrochable spécifique au photovoltaïque est utilisée sur la partie courant continu (modules photovoltaïques, boîtes de jonctions, coffret DC, onduleurs) pour faciliter l'installation et réduire les risques de chocs électrique.

L'installation de ces connecteurs sont obligatoires lorsque la tension U_{OCMAX} entre chaque module PV et à l'extrémité de chaque chaîne PV est supérieure à 60V.



Figure(III.26) :Connectique.[17]

- ✚ **Câble PV** :Les câbles reliant les modules au coffret de protection courant continu sont spécifiques au photovoltaïque et ses contraintes. Les câbles utilisés sont communément appelés câble PV. Ce sont des câbles mono conducteurs en cuivre ou en aluminium d'isolement équivalent à la classe II.



Figure(III.27) :Câble PV[17]

✚ Câble U1000R2V :

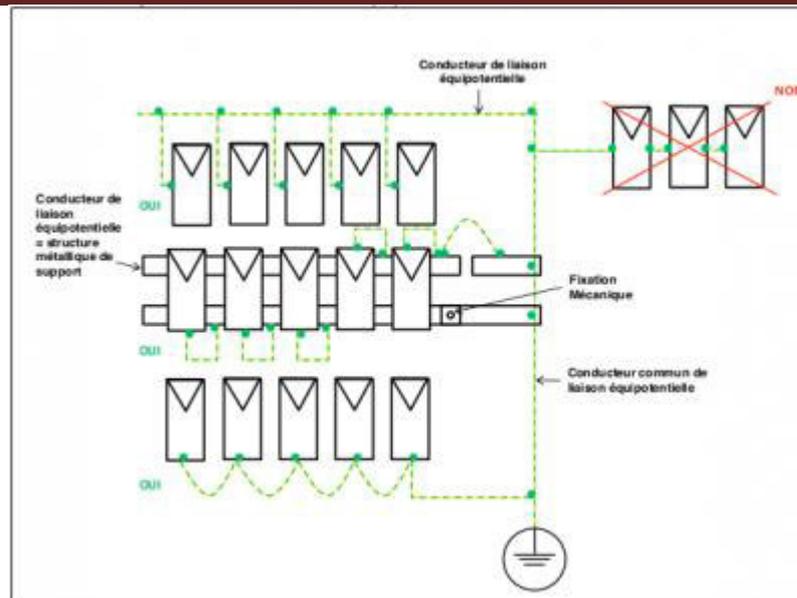
Les câbles électriques utilisés entre le coffret de protections continues et l'onduleur et les câbles de la partie courant alternative sont généralement des câbles U1000R2V lorsqu'ils sont à l'abri du rayonnement solaire direct. Le conducteur est en aluminium ou en cuivre, l'enveloppe isolante en polyéthylène réticulé et la gaine extérieure en PVC.



Figure(III.28) :Câble U1000R2V[17]

III.13.Mise en terre :

L'ensemble des parties métalliques d'une installation photovoltaïque doit être mise à la terre en respectant le principe d'équipotentialité et en évitant les boucles d'induction. Le câble de terre est couleur vert/jaune de type H07V. Le conducteur est en cuivre et l'isolation en PVC. La section minimale des câbles de terre reliant modules photovoltaïque est de 6mm^2 . La section minimale du câble de terre reliant la prise de terre unique est de 16mm^2 . [17]



Figure(III.29) :Mise en terre[17]

III.14.Supervision :

La supervision d'une installation photovoltaïque permet d'évaluer la qualité de fonctionnement du système. Ce système doit s'inscrire dans le cadre d'une maintenance préventive et curative qui va assurer la longévité de l'installation.

En règle générale les onduleurs ont une capacité de stockage qui enregistre les paramètres de fonctionnement et les données d'erreurs du système photovoltaïque. Il est alors possible de suivre localement ou à distance le fonctionnement du système.[17]

III.15.Normes :

Les installations photovoltaïques sont régies par des normes électriques et des règles d'intégration architecturales.

III.16.Démarches administratives :

Plusieurs démarches administratives sont effectuées avant et après l'installation d'un système photovoltaïque. Celles-ci permettent notamment de s'assurer que l'installation est conforme au plan d'urbanisme de la commune et aux normes électriques en vigueur.

-  **A la mairie**
-  **Auprès du gestionnaire de réseau**
-  **Auprès du gestionnaire de réseau**
-  **Auprès d'un opérateur électrique [17]**

IV.1 : Dimensionnement Manuel d'une installation PV :

Dans notre cas nous avons pris comme exemple le Bloc pédagogique « B » de dimensions $L=43$ m et $l= 20,40$ m

Nous prenons le module PV-Sol 200w Si poly cristallin a les caractéristiques suivantes :

$L= 1675$ mm $l=1001$ mm

$U_{mpp}=28,30$ V

$I_{mpp}= 7,07$ A

$U_{co} = 36,10$ V

$I_{cc}= 7,70$ A

Prenons comme onduleur PVS800-57-100KW aux caractéristiques suivantes :

Tension U_{mpp} min =450 V

U_{mpp} max= 825 V

Tension d'entrée Max= 1000 V

$P_{maxCC}=120$ KW

$P_{max CA} = 100$ KW

$I_{max}= 245$ A

Considérons les panneaux placés en paysage, on peut placer 24 modules en longueur

Et 19 modules en largeur donc 456 modules.

Calcul nombre min de modules placés en série $=E \left[\frac{U_{mpp} Min}{U_{mpp} * 0,85} \right] = E \left[\frac{450}{36,10 * 0,85} \right] = 14$

Calcul nombre max de modules placés en série $=E \left[\frac{U_{mpp} Max}{U_{mpp} * K} \right] = E \left[\frac{825}{36,10 * 1,2} \right] = 19$

On peut placer au min 14 modules et max 19 modules en série

Calcul du nombre max des modules en parallèles $= E - \left[\frac{I_{max}}{I_{mpp}} \right] = E \left[\frac{245}{7,07} \right] = 34$

On peut placer au max 34 modules en parallèle.

On aura ,34 chaines en parallèles composé chacune de 19 modules en série au max.

Vérifions la compatibilité en tension d'entrée max :

$$19 * U_{co} * K < \text{Tension d'entrée Max} \Rightarrow 19 * 36,10 * 1,2 = 823,08 \text{ V} < 1000 \text{ V}$$

Vérifions la compatibilité en puissance :

$$34 * 19 * 200 < P_{\text{max CC}}$$

$$\text{Or on trouve } 34 * 19 * 200 = 129,2 \text{ KW} > 120 \text{ KW}$$

On doit diminuer le nombre de modules en série afin de satisfaire cette inégalité, on prend 17 modules afin de la satisfaire

$$34 * 17 * 200 = 115,6 \text{ KW} < 120 \text{ KW}$$

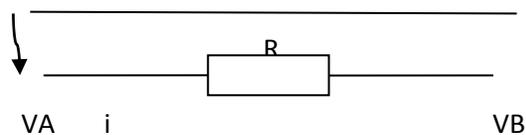
En effet le choix et le nombre d'onduleurs repose sur trois critères :

- la compatibilité en puissance.
- la compatibilité en tension.
- la compatibilité en courant.

IV .2 : Calcul des sections des câbles :

Partie CC :

Considérons une présentation mathématique d'un câble électrique par le schéma suivant :



La chute de tension notée ε doit être inférieure à 3%

$$\varepsilon = \frac{V_a - V_b}{V_a} < 3\% \text{ idéal c'est } 1\%$$

$$\text{on sait que } R = \gamma \frac{L}{S} \Rightarrow S = \frac{\gamma * L * I}{\varepsilon * V_a}$$

$\gamma = 0,02314$ pour le cuivre

$$S = \frac{0,02314 * 50 * 7,07}{0,03 * 450} = 0.60 \text{ mm}^2 \text{ on prend } S = 4 \text{ mm}^2$$

$$\varepsilon_1 = \frac{0,02314 * 50 * 7,07}{4 * 450} = 0,45 \%$$

Partie CA:

$$I = 34 * 7,07 = 240,38 \text{ A}$$

$$U = 450 \text{ V}$$

$$S = \frac{0,02314 * 300 * 240,38}{0,03 * 450} = 123,60 \text{ ,on prend la section commerciale } S = 150 \text{ mm}^2$$

$$\epsilon_2 = \frac{0,02314 * 300 * 240,38}{185 * 450} = 2 \%$$

$$\epsilon = \epsilon_1 + \epsilon_2 = 2,45 \%$$

Détermination du courant admissible Iz :

Partie CC :

Le courant admissible Iz dans les câbles est donné en fonction de la section et le type du montage des câbles, comme le montre le tableau suivant :

Section	Courant admissible Iz (A)		
	Un seul câble à l'air libre	Un seul câble sur paroi	Deux câbles adjacents sur paroi
1,5	25	24	20
2,5	34	32	27
4	46	43	36
6	58	56	47
10	81	77	66
16	109	104	88
25	146	138	117
35	180	171	146
50	218	264	226
95	339	319	274
120	392	370	318
150	451	425	366
185	515	484	418
240	607	570	492

Tableau (IV.1) : Courant Admissible dans les câbles CC

Par exemple pour notre cas S= 4 mm² le courant admissible Iz=43 A pour un seul câble sur paroi ou 36 A pour deux câbles adjacents sur paroi.

Par ailleurs et au pire des cas on prend un courant de retour max

$$3 * 1,25 * I_{cc} = 3 * 1,25 * 7,70 = 28,87 \text{ A} < I_z \text{ donc une section du câble de 4 mm}^2 \text{ est acceptable.}$$

Partie CA :

De la même manière on vérifiera si la section du câble calculée supporte bien le courant

Le tableau suivant nous donne le courant admissible en fonction de la section et le type de montage :

Section (mm ²)	Courant Admissible Iz (A)	
	Aérien	Souterrain
1,5	25	--
2,5	33	--
4	45	--
6	58	66
10	80	87
16	107	113
25	138	144
35	169	174
50	207	206
70	268	254
95	328	301
120	382	343
150	441	387
185	506	434
240	599	501
300	693	565
400	825	662
500	946	749
630	1088	851

Tableau (IV.2) : Courant Admissible dans les câbles CA

Dans notre, si on choisit un montage aérien et pour la section calculée c'ad 150 mm² le courant admissible est égal à 441 A qui est bien supérieur à 240,38 A.

IV.3 / Calibrage des équipements de protection :

Partie CC :

IV.3.1 Fusibles :

Du côté CC la protection se fait à l'aide des fusibles, en effet l'existence des chaînes en parallèles exigent la présence des fusibles sur chacune d'elles car un courant retour peut se produire et risque d'endommager les modules, ce courant est égal à $3 \cdot 1,25 \cdot I_{cc}$, d'une façon générale les modules photovoltaïques peuvent supporter un courant retour d'intensité $2 \cdot I_{cc}$ au maximum, de ce fait le courant I_n des fusibles doit être $1,4 \cdot I_{cc} < I_n < 2 \cdot I_{cc}$

Dans notre cas on choisira des fusibles dont le courant I_n doit être compris

$$1,4 \cdot 7,70 < I_n < 2 \cdot 7,70 \Rightarrow 10,78 \text{ A} < I_n < 15,40 \text{ A}$$

IV.3.2 Parafoudres :

La présence des parafoudres se justifie selon trois paramètres :

- La densité de foudroiement N_g
- La longueur des câbles CC
- L'usage du bâtiment sur lequel sont installés les modules photovoltaïques.

Le tableau suivant nous donne la validation de la présence des parafoudres CC, en fonction de la densité de foudroiement N_g et de la longueur de câbles L :

Longueur de câbles	Locaux d'habitation individuelle	Centrale de production au sol	Bâtiment tertiaires, industriel ou agricole
L critique (m)	$115 / N_g$		$450 / N_g$
$L \geq L$ critique	Parafoudre obligatoire coté CC	Parafoudre obligatoire coté CC	Parafoudre obligatoire coté CC
$L \leq L$ critique	Parafoudre non obligatoire coté CC	Parafoudre non obligatoire coté CC	Parafoudre non obligatoire coté CC

Tableau (IV.3): Parafoudre CC

On considère toute la longueur, d'une part le champ photovoltaïque et la boîte de jonction et d'autre part la boîte de jonction et l'onduleur et il est recommandé de le placer de la boîte proche de l'onduleur.

IV.4 : Besoins énergétiques du campus universitaire :

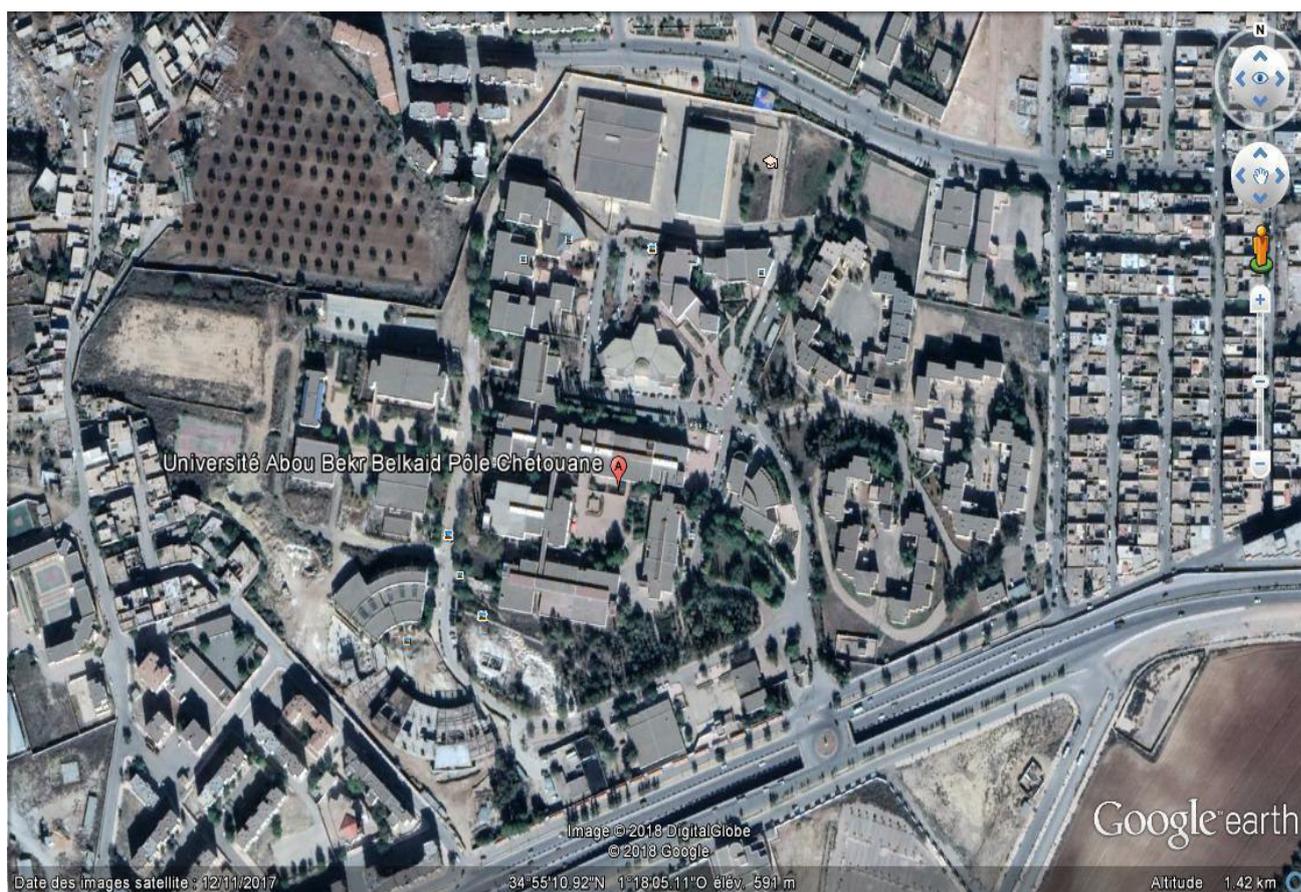
Pour ce faire nous avons relevé la consommation de chaque bloc, pour cela nous avons pris une consommation de 90 Wh et tube fluorescent de 1,20 m une consommation de 32 Wh avec une durée de 6h/j, les résultats sont données dans le tableau suivant :

Bloc	Consommation [KWh/j]
Bloc administratif (direction)	143,560
Centre de calcul informatique	88,914
Laboratoires GC+hydraulique	191,315
Bloc pédagogique « A »	201,704
Bloc pédagogique « B »	38,880
Laboratoires de chimie et physique	104,196
Bloc pédagogique « C »	46,728
Bibliothèque	66,920
Laboratoires d'électronique	
Service Scolarité	15,304
Bloc Architecture	129,944
Laboratoires de recherche	109,596
Institut « Pana-africaine »	38
Ateliers Mécanique	3262,118
Eclairage Extérieur	204,800
Total	4767,581

Tableau (IV.4) : Etat de besoin énergétique du campus

Pour les ateliers mécaniques ont a prévu 8 postes a souder de 2000 W

Pour les surfaces des blocs on a utilisé le Google Earth qui nous a donné certaines surfaces, par contre on a relevé d'autres.



Figure(IV.1) : Campus Universitaire chetouane

BLOC	Surface
Génie civil	3468
doyen	1330
labo	2587
Bureaux	1726
Labo 2	915
amphi	1635
biblio	1059
Centre de recherche	1204
internet	834
Physique	1274
Maths	654
chimie	1267
Architecture	1941
GBM	486
Scolarité	1147
Poste police	544
Nouveau GBM	1111
N GBM	778
TD	1220
2	446

Tableau(IV.5) : Surfaces par bloc du campus Universitaire chetouane

IV.5 Dimensionnement d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau par simulation :

Pour le dimensionnement de notre installation photovoltaïque raccordée au réseau nous avons utilisés le logiciel PV sol premium 2018 qui est un logiciel spécifique pour les installations photovoltaïques qui prend en considération divers paramètres météo logiques et climatiques et il dispose d'une large gamme de constructeurs pour les modules photovoltaïques et les onduleurs .

Pour notre cas nous avons choisi le lieu « Tlemcen-Zenata » qui nous donne directement la longitude, la latitude ainsi que l'irradiation annuelle.

Nous avons choisi un raccordement de type « installation photovoltaïque raccordée au réseau revente excédent avec consommateurs électriques », Réseau triphasé 230 V .

Nous avons pris l'exemple du bloc pédagogique « B » GBM de longueur 43 m et de largeur 20,40 m.

The screenshot displays a software interface for PV system design, divided into two main sections: 'Câbles' (Cables) and 'Topologie CC par MPP-Tracker' (DC Topology by MPP-Tracker).

Câbles Section:

- Compteur de production disponible:**
- Saisie des pertes de câbles:**
 - En détail
 - Perte totale
- Diagramme:** Shows a 'Ligne de string' (string line) and a 'Ligne CA' (AC line). The string line is labeled '3 x 18' and '3 x 2,5 mm² x 90 m'. The AC line is labeled '35 mm² x 300 m'.
- Ligne CA Configuration:**
 - compteur vers onduleur (simple): 300 m, 35 mm², Cuivre, 0,95 % (94,5 W)
 - Disjoncteur: B20A (à 3 pôles)
 - DDR/RCD: 20A/100mA

Topologie CC par MPP-Tracker Section:

- Sélectionner Tracker MPP: 1+2
- Nombre de strings en générateur PV: 3
- Nombre max. d'entrées sur le tracker: 6
- Récapitulatif des strings avec: BCG
- Disjoncteur CC: Dans l'onduleur

Ligne principale CC (Tracker MPP 1+2):

- onduleur vers BCG (Aller et retour): 15 m, 2,5 mm², Cuivre, 0,42 % (47,2 W)

Lignes de strings (Tracker MPP 1+2):

- BCG vers string (3x Aller et retour): 270 m, 2,5 mm², Cuivre, 0,83 % (94,5 W)

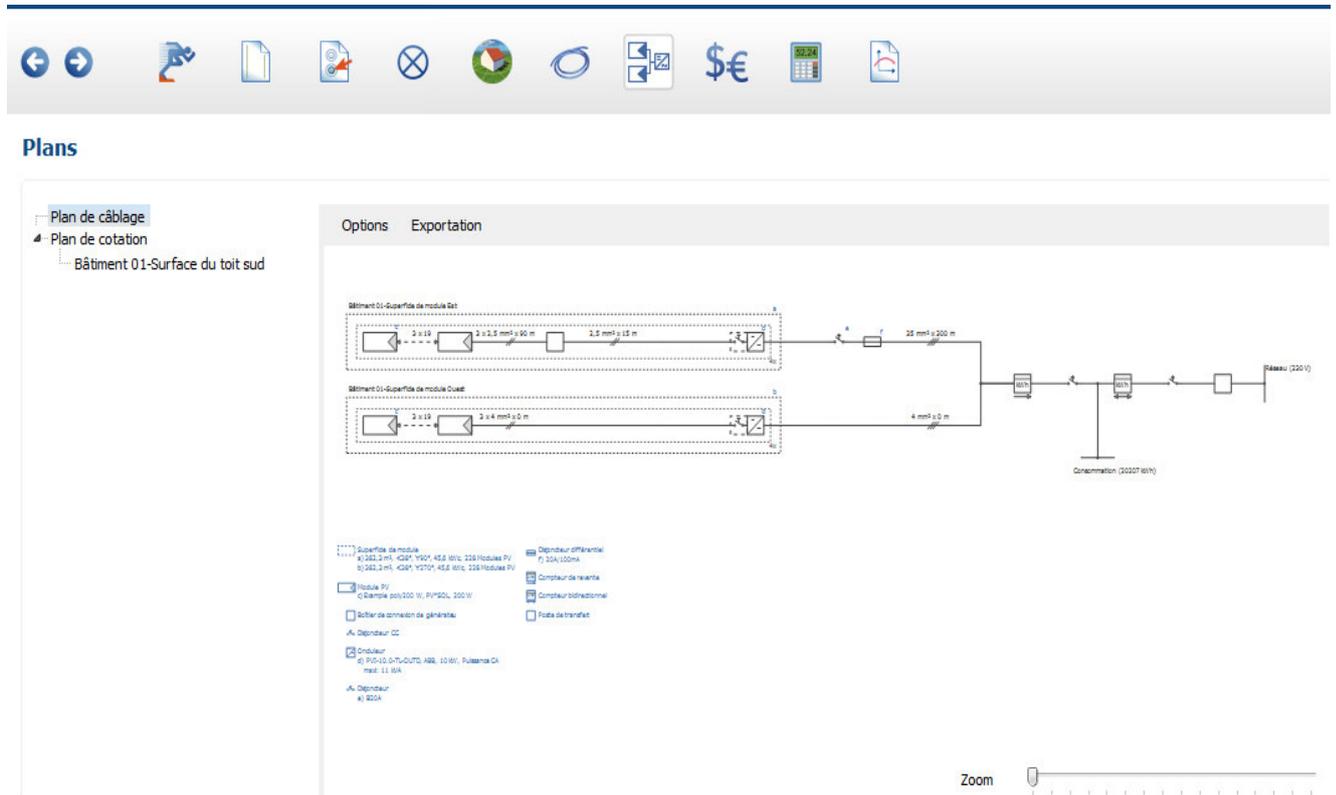
Perte totale maxi: 1,04 % (944,9 W)

Toutes les pertes détaillées se réfèrent à la STC et peuvent être considérées comme des pertes maximales.

Chapitre IV : Dimensionnement d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau BT

Une fois les sections des câbles choisies, on passe au plan de câblage donné par la figure ci-dessus,

Pour chaque onduleur on a trois chaînes de 19 modules en série.



Après le plan de câblage, on passe à la simulation des résultats qui nous donné le bilan énergétique avec une énergie achetée de 9543 KWh/ an, une énergie revendue de 101.192 KWh/an ,une énergie produite de 111.972 KWh/an et un taux de performance de 72,7 %.

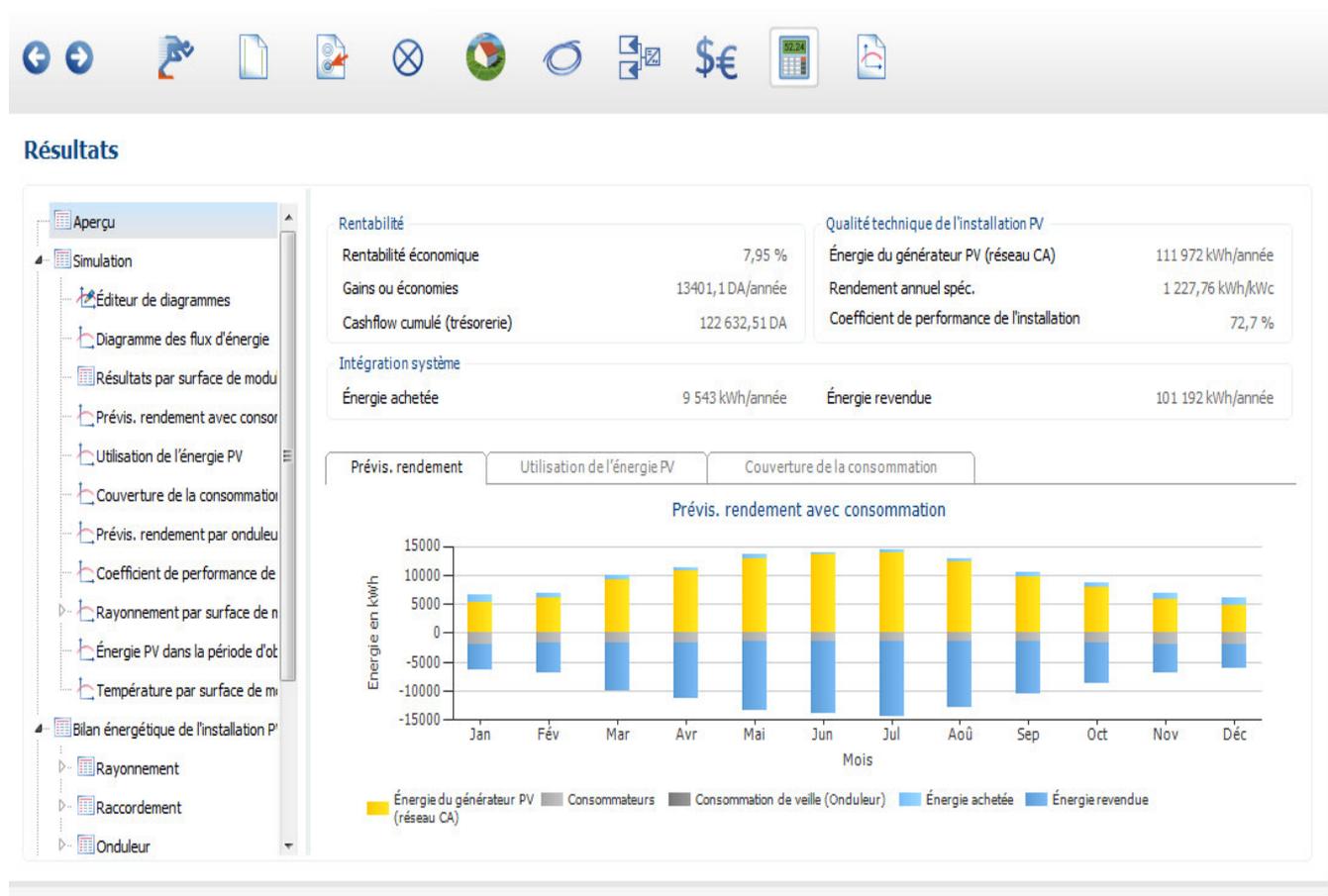


Figure (IV.2) : » Bilan Energétique Bloc « B »

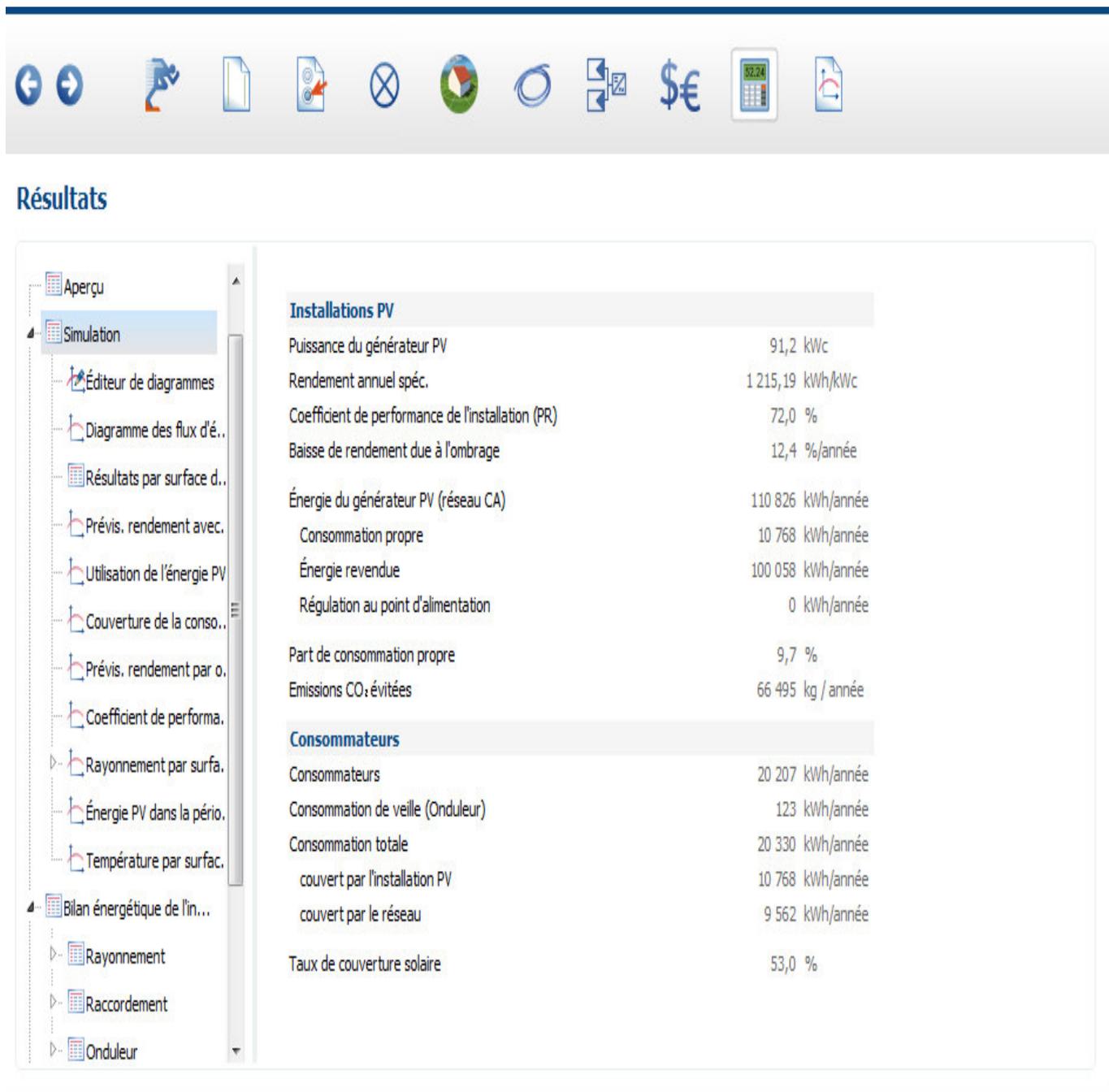
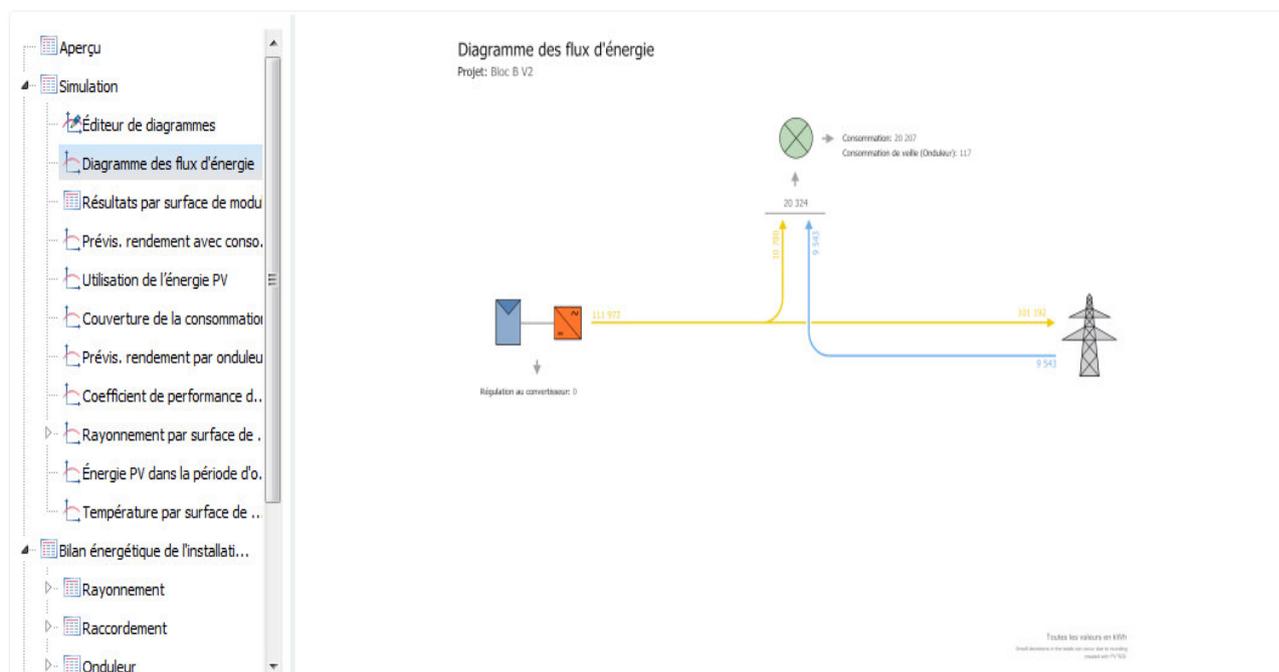


Tableau (IV.6) : Bilan Energétique Bloc «B »

Résultats



Figure(IV.3) : Diagramme des flux d'énergie Bloc « B »

Ce diagramme nous montre qu'on a une production de 111.972 KWh/an dont 10.780 KWh/an pour la consommation propre et 101.192 KWh sera injectée au réseau public par contre on achète 9543 KWh pour la consommation propre du réseau.

Résultats

Prévis. rendement avec consor		
Utilisation de l'énergie PV		
Couverture de la consommation		
Prévis. rendement par onduleur		
Coefficient de performance de		
Rayonnement par surface de n		
Énergie PV dans la période d'ot		
Température par surface de m		
Bilan énergétique de l'installation P		
Rayonnement		
Raccordement		
Onduleur		
Rentabilité		
Tableau du cashflow		
Cashflow cumulé (trésorerie)		
Evolution des coûts d'électricité		

Rayonnement global horizontal)	1 925,9 kWh/m²	
Déviaton du spectre standard	-19,26 kWh/m ²	-1,00 %
Réflexion du sol (albedo)	40,42 kWh/m ²	2,12 %
Orientation et Inclinaison de la surface des modules	-259,82 kWh/m ²	-13,34 %
Ombrage indépendant du module	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Réflexion à la surface supérieure du module	-84,96 kWh/m ²	-5,04 %
Rayonnement total sur le module	1 602,2 kWh/m²	
1 602,2 kWh/m ²		
x 764,56 m ²		
= 1 225 017,7 kWh		
Rayonnement PV total	1 225 017,7 kWh	
Pollution	0,00 kWh	0,00 %
Conversion STC (efficacité nominale du module 11,94 %)	-1 078 787,58 kWh	-88,06 %
Énergie PV nominale	146 230,1 kWh	
Ombrage partiel de module spécifique	-14 844,25 kWh	-10,15 %
Comportement en cas de faible luminosité	-2 177,43 kWh	-1,66 %
Différence par rapport à la température nominale du module	-7 485,62 kWh	-5,79 %
Diodes	-173,62 kWh	-0,14 %
Erreur de concordance (caractéristiques du fabricant)	-2 430,98 kWh	-2,00 %
Erreur de concordance (raccordement/ombrage)	-1 936,24 kWh	-1,63 %

Ligne de string	-313,95 kWh	-0,27 %
Ligne CC	-156,89 kWh	-0,13 %
Énergie PV (CC) sans réduction de l'onduleur	116 711,1 kWh	
Dépassement négatif de la tension d'amorce CC	-17,57 kWh	-0,02 %
Réduction due à la plage de tensions MPP	-85,12 kWh	-0,07 %
Réduction due au courant CC max.	0,00 kWh	0,00 %
Réduction due à la puissance CC max.	0,00 kWh	0,00 %
Réduction due à la puissance CA max./cos phi	0,00 kWh	0,00 %
Accordement MPP	-259,13 kWh	-0,22 %
Énergie PV (CC)	116 349,3 kWh	
Énergie à l'entrée de l'onduleur	116 349,3 kWh	
Déviaton de la tension d'entrée et la tension nominale	-425,88 kWh	-0,37 %
Conversion CC/CA	-3 646,68 kWh	-3,15 %
Consommation de veille (Onduleur)	-116,54 kWh	-0,10 %
Ligne CA	-304,55 kWh	-0,27 %
Énergie PV (CA) déduction faite de la consommation en veille	111 855,7 kWh	
Énergie du générateur PV (réseau CA)	111 971,9 kWh	

Tableau (IV.7) : Rayonnement Solaire Bloc « B »

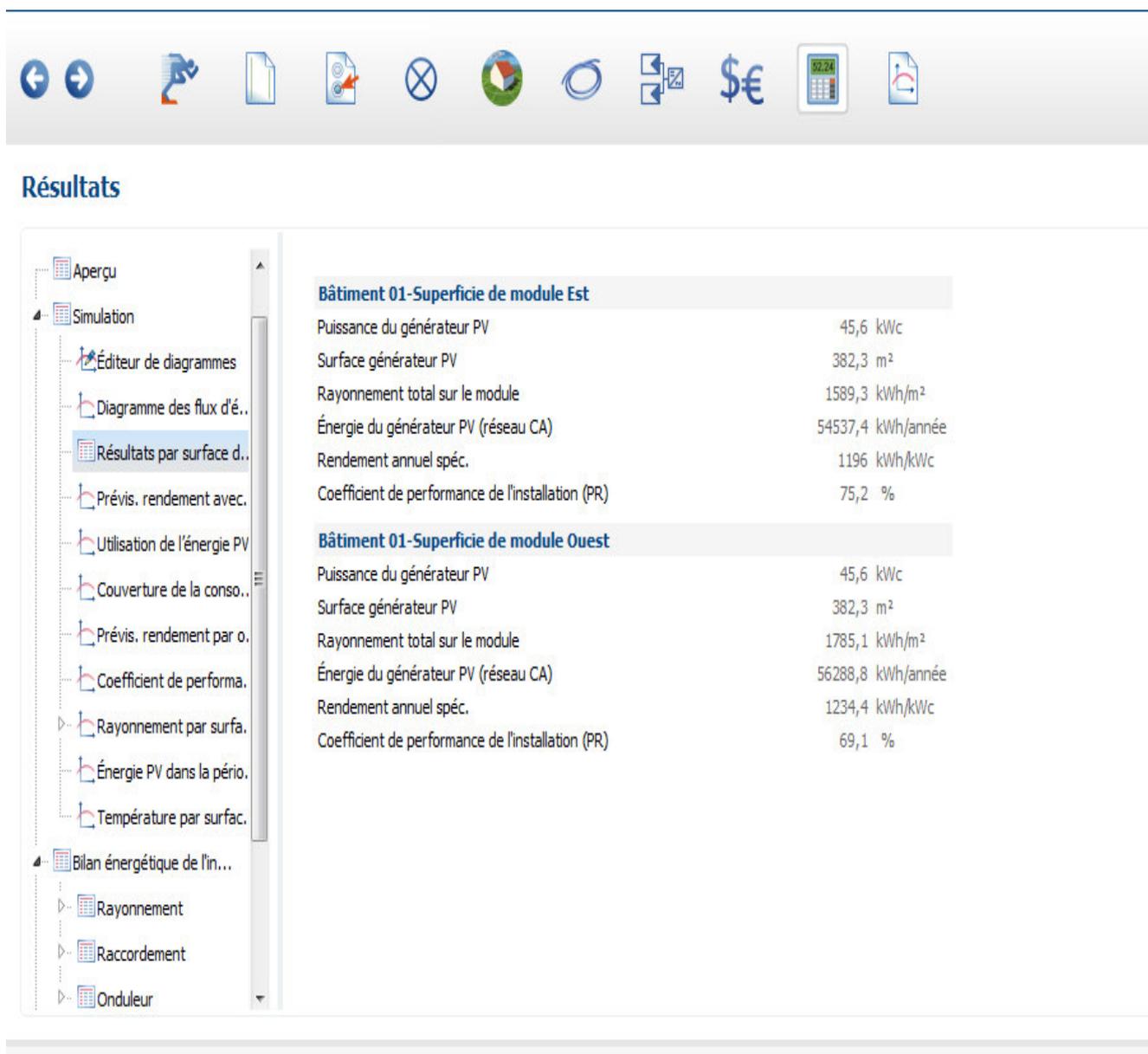


Tableau (IV.8) : Bilan Energétique par module Bloc « B »

Le diagramme suivant nous montre le mode de couverture de la consommation par les deux types d'énergie c'ad l'énergie photovoltaïque ou le réseau pour les différentes périodes de l'année.

Résultats

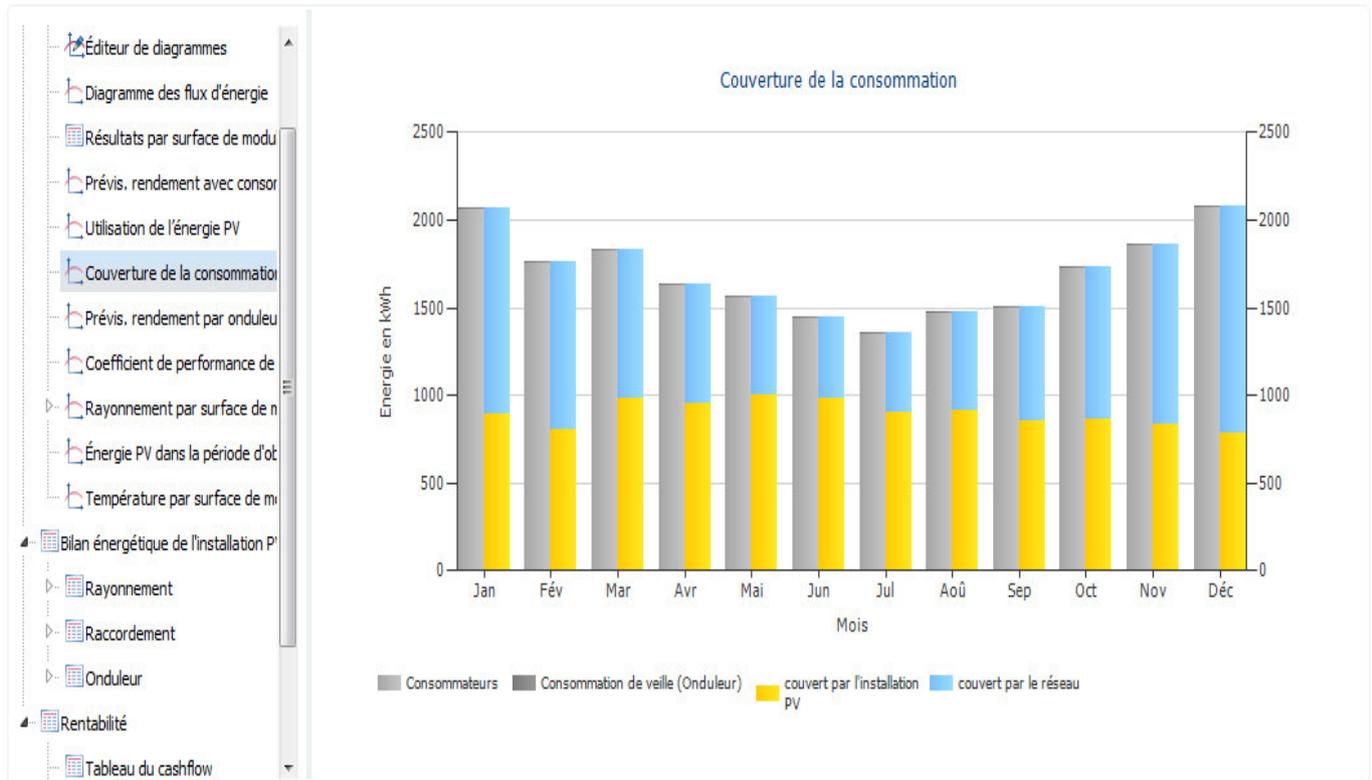


Figure (IV.4) : Couverture de la consommation bloc « B »

Résultats

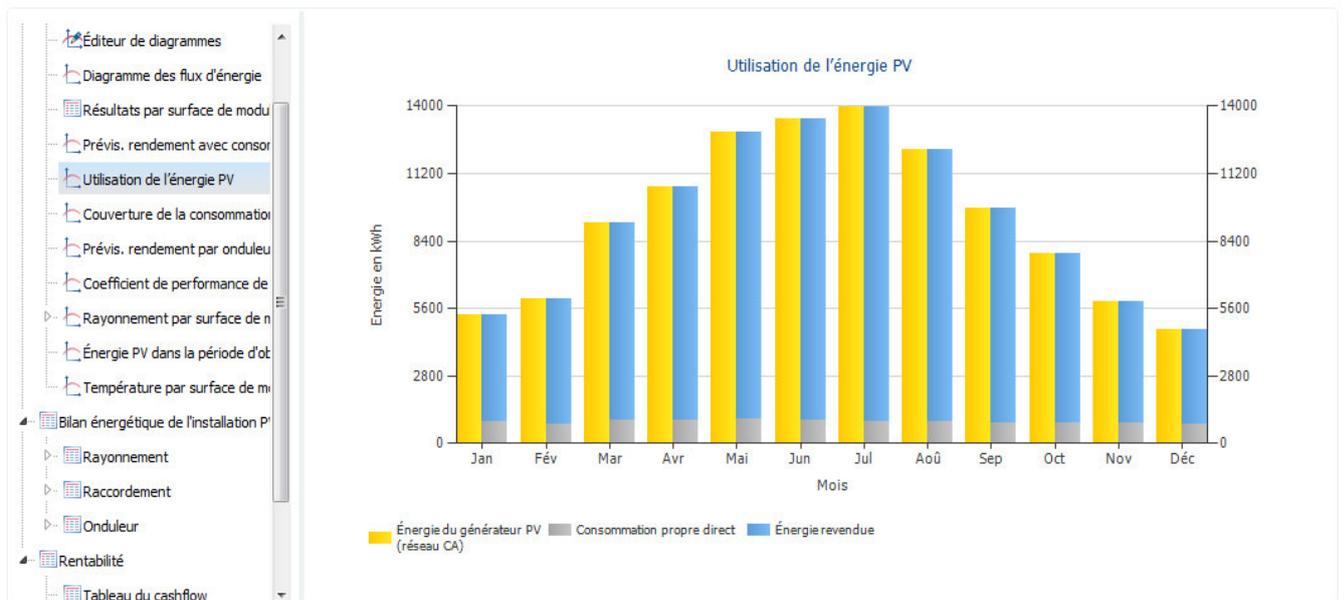


Figure (IV.5) : Utilisation de l'énergie PV Bloc « B »

Ce diagramme nous montre l'utilisation de l'énergie photovoltaïque durant les différentes périodes de l'année.

L'étude de la rentabilité nous a donné un taux de rentabilité 7,95%.

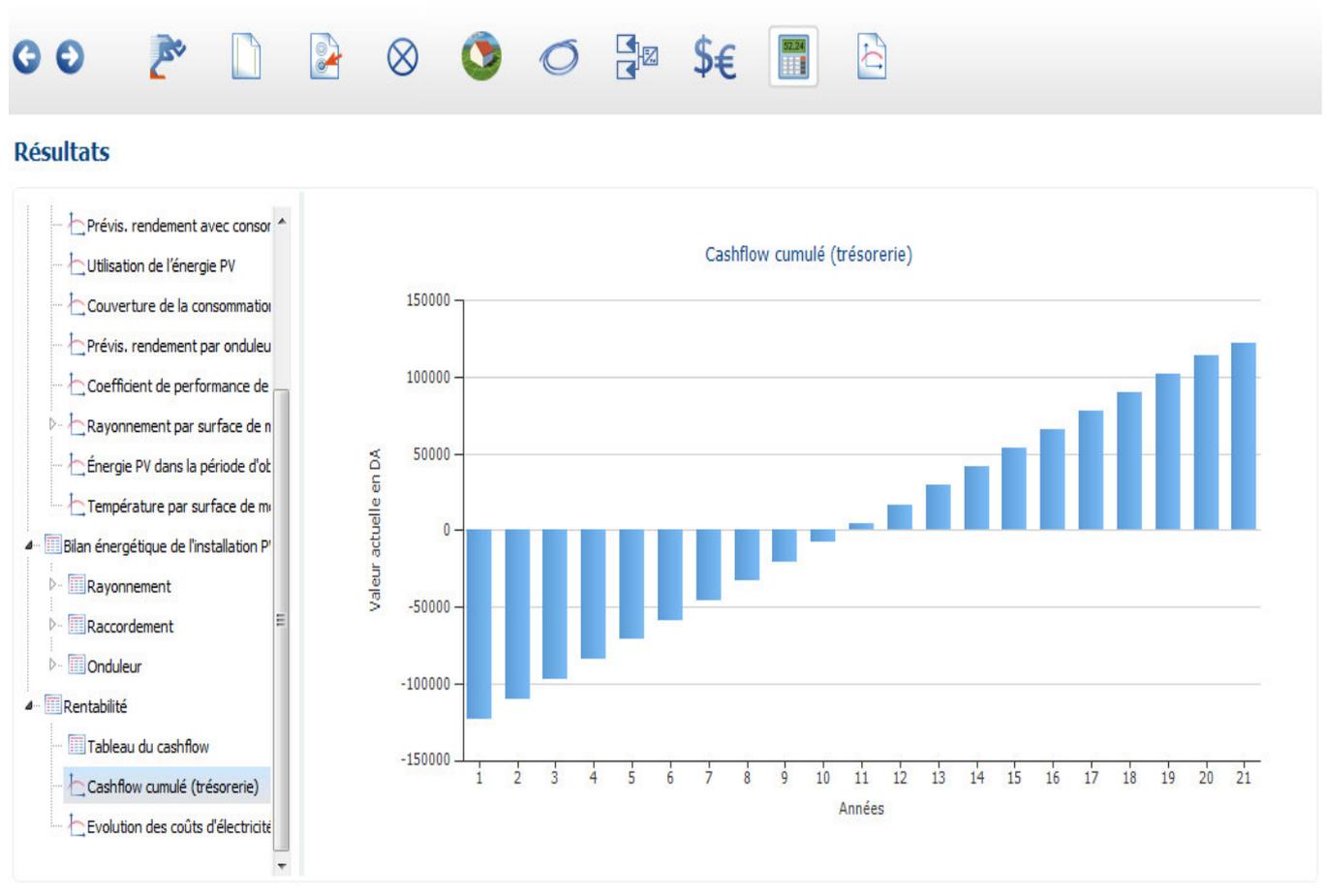


Figure (IV.6) : Casch Flow Cumulé Bloc « B »

Pour une période d'étude de 20 ans , un taux d'impôt sur bénéfice sur les sociétés de 15%, pas d'emprunt (crédits) , le diagramme ci-dessous nous montre qu'après la 10 ième année notre investissement (installation) sera amorti.

IV.6 Simulation par station par PV sol:

Par la suite on va regrouper les blocs de notre campus universitaire en 5 « stations » comme suit :

Station 1 : Bloc pédagogique « A » + Laboratoires GC+ hydraulique + Administration +bibliothèque.

Station 2 : Bloc d'architecture

Station 3 : Bloc pédagogique « B » + Ateliers mécaniques

Station 4 : Bloc pédagogique « C » +institut « panafricain » (PAUWES)+ centre de calcul informatique

Station 5 : Amphis « A » + laboratoires de recherches +centre télé-enseignement

Station 6 : Service scolarité + éclairage extérieur.

IV.6.1 Station 1 :

La station 1 va regrouper Bloc pédagogique « A » + Administration + Bibliothèque de consommation totale est 327.600 KWh, nous avons choisi le bloc administratif (la direction) pour placer notre installation photovoltaïque.

On a procédé de la même manière pour la simulation, on a utilisée toute la surface disponible, on a pris l'emplacement sur châssis est / ouest avec une inclinaison de 38° une orientation 17°, le logiciel nous a donné 852 modules c'ad 426 modules côté est et 426 modules côté ouest et 02 onduleurs

Planification 3D

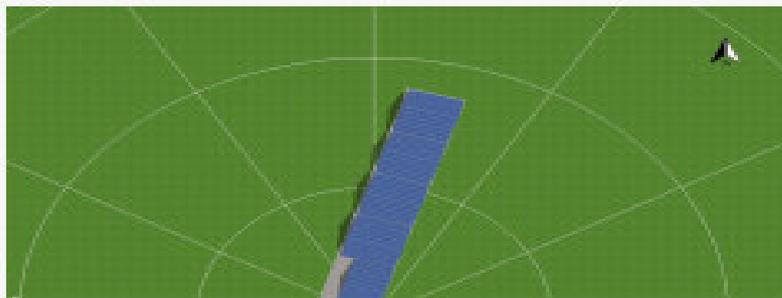
Planification avec visualisation 3D

Éditer

Nombre de surfaces posées	1
Nombre de modules	852
Nombre d'onduleurs	2
Puissance du générateur PV	204,48 kWc

Vérif. du raccordement

Les données de notre installation sont les suivantes :



Données du projet

Titre de projet	STATION1 V2
Référence d'offre	
Responsable	
Prise en service	17/05/2018

Type d'installation, météo et réseau

Type d'installation	3D, Installation PV racc...
Données climatiq...	TLEMCEN/ZENATA, DZA
Résolution des d...	1 h
Réseau CA	230 V, 3-phasé, cos φ ...
Limitation de la p...	Non

Consommation

Consommation to...	327600 kWh
Crête charge	82,8 kW
Résolution des d...	1 h

Planification 3D

▼ Bâtiment 01-Sup...

Données module	SilverLine 240 Wp
Fabricant	GermanSolar AG
Nombre de modules	426
Puissance du gén...	102,24 kWc
Inclinaison	38°
Orientation	17°
Type de montage	Surélevée - toit

▶	Bâtiment 01-Sup...	
	Raccordement	
▼	Bâtiment 01-Sup...	
	1 x Onduleur 1	PVI-110.0-TL
	Fabricant	ABB
	Raccordement	MPP 1: 9 x 24 MPP 2: 10 x 21
▶	Bâtiment 01-Sup...	
	Câbles	
	Perte totale	0,77 % (1568,89 W)
	Rentabilité	
	Frais d'investisse...	1 500,00 DA/kWc
	Tarifs de revente	EEG 2017 (Dezember) -... EEG 2017 - Umlage auf ...
	Prix d'achat	Example Private (Exam...

Nous avons obtenu 02 onduleurs de type PVI-110.0-TL du fabricant ABB avec 02 MPP ,le premier 09 strings avec 24 modules en série, un nombre de 852 modules de type PVsol poly cristallin 200 W et une inclinaison de 38° avec une structure surélevée du toit .

La Simulation des sections des câbles nous a donné une section de 120 mm² pour la partie CA et une section de 2,5 mm² pour la partie CC avec 0,77 % de perte soit 1568,89 W

Câbles

Compteur de production disponible

Saisie des pertes de câbles En détail Perte totale

Bâtiment 01-Surface de module nord

- Câble vers PVI-110.0-TL (1x)

Bâtiment 01-Surface de module sud

- Câble vers PVI-110.0-TL (1x)

Ligne de string Ligne principale CC

Bâtiment 01-Surface de module nord

10 x 21 → 10 x 4 mm² x 0 m → 4 mm² x 0 m

9 x 24 → 9 x 2,5 mm² x 50 m → 2,5 mm² x 10 m

120 mm² x 100 m → kWh

Ligne CA

Ligne CA

compteur vers onduleur (simple) m 0,93 % (949,8 W)

Disjoncteur (à 3 pôles)

DDR/RCD

Topologie CC par MPP-Tracker

Sélectionner Tracker MPP

Nombre de strings en générateur PV

Nombre max. d'entrées sur le tracker

Récapitulatif des strings avec

Disjoncteur CC

Ligne principale CC (Tracker MPP 1)

onduleur vers BCG (Aller et retour) m 0,71 % (367,4 W)

Lignes de strings (Tracker MPP 1)

BCG vers string (9x Aller et retour) m 0,39 % (204,1 W)

Perte totale maxi: 0,74 % (1521,4 W)

Toutes les pertes détaillées se réfèrent à la STC et peuvent être considérées comme des pertes maximales.

← → 🏠 📄 📄 ⓧ 🌐 🔄 💰 📊 📄

Plans

- Plan de câblage
- Plan de cotation
- Bâtiment 01-Surface du toit Est

Options Exportation

Bâtiment 01-Surface de module nord
 10 x 21 10 x 4 mm² x 0 m 4 mm² x 0 m
 0 x 24 0 x 2,5 mm² x 50 m 2,5 mm² x 10 m

Bâtiment 01-Surface de module sud
 10 x 21 10 x 4 mm² x 0 m 4 mm² x 0 m
 0 x 24 0 x 4 mm² x 0 m 4 mm² x 0 m

Réseau (230 V)
 Compteur (227000 VA)

Surface de module
 1) 695,9 m², 432P, 117° 102,34 W/c, 426 Modules PV
 2) 695,9 m², 432P, 117° 102,34 W/c, 426 Modules PV

Compteur bidirectionnel
 Poste de transfert

Module PV
 0 SilenLine 240 Wp, GermanSolar AG, 240 Wp

Scherle de connexion de générat.

Dépendeur CC

Onduleur
 0 PVS110 0-7L, 100, 110 Wp, Palesma On-grid, 110 Wp

Compteur de réseau

Zoom

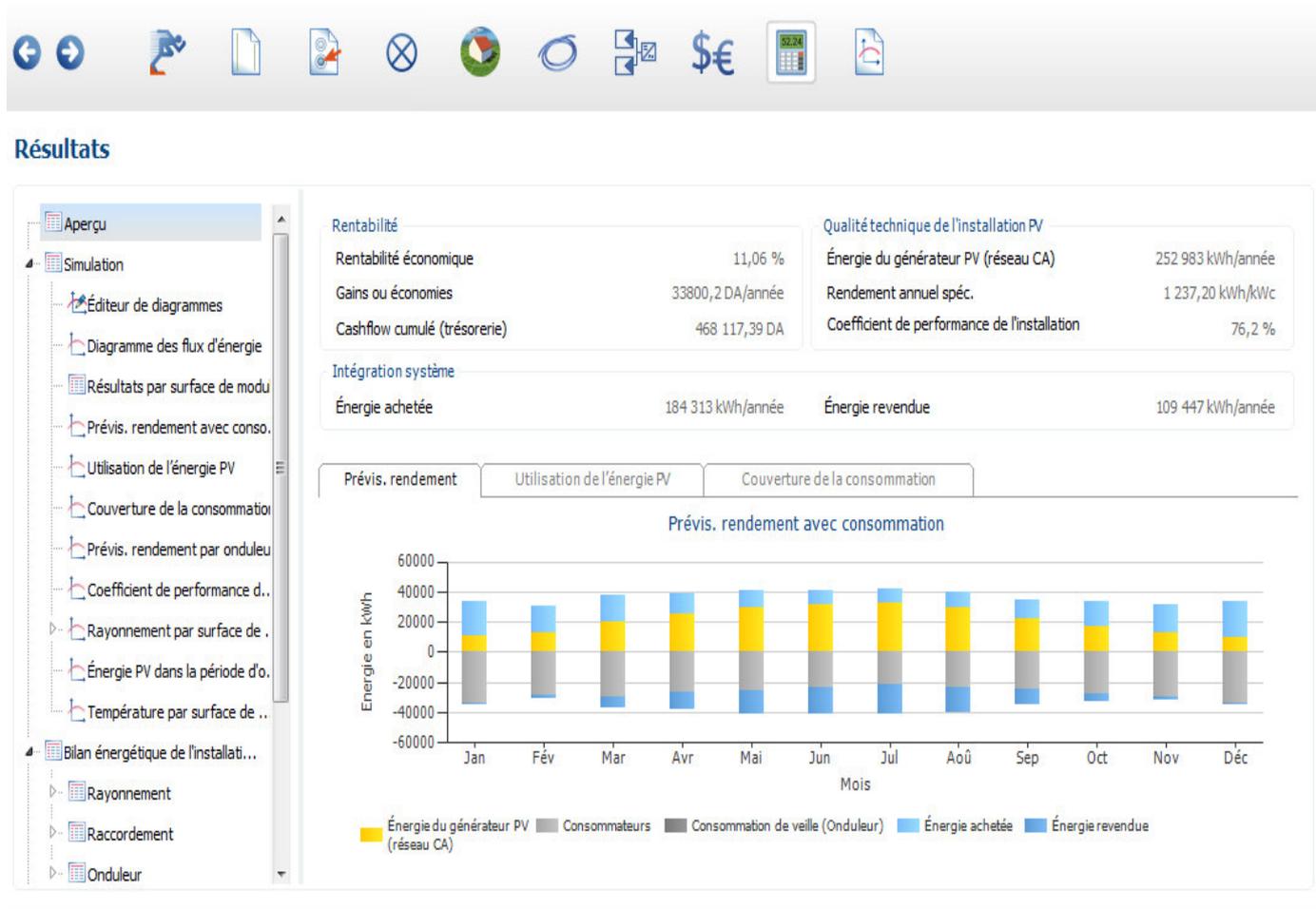


Figure (IV.7) : Bilan Energétique Station 1

Résultats

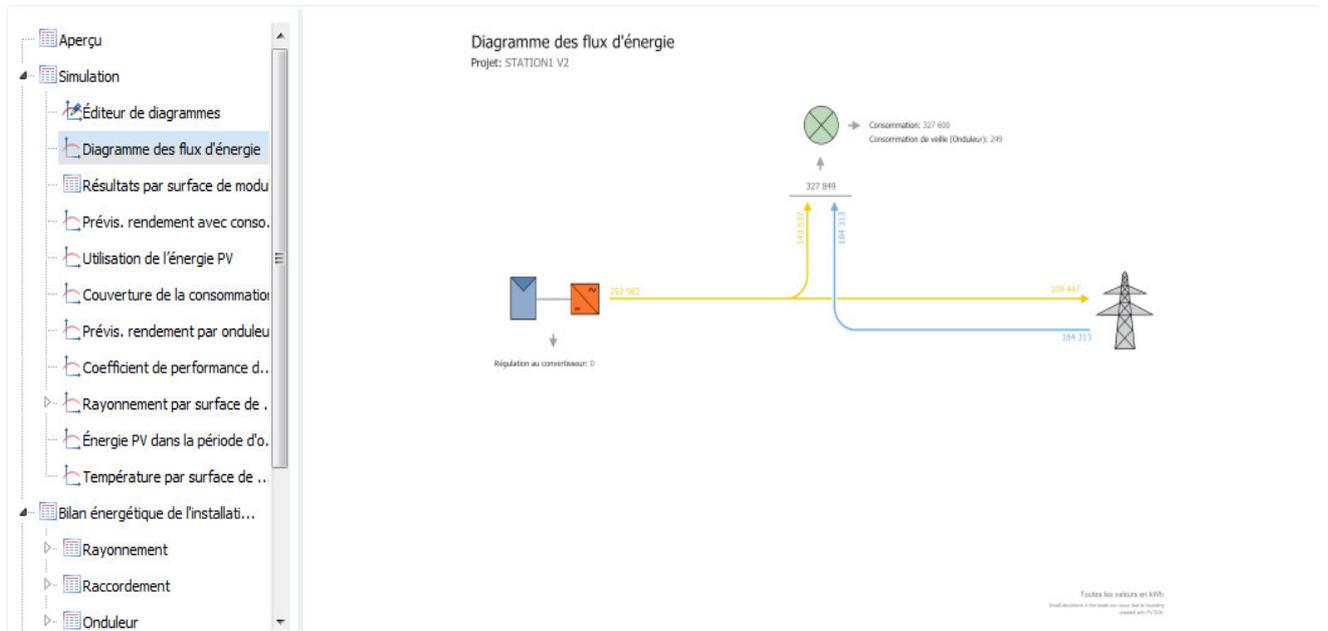


Figure (IV.8) : Diagramme des flux d'énergie Station 1

Résultats

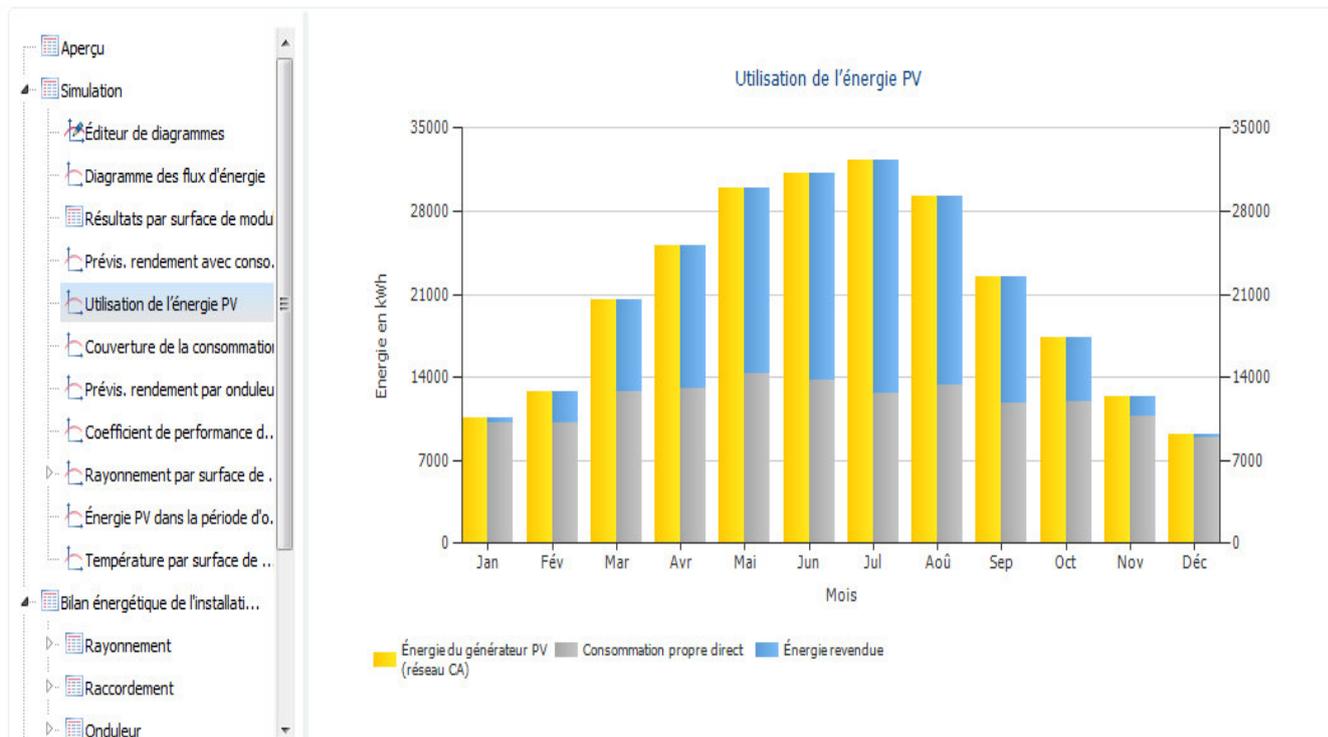


Figure (IV.9) : Utilisation d'Énergie PV Station 1

Résultats

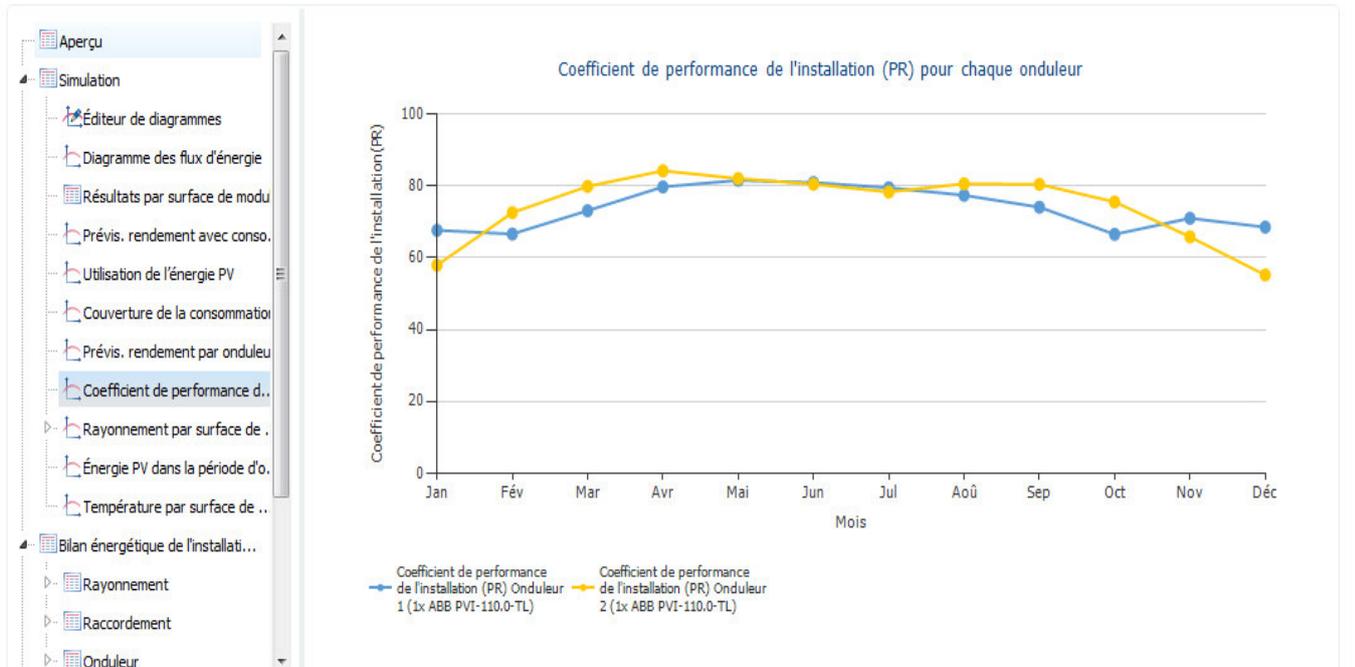


Figure (IV.10) : Coefficient de performance Station 1

Résultats

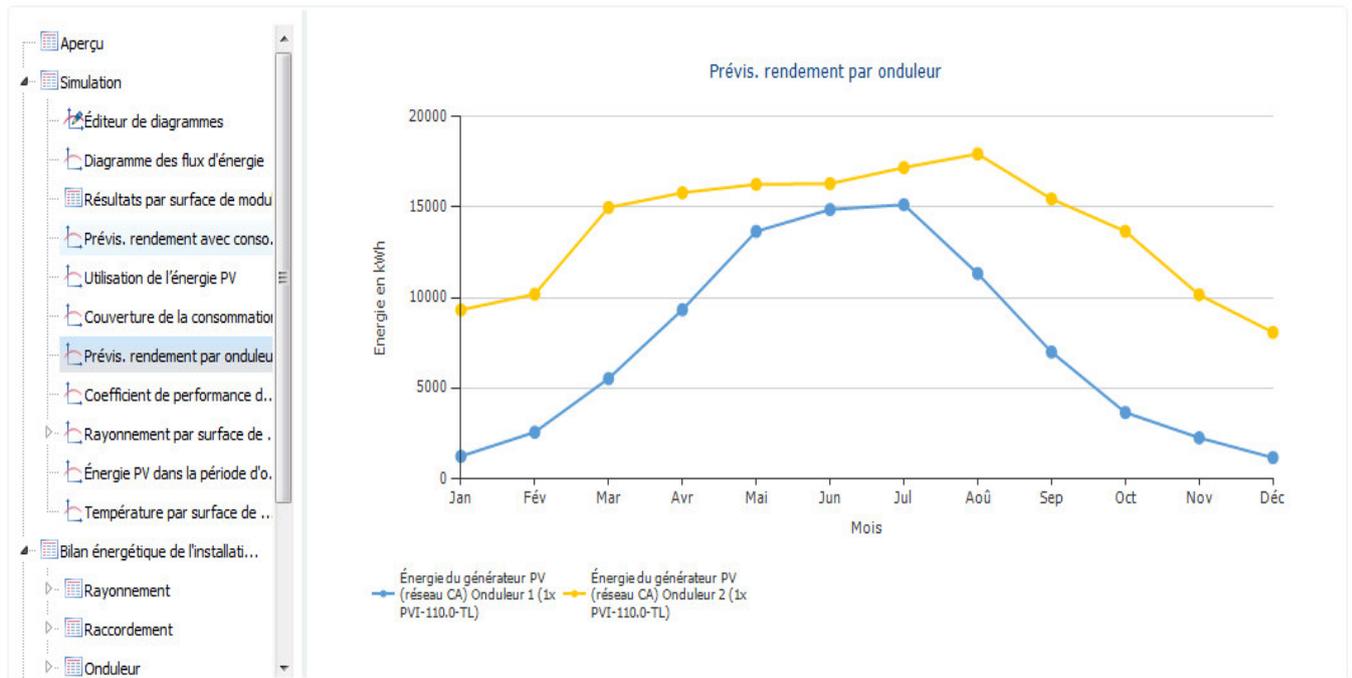


Figure (IV.11) : Rendement par onduleur Station 1

Résultats

Rayonnement global horizontal)			1 925,9 kWh/m²
Déviaton du spectre standard	-19,26 kWh/m ²	-1,00 %	
Réflexion du sol (albedo)	40,42 kWh/m ²	2,12 %	
Orientation et Inclinaison de la surface des modules	-322,53 kWh/m ²	-16,57 %	
Ombre indépendant du module	0,00 kWh/m ²	0,00 %	
Réflexion à la surface supérieure du module	-100,46 kWh/m ²	-6,18 %	
Rayonnement total sur le module			1 524,0 kWh/m²
	1 524,0 kWh/m ²		
	x 1391,74 m ²		
	= 2 121 055,0 kWh		
Rayonnement PV total			2 121 055,0 kWh
Pollution	0,00 kWh	0,00 %	
Conversion STC (efficacité nominale du module 14,69 %)	-1 809 491,05 kWh	-85,31 %	
Énergie PV nominale			311 563,9 kWh
Ombre partiel de module spécifique	-14 163,96 kWh	-4,55 %	
Comportement en cas de faible luminosité	25,57 kWh	0,01 %	
Différence par rapport à la température nominale du module	-16 994,73 kWh	-5,71 %	
Diodes	-95,43 kWh	-0,03 %	
Erreur de concordance (caractéristiques du fabricant)	-5 606,71 kWh	-2,00 %	
Erreur de concordance (raccordement/ombre)	-9 317,76 kWh	-3,39 %	

Ligne de string	-77,85 kWh	-0,03 %
Ligne CC	-140,09 kWh	-0,05 %
Énergie PV (CC) sans réduction de l'onduleur		
265 193,0 kWh		
Dépassement négatif de la tension d'amorce CC	-0,13 kWh	0,00 %
Réduction due à la plage de tensions MPP	-1 059,19 kWh	-0,40 %
Réduction due au courant CC max.	0,00 kWh	0,00 %
Réduction due à la puissance CC max.	0,00 kWh	0,00 %
Réduction due à la puissance CA max./cos phi	0,00 kWh	0,00 %
Accordement MPP	-606,25 kWh	-0,23 %
Énergie PV (CC)		
263 527,4 kWh		
Énergie à l'entrée de l'onduleur		
263 527,4 kWh		
Déviaton de la tension d'entrée et la tension nominale	-2 162,87 kWh	-0,82 %
Conversion CC/CA	-8 087,25 kWh	-3,09 %
Consommation de veille (Onduleur)	-249,46 kWh	-0,10 %
Ligne CA	-293,97 kWh	-0,12 %
Énergie PV (CA) déduction faite de la consommation en veille		
252 733,9 kWh		
Énergie du générateur PV (réseau CA)		
252 983,3 kWh		

Tableau (IV.9) : Bilan Energétique de l'installation PV Station1

Rentabilité

Paramètres de rentabilité \$€ Éditer

Bilan énergétique / concept d'alimentation Revente de l'excédent d'électricité ▼

Prix pour l'électricité vendue directement 4,9800 DA/kWh

Validité du tarif de revente = Date de mise en service

Tarifs de revente appliqués

Info	Nom du tarif	Valable à partir de	Fin de validité :	
	EEG 2017 (Dezember) - Gebäudeanlage	17/05/2018	▼ 31/12/2038	
	EEG 2017 - Umlage auf Eigenverbrauch - Alle Anlagenarten	01/01/2017	▼ 31/12/2036	

Ajouter

Coefficient de modification du prix - Rémunération revente 0,0 %/année

Coefficient de modification du prix - Rémunération de consommation propre 0,0 %/année

Prix d'achat Example - Example Private (Type de consommation: Privé) Sélectionner

Coefficient de modification du prix - Coût kWh 2,0 %/année

Calcul de rentabilité

Rentabilité

- Paramètres de rentabilité
- Bilan énergétique / concept d'alimentation
- Prix pour l'électricité vendue directement
- Tarifs de vente appliqués
- Coefficient de modification du prix - Revente
- Coefficient de modification du prix - Revente de consommation propre
- Prix d'achat
- Coefficient de modification du prix - Consommation propre

Paramètres généraux

Période considérée: 20 années pleines

Intérêts capital (Rendement des circulants): 1,00 %

Impôt sur le chiffre d'affaires

Toutes donnée sont des donnée brutes.

Toutes donnée sont des donnée net.

Précédent Suivant Fermer Aide

Résultats

	année 1	année 2	année 3	année 4	année 5
Investissement	-306 720,00 DA	0,00 DA	0,00 DA	0,00 DA	0,00 DA
Rémunération revente	1 766,10 DA	1 978,59 DA	1 959,00 DA	1 939,60 DA	1 920,40 DA
Economies d'énergie payante	31 466,30 DA	31 777,85 DA	32 092,48 DA	32 410,23 DA	32 731,12 DA
Cashflow annuel	-273 487,60 DA	33 756,44 DA	34 051,48 DA	34 349,83 DA	34 651,52 DA
Cashflow cumulé (trésorerie)	-273 487,60 DA	-239 731,16 DA	-205 679,68 DA	-171 329,84 DA	-136 678,33 DA

	année 6	année 7	année 8	année 9	année 10
Investissement	0,00 DA	0,00 DA	0,00 DA	0,00 DA	0,00 DA
Rémunération revente	1 901,39 DA	1 882,56 DA	1 863,92 DA	1 845,47 DA	1 827,20 DA
Economies d'énergie payante	33 055,20 DA	33 382,46 DA	33 713,00 DA	34 046,77 DA	34 383,89 DA
Cashflow annuel	34 956,59 DA	35 265,02 DA	35 576,92 DA	35 892,24 DA	36 211,09 DA
Cashflow cumulé (trésorerie)	-101 721,74 DA	-66 456,72 DA	-30 879,80 DA	5 012,44 DA	41 223,53 DA

	année 11	année 12	année 13	année 14	année 15
Investissement	0,00 DA	0,00 DA	0,00 DA	0,00 DA	0,00 DA
Rémunération revente	1 809,10 DA	1 791,19 DA	1 773,46 DA	1 755,90 DA	1 738,51 DA
Economies d'énergie payante	34 724,30 DA	35 068,11 DA	35 415,34 DA	35 765,99 DA	36 120,10 DA
Cashflow annuel	36 533,41 DA	36 859,30 DA	37 188,79 DA	37 521,89 DA	37 858,61 DA
Cashflow cumulé (trésorerie)	77 756,94 DA	114 616,24 DA	151 805,04 DA	189 326,92 DA	227 185,54 DA

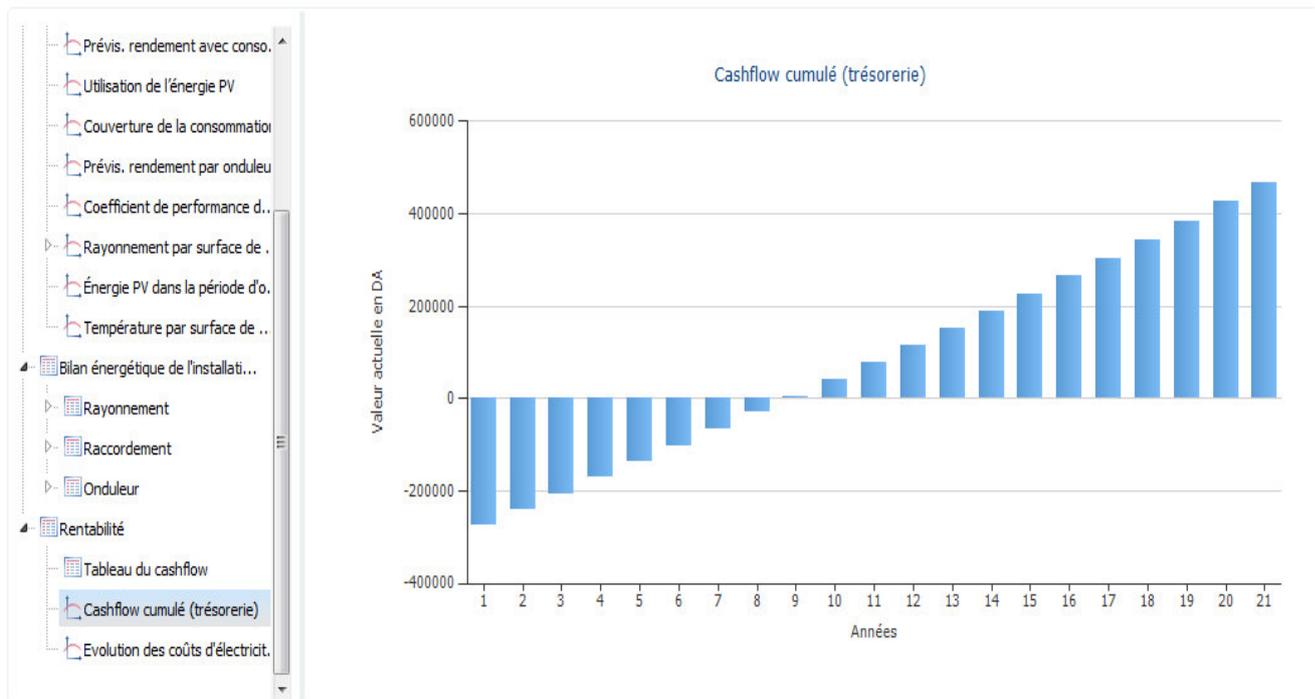
	année 16	année 17	année 18	année 19	année 20
Investissement	0,00 DA				
Rémunération revente	1 721,30 DA	1 704,26 DA	1 687,38 DA	2 721,54 DA	4 889,08 DA
Economies d'énergie payante	36 477,71 DA	36 838,89 DA	37 203,62 DA	37 571,97 DA	37 943,97 DA
Cashflow annuel	38 199,01 DA	38 543,15 DA	38 891,00 DA	40 293,52 DA	42 833,05 DA
Cashflow cumulé (trésorerie)	265 384,55 DA	303 927,70 DA	342 818,70 DA	383 112,21 DA	425 945,27 DA

	année 21
Investissement	0,00 DA
Rémunération revente	3 835,69 DA
Economies d'énergie payante	38 319,65 DA
Cashflow annuel	42 155,35 DA
Cashflow cumulé (trésorerie)	468 100,61 DA

Des taux de dégradation et d'accroissement des prix sont appliqués mensuellement sur la totalité de la période considérée.
Cela est réalisé dès la première année.

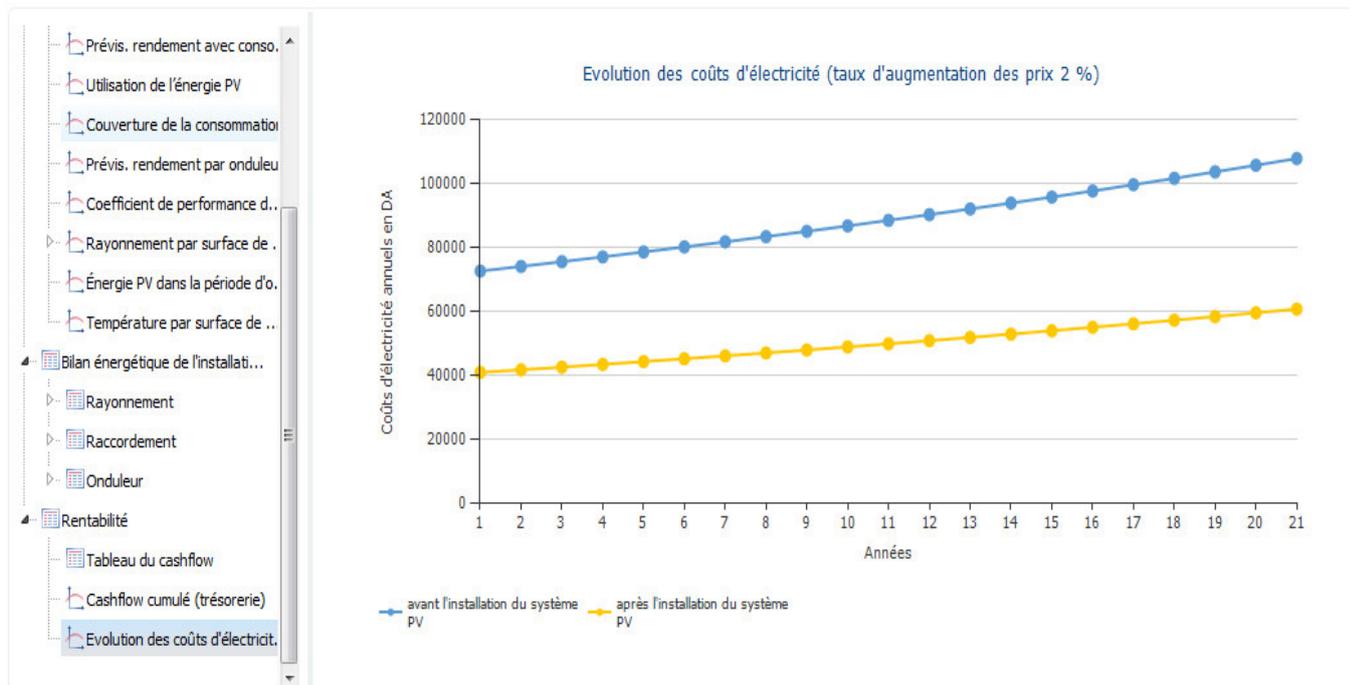
Tableau(IV.10) : Casch flow Cumulé Station 1

Résultats



Figure(IV.12) : Casch flow Cumulé Station 1

Résultats



▲ Le tarif de rachat reflété n'est pas valable pour la zone du sud de données climatiques

Figure(IV.13) : Evolution des coûts Station 1

IV.6.2 : Station 2 :

Pour la station 2, on a pris le bloc d'architecture de consommation propre de 29.250KWh/an

Et vu la complexité de ce bloc point de vue de son architecture , nous avons suggérer une installation au sol ,pour cela nous avons pris un terrain derrière ce bloc de 35 m * 65 m avec une position sud.

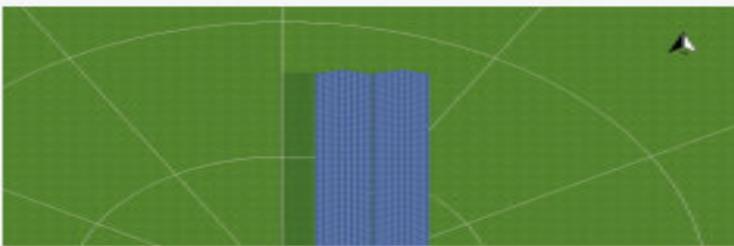
De la même ,la simulation par PV sol ,nous a donné les résultats suivants :

Planification 3D

Planification avec visualisation 3D

Nombre de surfaces posées	1
Nombre de modules	1280
Nombre d'onduleurs	20
Puissance du générateur PV	256 kWc

Vérif. du raccordement



Données du projet

Titre de projet	Station 2 V3
Référence d'offre	
Responsable	
Prise en service	14/06/2018

Type d'installation, météo et réseau

Type d'installation	3D, Installation PV racc...
Données climatiq...	TLEMCEN/ZENATA, DZA
Résolution des d...	1 h
Réseau CA	230 V, 3-phasé, cos ϕ ...
Limitation de la p...	Non

Consommation

Consommation to...	29250 kWh
Crête charge	7,4 kW
Résolution des d...	1 h

Planification 3D

Installation au sol...

Données module	Exemple poly 200 W
Fabricant	PV*SOL
Nombre de modules	640
Puissance du gén...	128 kWc
Inclinaison	38°
Orientation	90°
Type de montage	Variante sur châssis - t...

Type de montage variante sur châssis - t...

Installation au sol...

Raccordement

Installation au sol...

10 x Onduleur 1	PVI-12.5-TL-OUTD
Fabricant	ABB
Raccordement	MPP 1+2: 4 x 16

Installation au sol...

Câbles

Perte totale	0,66 % (1701,24 W)
--------------	--------------------

Rentabilité

Frais d'investisse...	1 500,00 DA/kWc
Tarifs de revente	EEG 2017 (Dezember) -...
	EEG 2017 - Umlage auf ...
Prix d'achat	Exemple Private (Exam...

Câbles

Compteur de production disponible

Saisie des pertes de câbles

En détail

Perte totale

Installation au sol 01-Superficie de module Est

4 x 16 4 x 2,5 mm² x 60 m 2,5 mm² x 10 m 10 mm² x 50 m

Ligne CA

compteur vers onduleur (simple)	50 m	10 mm ²	Cuivre	0,69 % (86,1 W)
<input checked="" type="checkbox"/> Disjoncteur	B25A (à 3 pôles)			
<input checked="" type="checkbox"/> DDR/RCD	25A/100mA			

Topologie CC par MPP-Tracker

Sélectionner Tracker MPP:

Nombre de strings en générateur PV:

Nombre max. d'entrées sur le tracker:

Récapitulatif des strings avec:

Disjoncteur CC:

Ligne principale CC (Tracker MPP 1+2)

onduleur vers BCG (Aller et retour): m, , , 0,44 % (56 W)

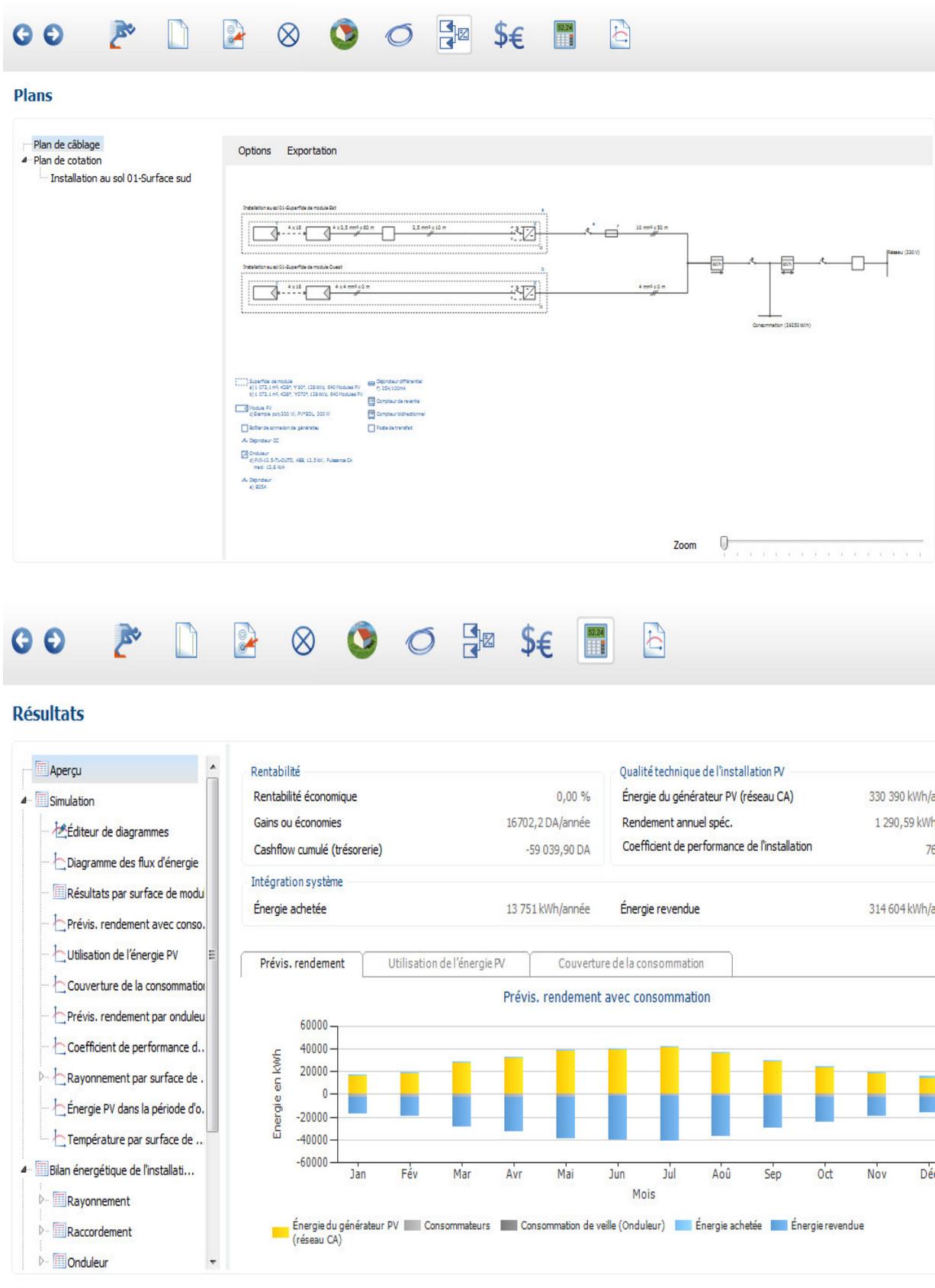
Lignes de strings (Tracker MPP 1+2)

BCG vers string (4x Aller et retour): m, , , 0,66 % (84 W)

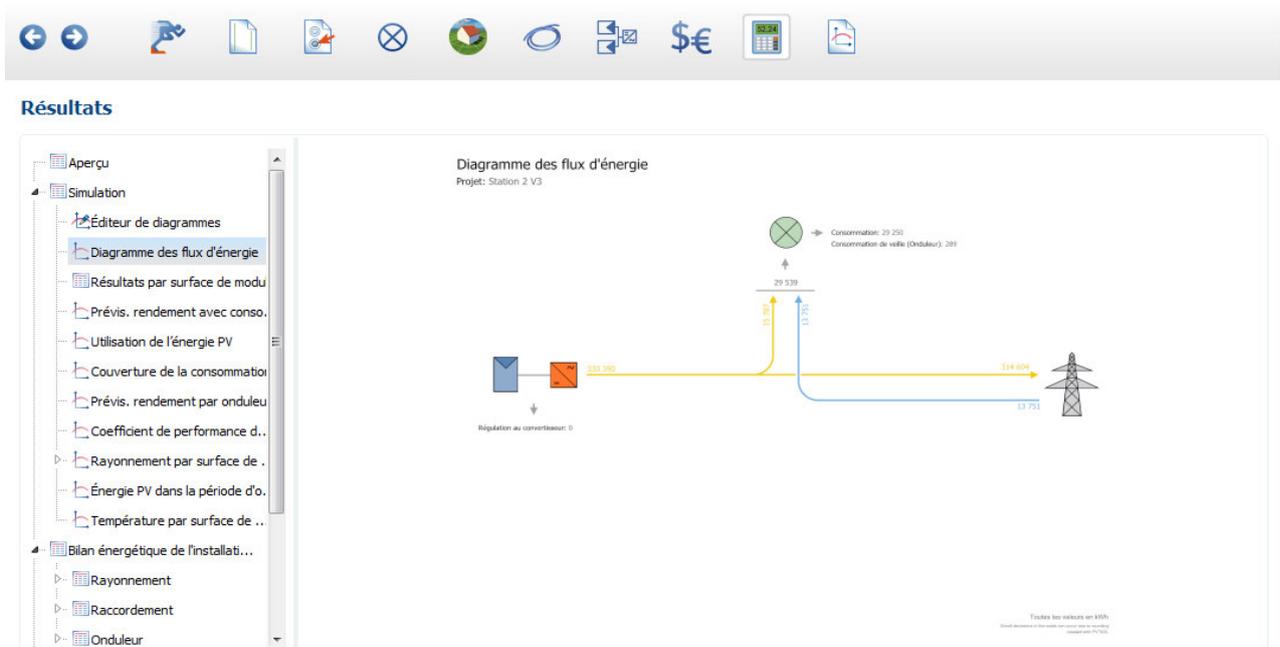
Perte totale maxi: 0,88 % (2261,07 W)

Toutes les pertes détaillées se réfèrent à la STC et peuvent être considérées comme des pertes maximales.

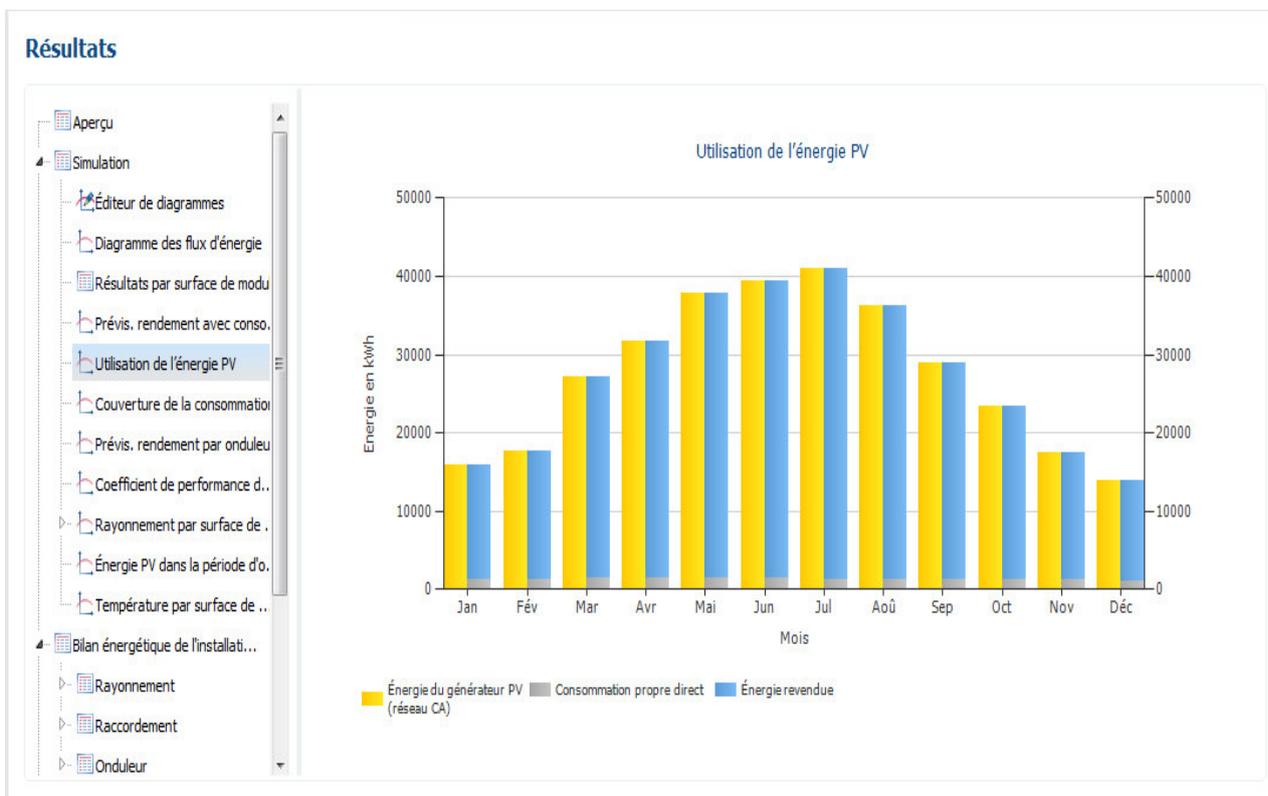
Chapitre IV : Dimensionnement d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau BT



Figure(IV.14) :Bilan Énergétique Station2

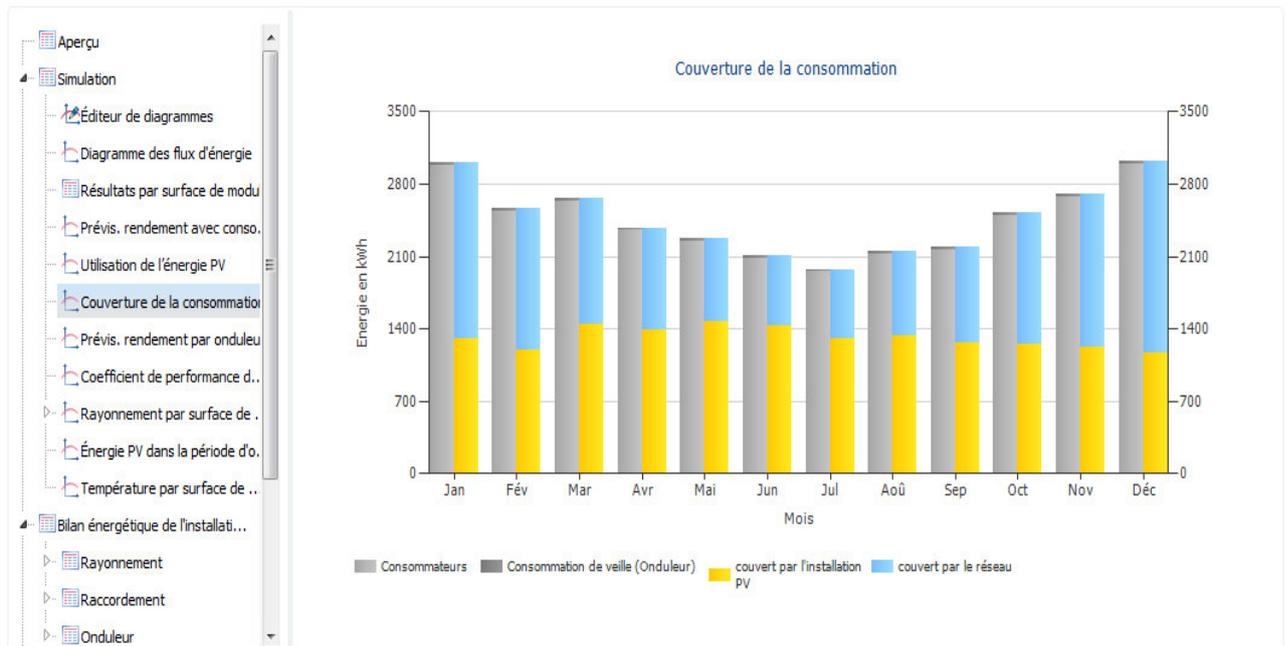


Figure(IV.15) : Diagramme des flux d'Énergie Station 2



Figure(IV.16) :Utilisation de l'Énergie PV Station 2

Résultats



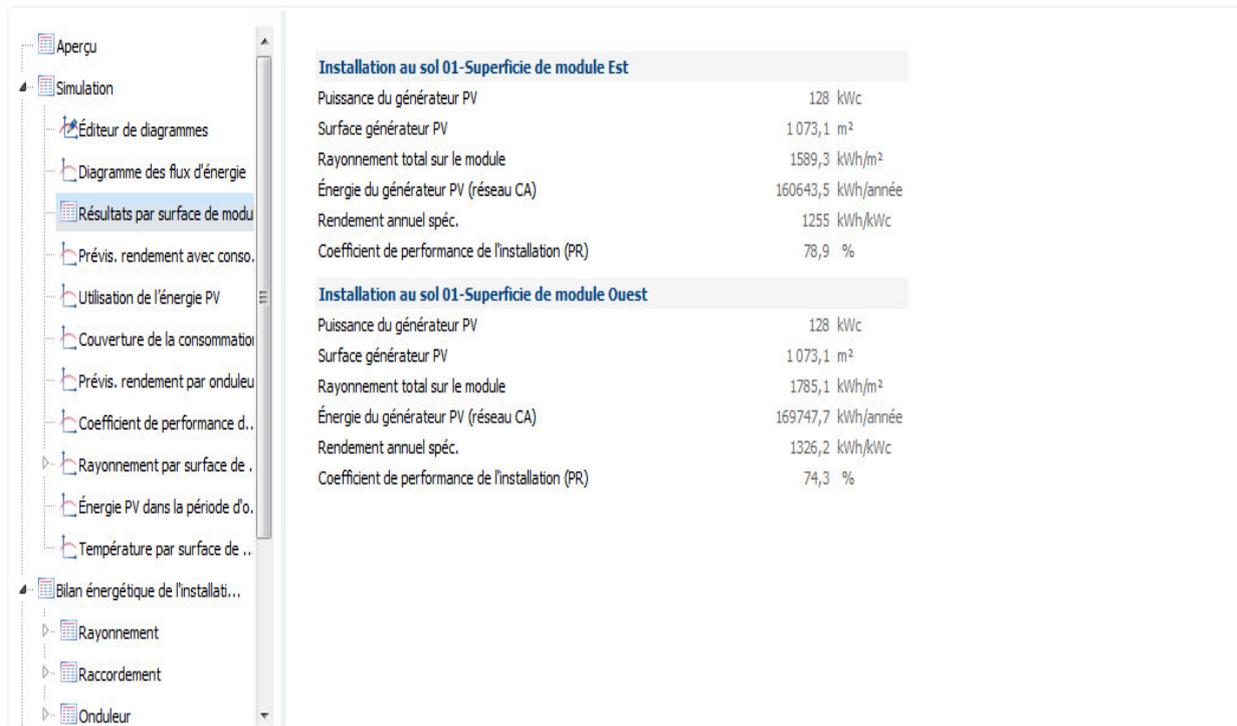
Figure(IV.17) : Couverture de la consommation Station 2

Résultats

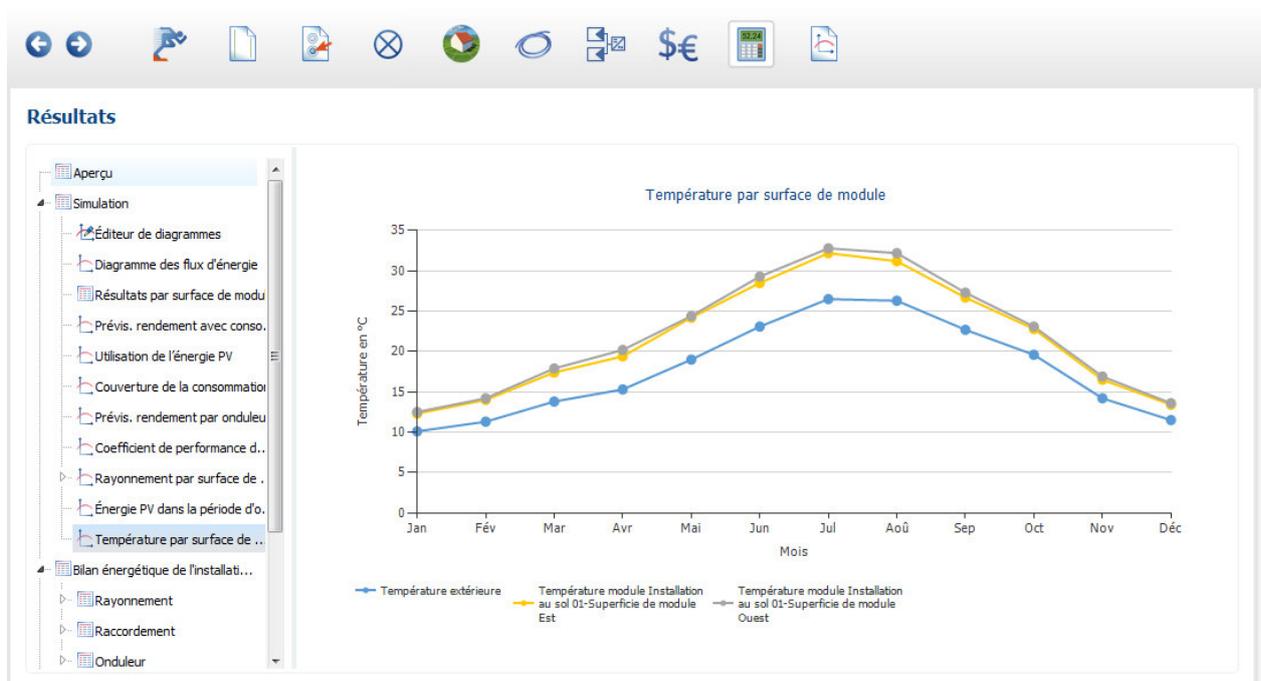
Installation au sol 01-Superficie de module Est		
Rayonnement global horizontal)	1 925,9 kWh/m²	
Déviaton du spectre standard	-19,26 kWh/m ²	-1,00 %
Réflexion du sol (albedo)	40,42 kWh/m ²	2,12 %
Orientation et Inclinaison de la surface des modules	-357,70 kWh/m ²	-18,37 %
Ombrage indépendant du module	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Réflexion à la surface supérieure du module	-84,90 kWh/m ²	-5,34 %
Rayonnement total sur le module	1 504,4 kWh/m²	
Installation au sol 01-Superficie de module Ouest		
Rayonnement global horizontal)	1 925,9 kWh/m²	
Déviaton du spectre standard	-19,26 kWh/m ²	-1,00 %
Réflexion du sol (albedo)	40,42 kWh/m ²	2,12 %
Orientation et Inclinaison de la surface des modules	-161,95 kWh/m ²	-8,32 %
Ombrage indépendant du module	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Réflexion à la surface supérieure du module	-85,02 kWh/m ²	-4,76 %
Rayonnement total sur le module	1 700,1 kWh/m²	

Tableau (IV.11) : Rayonnement par module Station 2

Résultats



Tableau(IV.12) :Bilan Energétique par module Station 2

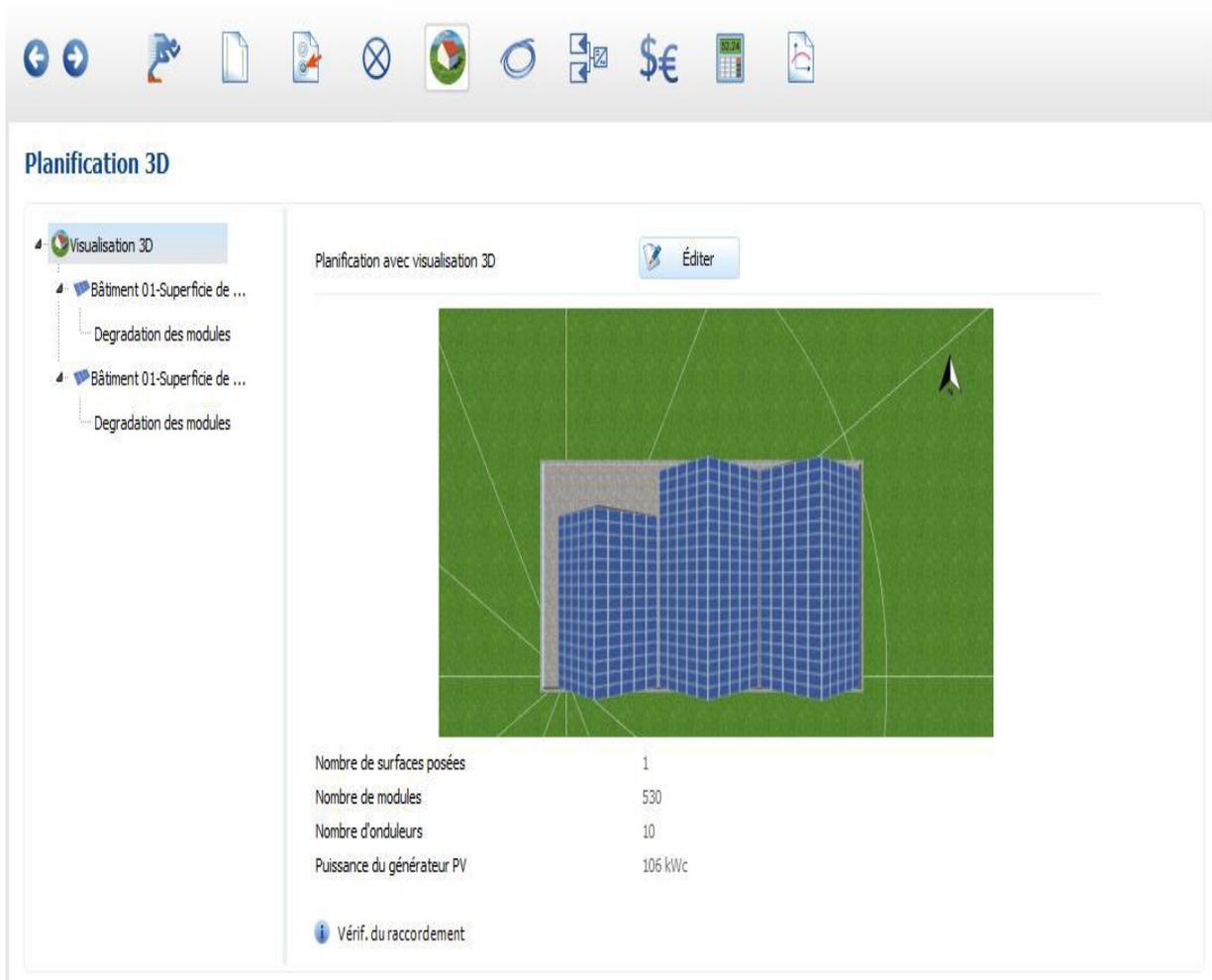


Figure(IV.18) : Température par surface du module Station 2

IV.6.3 Station 3 :

La station 3 va regrouper Bloc pédagogique « B » + laboratoires chimie + Ateliers de mécanique de consommation totale est 516.750 KWh/an , nous avons choisi le bloc le Bloc « B » pour placer notre installation photovoltaïque.

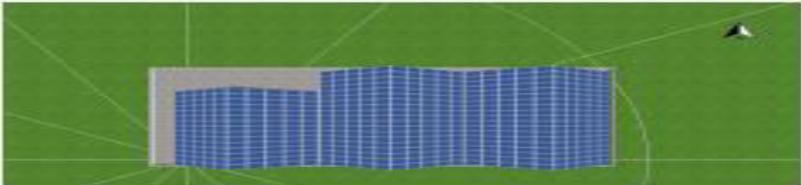
On a procédé de la même manière pour la simulation, on a utilisée toute la surface disponible, on a pris l'emplacement sur châssis est / ouest avec une inclinaison de 38° orientation, le logiciel nous a donné 530 modules c'ad 265 modules côté est et 265 modules côté ouest et 10 onduleurs et une puissance du générateur PV de 106 kWc



The screenshot displays a software interface for 3D PV planning. At the top, there is a toolbar with various icons for navigation and editing. The main window is titled "Planification 3D" and contains a 3D visualization of a solar panel array installed on a building's roof. The array is composed of blue rectangular modules arranged in a grid. Below the 3D view, there is a table summarizing the simulation results:

Paramètre	Valeur
Nombre de surfaces posées	1
Nombre de modules	530
Nombre d'onduleurs	10
Puissance du générateur PV	106 kWc

Below the table, there is a button labeled "Vérif. du raccordement" (Check connection).



Données du projet

Titre de projet	STATION 3 V1
Référence d'offre	
Responsable	
Prise en service	19/05/2018

Type d'installation, météo et réseau

Type d'installation	3D, Installation PV racc...
Données climatiq...	TLEMEN/ZENATA, DZA
Résolution des d...	1 h
Réseau CA	230 V, 3-phasé, cos ϕ ...
Limitation de la p...	Non

Consommation

Consommation to...	516750 kWh
Crête charge	130,6 kW
Résolution des d...	1 h

Planification 3D

▼ Bâtiment 01-Sup...

Données module	Exemple poly 200 W
Fabricant	PV*SOL
Nombre de modules	265
Puissance du gén...	53 kWc
Inclinaison	38°
Orientation	90°
Type de montage	Surélevée - toit

▶ Bâtiment 01-Sup...

Raccordement

▼ Bâtiment 01-Sup...

5 x Onduleur 1	PVI-10.0-TL-OUTD
Fabricant	ABB
Raccordement	MPP 1: 2 x 16 MPP 2: 1 x 21

▶ Bâtiment 01-Sup...

Câbles

Perte totale	0,59 % (621,29 W)
--------------	-------------------

Rentabilité

Frais d'investisse...	1 500,00 DA/kWc
Tarifs de revente	EEG 2017 (Dezember) -... EEG 2017 - Umlage auf ...
Prix d'achat	Exemple Private (Exam...

Câbles

Compteur de production disponible

Saisie des pertes de câbles

En détail
 Perte totale

Bâtiment 01-Superficie de module Est
 Câble vers PVI-10.0-TL-OUTD (5x)

Bâtiment 01-Superficie de module Ouest
 Câble vers PVI-10.0-TL-OUTD (5x)

Ligne de string

Ligne CA

Ligne CA

compteur vers onduleur (simple) m 0,35 % (94,5 W)

Disjoncteur

DDR/RCD

Topologie CC par MPP-Tracker

Sélectionner Tracker MPP

Nombre de strings en générateur PV

Nombre max. d'entrées sur le tracker

Récapitulatif des strings avec

Disjoncteur CC

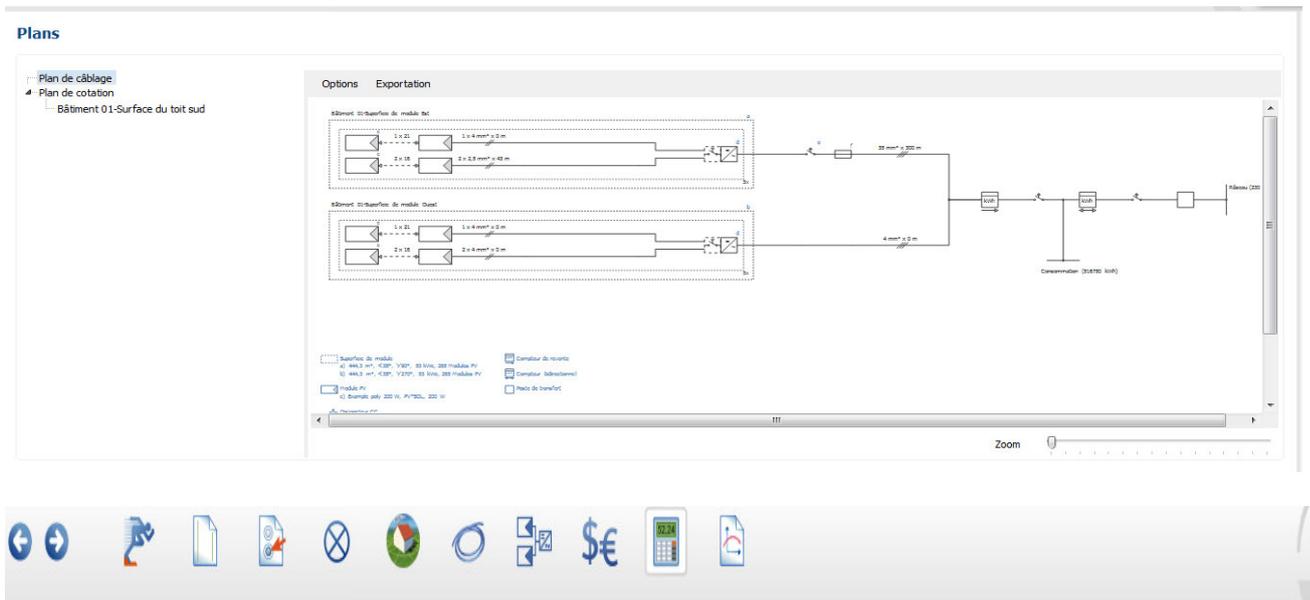
Lignes de strings (Tracker MPP 1)

Ligne de string (2x Aller et retour) m 0,46 % (29,7 W)

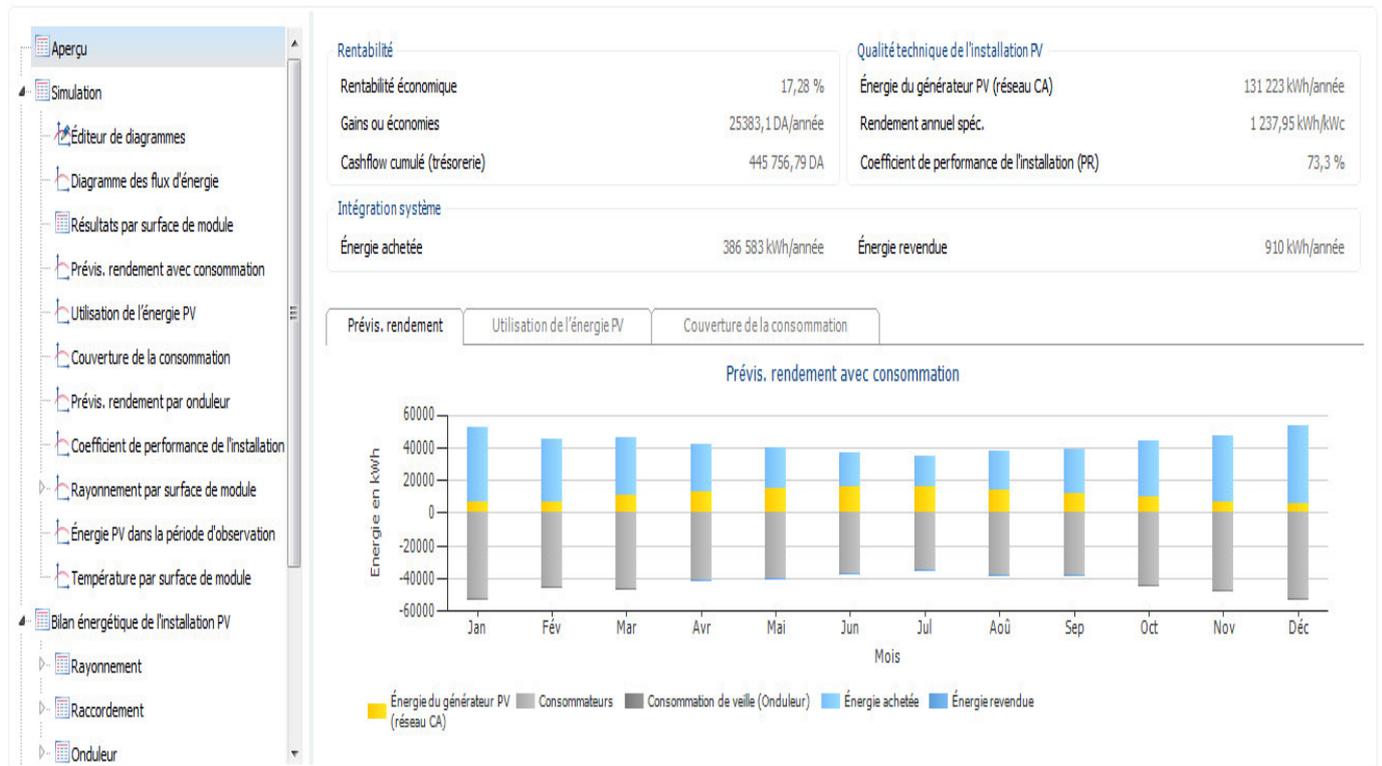
Perte totale maxi: 0,59 % (621,29 W)

Toutes les pertes détaillées se réfèrent à la STC et peuvent être considérées comme des pertes maximales.

Plan de câblage :

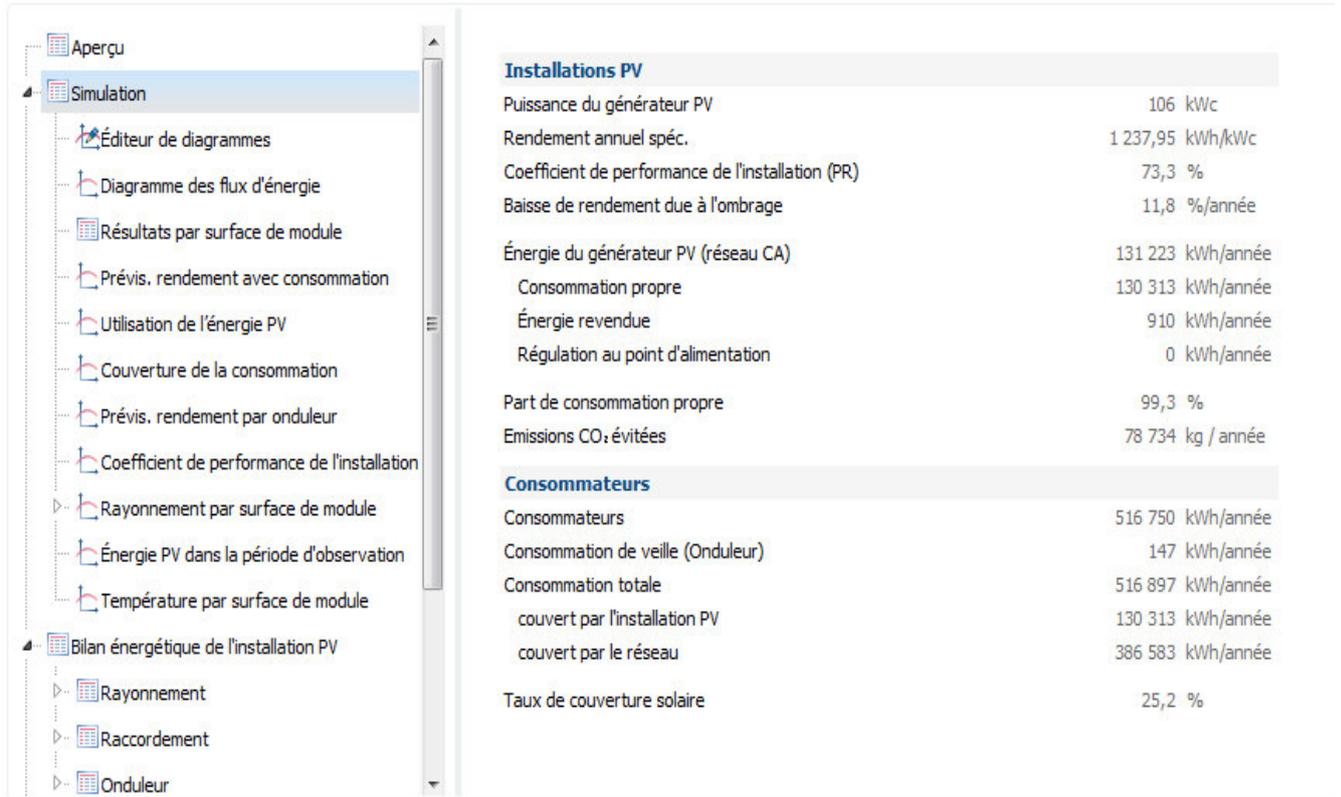


Résultats



Figure(IV.19) : Bilan Energétique Station 3

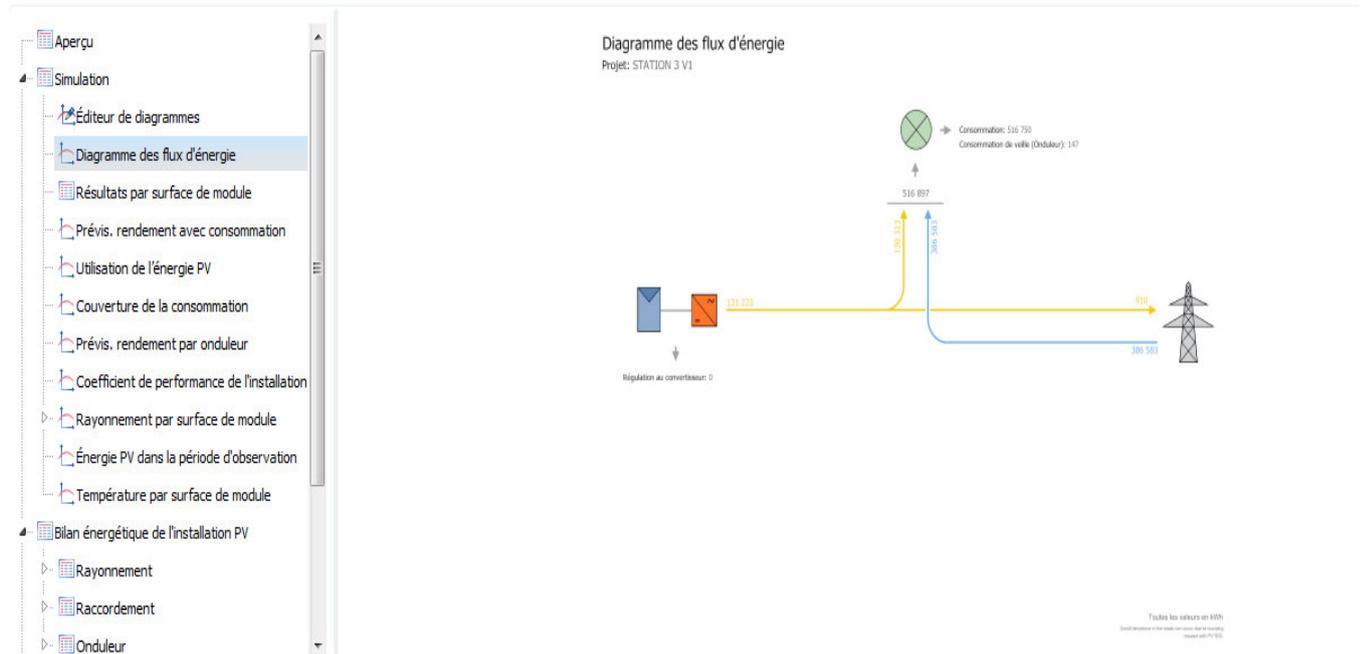
Résultats



Tableau(IV.13) : Bilan Energétique Station 3

D

Résultats



Figure(IV.20) : Diagramme des flux d'Énergie Station 3.

Résultats

Bâtiment 01-Superficie de module Est	
Puissance du générateur PV	53 kWc
Surface générateur PV	444,3 m ²
Rayonnement total sur le module	1589,3 kWh/m ²
Énergie du générateur PV (réseau CA)	65513,1 kWh/année
Rendement annuel spéc.	1236,1 kWh/kWc
Coefficient de performance de l'installation (PR)	77,7 %
Bâtiment 01-Superficie de module Ouest	
Puissance du générateur PV	53 kWc
Surface générateur PV	444,3 m ²
Rayonnement total sur le module	1785,1 kWh/m ²
Énergie du générateur PV (réseau CA)	65710,5 kWh/année
Rendement annuel spéc.	1239,8 kWh/kWc
Coefficient de performance de l'installation (PR)	69,4 %

Tableau(IV.14) : Bilan Energétique par module Station 3



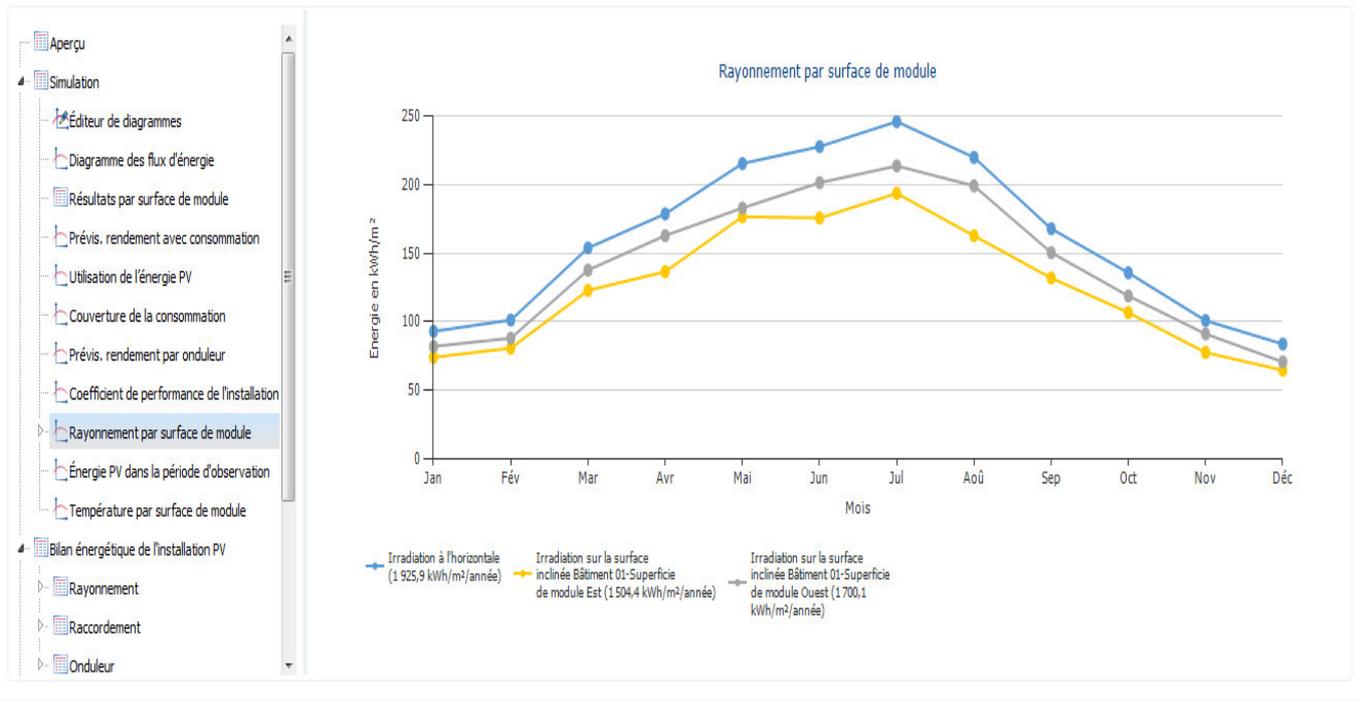
Résultats

Rayonnement global horizontal) 1 925,9 kWh/m²		
Déviation du spectre standard	-19,26 kWh/m ²	-1,00 %
Réflexion du sol (albedo)	40,42 kWh/m ²	2,12 %
Orientation et Inclinaison de la surface des modules	-259,82 kWh/m ²	-13,34 %
Ombre indépendant du module	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Réflexion à la surface supérieure du module	-84,96 kWh/m ²	-5,04 %
Rayonnement total sur le module	1 602,2 kWh/m²	
	1 602,2 kWh/m ²	
	x 888,64 m ²	
	= 1 423 814,4 kWh	
Rayonnement PV total 1 423 814,4 kWh		
Pollution	0,00 kWh	0,00 %
Conversion STC (efficacité nominale du module 11,94 %)	-1 253 853,98 kWh	-88,06 %
Énergie PV nominale	169 960,4 kWh	
Ombre partiel de module spécifique	-16 397,84 kWh	-9,65 %
Comportement en cas de faible luminosité	-2 543,48 kWh	-1,66 %
Différence par rapport à la température nominale du module	-8 753,60 kWh	-5,80 %
Diodes	-252,08 kWh	-0,18 %
Erreur de concordance (caractéristiques du fabricant)	-2 840,27 kWh	-2,00 %
Erreur de concordance (raccordement/ombage)	-1 870,45 kWh	-1,34 %

Ligne de string	-124,13 kWh	-0,09 %
Énergie PV (CC) sans réduction de l'onduleur	137 178,6 kWh	
Dépassement négatif de la tension d'amorce CC	-26,91 kWh	-0,02 %
Réduction due à la plage de tensions MPP	-673,50 kWh	-0,49 %
Réduction due au courant CC max.	0,00 kWh	0,00 %
Réduction due à la puissance CC max.	0,00 kWh	0,00 %
Réduction due à la puissance CA max./cos phi	0,00 kWh	0,00 %
Accordement MPP	-305,98 kWh	-0,22 %
Énergie PV (CC)	136 172,2 kWh	
Énergie à l'entrée de l'onduleur 136 172,2 kWh		
Déviations de la tension d'entrée et la tension nominale	-235,78 kWh	-0,17 %
Conversion CC/CA	-4 375,73 kWh	-3,22 %
Consommation de veille (Onduleur)	-146,68 kWh	-0,11 %
Ligne CA	-337,11 kWh	-0,26 %
Énergie PV (CA) déduction faite de la consommation en veille	131 076,9 kWh	
Énergie du générateur PV (réseau CA)	131 222,9 kWh	

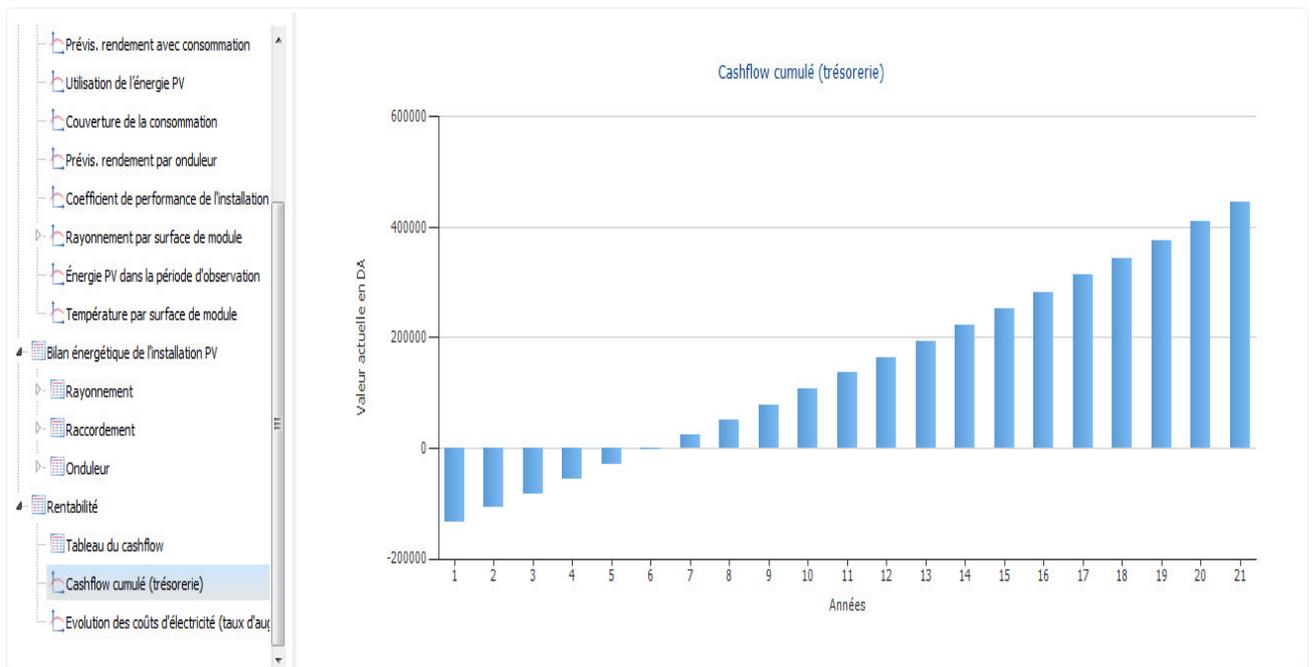
Tableau(IV.15) : Bilan Energétique de L'installation Station 3

Résultats



Figure(IV.21) : Rayonnement par surface de module Station 3

Résultats

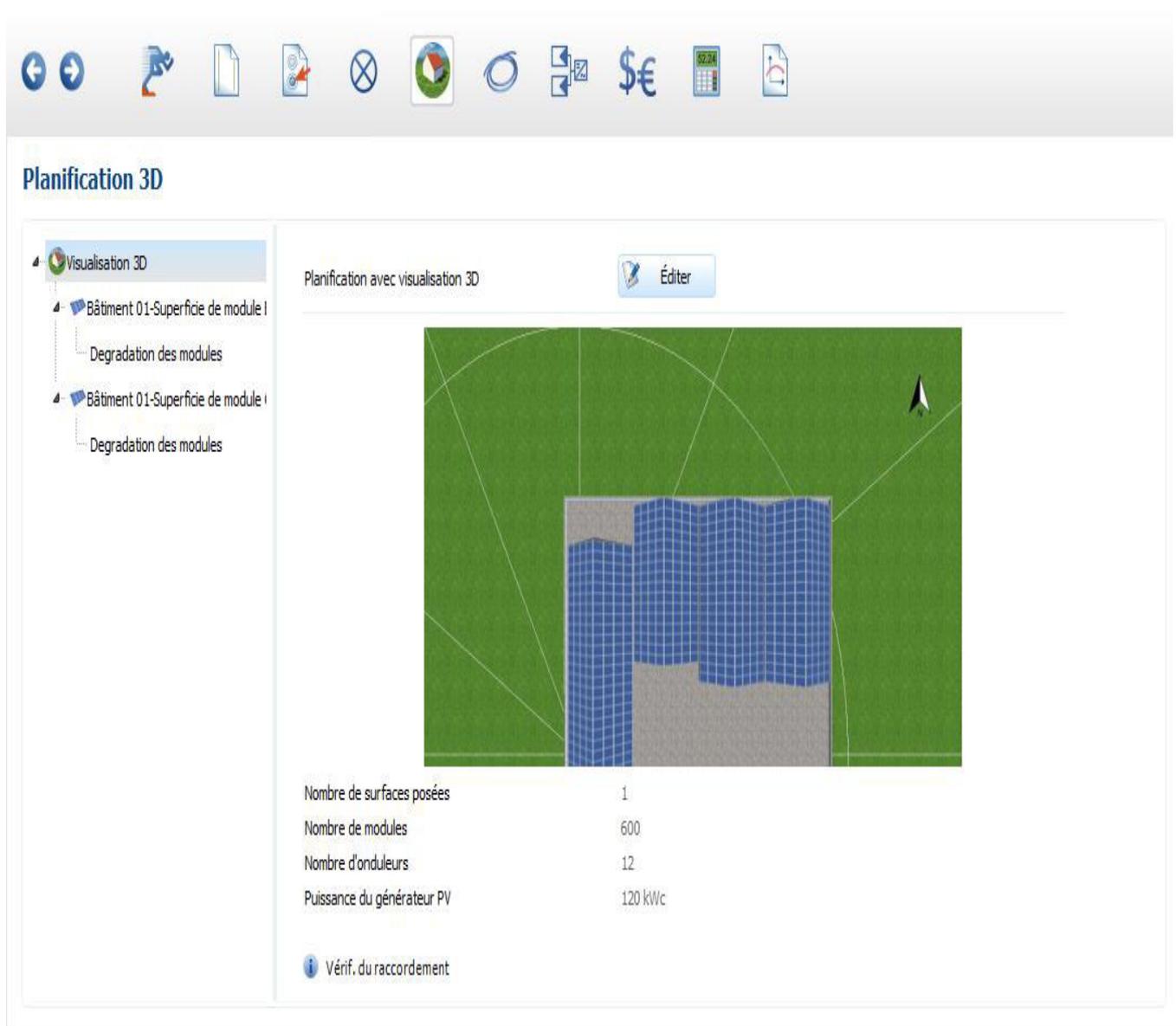


Figure(IV.22) : Casch flow cumulé Station 3

IV.6.4 Station 4 :

La station 4 va regrouper Bloc pédagogique « C » + Institut « panafricain » (PAUWES) + Centre de calcul informatique, la consommation totale est 43.500 KWh/an, nous avons choisi le bloc du centre de calcul pour placer notre installation photovoltaïque.

On a procédé de la même manière pour la simulation, on a utilisée toute la surface disponible, on a pris l'emplacement sur châssis est / ouest avec une inclinaison de 38° orientation, le logiciel nous a donné 600 modules c'ad 300 modules côté est et 300 modules côté ouest et 12 onduleurs et une puissance du générateur PV de 120 kWc



Planification 3D

Visualisation 3D

- Bâtiment 01-Superficie de module I
 - Degradation des modules
- Bâtiment 01-Superficie de module I
 - Degradation des modules

Planification avec visualisation 3D

Éditer

Nombre de surfaces posées	1
Nombre de modules	600
Nombre d'onduleurs	12
Puissance du générateur PV	120 kWc

Vérif. du raccordement

Le résultat de la simulation nous a donné 600 modules de type PV sol poly cristallin de 200 w avec 12 onduleurs PVI-10 LT produit par ABB avec 2mppt , sur mpp1 on trouve 2 strings avec 13 modules en série et le mppt2 2 strings avec 12 modules en série.



The screenshot displays a software interface for a photovoltaic system simulation. At the top, there is a 3D visualization of a building with a blue grid representing solar panels installed on its roof. Below the visualization, the interface is organized into several sections with expandable/collapsible headers:

- Données du projet**
 - Titre de projet: STATION 4 V1
 - Référence d'offre:
 - Responsable:
 - Prise en service: 19/05/2018
- Type d'installation, météo et réseau**
 - Type d'installation: 3D, Installation PV racc...
 - Données climatiq...: TLEMEN/ZENATA, DZA
 - Résolution des d...: 1 h
 - Réseau CA: 230 V, 3-phasé, cos ϕ ...
 - Limitation de la p...: Non
- Consommation**
 - Consommation to...: 43500 kWh
 - Crête charge: 11,0 kW
 - Résolution des d...: 1 h
- Planification 3D**
 - Bâtiment 01-Sup...
 - Données module: Exemple poly 200 W
 - Fabricant: PV*SOL
 - Nombre de modules: 300
 - Puissance du gén...: 60 kWc
 - Inclinaison: 38°
 - Orientation: 90°
 - Type de montage: Surélevée - toit

▼	Bâtiment 01-Sup...	
	Données module	Exemple poly 200 W
	Fabricant	PV*SOL
	Nombre de modules	300
	Puissance du gén...	60 kWc
	Inclinaison	38°
	Orientation	90°
	Type de montage	Surélevée - toit
▶	Bâtiment 01-Sup...	
	Raccordement	
▼	Bâtiment 01-Sup...	
	6 x Onduleur 1	PVI-10.0-TL-OUTD
	Fabricant	ABB
	Raccordement	MPP 1: 2 x 13 MPP 2: 2 x 12
▶	Bâtiment 01-Sup...	
	Câbles	
	Perte totale	0,58 % (695,68 W)
	Rentabilité	
	Frais d'investisse...	1 500,00 DA/kWc
	Tarifs de revente	EEG 2017 (Dezember) -... EEG 2017 - Umlage auf ...
	Prix d'achat	Exemple Private (Exam...

La simulation des sections des câbles, nous a donné les résultats suivants :

Section des câbles côté CA est 50 mm², du côté CC est 4 mm² avec des pertes de 0,58 % soit 695,68 W.

Chapitre IV : Dimensionnement d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau BT



Câbles

Compteur de production disponible

Saisie des pertes de câbles

En détail

Perte totale

Ligne de string

Bâtiment 01-Superficie de module Est

- Câble vers PVI-10.0-TL-OUTD (6x)
- Bâtiment 01-Superficie de module Oues
- Câble vers PVI-10.0-TL-OUTD (6x)

Diagram showing a string line with two parallel paths. The top path has 2 x 12 modules and 2 x 4 mm² x 0 m cable. The bottom path has 2 x 13 modules and 2 x 4 mm² x 90 m cable. Both paths connect to a central junction box.

Ligne CA

compteur vers onduleur (simple) 350 m 50 mm² Cuivre 0,77 % (76,6 W)

Disjoncteur B20A (à 3 pôles)

DDR/RCD 20A/100mA

Perte totale maxi: 0,58 % (65)

Topologie CC par MPP-Tracker

Sélectionner Tracker MPP 1

Nombre de strings en générateur PV 2

Nombre max. d'entrées sur le tracker 6

Récapitulatif des strings avec

Disjoncteur CC Dans l'onduleur

Lignes de strings (Tracker MPP 1)

Ligne de string (2x Aller et retour) 180 m 4 mm² Cuivre 0,76 % (39,4 W)

Perte totale maxi: 0,58 % (695,68 W)

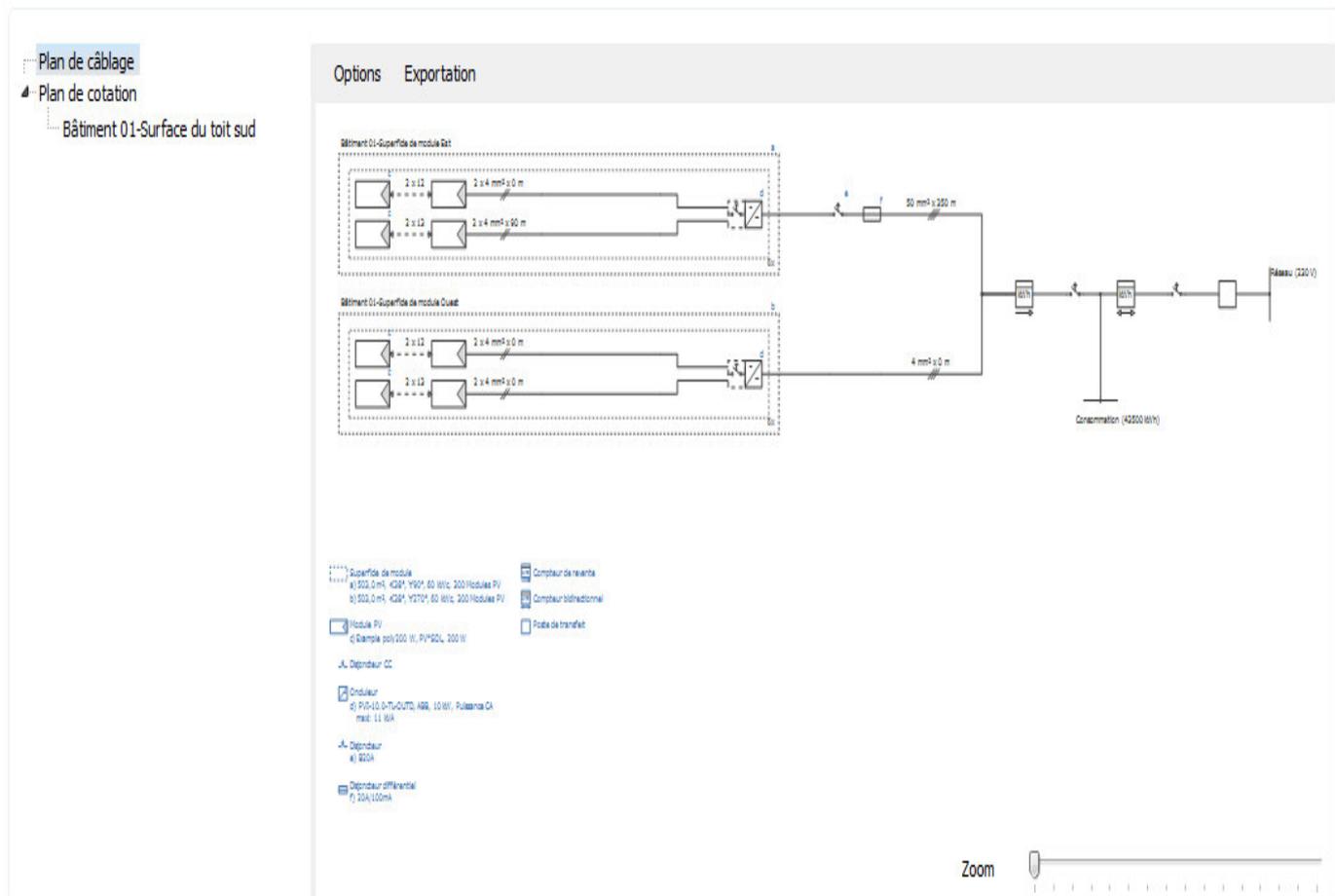
Toutes les pertes détaillées se réfèrent à la STC et peuvent être considérées comme des pertes maximales.

Chapitre IV : Dimensionnement d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau BT

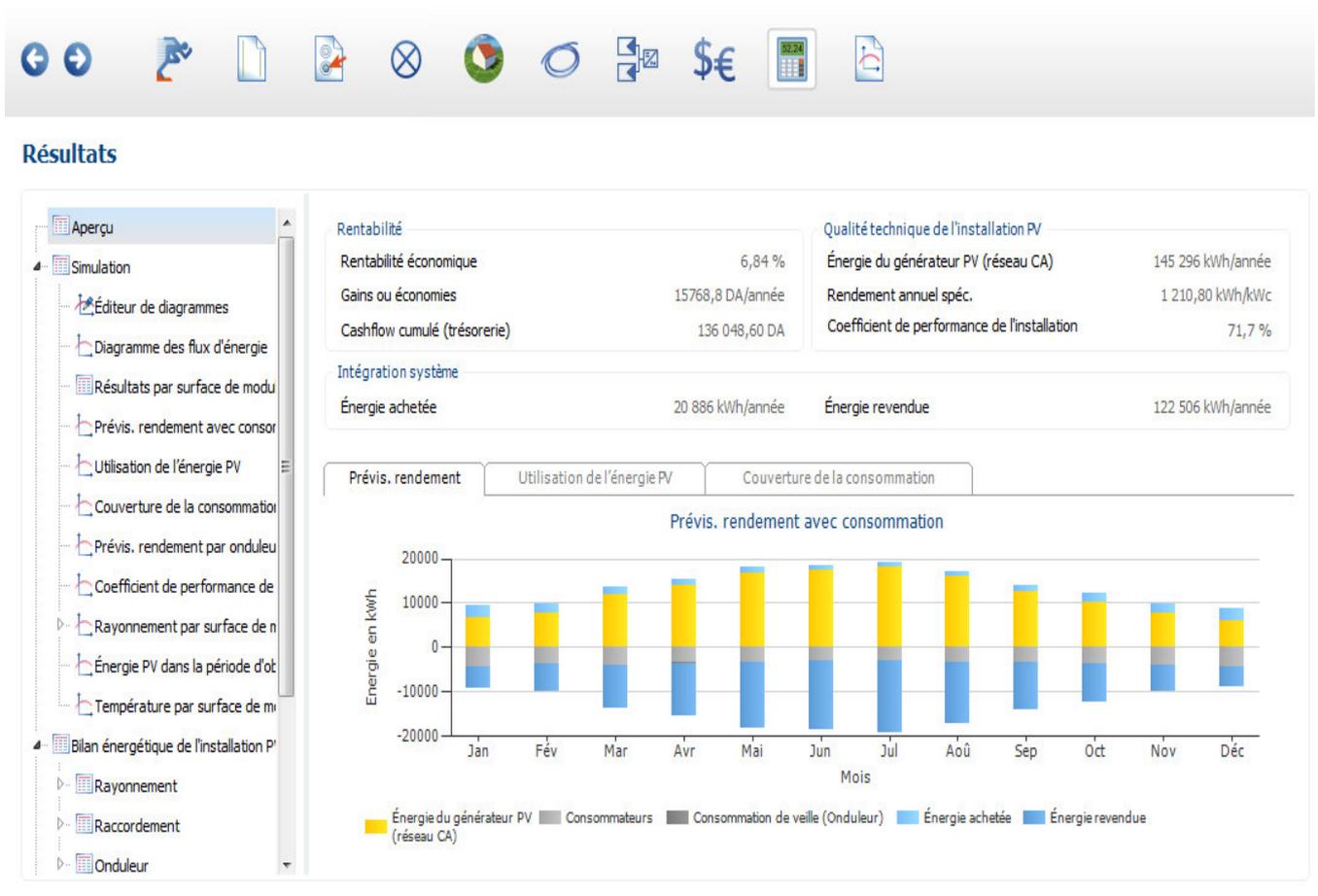
Pour le raccordement, la simulation nous a donné 6 onduleurs de type PVI 10.0 TL-OUTD du fabricant ABB avec 2 mppt sur le lier 2 chaînes avec 12 modules en série et le second 2 chaînes avec 13 modules en série, d'où le plan suivant :



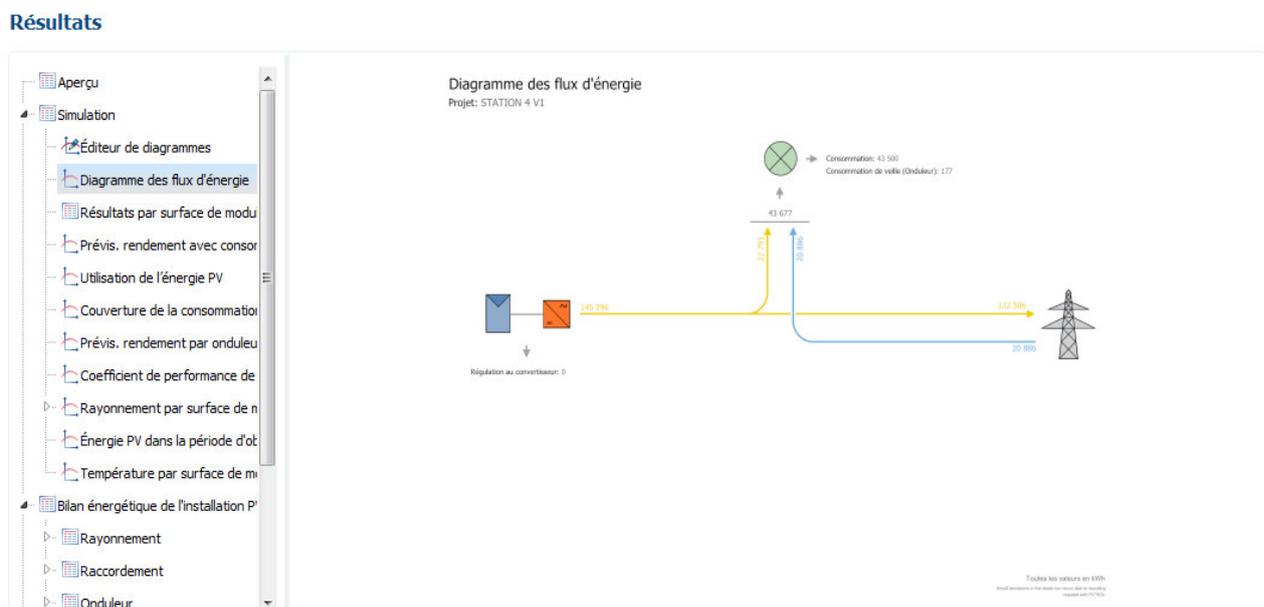
Plans



Chapitre IV : Dimensionnement d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau BT



Figure(IV.23) : Bilan Energétique Station 4



Figure(IV.24) : Diagramme des flux d'Énergie Station 4

Résultats

Bâtiment 01-Superficie de module Est	
Puissance du générateur PV	60 kWc
Surface générateur PV	503,0 m ²
Rayonnement total sur le module	1589,3 kWh/m ²
Énergie du générateur PV (réseau CA)	73209,6 kWh/année
Rendement annuel spéc.	1220,2 kWh/kWc
Coefficient de performance de l'installation (PR)	76,7 %

Bâtiment 01-Superficie de module Ouest	
Puissance du générateur PV	60 kWc
Surface générateur PV	503,0 m ²
Rayonnement total sur le module	1785,1 kWh/m ²
Énergie du générateur PV (réseau CA)	72087,3 kWh/année
Rendement annuel spéc.	1201,5 kWh/kWc
Coefficient de performance de l'installation (PR)	67,3 %

Tableau (IV.16) : Bilan Energétique par module Station 4



Figure(IV.25) : Utilisation de l'Énergie PV Station 4



Figure(IV.26) : Rendement par onduleur Station 4

IV.6.5 :Station 5 :

La station 5 comprend les amphithéâtres « A » + laboratoires de recherche de consommation 27.000 kWh/ an, on a choisi le bloc des laboratoires de recherches pour notre installation photovoltaïque.

On a procédé de la même manière que précédemment, on a obtenu les résultats suivants :

K



Planification 3D

Visualisation 3D

- Bâtiment 01-Superficie de ...
 - Degradation des modules
- Bâtiment 01-Superficie de ...
 - Degradation des modules

Planification avec visualisation 3D

Éditer

Nombre de surfaces posées	1
Nombre de modules	72
Nombre d'onduleurs	4
Puissance du générateur PV	14,4 kWc

Vérif. du raccordement

La simulation nous a donné 72 modules de type PV sol poly cristallin 200W délivrant une énergie de 14,4 kWc et 4 onduleurs de type PVI 3,6-TL-OUTD du fabricant ABB



Données du projet

Titre de projet	Station 5 V2
Référence d'offre	
Responsable	
Prise en service	09/06/2018

Type d'installation, météo et réseau

Type d'installation	3D, Installation PV racc...
Données climatiq...	TLEMCEN/ZENATA, DZA
Résolution des d...	1 h
Réseau CA	230 V, 3-phasé, cos ϕ ...
Limitation de la p...	Non

Consommation

Consommation to...	27000 kWh
Crête charge	6,8 kW
Résolution des d...	1 h

Planification 3D

▼ Bâtiment 01-Sup...

Données module	Exemple poly 200 W
Fabricant	PV*SOL
Nombre de modules	36
Puissance du gén...	7,2 kWc
Inclinaison	38°
Orientation	114°
Type de montage	Surélevée - toit

▶ Bâtiment 01-Sup...
Raccordement
 ▶ Bâtiment 01-Sup...
 2 x Onduleur 1 PVI-3.6-TL-OUTD
 Fabricant ABB
 Raccordement MPP 1+2:
 2 x 9
 ▶ Bâtiment 01-Sup...
Câbles
 Perte totale 0,65 % (94,12 W)
Rentabilité
 Frais d'investisse... 1 500,00 DA/kWc
 Tarifs de revente EEG 2017 (Dezember) -...
 EEG 2017 - Umlage auf ...
 Prix d'achat Example Private (Exam...

Câbles

Compteur de production disponible

Saisie des pertes de câbles En détail Perte totale

Bâtiment 01-Surface de module sud-est
 Câble vers PVI-3.6-TL-OUTD (2x)
 Bâtiment 01-Surface de module Nord
 Câble vers PVI-3.6-TL-OUTD (2x)

Ligne CA

compteur vers onduleur (simple) 350 m 95 mm² Cuivre 0,87 % (31,3 W)

Disjoncteur B20A (à 1 pôles)

DDR/RCD 20A/100mA

Topologie CC par MPP-Tracker (-)

Sélectionner Tracker MPP: 1+2

Nombre de strings en générateur PV: 2

Nombre max. d'entrées sur le tracker: 2

Récapitulatif des strings avec:

Disjoncteur CC: Dans l'ondu

Lignes de strings (Tracker MPP 1+2) (-)

Ligne de string (2x Aller et retour): 45 m 2,5 mm² Cuivre 0,44 % (15,7 W)

Perte totale maxi: 0,65 % (94,12 W)

Toutes les pertes détaillées se réfèrent à la STC et peuvent être considérées comme des pertes maximales.

Plans

Plan de câblage

- Plan de cotation
- Bâtiment 01-Surface du toit sud-ouest

Options Exportation

The diagram illustrates the electrical layout for a PV system. It features two strings of modules: 'Bâtiment 01-Surface de module sud-est' (2 x 2 modules, 2 x 1,5 m x 1,0 m) and 'Bâtiment 01-Surface de module nord-ouest' (2 x 2 modules, 2 x 4 m x 1,0 m). Each string is connected to a central inverter. The system is powered by a 27000 kWh consumption meter and connected to a BT network. The diagram includes various components like disjuncteurs, onduleurs, and compteurs.

----- Surface de module

- 1) 60,4 m² - 420^W - 11,4^W / 1,1 W/m² 28 Modules PV
- 2) 60,4 m² - 420^W - 12,4^W / 1,1 W/m² 28 Modules PV

Module PV

- 1) Dimple poly 100 V, PV150L 200 W

Disjoncteur CC

- 1) ONDULEUR
- 1) PVS2-6-TL-OUTD 480, 2,0 W, Polarsun C1, mat. 4 W

Disjoncteur différentiel

- 1) 20A/100mA

Compteur de revente

Compteur bidirectionnel

Poste de transfert

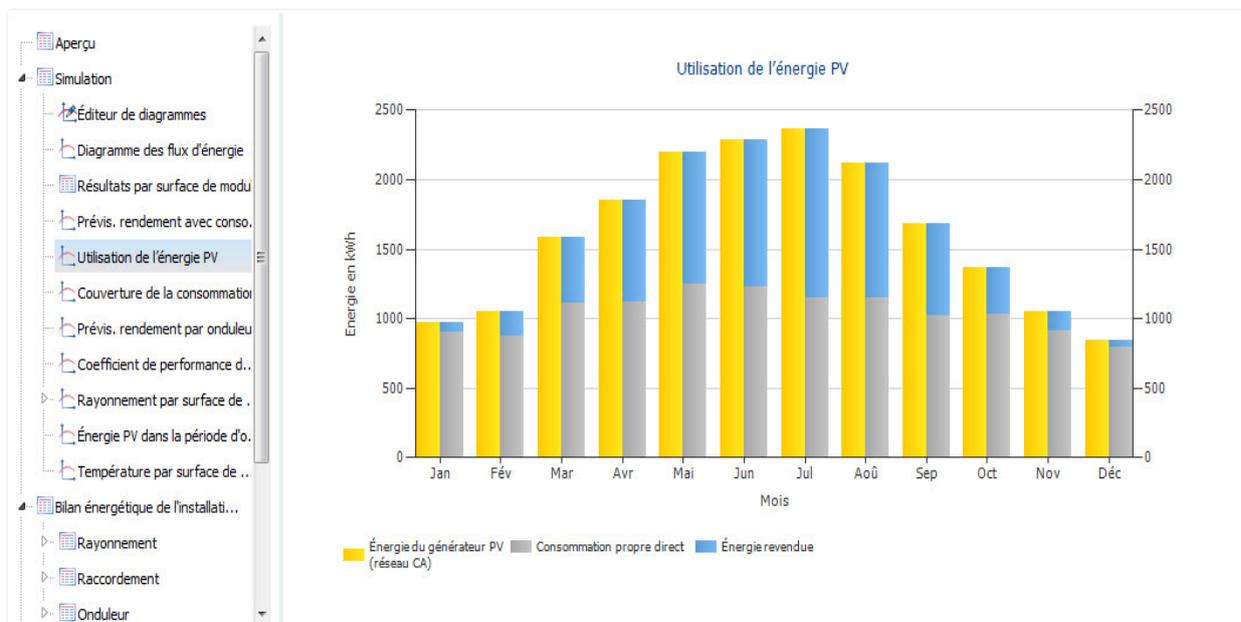
Zoom |

Résultats



Figure(IV.27) : Bilan Energétique Station 5

Résultats



Figure(IV.28) : Utilisation de l'Énergie PV Station 5

Résultats

Aperçu			
Simulation			
Éditeur de diagrammes			
Diagramme des flux d'énergie			
Résultats par surface de modu			
Prévis. rendement avec conso.			
Utilisation de l'énergie PV			
Couverture de la consommation			
Prévis. rendement par onduleur			
Coefficient de performance d..			
Rayonnement par surface de ..			
Énergie PV dans la période d'o.			
Température par surface de ..			
Bilan énergétique de l'installati...			
Rayonnement			
Raccordement			
Onduleur			

Rayonnement global horizontal)	1 925,9 kWh/m²	
Déviaton du spectre standard	-19,26 kWh/m ²	-1,00 %
Réflexion du sol (albedo)	40,42 kWh/m ²	2,12 %
Orientation et Inclinaison de la surface des modules	-273,39 kWh/m ²	-14,04 %
Ombre indépendant du module	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Réflexion à la surface supérieure du module	-89,66 kWh/m ²	-5,36 %
Rayonnement total sur le module	1 584,0 kWh/m²	
	1 584,0 kWh/m ²	
	x 120,72 m ²	
	= 191 218,4 kWh	
Rayonnement PV total	191 218,4 kWh	
Pollution	0,00 kWh	0,00 %
Conversion STC (efficacité nominale du module 11,94 %)	-168 392,66 kWh	-88,06 %
Énergie PV nominale	22 825,7 kWh	
Ombre partiel de module spécifique	-317,03 kWh	-1,39 %
Comportement en cas de faible luminosité	-375,78 kWh	-1,67 %
Différence par rapport à la température nominale du module	-1 255,84 kWh	-5,67 %
Diodes	-9,74 kWh	-0,05 %
Erreur de concordance (caractéristiques du fabricant)	-417,35 kWh	-2,00 %
Erreur de concordance (raccordement/ombage)	-51,50 kWh	-0,25 %

Ligne de string	-32,78 kWh	-0,16 %
Énergie PV (CC) sans réduction de l'onduleur	20 365,7 kWh	
Dépassement négatif de la tension d'amorce CC	-2,64 kWh	-0,01 %
Réduction due à la plage de tensions MPP	-2,97 kWh	-0,01 %
Réduction due au courant CC max.	0,00 kWh	0,00 %
Réduction due à la puissance CC max.	0,00 kWh	0,00 %
Réduction due à la puissance CA max./cos phi	0,00 kWh	0,00 %
Accordement MPP	-45,09 kWh	-0,22 %
Énergie PV (CC)	20 315,0 kWh	
Énergie à l'entrée de l'onduleur	20 315,0 kWh	
Déviaton de la tension d'entrée et la tension nominale	-48,77 kWh	-0,24 %
Conversion CC/CA	-861,76 kWh	-4,25 %
Consommation de veille (Onduleur)	-28,75 kWh	-0,15 %
Ligne CA	-25,37 kWh	-0,13 %
Énergie PV (CA) déduction faite de la consommation en veille	19 350,3 kWh	
Énergie du générateur PV (réseau CA)	19 379,0 kWh	

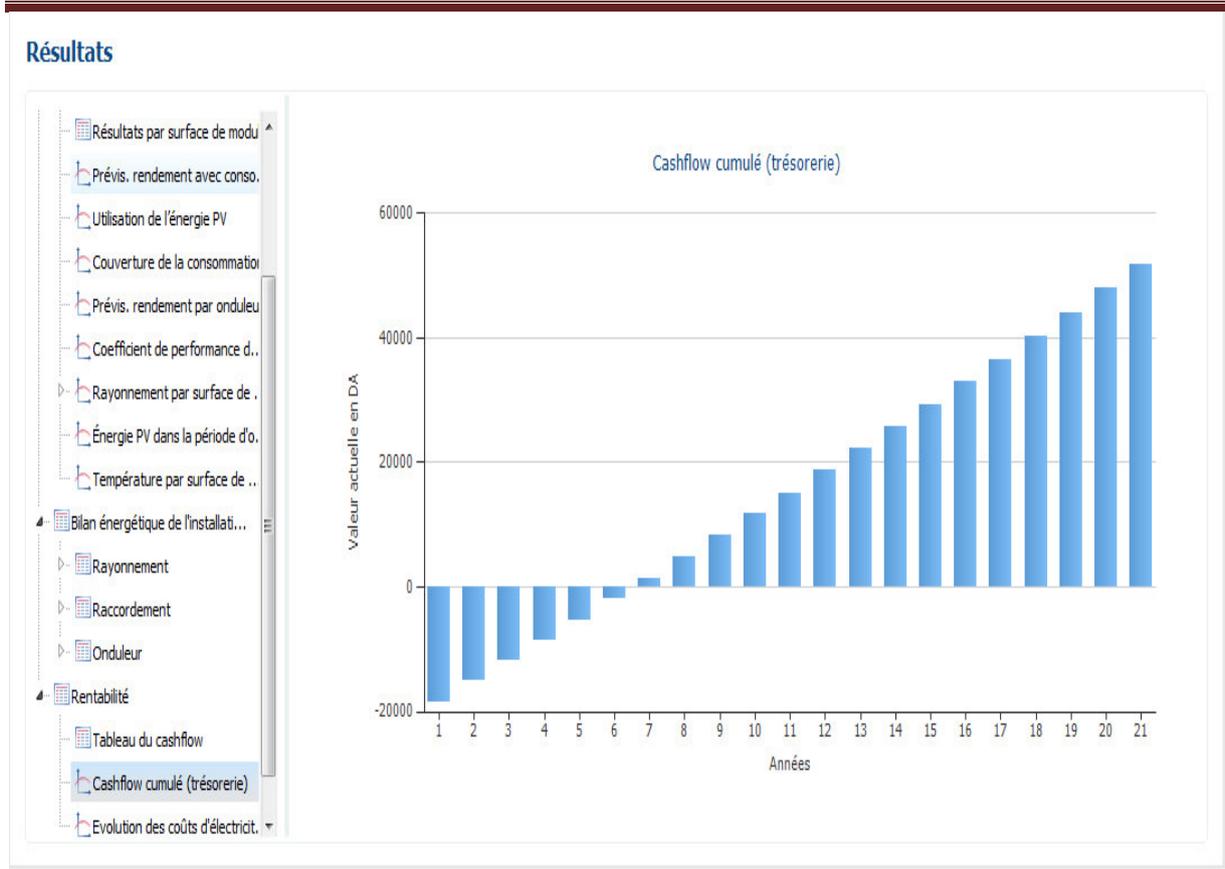
Tableau(IV.17) : Bilan Energétique de l'installation PV Station 5

Résultats

- Aperçu
- Simulation
 - Éditeur de diagrammes
 - Diagramme des flux d'énergie
 - Résultats par surface de modu
 - Prévis. rendement avec conso.
 - Utilisation de l'énergie PV
 - Couverture de la consommation
 - Prévis. rendement par onduleu
 - Coefficient de performance d..
 - Rayonnement par surface de .
 - Énergie PV dans la période d'o.
 - Température par surface de ...
- Bilan énergétique de l'installati...
 - Rayonnement
 - Raccordement
 - Onduleur

Bâtiment 01-Superficie de module sud-est		
Rayonnement global horizontal)	1 925,9 kWh/m²	
Déviaton du spectre standard	-19,26 kWh/m ²	-1,00 %
Réflexion du sol (albedo)	40,42 kWh/m ²	2,12 %
Orientation et Inclinaison de la surface des modules	-165,85 kWh/m ²	-8,52 %
Ombrage indépendant du module	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Réflexion à la surface supérieure du module	-81,10 kWh/m ²	-4,55 %
Rayonnement total sur le module	1 700,1 kWh/m²	
Bâtiment 01-Superficie de module Nord-ouest		
Rayonnement global horizontal)	1 925,9 kWh/m²	
Déviaton du spectre standard	-19,26 kWh/m ²	-1,00 %
Réflexion du sol (albedo)	40,42 kWh/m ²	2,12 %
Orientation et Inclinaison de la surface des modules	-380,93 kWh/m ²	-19,56 %
Ombrage indépendant du module	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Réflexion à la surface supérieure du module	-98,23 kWh/m ²	-6,27 %
Rayonnement total sur le module	1 467,9 kWh/m²	

Tableau (IV.18) :Bilan Energétique par module Station 5



Figure(IV.29) :Casch flow Cumulé Station 5

On constate d'après ce diagramme on constate que notre installation sera amortie au bout de la 7ième année.

On a pris toujours un taux d'impôt de 15% avec un taux d'amortissement linéaire sur une durée de 20 ans.

Résultats

	année 1	année 2	année 3	année 4	année 5
Investissement	-21 600,00 DA	0,00 DA	0,00 DA	0,00 DA	0,00 DA
Rémunération revente	450,76 DA	470,90 DA	466,24 DA	461,62 DA	457,05 DA
Economies d'énergie payante	2 750,86 DA	2 778,10 DA	2 805,60 DA	2 833,38 DA	2 861,43 DA
Cashflow annuel	-18 398,38 DA	3 249,00 DA	3 271,84 DA	3 295,00 DA	3 318,48 DA
Cashflow cumulé (trésorerie)	-18 398,38 DA	-15 149,39 DA	-11 877,55 DA	-8 582,55 DA	-5 264,06 DA

	année 6	année 7	année 8	année 9	année 10
Investissement	0,00 DA	0,00 DA	0,00 DA	0,00 DA	0,00 DA
Rémunération revente	452,53 DA	448,05 DA	443,61 DA	439,22 DA	434,87 DA
Economies d'énergie payante	2 889,76 DA	2 918,37 DA	2 947,27 DA	2 976,45 DA	3 005,92 DA
Cashflow annuel	3 342,29 DA	3 366,42 DA	3 390,88 DA	3 415,67 DA	3 440,79 DA
Cashflow cumulé (trésorerie)	-1 921,77 DA	1 444,65 DA	4 835,53 DA	8 251,20 DA	11 691,99 DA

	année 11	année 12	année 13	année 14	année 15
Investissement	0,00 DA				
Rémunération revente	430,56 DA	426,30 DA	422,08 DA	417,90 DA	413,76 DA
Economies d'énergie payante	3 035,68 DA	3 065,74 DA	3 096,09 DA	3 126,75 DA	3 157,71 DA
Cashflow annuel	3 466,24 DA	3 492,04 DA	3 518,17 DA	3 544,65 DA	3 571,47 DA
Cashflow cumulé (trésorerie)	15 158,23 DA	18 650,27 DA	22 168,44 DA	25 713,09 DA	29 284,56 DA

	année 16	année 17	année 18	année 19	année 20
Investissement	0,00 DA				
Rémunération revente	409,67 DA	405,61 DA	401,59 DA	517,34 DA	676,64 DA
Economies d'énergie payante	3 188,97 DA	3 220,54 DA	3 252,43 DA	3 284,63 DA	3 317,15 DA
Cashflow annuel	3 598,63 DA	3 626,15 DA	3 654,02 DA	3 801,97 DA	3 993,80 DA
Cashflow cumulé (trésorerie)	32 883,19 DA	36 509,35 DA	40 163,37 DA	43 965,34 DA	47 959,14 DA

	année 21
Investissement	0,00 DA
Rémunération revente	434,34 DA
Economies d'énergie payante	3 350,00 DA
Cashflow annuel	3 784,34 DA
Cashflow cumulé (trésorerie)	51 743,47 DA

Des taux de dégradation et d'accroissement des prix sont appliqués mensuellement sur la totalité de la période considérée.
Cela est réalisé dès la première année.

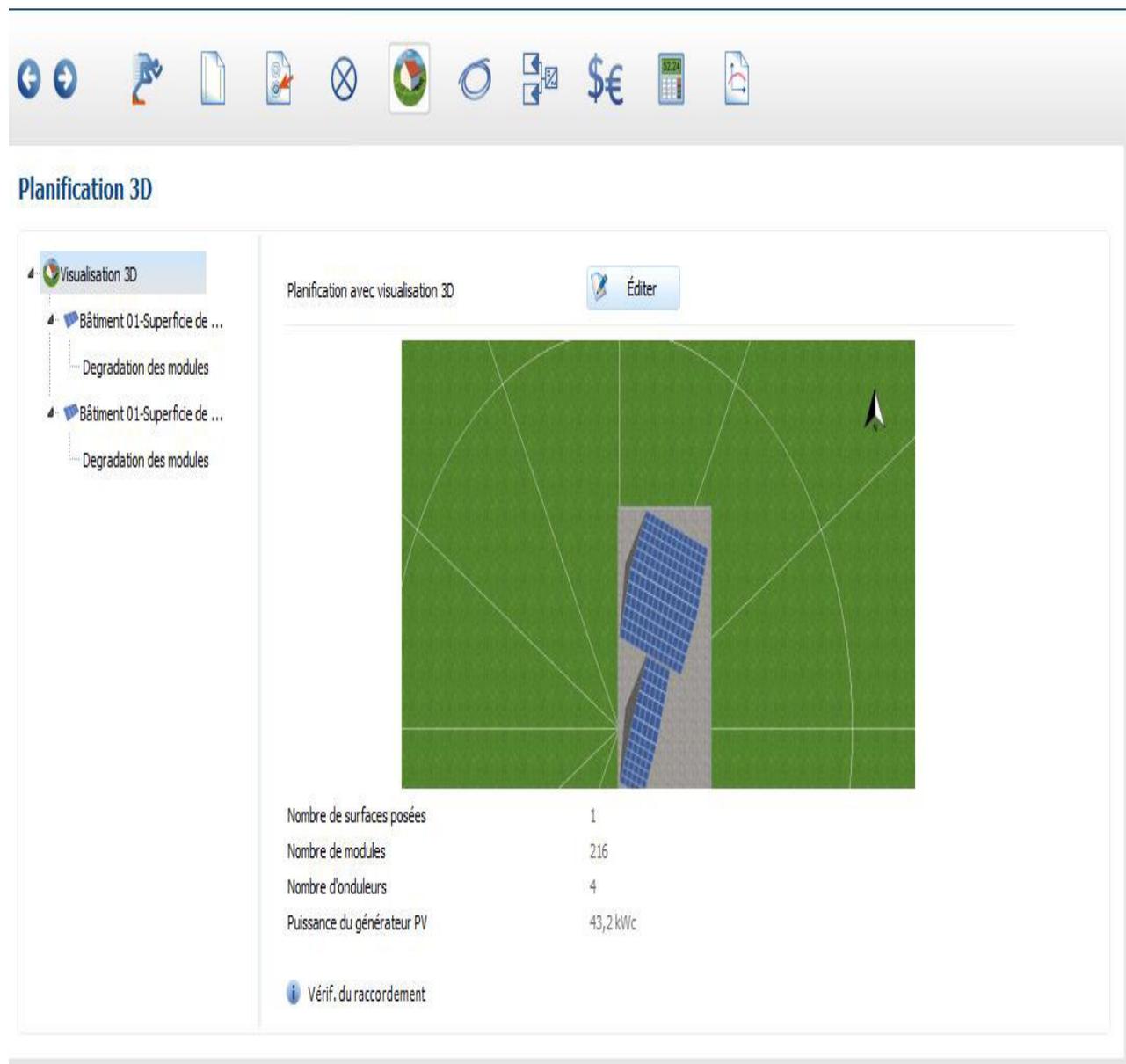
Tableau (IV.19) : Casch flow cumulé Station 5

IV.6.6 Station 6 :

La station 6 va regrouper le service de scolarité et l'éclairage extérieur, on a choisi le service de scolarité pour notre installation photovoltaïque de consommation propre de 134.324 KW De la même façon, la simulation par le logiciel PV sol nous a donné les résultats suivants :

216 modules de type PV sol poly cristallin 200W d'inclinaison 38° ce qui nous fournit une puissance PV de 43,200 KWc, avec un montage sur élevé du toit 4 onduleurs de type

PVI-10,0-LT-OUTD de fabricant ABB avec 2 mppt sur chacun 3 strings de 18 modules en série



Planification 3D

Planification avec visualisation 3D [Éditer](#)

Nombre de surfaces posées	1
Nombre de modules	216
Nombre d'onduleurs	4
Puissance du générateur PV	43,2 kWc

[Vérif. du raccordement](#)



The screenshot displays a software interface for a photovoltaic system design. At the top, there is a 3D perspective view of a blue solar panel array mounted on a grey roof structure against a green background. Below this view is a configuration panel with several sections:

- Données du projet**
 - Titre de projet: Station 6
 - Référence d'offre:
 - Responsable:
 - Prise en service: 10/06/2018
- Type d'installation, météo et réseau**
 - Type d'installation: 3D, Installation PV racc...
 - Données climatiq...: TLEMEN/ZENATA, DZA
 - Résolution des d...: 1 h
 - Réseau CA: 230 V, 3-phasé, cos φ ...
 - Limitation de la p...: Non
- Consommation**
 - Consommation to...: 134324 kWh
 - Crête charge: 32,7 kW
 - Résolution des d...: 1 h
- Planification 3D**
 - Bâtiment 01-Sup...
 - Données module: Exemple poly 200 W
 - Fabricant: PV*SOL
 - Nombre de modules: 108
 - Puissance du gén...: 21,6 kWc
 - Inclinaison: 38°
 - Orientation: 200°
 - Type de montage: Surélevée - toit

▶ Bâtiment 01-Sup...

Raccordement

▼ Bâtiment 01-Sup...

2 x Onduleur 1	PVI-10.0-TL-OUTD
Fabricant	ABB
Raccordement	MPP 1+2: 3 x 18

▶ Bâtiment 01-Sup...

Câbles

Perte totale	0 % (0 W)
--------------	-----------

Rentabilité

Frais d'investisse...	1 500,00 DA/kWc
Tarifs de revente	EEG 2017 (Dezember) -... EEG 2017 - Umlage auf ...
Prix d'achat	Example Private (Exam...

Câbles

Compteur de production disponible

Saisie des pertes de câbles

En détail

Perte totale

Ligne de string

Bâtiment 01-Superficie de module sud

3 x 18

3 x 2,5 mm² x 33 m

Ligne CA

compteur vers onduleur (simple) 50 m 6 mm² Cuivre 0,92 % (91,9 W)

Disjoncteur B20A (à 3 pôles)

DDR/RCD 20A/100mA

Topologie CC par MPP-Tracker

Sélectionner Tracker MPP 1+2

Nombre de strings en générateur PV 3

Nombre max. d'entrées sur le tracker 6

Récapitulatif des strings avec

Disjoncteur CC Dans l'onduleur

Lignes de strings (Tracker MPP 1+2)

Ligne de string (3x Aller et retour) 100 m 2,5 mm² Cuivre 0,32 % (35 W)

Perte totale maxi: 0,59 % (253,76 W)

Toutes les pertes détaillées se réfèrent à la STC et peuvent être considérées comme des pertes maximales.



Plans

Plan de câblage
Plan de cotation
Bâtiment 01-Surface du toit sud

Options Exportation

Bâtiment 01-Surface de module sud
Bâtiment 01-Surface de module nord

Consommation (124224 kWh)

Quantité de module
a) 18L1 m1 - GSP - Y2007 21,8 kWh 108 Modules PV
b) 18L1 m1 - GSP - Y207 21,8 kWh 108 Modules PV

Module PV
c) Exemple poly 200 Wp, P/M200, 200 W

Compteur de revente
Compteur bidirectionnel
Pote de transfert

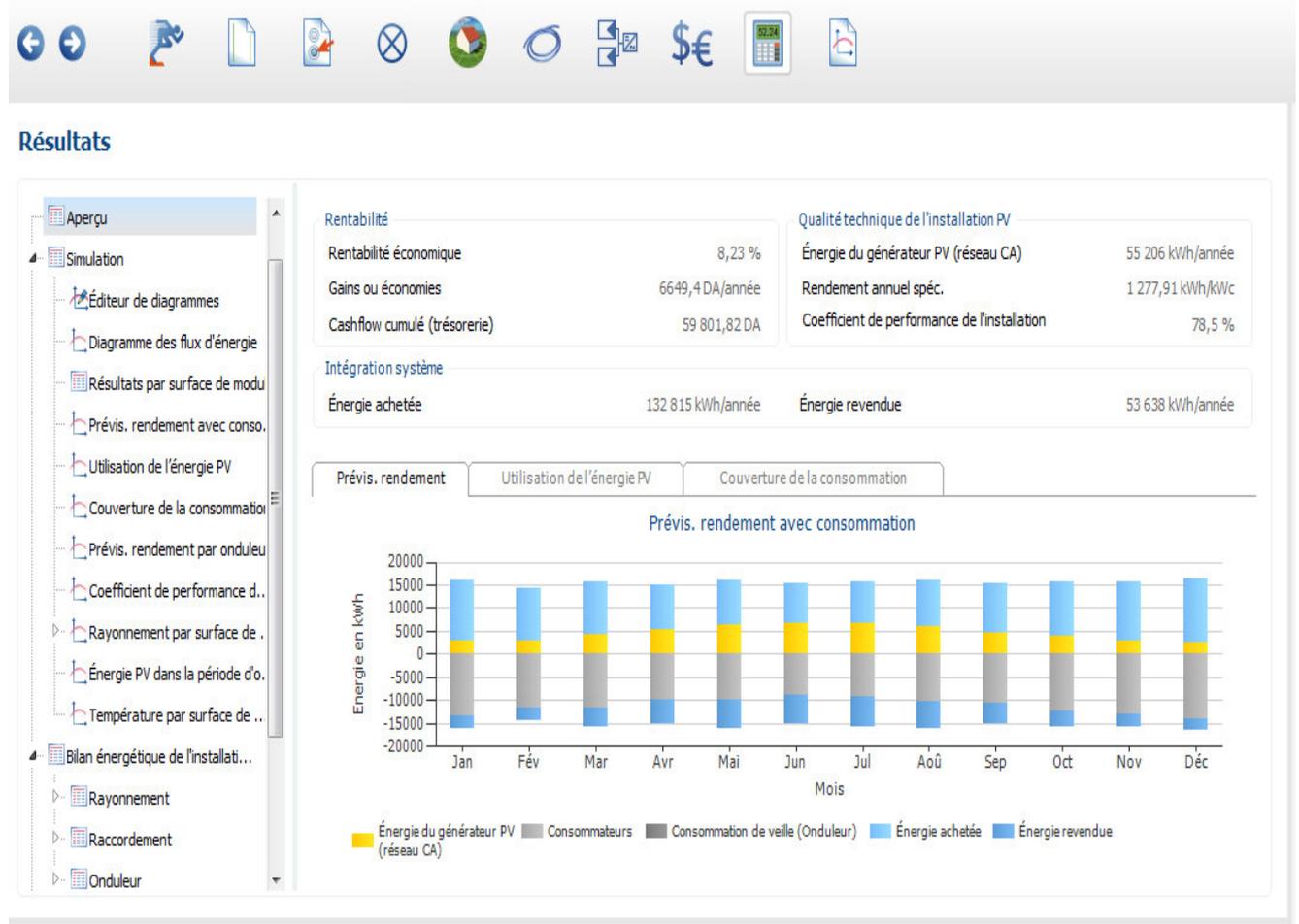
Dépendeur CC
Dépendeur
d) P10-10 0-75-CUTD 100 10 kWh, Pulsiona Cx
mod: 11 00A

A) Dépendeur
A) 800A

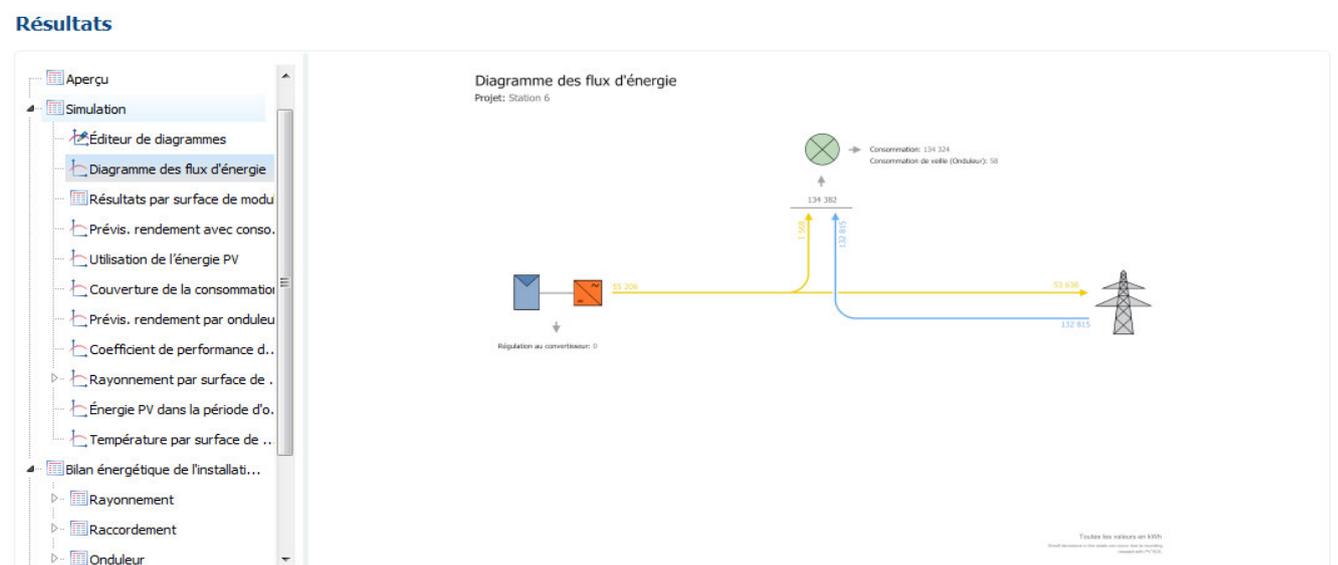
Dépendeur différentiel
F) 20A/100mA

Zoom

re

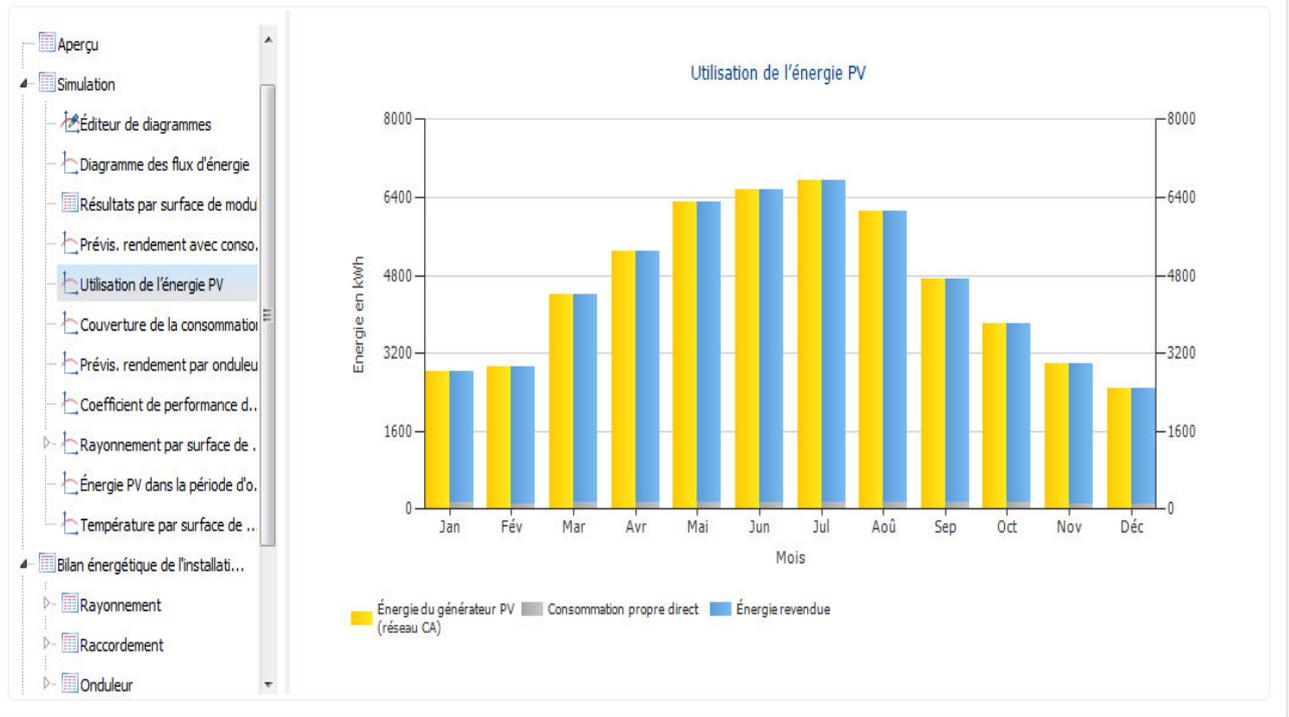


Figure(IV.30) : Bilan Energétique Station 6



Figure(IV.31) : Diagramme des flux d'Énergie Station 6

Résultats



Figure(IV.32) : Utilisation de l'Énergie PV Station 6

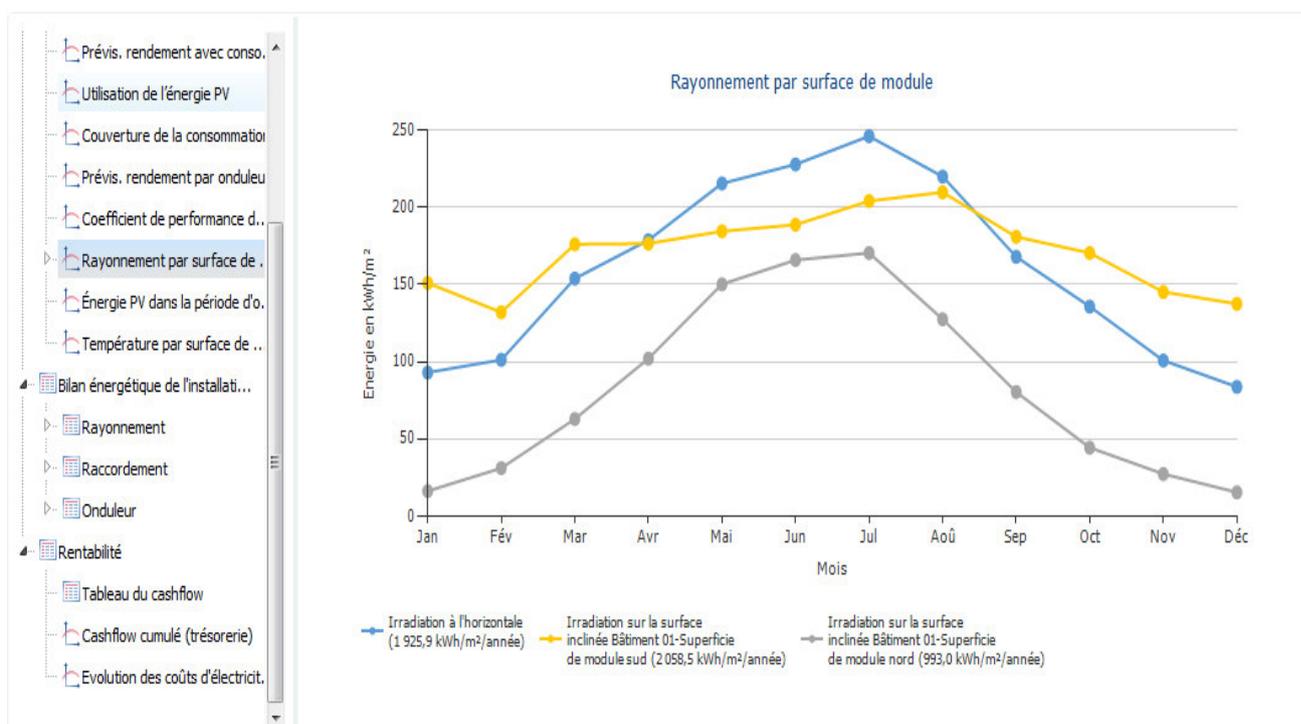
Résultats

Bilan énergétique de l'installati...		
Aperçu		
Simulation		
Éditeur de diagrammes		
Diagramme des flux d'énergie		
Résultats par surface de module		
Prévis. rendement avec conso.		
Utilisation de l'énergie PV		
Couverture de la consommation		
Prévis. rendement par onduleur		
Coefficient de performance d..		
Rayonnement par surface de ..		
Énergie PV dans la période d'o.		
Température par surface de ..		
Bilan énergétique de l'installati...		
Rayonnement		
Raccordement		
Onduleur		
Rayonnement global horizontal) 1 925,9 kWh/m²		
Déviati...	-19,26 kWh/m ²	-1,00 %
Réflexion du sol (albedo)	40,42 kWh/m ²	2,12 %
Orientation et Inclinaison de la surface des modules	-320,59 kWh/m ²	-16,47 %
Ombrage indépendant du module	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Réflexion à la surface supérieure du module	-100,71 kWh/m ²	-6,19 %
Rayonnement total sur le module 1 525,7 kWh/m²		
	1 525,7 kWh/m ²	
	x 362,16 m ²	
	= 552 558,7 kWh	
Rayonnement PV total 552 558,7 kWh		
Pollution	0,00 kWh	0,00 %
Conversion STC (efficacité nominale du module 11,94 %)	-486 599,87 kWh	-88,06 %
Énergie PV nominale 65 958,8 kWh		
Ombrage partiel de module spécifique	-1 474,97 kWh	-2,24 %
Comportement en cas de faible luminosité	-1 185,10 kWh	-1,84 %
Différence par rapport à la température nominale du module	-3 602,39 kWh	-5,69 %
Diodes	-29,81 kWh	-0,05 %
Erreur de concordance (caractéristiques du fabricant)	-1 193,33 kWh	-2,00 %
Erreur de concordance (raccordement/ombrage)	-814,08 kWh	-1,39 %

Ligne de string	-92,14 kWh	-0,16 %
Énergie PV (CC) sans réduction de l'onduleur	57 567,0 kWh	
Dépassement négatif de la tension d'amorce CC	-8,16 kWh	-0,01 %
Réduction due à la plage de tensions MPP	0,00 kWh	0,00 %
Réduction due au courant CC max.	0,00 kWh	0,00 %
Réduction due à la puissance CC max.	0,00 kWh	0,00 %
Réduction due à la puissance CA max./cos phi	-1,98 kWh	0,00 %
Accordement MPP	-127,72 kWh	-0,22 %
Énergie PV (CC)	57 429,1 kWh	
Énergie à l'entrée de l'onduleur	57 429,1 kWh	
Déviations de la tension d'entrée et la tension nominale	-258,46 kWh	-0,45 %
Conversion CC/CA	-1 762,28 kWh	-3,08 %
Consommation de veille (Onduleur)	-58,28 kWh	-0,11 %
Ligne CA	-202,76 kWh	-0,37 %
Énergie PV (CA) déduction faite de la consommation en veille	55 147,4 kWh	
Énergie du générateur PV (réseau CA)	55 205,5 kWh	

Tableau (IV.20) : Bilan Energétique de l'installation PV Station 6

Résultats



Figure(IV.33) : Rayonnement par surface de module Station 6

Résultats

Bâtiment 01-Superficie de module sud		
Rayonnement global horizontal)	1 925,9 kWh/m²	
Déviatiun du spectre standard	-19,26 kWh/m ²	-1,00 %
Réflexion du sol (albedo)	40,42 kWh/m ²	2,12 %
Orientation et Inclinaison de la surface des modules	194,17 kWh/m ²	9,97 %
Ombrege indépendant du module	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Réflexion à la surface supérieure du module	-82,70 kWh/m ²	-3,86 %
Rayonnement total sur le module	2 058,5 kWh/m²	
Bâtiment 01-Superficie de module nord		
Rayonnement global horizontal)	1 925,9 kWh/m²	
Déviatiun du spectre standard	-19,26 kWh/m ²	-1,00 %
Réflexion du sol (albedo)	40,42 kWh/m ²	2,12 %
Orientation et Inclinaison de la surface des modules	-835,35 kWh/m ²	-42,90 %
Ombrege indépendant du module	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Réflexion à la surface supérieure du module	-118,73 kWh/m ²	-10,68 %
Rayonnement total sur le module	993,0 kWh/m²	

Tableau (IV.21) : Bilan Energétique par module Station 6

Résultats

	année 1	année 2	année 3	année 4	année 5
Investissement	-64 800,00 DA	0,00 DA	0,00 DA	0,00 DA	0,00 DA
Rémunération revente	6 027,73 DA	6 190,20 DA	6 128,91 DA	6 068,23 DA	6 008,15 DA
Economies d'énergie payante	331,48 DA	334,76 DA	338,08 DA	341,42 DA	344,80 DA
Cashflow annuel	-58 440,79 DA	6 524,96 DA	6 466,99 DA	6 409,65 DA	6 352,95 DA
Cashflow cumulé (trésorerie)	-58 440,79 DA	-51 915,83 DA	-45 448,84 DA	-39 039,19 DA	-32 686,24 DA
	année 6	année 7	année 8	année 9	année 10
Investissement	0,00 DA				
Rémunération revente	5 948,66 DA	5 889,76 DA	5 831,45 DA	5 773,71 DA	5 716,55 DA
Economies d'énergie payante	348,22 DA	351,66 DA	355,15 DA	358,66 DA	362,21 DA
Cashflow annuel	6 296,88 DA	6 241,43 DA	6 186,59 DA	6 132,37 DA	6 078,76 DA
Cashflow cumulé (trésorerie)	-26 389,37 DA	-20 147,94 DA	-13 961,34 DA	-7 828,97 DA	-1 750,21 DA
	année 11	année 12	année 13	année 14	année 15
Investissement	0,00 DA				
Rémunération revente	5 659,95 DA	5 603,91 DA	5 548,42 DA	5 493,49 DA	5 439,10 DA
Economies d'énergie payante	365,80 DA	369,42 DA	373,08 DA	376,77 DA	380,50 DA
Cashflow annuel	6 025,75 DA	5 973,33 DA	5 921,50 DA	5 870,26 DA	5 819,60 DA
Cashflow cumulé (trésorerie)	4 275,53 DA	10 248,86 DA	16 170,36 DA	22 040,62 DA	27 860,22 DA

Tableau (IV.22) : Casch flow cumulé

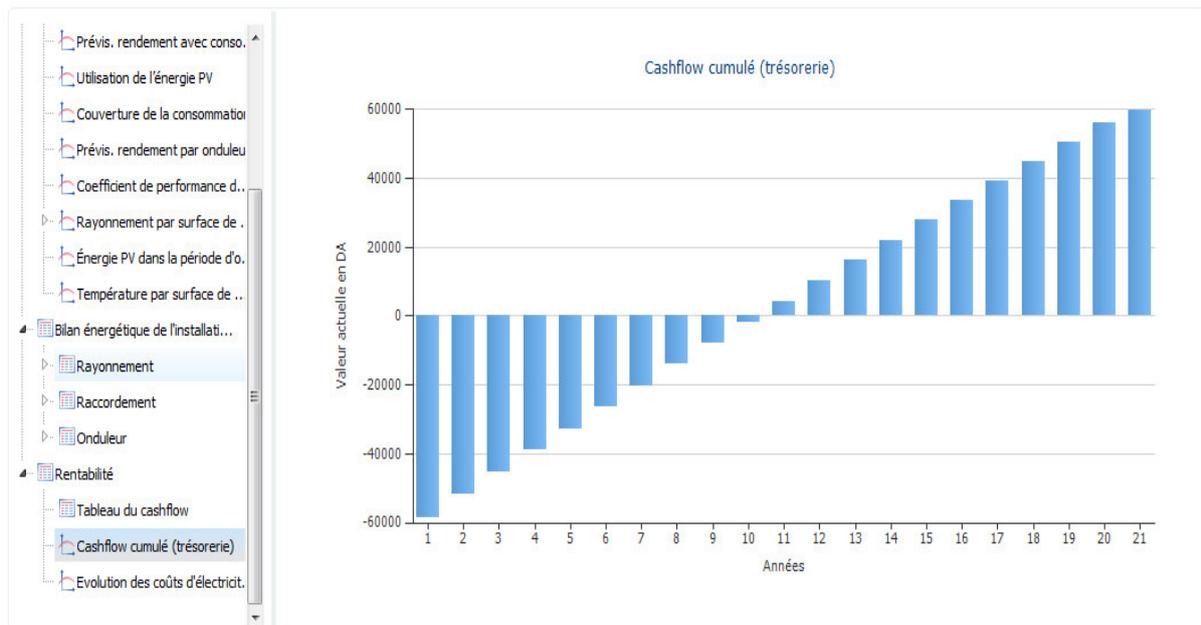
	année 16	année 17	année 18	année 19	année 20
Investissement	0,00 DA				
Rémunération revente	5 385,24 DA	5 331,92 DA	5 279,13 DA	5 242,24 DA	5 210,45 DA
Economies d'énergie payante	384,27 DA	388,08 DA	391,92 DA	395,80 DA	399,72 DA
Cashflow annuel	5 769,51 DA	5 720,00 DA	5 671,05 DA	5 638,04 DA	5 610,16 DA
Cashflow cumulé (trésorerie)	33 629,74 DA	39 349,74 DA	45 020,79 DA	50 658,83 DA	56 268,99 DA

	année 21
Investissement	0,00 DA
Rémunération revente	3 129,15 DA
Economies d'énergie payante	403,67 DA
Cashflow annuel	3 532,82 DA
Cashflow cumulé (trésorerie)	59 801,82 DA

Des taux de dégradation et d'accroissement des prix sont appliqués mensuellement sur la totalité de la période considérée. Cela est réalisé dès la première année.

Tableau (IV.22) : Casch flow cumulé

Résultats



Figure(IV.34) : Casch flow cumulé Station 6

Le diagramme du cash-flow cumulé nous montre que notre installation sera amortie au bout de la 10 ième année en prenant le prix de kWh à 4,98 DA, un taux d'amortissement linéaire, un impôt sur bénéfice de 15%.

IV.7 : Conclusion:

Dans ce chapitre nous avons donné un exemple de dimensionnement d'une installation PV manuellement et par simulation à l'aide du logiciel PV sol premium 2018, on constate que le calcul manuel nous ne permet pas de prendre en considération plusieurs paramètres comme l'ombrage, les données météorologiques.

Pour la simulation, nous avons choisi un module de type PV sol poly cristallin en silicium de 200 Wc .

La simulation nous a donné une production totale des stations de 792, 79 MWh/an, 3550 modules et 52 onduleurs, alors que la consommation bonifiée d'un taux de 1,25% et une prévision de 8 postes à souder pour les ateliers mécanique est de l'ordre de

1080 MWh/an, par conséquent on peut dire que nos installations PV participent à plus de 2/3 de la consommation de notre campus universitaire.

Par ailleurs, pour la protection de nos installations PV on place des sectionneurs des côtés CC et CA pour permettre de couper le courant, des fusibles.

Conclusion Générale

Il est incontestable que l'énergie du soleil est l'énergie la plus répandue sur la planète, la plus abondante et la plus accessible de toutes les énergies dites renouvelables ; elle peut être consommée directement sur place pour les petites installations ou être récoltée par de grandes stations de production de plusieurs MW soit par des champs photovoltaïques ou des centrales à concentrateurs ; et acheminée vers le consommateur via des réseaux de transport.

Le travail mené dans notre étude est purement technique qui peut être a priori amélioré en essayant d'augmenter plus le coefficient de performance de nos installations PV simulées par le logiciel PV sol.

Par contre nous recommandons vivement une étude plus détaillée sur le coût d'investissement de ces installations qui repose sur les différents prix du matériel utilisé à savoir les modules PV, les onduleurs, les disjoncteurs, les compteurs le matériel de fixation, les câbles de ligne et de connexion, la main d'œuvre spécialisée et tout autre frais entrant dans l'élaboration de l'installation.

En plus, nous suggérons une étude de compatibilité de ces installations PV avec le réseau public BT.

Le domaine du photovoltaïque reste l'énergie numéro une des énergies renouvelables mais néanmoins le coût reste élevé, mais il existe une concurrence féroce entre les différents constructeurs ce qui conduira sans doute à une baisse des prix.

On peut en conclure que le photovoltaïque représente une solution réelle de remplacement des énergies fossiles par une énergie verte, performante



Sommaire

Titre	page
Introduction générale.....	1
Chapitre I : Généralités sur les systèmes photovoltaïques	
I.1. Introduction :	2
I.3.L'Énergie Solaire et les Systèmes Photovoltaïques :	3
I-3.1.Le rayonnement solaire :	3
I-3.1.1 Spectre du rayonnement :	4
I-3.1.2. Structure de l'atmosphère :	4
I-3.1.3. Spectre hors atmosphère :.....	5
I-3.1.4. Le rôle de l'atmosphère :	5
I-3.1.5. Atmosphère standard :	5
I-3.1.6. Masse d'air :	5
I-3.1.7. Les différents types de rayonnement :	6
I.3.2. Irradiance et éclairement :.....	7
I-3.3. Quelques grandeurs photométriques :	8
I.4 Système de positionnement automatique de panneaux solaires :	9
I.5 La cellule photovoltaïque :	9
I.5.1. Définition :	9
I.5.2. Principe physique d'une cellule PV :	10
I .5.2.1. L'absorption de la lumière dans le matériau :	10
I.5.2.2. Le transfert de l'énergie lumineuse aux électrons :	10
I.5.2.3.1 Les semi -conducteurs intrinsèques :	11
I.5.2.3.2. Les semi-conducteur extrinsèques :	12
I.5.2.3.2.1. Le dopage et la jonction P.N :	12
I.5.3. L'effet photovoltaïque :	14
I.5.4. Les Différents Types de Cellules Photovoltaïques à base du silicium :	15
I.6. Caractéristiques électriques essentielles d'une cellule PV :	16
I.6.1. Circuit électrique équivalent d'une cellule PV :.....	16

1.6.2. Calcule des paramètres de la cellule photovoltaïque :.....	18
I.7. Logiciel de Simulation d'une cellule photovoltaïque : PC1D	20
I.7.1. La Simulation électrique sous PC1D :	20
I.7.2 Etude de la cellule photovoltaïque à base de Si :.....	20
I.7.2.1. L'influence du dopage de l'émetteur sur le rendement électrique :	20
I.7.3. L'influence du dopage de l'émetteur sur le rendement électrique :.....	21
I.7.4. Le cas de la cellule du silicium :	23
I.8. Avantages et inconvénients de la technologie PV :	25
I.8.1. Avantages :	25
I.8.2. Inconvénients :	26
I.9. Conclusion :	26

Chapitre II : Etat de l'art technologie photovoltaïque

II.1.Introduction :	27
II.2.Technique de fabrication des systèmes :	27
II.2.1.Etape 1 : Raffinage du silicium :	28
II.2.2.De la silice au silicium métallurgique :	29
II.2.3. Du silicium métallurgique au silicium solaire :	31
II.3.Fabrication des plaques, cellules et modules photovoltaïques :	33
II.3.1. Etape 2 : Cristallisation du silicium et mise en forme des plaques : 3	3
II.4 Etape 3 : Fabrication des cellules :	35
II.4.1 Enchaînement des étapes de fabrication :	36
II.5 Etape 4 : Assemblage des modules :	38
II.5 Principales technologies solaires photovoltaïques :.....	39
II.5.1. Les technologies silicium cristallin :	41
II.5.2 Les technologies couches minces :.....	44
II.5.3. Les cellules solaires organiques (« Les filières de demain ») :	46
II.6.Conclusion :	50

Chapitre III : Composition d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau

III.1. Introduction :	51
III.2.Composition d'une installation photovoltaïque :	51
III.2.1.Le générateur photovoltaïque :	52
III.2.2.Onduleur :	52
III.2.2.1 : Onduleur réseau :	53
III.2.3 .Côté continu de l'onduleur :	57
III.2.3.1.Puissance d'entrée maximale :	58
III.2.3.2.Tension d'entrée maximale :	58
III.2.3.3.Plage de tension photovoltaïque du MPPT :	58
III.2.3.4.Facteur de puissance (cos ϕ) :	60
III.2.4.Système de pose :	64
III.2.5.Matériel de fixation :	65
III.3.Inclinaison des modules photovoltaïques sur toiture :	66
III.3.1.Angle d'inclinaison optimale :	66
III.3.2. Effet de l'inclinaison des modules photovoltaïques :	66
III.4.Régulateur de charge :	67
III.5.Batteries :	68
III.6.Compteur de kWh :	68
III.7.Protection contre la foudre et la surtension :	69
III.8.Sectionneur DC :	69
III.9.Coffret de découplage :	70
III.10.Rendement du système photovoltaïque :	70
III.11.Système de protection électrique :	71
III.12.Câblage électrique :	72
III.13.Mise en terre :	73
III.14.Supervision :	74
III.15.Normes :	74

III.16.Démarches administratives :	74
--	----

Chapitre IV : Dimensionnement d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau BT

IV.1 : Dimensionnement Manuel d'une installation PV :	75
IV.2 : Calcul des sections des câbles :	76
IV.3 / Calibrage des équipements de protection :	79
IV.3.1 Fusibles :	79
IV.3.2 Parafoudres :	79
IV.4 : Besoins énergétiques du campus universitaire :	79
IV.5 Dimensionnement d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau par simulation :	82
IV.6 Simulation par station par PV sol:	91
IV.6.1 Station 1 :	92
IV.6.2 : Station 2 :	106
IV.6.3 Station 3 :	113
IV.6.4 Station 4 :	121
IV.6.5 Station 5 :	129
IV.6.6 Station 6 :	138
IV.7 : Conclusion:	149
Conclusion Générale :	150

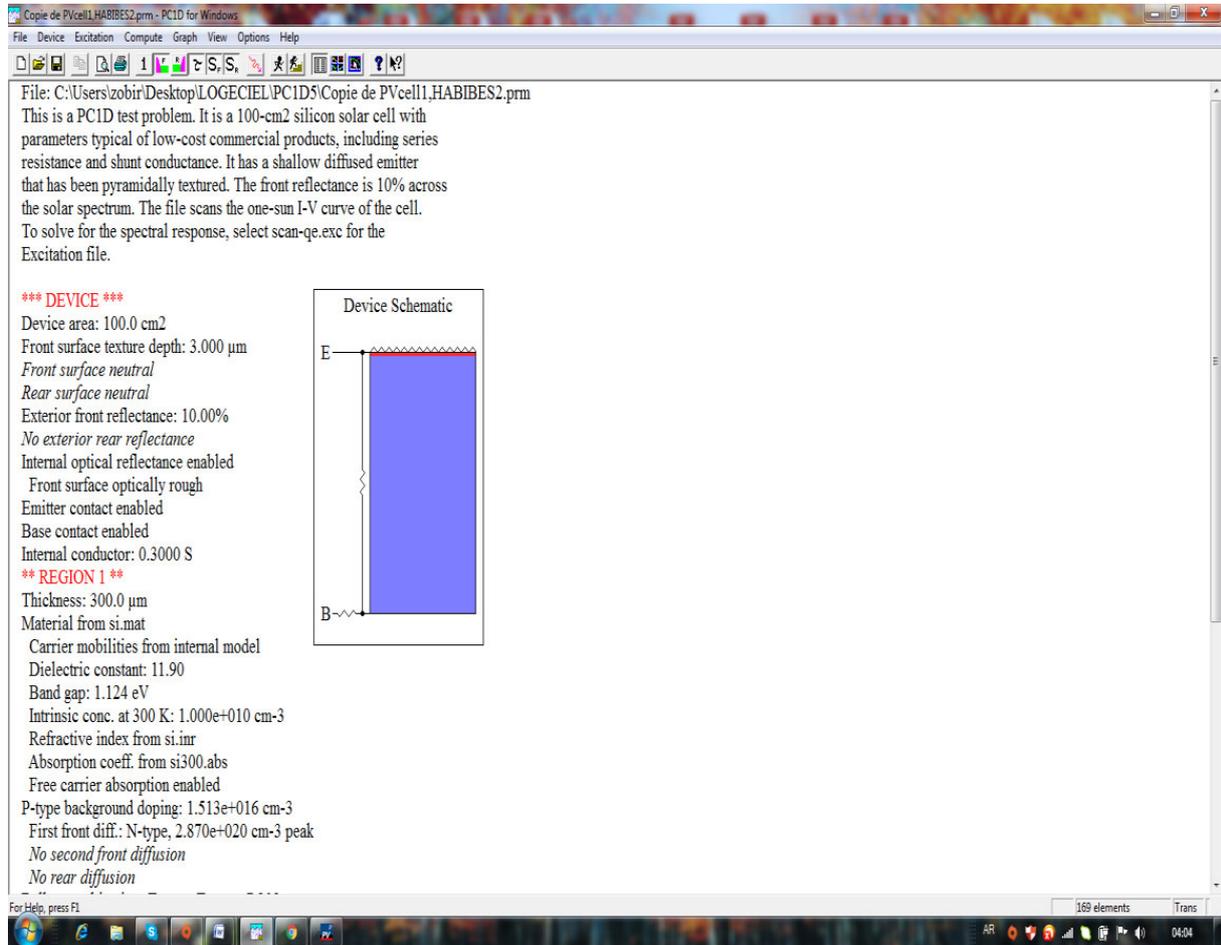
Bibliographie

Annexes

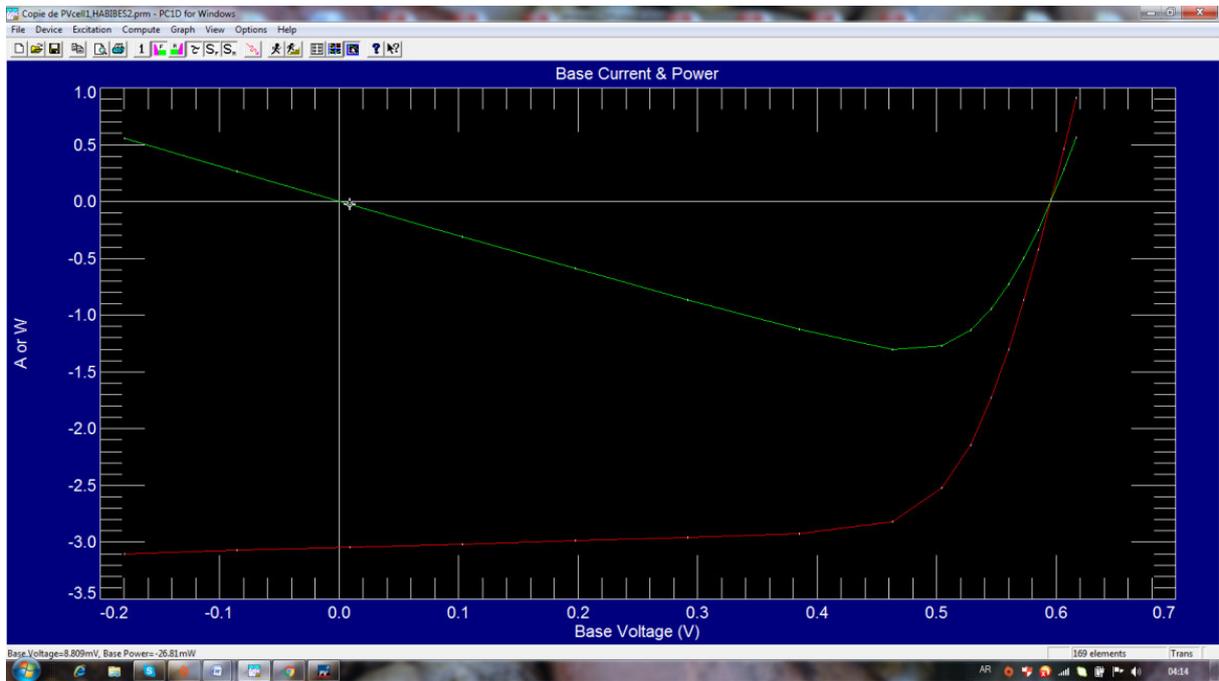
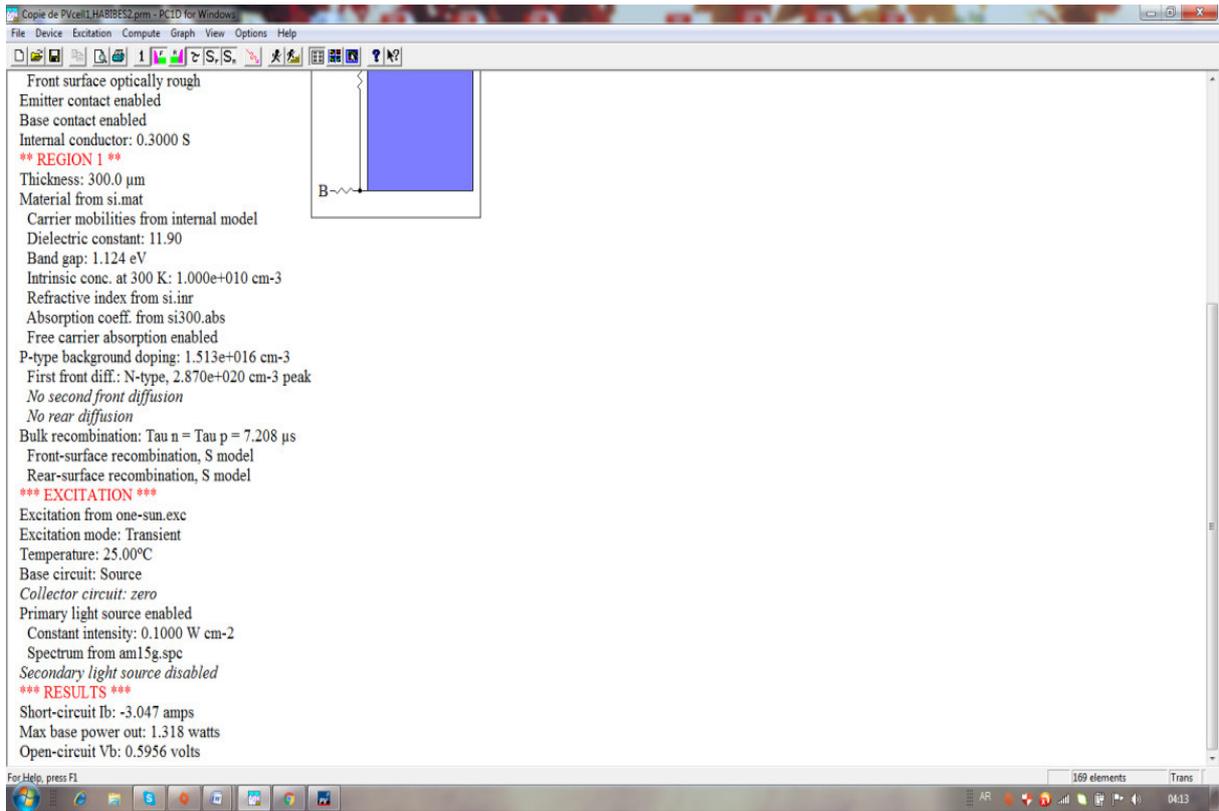
Annexes

Annexe A : Présentation du logiciel PC1D

Ce logiciel nous permet d'étudier les différentes caractéristiques d'une cellule photovoltaïque comme la caractéristique courant-tension (I-V), le rendement quantique ainsi il nous permet de voir l'influence de certains paramètres sur le rendement comme le dopage p, le dopage N et l'épaisseur de l'émetteur.

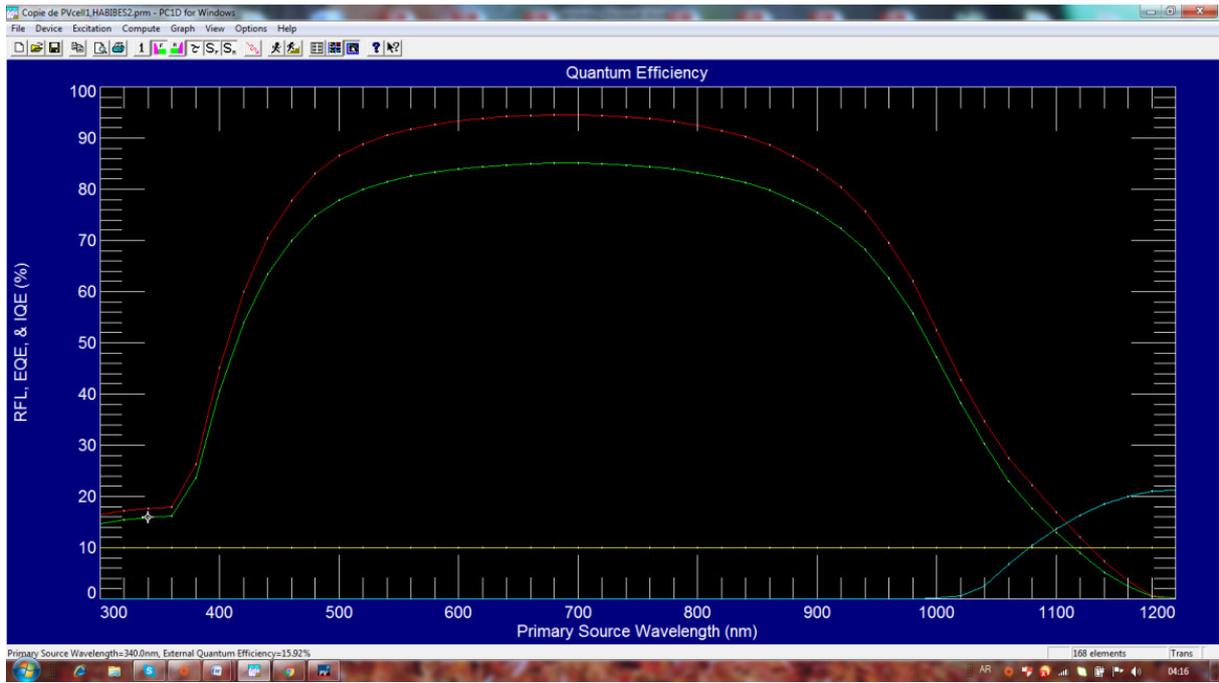


Annexes



Le rendement quantique interne IQE(rouge) ,le rendement quantique externe EQE(vert)

Annexes



Annexes

*** DEVICE ***

Device area: 100.0 mm²

Front surface texture depth: 4.000 μm

Front surface neutral

Rear surface neutral

Exterior front reflectance: 10.00%

No exterior rear reflectance

No internal optical reflectance

Emitter contact enabled

Base contact enabled

No internal shunt elements

** REGION 1 **

Thickness: 1.000 μm

Material from si.mat

Carrier mobilities from internal model

Dielectric constant: 11.90

Band gap: 1.124 eV

Intrinsic conc. at 300 K: 1.000e+010 cm⁻³

Refractive index from si.inr

Absorption coeff. from si300.abs

Free carrier absorption enabled

N-type background doping: 1.000e+015 cm⁻³

First front diff.: N-type, 1.000e+020 cm⁻³ peak

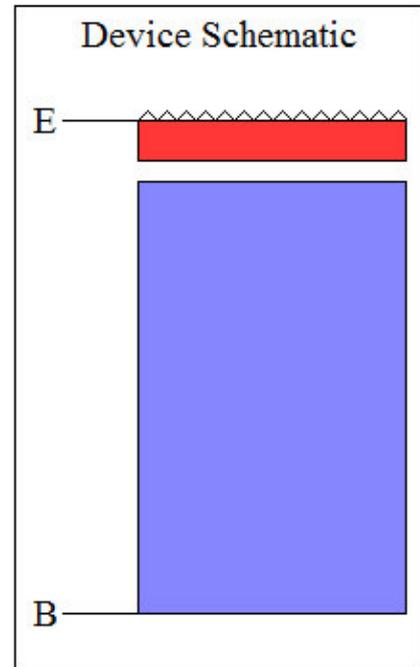
No second front diffusion

No rear diffusion

Bulk recombination: Tau n = Tau p = 1000 μs

No front-surface recombination

No rear-surface recombination



Annexes

** REGION 2 **

Thickness: 10.00 μm

Material from si.mat

Carrier mobilities from internal model

Dielectric constant: 11.90

Band gap: 1.124 eV

Intrinsic conc. at 300 K: 1.000e+010 cm^{-3}

Refractive index from si.inr

Absorption coeff. from si300.abs

Free carrier absorption enabled

P-type background doping: 5.000e+015 cm^{-3}

No front diffusion

No rear diffusion

Bulk recombination: Tau n = Tau p = 1000 μs

No front-surface recombination

No rear-surface recombination

*** EXCITATION ***

Excitation from one-sun.exc

Excitation mode: Transient

Temperature: 25.00°C

Base circuit: Source

Collector circuit: zero

Primary light source enabled

Constant intensity: 0.1000 W cm^{-2}

Spectrum from am15g.spc

Secondary light source disabled

*** RESULTS ***

Short-circuit I_b : -0.0225 amps

Max base power out: 0.0120 watts

Open-circuit V_b : 0.6422 volts

Annexes

Annexe B : Présentation du logiciel PV Sol :

Dans l'annexe 2, nous allons présenter le logiciel PV sol Premium 2018 qui est un produit de Valentine Software, c'est un logiciel dédié à la simulation et au dimensionnement de tout type d'installations photovoltaïques.

Pour notre étude, nous avons utilisé la version PV*SOL premium 2018 (R6) Version d'essai. Cette version d'essai comprend la plupart des fonctionnalités mais elle a une validité de 30 jours, il qui prend en considération divers paramètres météo logiques et climatiques et il dispose d'une large gamme de constructeurs pour les modules photovoltaïques et les onduleurs .

Nous allons présenter ce logiciel à travers étude de cas du bloc pédagogique « B », de longueur 43 m et de largeur 20,40 m.

Type d'installation, météo et réseau

Type d'installation

Installation PV raccordée au réseau avec consommateurs électriques



Type de planification

Utiliser la planification 3D

Données climatiques

Pays: Algérie Site: TLEMCEM/ZENATA

Latitude	35° 0' 35"	Ensoleillement total annuel	1926 kWh/m ²
Longitude	-1° 27' 35"	Température moyenne annuelle	17,8 °C
Fuseau horaire	UTC+1		
Période	1991 - 2010		
Résolution	Par heure	Paramètres de la simulation	

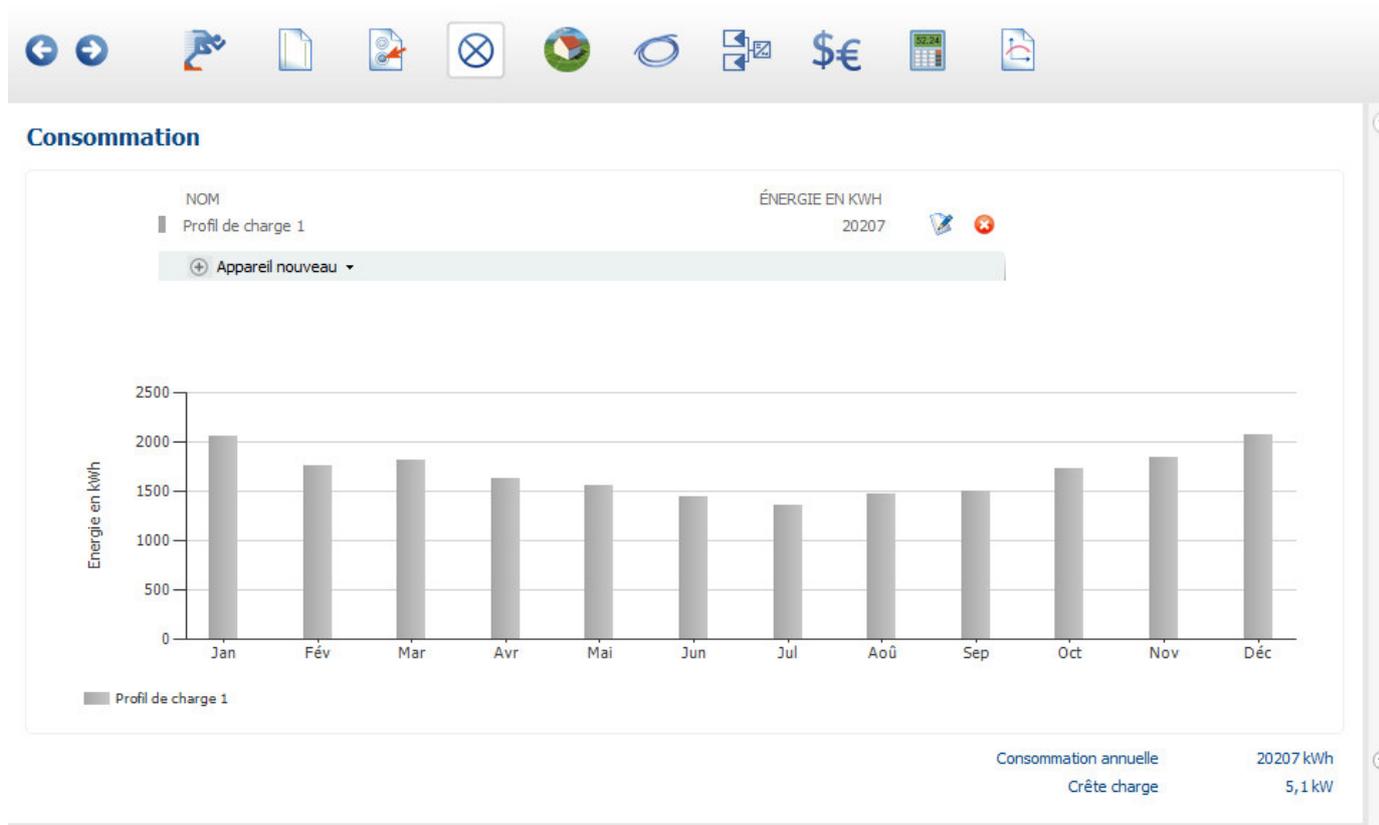
Réseau CA

Entrer

Tension (N-L1)	230 V
Nombre de phases	3-phasé
cos φ	1
Limitation de la puissance de revente	Non

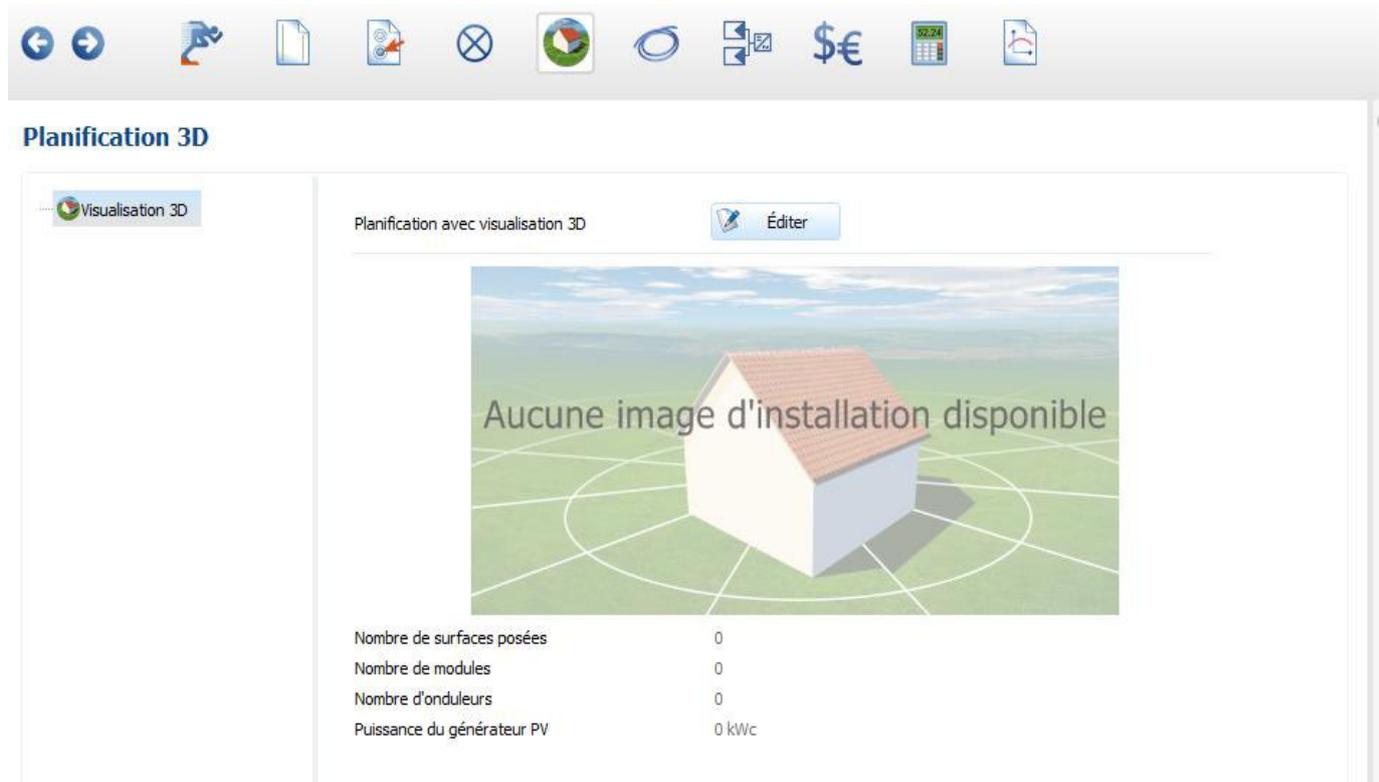
Nous introduisons ensuite la consommation électrique du bloc

Annexes



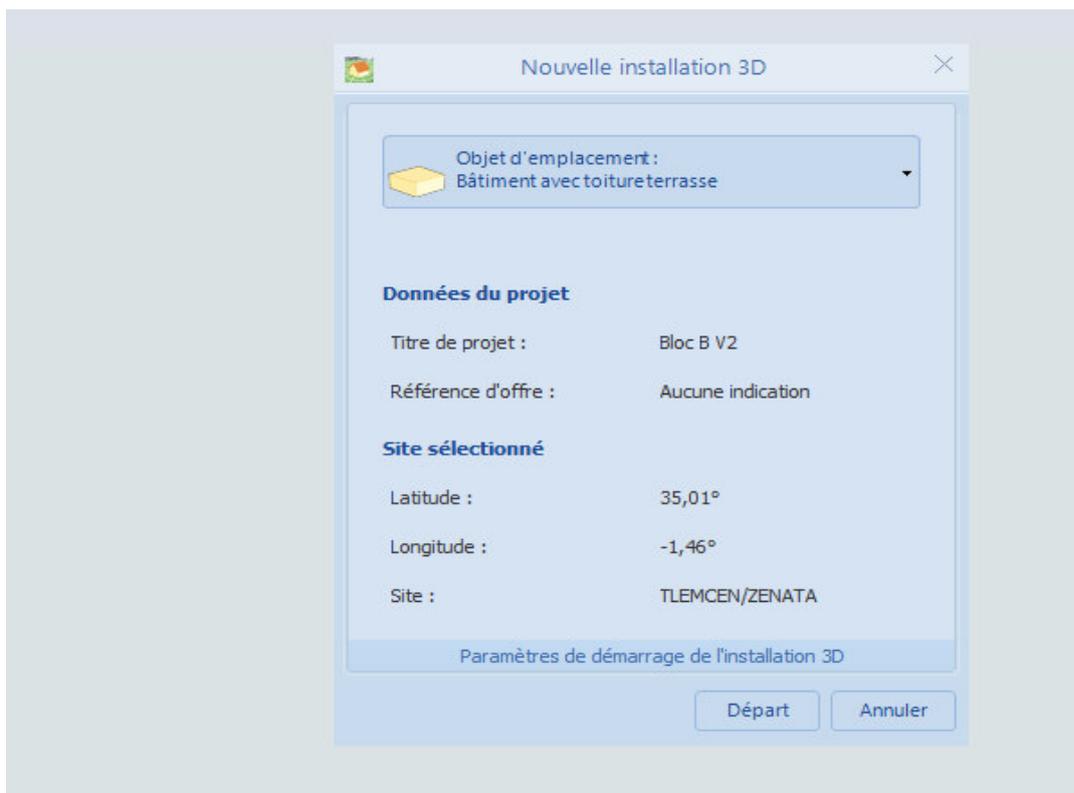
Nous passons ensuite à placer notre bloc en 3D ,pour cela en ouvre la fenêtre installation en 3D :

hc

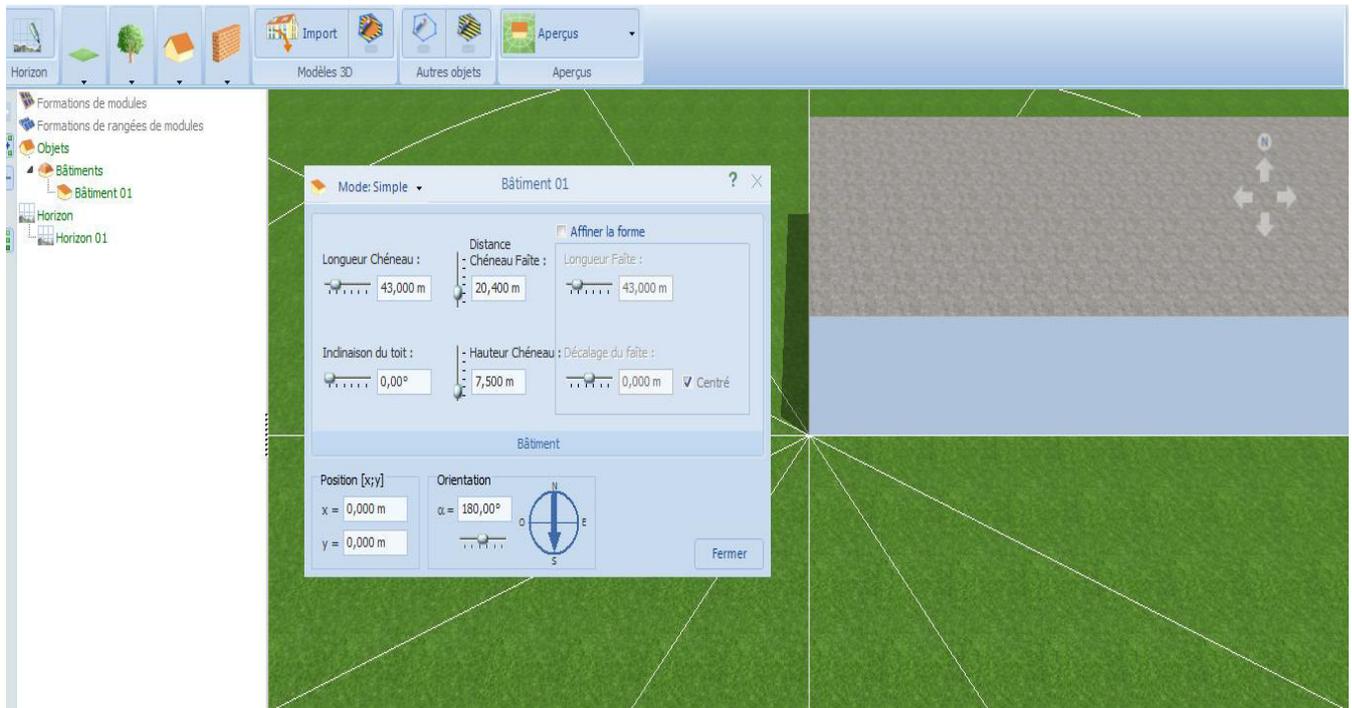


Annexes

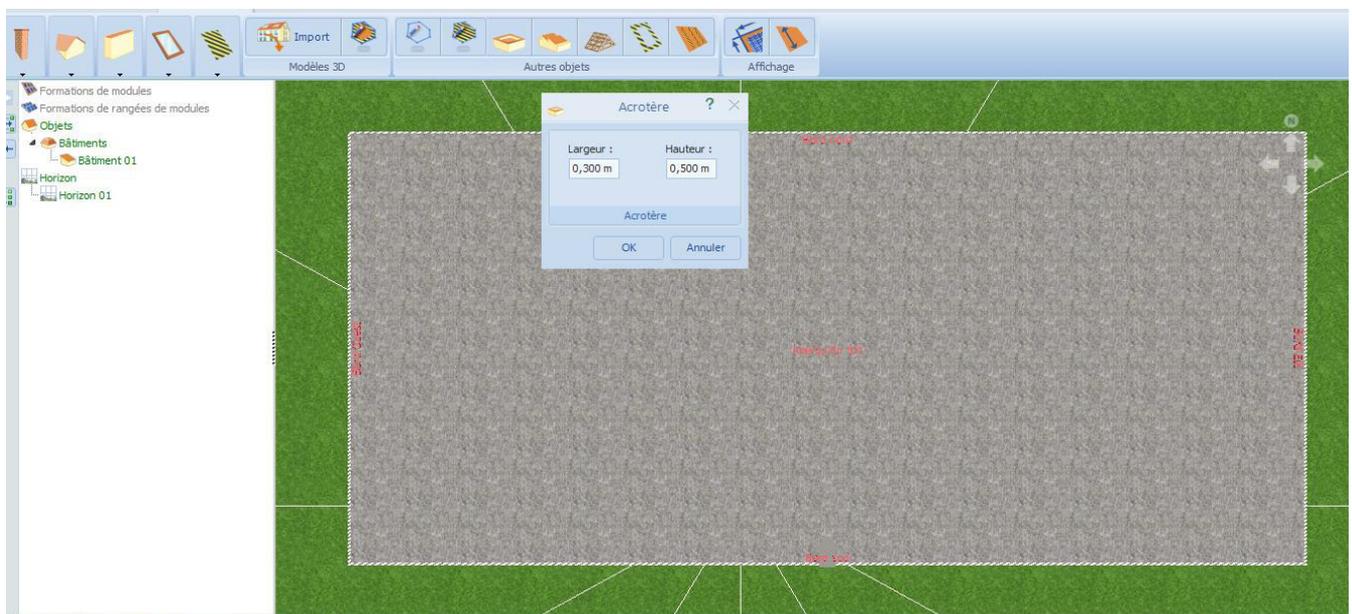
On choisit par la suite bâtiment complexe terrasse avec acrotère et on clique sur départ ,ensuite on fait entrer les mesures de notre bloc à savoir la longueur ,la largeur et la hauteur



Annexes

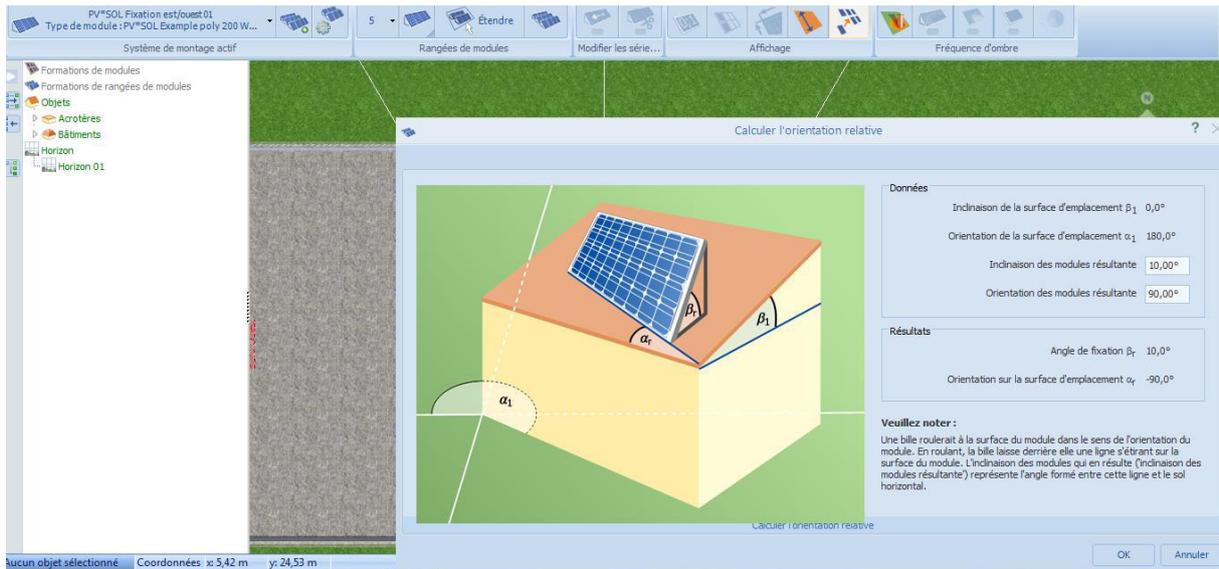
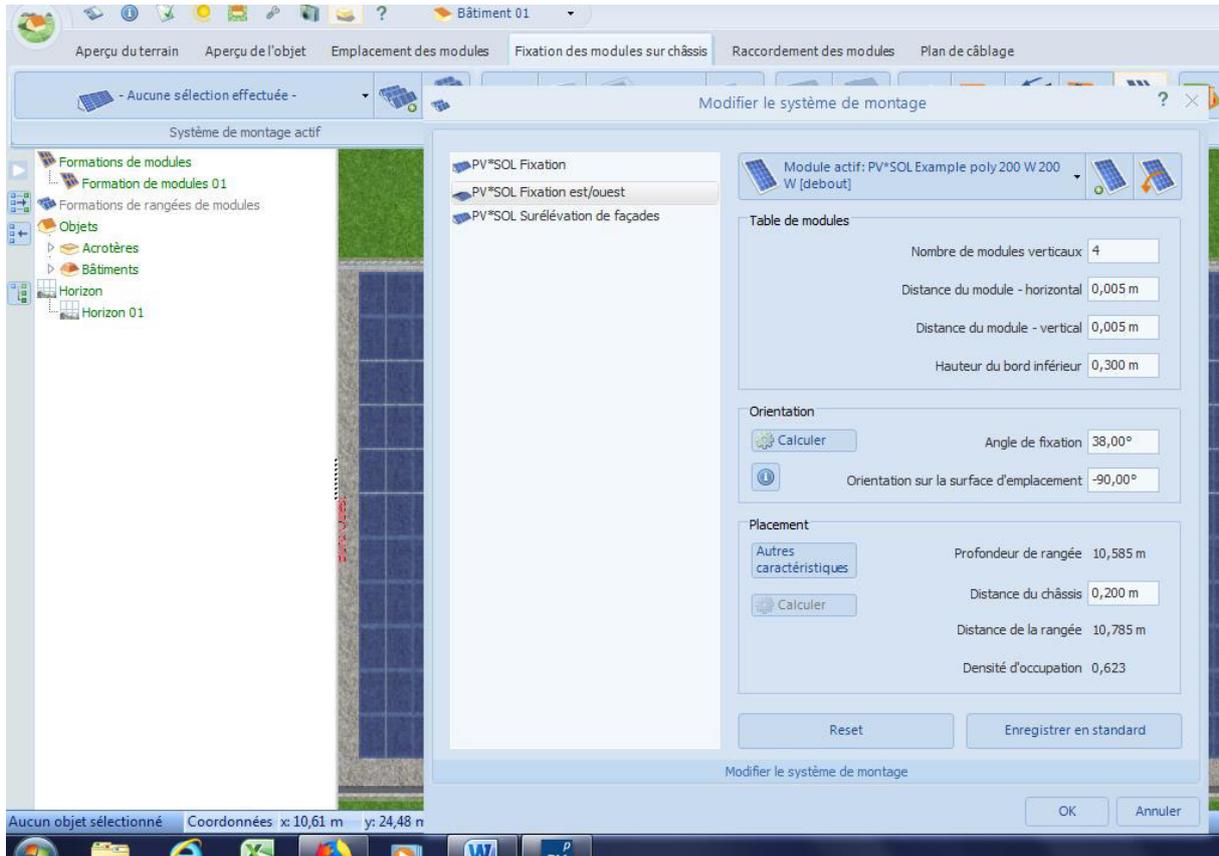


Après le placement du bloc on crée une acrotère de dimension 0,30 m * 0,50 m

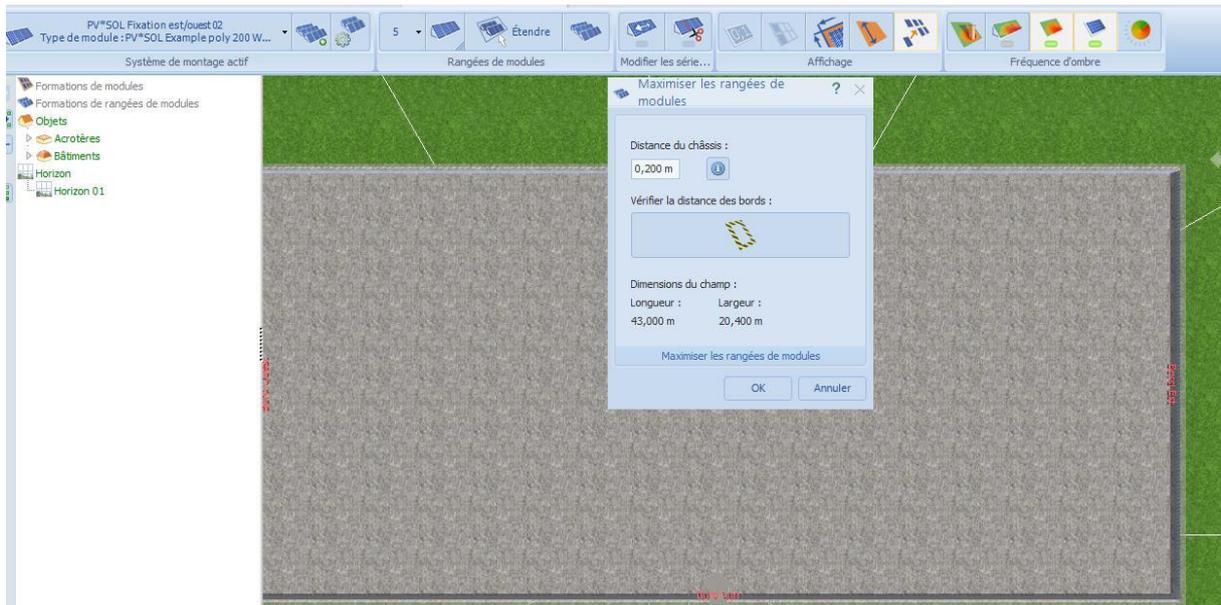


Puis on passe au placement des modules après le choix du module, pour notre cas nous avons choisi le module PV Sol poly cristallin 200 W

Annexes

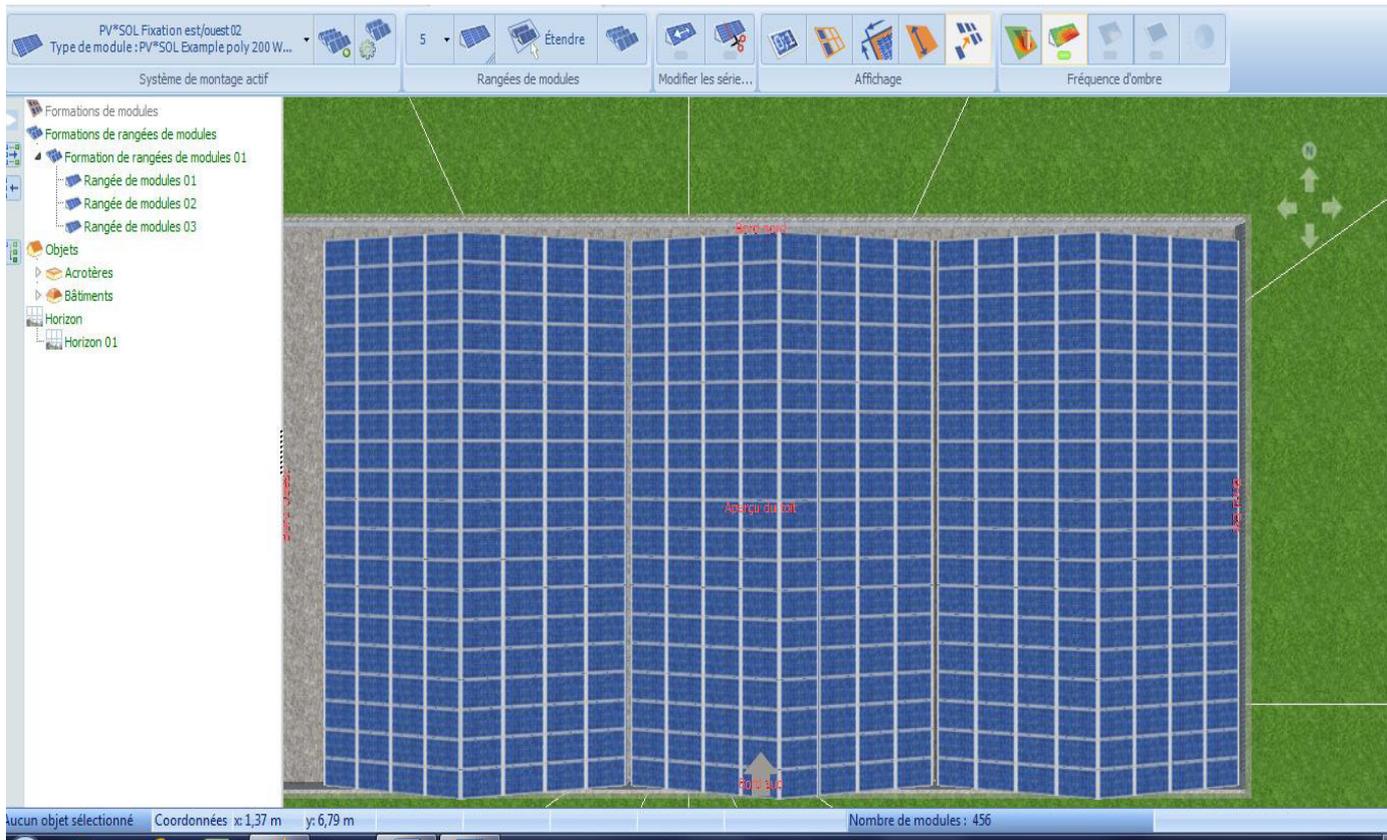


Annexes



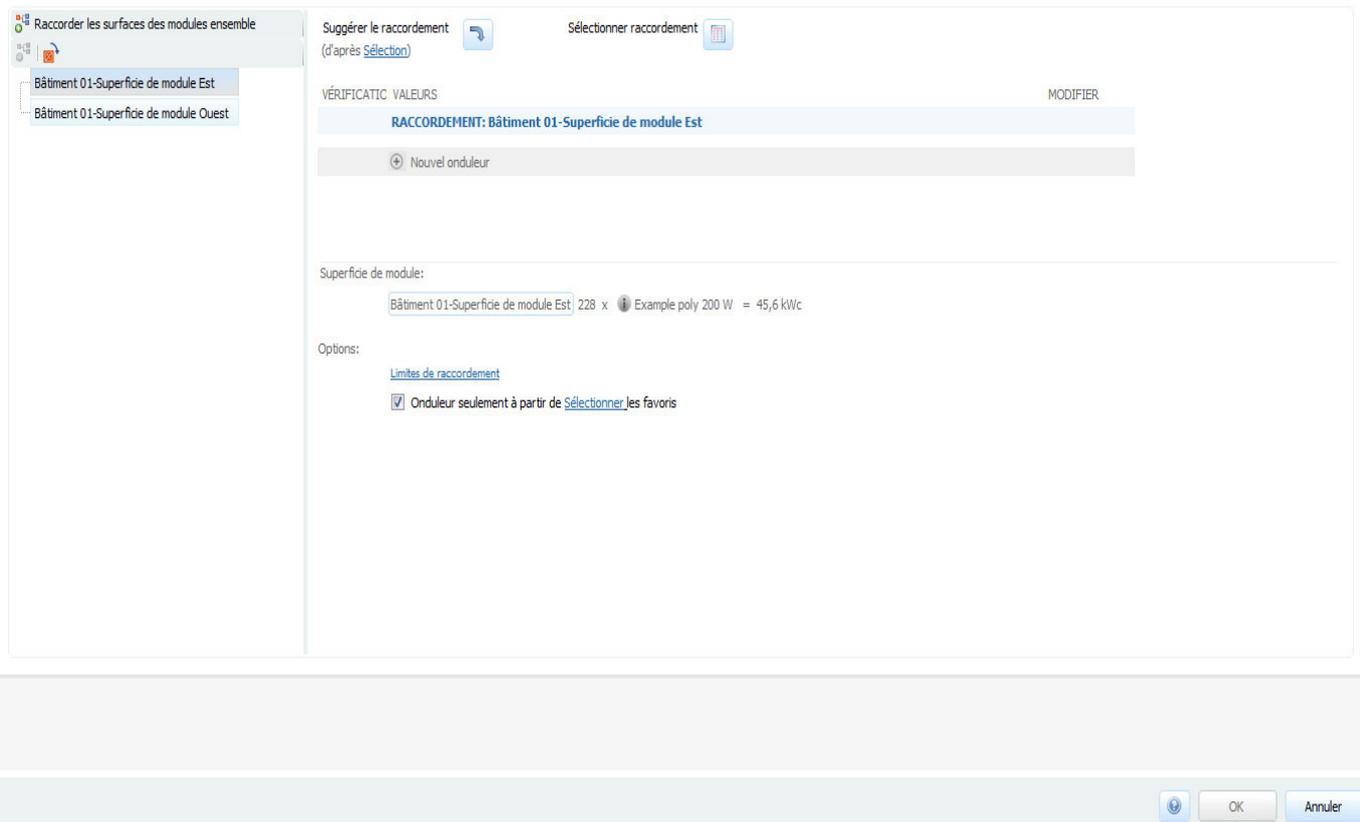
On a choisi la position est\ouest pour un en placement sur châssis, Après avoir choisi cette position nous avons pris 4 modules verticaux en utilisant le maximum de la surface et une inclinaison des modules de 38° , le logiciel nous a donné 456 modules.

Annexes



Après emplacement des modules ,on passe au raccordement et pour cela on doit choisir l'onduleur (ou les onduleurs) adéquat et on demande au logiciel de nous suggérer un raccordement.

Onduleur



Annexes

Onduleur

Raccorder les surfaces des modules ensemble

✓ Bâtiment 01-Superficie de module Est
Bâtiment 01-Superficie de module Ouest

Suggérer le raccordement (d'après Sélection) Sélectionner raccordement

VÉRIFICATION VALEURS MODIFIER

✓ RACCORDEMENT: Bâtiment 01-Superficie de module Est

ONDULEUR 1: Connexion multi-strings

✓ 4 x ABB PVI-10,0-TL-OUTD

Optimiseur de puissance

Mode d'exploitation: MPP 1+2

✓ MPP 1+2: 3 Strings x 19 Modules en série

+ Nouvel onduleur

Superficie de module:
Bâtiment 01-Superficie de module Est 228 x Exemple poly 200 W = 45,6 kWc

Options: [Vérifier l'installation](#)
[Limites de raccordement](#)
 Onduleur seulement à partir de [Sélectionner](#) les favoris

OK Annuler

Le logiciel nous a proposé pour les modules coté Est 4 onduleurs ABB PVI -10,0-TL-OUTD avec 3 strings de 19 modules en série délivrant une puissance de 45,6 Kwc.

De la même manière on a procédé au raccordement des modules ouest, la simulation nous a donné comme la partie Est 4 onduleurs ABB PVI -10,0-TL-OUTD avec 3 strings de 19 modules en série délivrant une puissance de 45,6 Kwc.

En tout nous avons 8 onduleurs ABB PVI -10,0-TL-OUTD avec 3 strings de 19 modules en série délivrant une puissance de 91,2 Kwc

Annexes

Onduleur

Raccorder les surfaces des modules ensemble

Suggérer le raccordement (d'après [Sélection](#))

Sélectionner raccordement

VÉRIFICATIO VALEURS

MODIFIER

RACCORDEMENT: Bâtiment 01-Superficie de module Ouest

+ Nouvel onduleur

Superficie de module:

Bâtiment 01-Superficie de module Ouest 228 x Exemple.poly 200 W = 45,6 kWc

Options:

[Limites de raccordement](#)

Onduleur seulement à partir de [Sélectionner](#) les favoris

OK Annuler

Annexes

Onduleur

Raccorder les surfaces des modules ensemble

Suggérer le raccordement (d'après Sélection) Sélectionner le raccordement

VÉRIFICATION VALEURS MODIFIER

✓ RACCORDEMENT: Bâtiment 01-Superficie de module Ouest

ONDULEUR 1: Connexion multi-strings

✓ 4 x ABB PVI-10.0-TL-OUTD

Optimiseur de puissance

Mode d'exploitation: MPP 1+2

✓ MPP 1+2: 3 Strings x 19 Modules en série

Nouvel onduleur

Superficie de module:

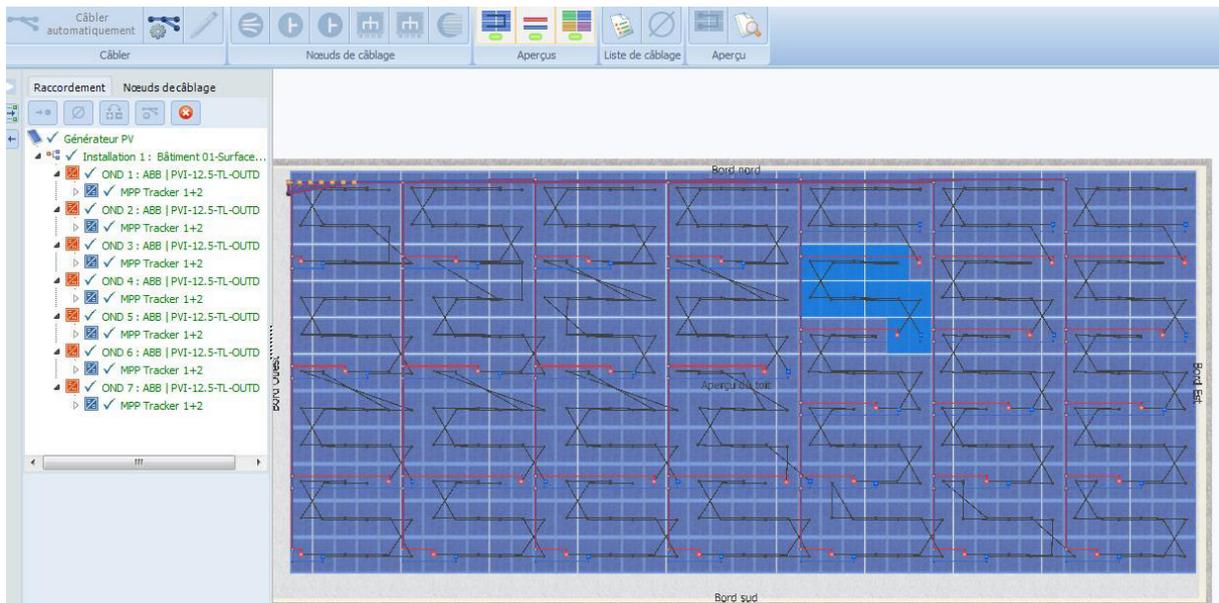
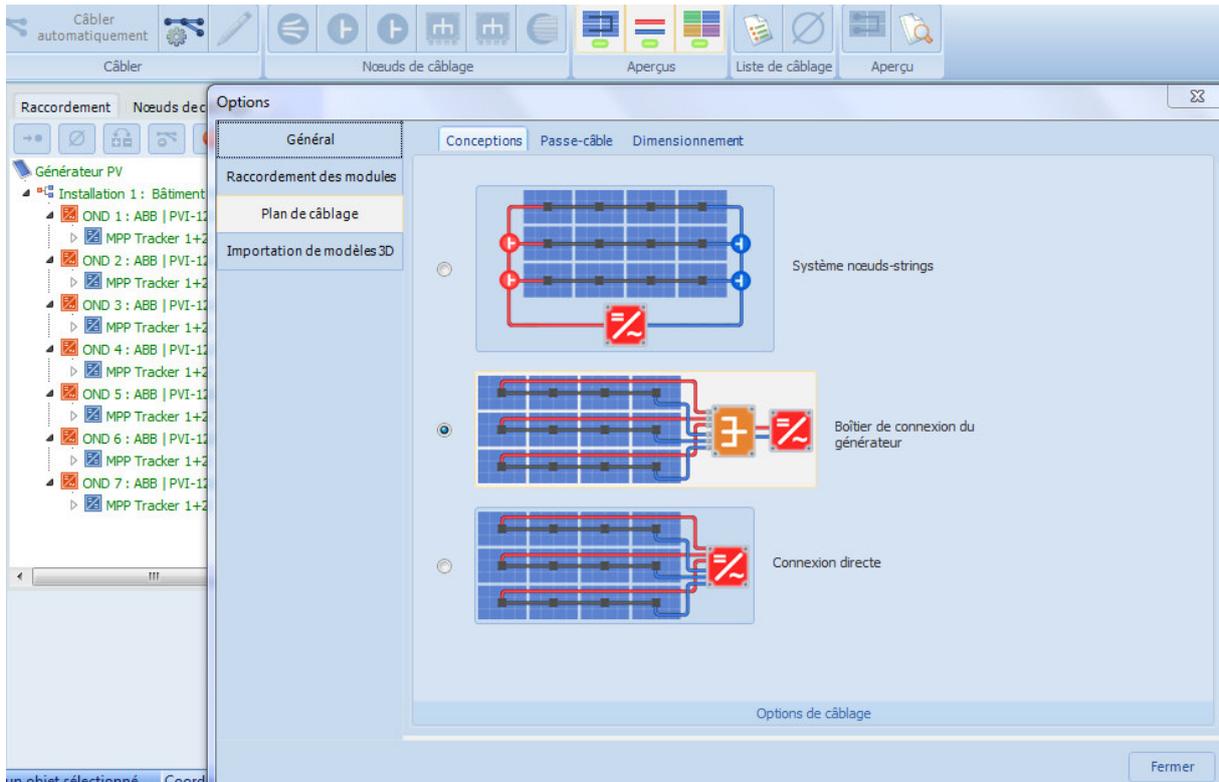
Bâtiment 01-Superficie de module Ouest 228 x Exemple poly 200 W = 45,6 kWc

Options: [Vérifier l'installation](#)
[Limites de raccordement](#)
 Onduleur seulement à partir de [Sélectionner les favoris](#)

OK Annuler

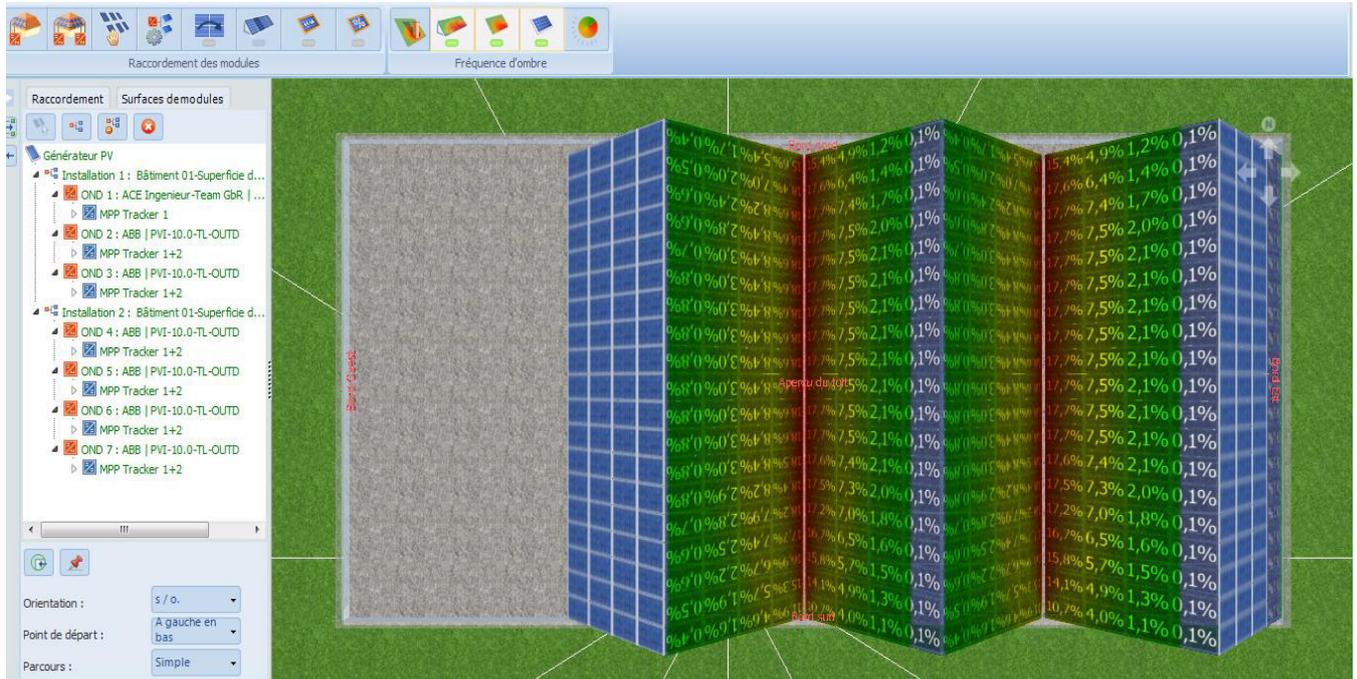
Après le choix des onduleurs et raccordement des modules, on passe au plan de câblage

Annexes



Annexes

Par la suite nous avons fait une simulation de l'ombrage représentée par la figure ci-dessus :



Après avoir vu l'effet de l'ombrage sur notre installation, nous passons à la confirmation de nos données et lancer la simulation

Simulation de l'ombrage

Si vous souhaitez ensuite réaliser une simulation du rendement, définissez dès à présent le degré d'ombrage des modules! Comment souhaitez-vous procéder ?

Déterminer la projection d'ombre maintenant

Ignorer la projection d'ombre

OK

Planification 3D

Planification avec visualisation 3D

Nombre de surfaces posées: 0
Nombre de modules: 0
Nombre d'onduleurs: 0
Puissance du générateur PV: 0 kWc

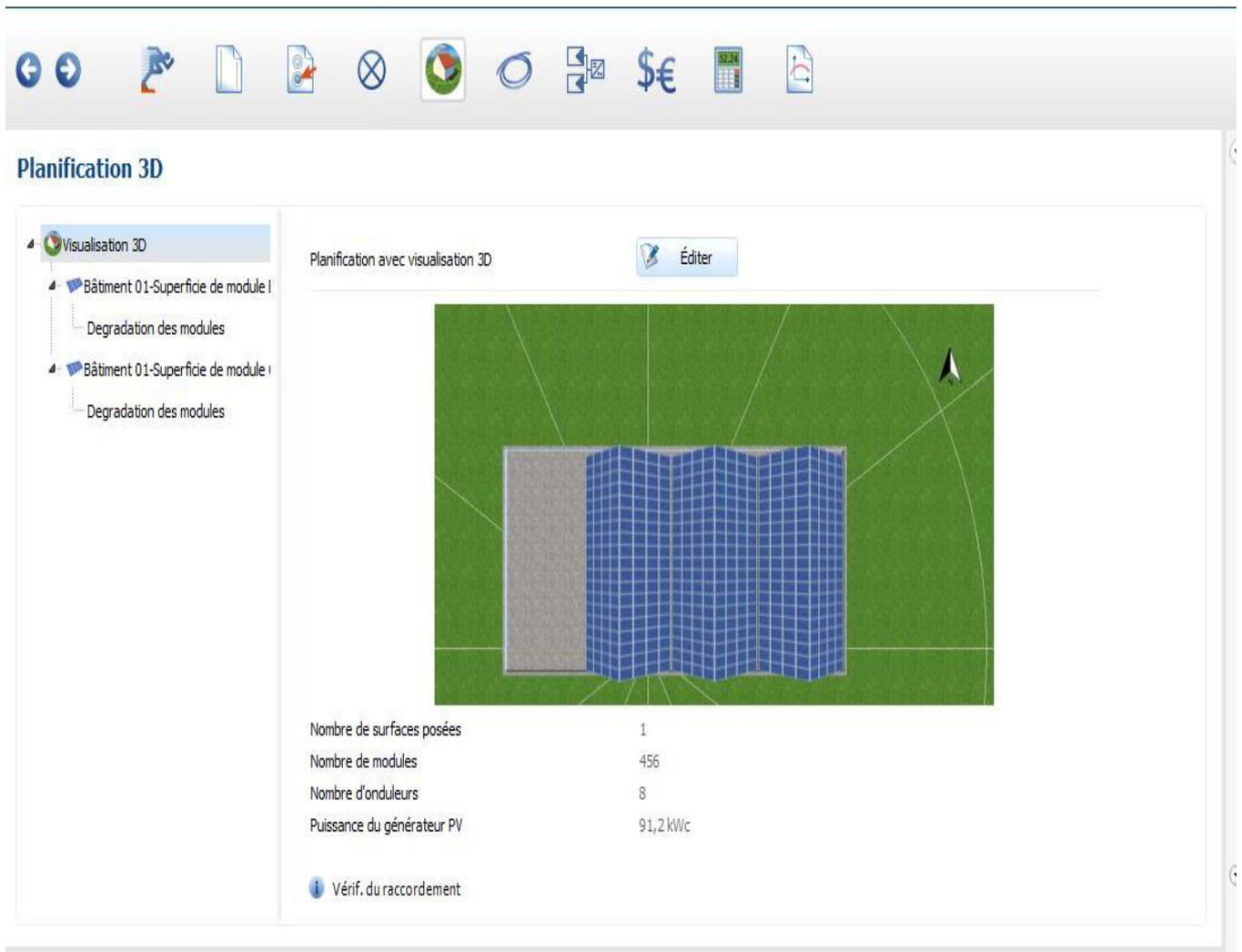
Consommation

Consommation totale: 20207 kWh
Crête charge: 5,1 kW
Résolution des données: 1h

Rentabilité

Frais d'investissement: 1 500,00 DA/kWc
Tarifs de revente: EEG 2017 (Dezember) - Gebäudeanlage
Tarifs de rachat: EEG 2017 - Umlage auf Eigenverbrauch - All...
Prix d'achat: Example Private (Example)

Annexes



Planification 3D

Planification avec visualisation 3D

Éditer

Nombre de surfaces posées	1
Nombre de modules	456
Nombre d'onduleurs	8
Puissance du générateur PV	91,2 kWc

Vérif. du raccordement

Après la simulation, on passe au dimensionnement des câbles des deux parties CA et CC

On choisit « câble », on donne les différentes distances demandées par le logiciel comme la distance entre le bloc et poste transformateur, les modules et l'onduleur et nous obtenons les différentes sections des câbles, pour la partie CA nous avons obtenu une section de 35 mm² et la partie CC une section de 2,5 mm² et une perte totale de 1,04% qui représente une puissance de 944,9 W.

Annexes

Câbles

Compteur de production disponible

Saisie des pertes de câbles: En détail Perte totale

Ligne de string

Ligne CA

Configuration	Longueur (m)	Section (mm ²)	Matériau	Perte (%)	Perte (W)
compteur vers onduleur (simple)	300	35	Cuivre	0,95 %	94,5 W
Disjoncteur		B20A (à 3 pôles)			
DDR/RCD		20A/100mA			

Topologie CC par MPP-Tracker

Sélectionner Tracker MPP: 1+2

Nombre de strings en générateur PV: 3

Nombre max. d'entrées sur le tracker: 6

Récapitulatif des strings avec: BCG

Disjoncteur CC: Dans l'onduleur

Configuration	Longueur (m)	Section (mm ²)	Matériau	Perte (%)	Perte (W)
Ligne principale CC (Tracker MPP 1+2)					
onduleur vers BCG (Aller et retour)	15	2,5	Cuivre	0,42 %	47,2 W
Lignes de strings (Tracker MPP 1+2)					
BCG vers string (3x Aller et retour)	270	2,5	Cuivre	0,83 %	94,5 W

Perte totale maxi: 1,04 % (944,9 W)

Toutes les pertes détaillées se réfèrent à la STC et peuvent être considérées comme des pertes maximales.

Une fois les sections des câbles choisies, on passe au plan de câblage donné par la figure ci-dessus ,
Pour chaque onduleur on a trois chaînes de 19 modules en série.

Annexes



Plans

Plan de câblage
Plan de cotation
Bâtiment 01-Surface du toit sud

Options Exportation

Consommation (20207 kWh)

Module de module
a) 200.2 m² - kWp: 1907,455 kWh; 228 Modules PV
b) 200.2 m² - kWp: 1970,455 kWh; 228 Modules PV

Module PV
c) Exemple poly(200 W), PV/PSOL, 200 W

Boîtier de connexion de génératrice

Dependur CC
a) 200A

Dependur différentiel
f) 20A/100mA

Compteur de réactive

Compteur bidirectionnel

Boite de transfert

Zoom

Après le plan de câblage on passe à la simulation des résultats qui nous donne le bilan énergétique avec une énergie achetée de 9543 KWh/ an ,une énergie revendue de 101.192 KWh/an ,une énergie produite de 111.972 KWh/an et un taux de performance de 72,7 %.

Annexes



Résultats

