



Mémoire de Projet de fin d'étude

Préparé par

**Moustahsine Smail**

Pour l'obtention du diplôme

*Master Sciences et Techniques*

*Electronique, Signaux et Systèmes Automatisés*

*(E.S.S.A)*

Intitulé

**Estimation de la production énergétique d'une  
centrale HCPV pilote**

Encadré par :

**Pr Errahimi Fatima (FST FES)**

**Pr Loudiyi Khalid (Université Al Akhawayn)**

Soutenu le **13 Juin 2018**, devant le jury composé de :

**Pr Errahimi Fatima**.....: Encadrant

**Pr El amrani Najiba**..... : Examineur

**Pr Ahaitouf Ali**..... : Examineur

**Pr Lahbabi Mhammed**..... : Examineur

## REMERCIEMENTS

*Ce rapport représente le projet de fin d'étude en vue d'obtention du master en sciences et techniques à la faculté des sciences et techniques de Fès, réalisé au sein de l'université Al Akhawayn à Ifrane.*

*Je tiens à remercier sincèrement toutes les personnes ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce projet de fin d'études.*

*Je tiens à remercier Mme Errahimi Fatima, professeur à la faculté des sciences et techniques de Fès, Mr Loudiyi Khalid, professeur à l'Université Al Akhawayn, qui ont accepté de m'encadrer, et je leur exprime particulièrement toute ma reconnaissance pour m'avoir fait bénéficier de leurs compétences scientifiques et leurs qualités humaines. Je tiens également à remercier les professeurs El amrani Najiba, Lahbabi Mhammed et Ahaitouf Ali, qui ont accepté de juger mon travail.*

*Enfin je remercie tout le corps professoral, administratif et Technique de la FST, pour la qualité de l'enseignement qui nous a été dispensé durant ces deux ans d'étude.*

# Table de matière

Table de matière.....	3
Table de figures.....	6
Abréviations.....	7
Résumé.....	8
Mots clés.....	8
Introduction générale.....	9
<b>I. Les Systèmes Photovoltaïques à concentration.....</b>	<b>11</b>
<b>I.1 Introduction.....</b>	<b>12</b>
<b>I.2 La ressource solaire.....</b>	<b>12</b>
<b>I.3 Le spectre solaire.....</b>	<b>12</b>
<b>I.4 Le rayonnement solaire.....</b>	<b>14</b>
<b>I.5 Les systèmes photovoltaïques à concentration.....</b>	<b>15</b>
<b>I.5.1 Définition.....</b>	<b>15</b>
<b>I.5.2 Historique du CPV.....</b>	<b>15</b>
<b>I.5.3 Classification des systèmes CPV.....</b>	<b>16</b>
<b>I.5.4 Constituants de base d'un système CPV.....</b>	<b>17</b>
<b>I.6 Analyse de la partie optoélectronique du système CPV.....</b>	<b>18</b>
<b>I.6.1 Optique primaire (Lentille de Fresnel).....</b>	<b>19</b>
<b>I.6.2 Optique secondaire.....</b>	<b>19</b>
<b>I.6.2.1 OS réflective.....</b>	<b>19</b>
<b>I.6.2.2 OS réfractive.....</b>	<b>20</b>
<b>I.6.3 Récepteur ou assemblage CPV.....</b>	<b>20</b>
<b>I.7 Les facteurs de stress environnementaux pour un module CPV.....</b>	<b>21</b>
<b>I.7.1 La température.....</b>	<b>21</b>
<b>I.7.2 L'humidité.....</b>	<b>22</b>
<b>I.7.3 Le rayonnement.....</b>	<b>22</b>
<b>I.7.4 Le vent.....</b>	<b>23</b>
<b>I.7.5 La grêle.....</b>	<b>23</b>
<b>I.7.6 La neige.....</b>	<b>23</b>
<b>I.7.7 La poussière.....</b>	<b>24</b>
<b>I.7.8 L'Homme.....</b>	<b>24</b>
<b>I.8 Le CPV au Maroc.....</b>	<b>24</b>
<b>I.9 Conclusion.....</b>	<b>25</b>

<b>II. Les cellules solaires multi-jonctions .....</b>	<b>26</b>
<b>II.1 Introduction .....</b>	<b>27</b>
<b>II.2 Les cellules solaires multi jonctions .....</b>	<b>27</b>
<b>II.2.1 Aperçu général.....</b>	<b>27</b>
<b>II.2.2 Utilité des cellules multi jonctions.....</b>	<b>28</b>
<b>II.3 Structure et principe de base des cellules solaires multi-jonctions .....</b>	<b>28</b>
<b>II.4 Choix du matériau.....</b>	<b>30</b>
<b>II.4.1 Bande interdite.....</b>	<b>30</b>
<b>II.4.2 Constante du réseau .....</b>	<b>30</b>
<b>II.4.3 Le coefficient d'absorption .....</b>	<b>31</b>
<b>II.5 Constituants de base d'une cellule TJSC à base de InGaP/InGaAs/Ge.....</b>	<b>33</b>
<b>II.5.1 Jonction tunnel entre les sous-cellules .....</b>	<b>34</b>
<b>II.5.2 Couches "fenêtres" .....</b>	<b>35</b>
<b>II.5.3 Couche tampon .....</b>	<b>35</b>
<b>II.5.4 Couche antireflet.....</b>	<b>36</b>
<b>II.5.5 Couche de contact et contacts électriques .....</b>	<b>36</b>
<b>II.6 Modélisation électrique des cellules CSTJ.....</b>	<b>36</b>
<b>II.6.1 Modèle à une seule diode .....</b>	<b>36</b>
<b>II.6.2 Modèle à deux diodes .....</b>	<b>38</b>
<b>II.7 Analyse du comportement des cellules solaires MJ .....</b>	<b>39</b>
<b>II.7.1 L'efficacité quantique externe (EQE).....</b>	<b>39</b>
<b>II.7.2 Influence du spectre incident.....</b>	<b>42</b>
<b>II.7.3 Influence de la concentration optique.....</b>	<b>44</b>
<b>II.8 Conclusion.....</b>	<b>47</b>
<b>III. BSQ Solar et le projet REPHLECT.....</b>	<b>48</b>
<b>III.1 Introduction .....</b>	<b>49</b>
<b>III.2 BSQ Solar .....</b>	<b>49</b>
<b>III.3 Caractéristiques de la technologie de BSQ Solar .....</b>	<b>49</b>
<b>III.4 Produits de BSQ Solar .....</b>	<b>49</b>
<b>III.5 Projets de BSQ Solar.....</b>	<b>51</b>
<b>III.6 Présentation de Projet REPHLECT.....</b>	<b>51</b>
<b>III.6.1 Projet REPHLECT .....</b>	<b>51</b>
<b>III.6.2 Objectifs de REPHLECT.....</b>	<b>53</b>
<b>III.6.3 Cout et partenaires du projet REPHLECT .....</b>	<b>54</b>
<b>III.7 Conclusion.....</b>	<b>55</b>

<b>IV. Estimation de la production énergétique d'une centrale HCPV pilote.....</b>	<b>56</b>
<b>IV.1 Introduction .....</b>	<b>57</b>
<b>IV.2 Présentation générale de la centrale HCPV pilote .....</b>	<b>57</b>
<b>IV.3 Présentation de l'outil de simulation System Advisor Model .....</b>	<b>57</b>
<b>IV.4 Modélisation et simulation du projet de la centrale HCPV pilote.....</b>	<b>58</b>
<b>IV.4.1 Première étape de la simulation : choix du projet.....</b>	<b>59</b>
<b>IV.4.2 Deuxième étape de la simulation : localiser l'emplacement du projet ...</b>	<b>60</b>
<b>IV.4.3 Troisième étape de la simulation : informations sur les modules solaires         du projet.....</b>	<b>61</b>
<b>IV.4.4 Quatrième étape de la simulation : choix des onduleurs .....</b>	<b>62</b>
<b>IV.4.5 Cinquième étape de la simulation : information sur les suiveurs .....</b>	<b>63</b>
<b>IV.5 Résultats de la simulation .....</b>	<b>64</b>
<b>IV.5.1 Grandeurs Annuelles.....</b>	<b>64</b>
<b>IV.5.2 Grandeurs mensuelles .....</b>	<b>65</b>
<b>IV.5.3 Grandeurs horaires .....</b>	<b>66</b>
<b>IV.6 Conclusion.....</b>	<b>73</b>
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>74</b>
<b>Références .....</b>	<b>75</b>

# Table de figures

## Chapitre I

Figure I.1 : Principaux spectres solaires utilisés dans le photovoltaïque. L'Air Mass (AM) traduit L'épaisseur d'atmosphère traversée par les rayons solaires. AM0: spectre solaire spatial. AM1.5G : spectre solaire au niveau du sol avec un angle d'inclinaison de 48,5°. AM1.5D : Similaire à AM1.5G, sans le rayonnement diffus.....	P 14
Figure I.2 : Les éléments de base d'un système photovoltaïque à concentration (CPV).....	P 17
Figure I.3 : Les différents constituants de la partie optoélectronique d'un module CPV.....	P 17
Figure I.4 : La structure (a), l'avantage de taille (b) et les Pertes optiques d'une lentille de Fresnel (c).....	P 19
Figure I.5 : Schéma illustrant la réflexion des rayons lumineux par l'OS réfléchissante vers le récepteur.....	P 20
Figure I.6 : Schéma illustrant la réfraction des rayons lumineux par l'OS réfractive vers le récepteur.....	P 20
Figure I.7 : Schéma illustrant les composants d'un récepteur.....	P 21
Figure I.8 : Effet de la défocalisation du flux solaire dans un module CPV (dépointage).....	P 21
Figure I.9 : Effet de la condensation sur la puissance produite par un module CPV.....	P 22
Figure I.10 : Structure PV arrachée par le vent.....	P 23
Figure I.11 : Module CPV abîmé par la grêle.....	P 23
Figure I.12 : Meilleurs emplacements pour l'utilisation du CPV dans le monde.....	P 25

## Chapitre II

Figure II.1 : Les performances des cellules photovoltaïques en fonction de la technologie.....	P 28
Figure II.2 : Des portions du spectre solaire absorbées par une cellule solaire TJ (à gauche) et un schéma d'une cellule solaire monolithique TJ HCPV (droite).....	P 29
Figure II.3 : La dépendance du rendement et le gap du semi-conducteur.....	P 30
Figure II.4 : L'énergie du gap en fonction de la constante du réseau pour plusieurs semi-conducteurs utilisés dans les cellules solaires MJ.....	P 31
Figure II.5 : Coefficient d'absorption en fonction de la longueur d'onde.....	P 32
Figure II.6 : Les trois paramètres pour les matériaux les plus utilisés.....	P 32
Figure II.7 : Structures des cellules solaires triple-jonction avec accord de paramètre de maille (gauche), et avec désaccord de paramètre de maille (droite).....	P 34
Figure II.8 : Diagramme de bandes d'énergie simplifié d'une CSTJ.....	P 34
Figure II.9 : Couche fenêtre (a) avant et (b) arrière.....	P 35
Figure II.10 : Circuit équivalent du modèle à une seule diode d'une TJSC.....	P 37
Figure II.11 : Circuit équivalent du modèle à deux diode d'une TJSC.....	P 39
Figure II.12 : EQE expérimentale de la jonction supérieure (en haut à gauche), jonction intermédiaire (en haut à droite) et la Jonction inférieure (bas) d'une cellule solaire LM GaInP / GaInAs / Ge à 25 et 75 ° C.....	P 41
Figure II.13 : Densité du courant de court-circuit ( $J_{sc}$ ) et la tension de circuit ouvert ( $V_{oc}$ ) en fonction du SMR pour les sous-cellules supérieures et intermédiaires à 25 et 75 ° C d'une LM TJSC GaInP / GaInAs / Ge.....	P 42
Figure II.14 : Densité de puissance P et le facteur de forme FF en fonction du SMR pour les sous-cellules supérieures et intermédiaire à 25 et 75 ° C d'une LM TJSC GaInP / GaInAs / Ge.....	P 43
Figure II.15 : Tension du circuit ouvert ( $V_{oc}$ ), facteur de forme (FF) et efficacité ( $\eta$ ) en fonction de la concentration (X) à 25 et 65 ° C d'une LM TJSC GaInP / GaInAs / Ge.....	P 45

## Chapitre III

Figure III.1 : Module BSQ-D280 HCPV.....	P 50
Figure III.2 : Le système HCPV BSQ-D280/53.....	P 50
Figure III.3 : Unité de contrôle BSQ SUN TRACKING CONTROL UNIT.....	P 50
Figure III.4 : Les différents emplacements des projets menés par BSQ Solar dans le monde.....	P 51
Figure III.5 : Quelques photos de la chaîne de production (SPC) de BSQ Solar installée à l'université Al Akhawayn.....	P 54
Figure III.6 : La chaîne de production (SPC) avant la réalisation.....	P 54
Figure III.7 : La chaîne de production (SPC) après la réalisation.....	P 54

## Chapitre IV

Figure VI.1 : Schéma général du système à haute concentration ‘HCPV’.....	P 57
Figure IV.2: Outil de simulation System Advisor Model.....	P 58
Figure IV.3: Interface du logiciel System Advisor Model.....	P 59
Figure IV.4: Choix de la technologie à simuler sur SAM.....	P 60
Figure IV.5: Bibliothèque permettant le choix du site du projet.....	P 60
Figure IV.6: Obtention des données météorologiques depuis PVGIS.....	P 61
Figure IV.7: Exportation des données météorologiques du site du projet vers SAM.....	P 61
Figure IV.8: Informations concernant le module utilisé dans le projet.....	P 61
Figure IV.9: Masse d’air en fonction de l’angle de Zenith.....	P 62
Figure IV.10: Informations concernant le rendement de la cellule utilisée dans le projet.....	P 62
Figure IV.11: Coefficient de température de la cellule.....	P 62
Figure IV.12: Choix de l’onduleur utilisé dans le projet.....	P 63
Figure IV.13: Informations concernant les suiveurs solaires.....	P 63
Figure IV.14: Erreur de suivi et angles de rotation des suiveurs.....	P 63
Figure IV.15: Facteur de pertes causées par l’encrassement.....	P 64
Figure IV.16: Vitesse maximale du vent supportée par les suiveurs.....	P 64
Figure IV.17: Grandeurs annuelles de l’énergie électrique produite par la centrale HCPV pilote.....	P 64
Figure IV.18: Radiation directe mensuelle reçue par la centrale HCPV.....	P 65
Figure IV.19: Energie électrique mensuelle générée par la centrale (DC) et celle injectée au réseau(AC).....	P 65
Figure IV.20: Valeurs horaires de l’énergie électrique brut produite par la centrale HCPV coté DC et la radiation solaire reçue par la centrale HCPV.....	P 66
Figure IV.21: Valeurs horaires de l’énergie électrique brute produite par la centrale HCPV coté DC et la radiation solaire reçue par la centrale HCPV. Quelques jours du mois Janvier.....	P 67
Figure IV.22: Valeurs horaires de l’énergie électrique brute produite par la centrale HCPV coté DC et la radiation solaire reçue par la centrale HCPV. Quelque jour du mois Novembre.....	P 67
Figure IV.23: Valeurs horaires de l’énergie électrique brute produite par la centrale HCPV coté DC et AC, du mois janvier au mois juin.....	P 68
Figure IV.24: Valeurs horaires de l’énergie électrique brute produite par la centrale HCPV coté DC et AC, du mois Juillet au mois de Décembre.....	P 69
Figure IV.25: Valeurs horaires de la vitesse du vent et l’efficacité du module solaire.....	P 70
Figure IV.26: Valeurs horaires de la vitesse du vent et l’efficacité du module solaire (figure agrandie).....	P 70
Figure IV.27: Valeurs horaires de la température de la cellule et l’efficacité du module solaire.....	P 71
Figure IV.28: Valeurs horaires de la température de la cellule et l’efficacité du module solaire. (Figure agrandie).....	P 71
Figure IV.39: Valeurs horaires de l’efficacité de la cellule solaire et celle du module solaire.....	P 72
Figure IV.30: Valeurs horaires de l’efficacité de la cellule solaire et celle du module solaire. (Figure agrandie).....	P 72

## Abréviations

<b>HCPV</b>	: High Concentrated Photovoltaics.
<b>NREL</b>	: National Renewable Energy Laboratory
<b>CSTJ</b>	: Cellule Solaire Triple Jonction.
<b>LM</b>	: lattice Matched.
<b>LMM</b>	: lattice Mismatched.
<b>EQE</b>	: Efficacité Quantique Externe.
<b>SR</b>	: Spectral Response
<b>SPC</b>	: Satellite Production Center.
<b>MAL</b>	: Module Assembly line.
<b>RML</b>	: Receiver Manufacturing Line.
<b>PPP</b>	: Pilot Power Plant.
<b>SAM</b>	: System Advisor Model.

# Résumé

Avec la volonté politique de produire de l'électricité à la fois « propre » et bon marché, les attentes en termes d'énergies renouvelables en général et d'énergie solaire en particulier, sont de plus en plus importantes. Les enjeux majeurs des chercheurs et des industriels dans ce domaine sont d'augmenter le rendement et de diminuer les coûts des cellules, des modules et des systèmes photovoltaïques afin de les rendre les plus compétitifs possible.

Le photovoltaïque à concentration (CPV) ou photovoltaïque à haute concentration (HCPV) se place comme la technologie la plus efficace malgré son coût élevé. Il repose sur le principe de la concentration des rayons du soleil sur une cellule photovoltaïque à très haut rendement.

Dans ce contexte, l'entreprise BSQsolar, un des leaders du CPV, à travers son initiative baptisée REPHLECT, vise un modèle économique et une technologie HCPV très évoluée qui permet d'exploiter le CPV avec un faible cout. La validation de ce nouveau modèle sera à l'université Al Akhawayn, un des partenaires de REPHLECT, par la réalisation et l'évaluation des performances d'une centrale HCPV pilote.

L'objectif principal de ce travail est l'estimation de la production énergétique de cette centrale solaire pilote dans l'optique d'évaluer ses performances et son fonctionnement avant son installation.

En premier lieu, nous nous sommes intéressés à la modélisation d'un système HCPV, ses composants, ses facteurs de stress. Une grande importance a été dédiée à la cellule solaire multi jonction utilisée dans cette technologie. Par la suite, nous avons effectué différentes simulations à l'aide du logiciel System Advisor Model pour évaluer la performance de la centrale HCPV qui sera installé à Ifrane.

## Mots clés

Concentrated photovoltaics- cellule solaire triple junction- REPHLECT-system advisor model  
Satellite production center- Manufacturing Assembly Line-BSQSolar- Centrale HCPV pilote.

## Introduction générale

La demande mondiale en énergie évolue rapidement et les ressources naturelles de l'énergie telles que l'uranium, le gaz et le pétrole diminuent en raison d'une grande diffusion et développement de l'industrie ces dernières années. L'augmentation des coûts énergétiques et les contraintes environnementales poussent vers la mise au point de solutions technologiques permettant une meilleure maîtrise des ressources et une meilleure exploitation des énergies renouvelables.

A l'air du développement durable, l'énergie photovoltaïque, qui est une des alternatives les plus prometteuses connaît une progression rapide en raison de son potentiel significatif comme source d'énergie renouvelable. Cependant, le rendement de la conversion photovoltaïque reste relativement faible et il est douteux qu'elle puisse atteindre l'exploitation convoitée de la ressource solaire sous une forme massive, sachant que les prix du photovoltaïque diminuent trop lentement. En effet, l'efficacité théorique des cellules solaires utilisant une seule jonction p-n ne peut pas dépasser la limite de **Shockley-Queisser** qui est égale à 33.7%. Ceci présuppose l'utilisation et la mise en œuvre de techniques permettant d'optimiser le profit de cette technologie en tirant le maximum de la puissance pouvant être produite tout en réduisant les coûts.

Le photovoltaïque à concentration, une technologie qui utilise des cellules solaires multi jonctions dont le rendement dépasse la limite de **Shockley-Queisser**. Combinées à un dispositif optique permettant une meilleure exploitation du spectre solaire, vient de répondre à la problématique du rendement limité. Cependant le coût de cette technologie reste élevé du fait qu'elle nécessite l'utilisation des suiveurs solaires pour le suivi du soleil, et des dispositifs optiques pour concentrer les rayons solaires sur la cellule, ce qui entraîne d'autres charges qui contribuent à l'augmentation de son coût. Ceci représente un obstacle majeur qui ne permet pas au CPV d'accéder à l'air de l'industrialisation, d'où la nécessité de trouver des solutions permettant d'utiliser cette technologie tout en réduisant son coût.

Dans ce contexte, l'entreprise BSQ Solar qui est un des leaders du CPV, à travers son initiative baptisée REPHLECT (**R**ecovering **E**urope's **P**hotovoltaic **L**eadership through high Concentration **T**echnology), cherche un modèle économique qui permet d'exploiter le CPV avec un faible coût. Dans ce sens, REPHLECT essaie de reproduire le paradigme du boîtier d'ordinateur qui a introduit la marchandisation ultime de l'industrie du matériel informatique. Il conteste ainsi le modèle actuel de l'industrie photovoltaïque fondé sur l'utilisation massive de matériaux semi-conducteurs et l'énorme expansion centralisée dans les économies contrôlées par l'état.

Le travail présenté dans ce rapport, réalisé au sein de l'université Al Akhawayn à Ifrane, un des partenaires de l'initiative REPHLECT, consiste à estimer la production énergétique d'une centrale solaire HCPV pilote de 50 KWc qui est une étape majeure du projet qui sera réalisé prochainement dans le but de valider le modèle de fabrication de REPHLECT.

Ce rapport est articulé en quatre chapitres :

Le premier chapitre offre en premier lieu, des notions sur l'énergie solaire, le spectre solaire et les différents types de rayonnements solaires. Par la suite, il présente les différents composants d'un système photovoltaïque à haute concentration et le CPV au Maroc.

Le deuxième chapitre se focalise sur la cellule solaire multi jonction ; son principe, sa structure, sa modélisation électrique, et finalement une analyse de son comportement.

Le troisième chapitre se concentre sur la présentation de l'entreprise BSQSolar ; ses activités, ses produits, et une présentation du projet REPHLECT, ses objectifs et ses partenaires.

Le quatrième chapitre porte sur l'estimation de la production électrique d'une centrale HCPV pilote de 50 KWc qui est une tâche du projet REPHLECT, à l'aide de l'outil de simulation System Advisor Model.

Finalement une conclusion générale achèvera notre rapport.

# **I. Les Systèmes Photovoltaïques à concentration**

## **I.1 Introduction**

L'énergie solaire est une des solutions les plus prometteuses qui peuvent faire face aux exigences énergétiques modernes et aux problèmes dus à l'utilisation des combustibles fossiles tels que la pollution environnementale et l'épuisement de ces ressources, car le soleil est considéré comme une source d'énergie propre et inépuisable.

Cette énergie peut être exploitée suivant plusieurs techniques, parmi lesquelles la technique du photovoltaïque à haute concentration.

Dans ce chapitre nous allons voir quelques notions à propos de l'énergie solaire, les différents composants d'un système photovoltaïque à haute concentration, les facteurs de stress d'un module CPV et finalement le CPV au Maroc.

## **I.2 La ressource solaire**

Le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée sur terre et la plus abondante. La quantité d'énergie libérée par le soleil (captée par la planète terre) pendant une heure pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux pendant un an. Le soleil décharge continuellement une énorme quantité d'énergie radiante dans le système solaire, la terre intercepte une toute petite partie de l'énergie solaire rayonnée dans l'espace. Une moyenne de 1367 watts atteint chaque mètre carré du bord externe de l'atmosphère terrestre (pour une distance moyenne terre-soleil de 150 Millions de km), c'est ce que l'on appelle la constante solaire égale à  $1367 \text{ W/m}^2$ . La partie d'énergie reçue sur la surface de la terre dépend de l'épaisseur de l'atmosphère à traverser. Celle-ci est caractérisée par le nombre de masse d'air AM. Le rayonnement qui atteint le niveau de la mer à midi dans un ciel clair est de  $1000 \text{ W/m}^2$  et est décrit en tant que rayonnement de la masse d'air "1" (ou AM1). Lorsque le soleil se déplace plus bas dans le ciel, la lumière traverse une plus grande épaisseur d'air, perdant plus d'énergie. Puisque le soleil n'est au zénith que durant peu de temps, la masse d'air est donc plus grande en permanence et l'énergie disponible est donc inférieure à  $1000 \text{ W/m}^2$ . En résumé, la constante solaire est le flux énergétique reçu par une surface unité. Dans notre cas, la valeur qui a été retenue en 1980 est:  $I_0 = 1367 \text{ W/m}^2$ , [1].

## **I.3 Le spectre solaire**

Résultats des réactions de fusions nucléaires en son cœur, le soleil émet des rayonnements dans toute la gamme spectrale. Des ondes radios au rayonnement gamma en passant par le spectre visible, chacun de ces rayonnements nous informe des phénomènes physiques qui se produisent dans notre étoile. Il est reconnu que les rayons du soleil ne sont pas tous bénéfiques pour l'être

humain. La Nature étant bien faite, notre Terre possède une atmosphère qui réfléchit la plupart de ces rayons, nous protégeant ainsi des rayons gamma par exemple, hautement mutagène.

Par la réflexion et l'absorption du rayonnement solaire, notre atmosphère sculpte le spectre solaire. Celui-ci est donc différent dans l'espace et au niveau du sol. Ainsi, une cellule PV testée sur terre n'aura pas les mêmes performances dans l'espace, car le spectre n'est pas le même. Il est également admis que le spectre solaire au niveau des pôles n'est pas le même qu'au niveau de l'équateur, puisque l'épaisseur d'atmosphère traversée par les rayons est différente. Un fabricant de cellule PV pourra donc voir son produit plus ou moins performant en fonction de sa localisation sur terre.

Afin d'éviter toute confusion, la communauté scientifique a défini des spectres solaires de références, illustrés sur la figure **I.1**. Ces spectres normés sont publiés par une institution américaine, l'American Society for Testing and Material (ASTM), et regroupe trois spectres définis comme suit :

**AM0** : c'est le spectre de référence pour le développement de cellule solaire spatiale. Il correspond au spectre mesurable en dehors de notre atmosphère. Il est plus communément référé au spectre AM0 car ne traversant aucune atmosphère. AM est l'acronyme d'Air Mass, c'est-à-dire la longueur optique d'atmosphère traversée par les rayons du soleil. La puissance intégrée du spectre AM0 est de 1366 W/m<sup>2</sup>.

**AM1.5G** : c'est le spectre qui atteint les modules photovoltaïques classiques à la surface de la terre. Représenté en bleu sur la figure I.1, il se distingue de l'AM0 par les bandes spectrales manquantes, absorbées par les éléments chimiques composant l'atmosphère terrestre. La puissance intégrée du spectre AM1.5G est de 1000W/m<sup>2</sup>. Cette puissance est définie comme égale à un soleil. De façon générale, les modules ne sont pas posés à plat sur le sol mais plutôt avec un angle d'inclinaison d'environ 31°. Ainsi, plus qu'une fois l'épaisseur de l'atmosphère terrestre est traversée par les rayons du soleil. Les modules ne sont donc pas sous AM1 mais AM1.5. L'indice G signifie que le spectre inclut tous les rayons du soleil, même ceux diffusés par l'atmosphère.

**AM1.5D** : Défini pour la même inclinaison des modules que le spectre AM1.5G, le spectre AM1.5D, ne prend en compte que le rayonnement solaire direct. Il ne considère que les rayons avec une incidence normale par rapport à la terre et ne tient pas compte du rayonnement diffus. La puissance intégrée de ce spectre est de 900W/m<sup>2</sup>.

Il existe d'autres termes dans la classification des spectres solaires. Par exemple, l'AOD (de l'anglais, Aerosol Optical Depth) est un indice de transparence de l'atmosphère. Un AOD

faible traduit un ciel très clair, sans particule. Un AOD élevé traduit un ciel pollué. Cet indice a été créé pour tenir compte des régions extrêmement polluées, telles que la Chine ou l'Inde.

Ainsi sont définis les spectres solaires utilisés dans le PV. Pour le photovoltaïque classique nous utiliserons un spectre de référence AM1.5G. Pour les applications de photovoltaïque à concentration, le spectre de référence sera l'AM1.5D faible AOD, [2].

La figure I.1 illustre les principaux spectres abordés précédemment :

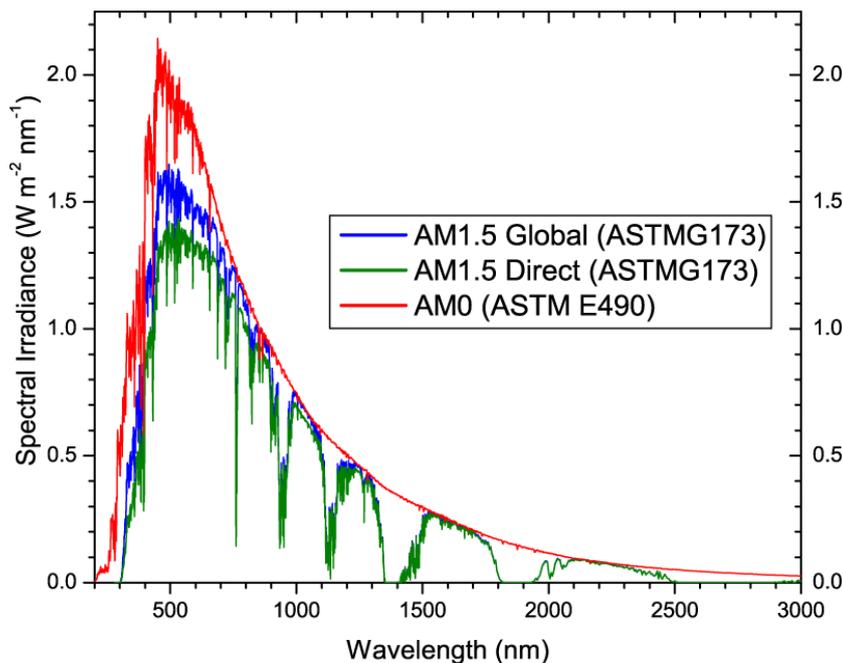


Figure I.1 : Principaux spectres solaires utilisés dans le photovoltaïque. L'Air Mass (AM) traduit l'épaisseur d'atmosphère traversée par les rayons solaires. AM0: spectre solaire spatial. AM1.5G : spectre solaire au niveau du sol avec un angle d'inclinaison de 48.5°. AM1.5D : similaire à AM1.5G. sans le rayonnement diffus.

## I.4 Le rayonnement solaire

Le **rayonnement solaire** est l'ensemble des ondes électromagnétiques émises par le soleil. Il est composé de toute la gamme des rayonnements, de l'ultraviolet lointain comme les rayons gamma aux ondes radio en passant par la lumière visible. Le rayonnement solaire contient aussi des rayons cosmiques de particules animées d'une vitesse et d'une énergie extrêmement élevées.

Le rayonnement solaire peut être divisé en trois parties :

- **Le rayonnement direct**, le plus puissant, qui provient directement du soleil sans subir d'obstacles sur sa trajectoire (nuage, immeubles...). C'est lui qui nous aveugle lorsque l'on cherche à regarder le soleil "droit dans les yeux" par temps découvert. C'est la partie du rayonnement solaire exploitée par les systèmes photovoltaïques à concentration que nous allons voir par suite.
- **Le rayonnement diffus** provient des multiples diffractions et réflexions du rayonnement solaire direct par les nuages, les aérosols, ainsi que tout corps réfléchissant

se trouvant sur terre. C'est à lui que nous devons la "lumière du jour" qui nous permet d'y voir clair même quand le temps est couvert.

- **Le rayonnement global**, qui représente la somme des deux composantes directe et diffuse.

## **I.5 Les systèmes photovoltaïques à concentration**

### **I.5.1 Définition**

Le photovoltaïque à concentration est une technologie qui a permis d'améliorer l'efficacité des systèmes photovoltaïques et qui consiste à augmenter le rendement des cellules photovoltaïques en utilisant des dispositifs de concentration de la lumière.

Les cellules solaires utilisées dans cette technologie sont des cellules solaires multi jonctions. Elles ne fonctionnent qu'en présence du rayonnement directe, ce qui impose l'utilisation des suiveurs solaire pour suivre la trajectoire du soleil. Permettant ainsi, à la cellule solaire d'être perpendiculairement orienté vers le soleil et par conséquent ne recevoir que les rayons directs.

### **I.5.2 Historique du CPV**

Le développement de la technologie CPV a commencé efficacement en 1976 à National Sandia Laboratories avec la construction de 1 kWc, plus tard appelé Sandia I et Sandia II. Cette expérience a identifié et a essayé de résoudre la majorité des problèmes liés aux systèmes de concentration, et a donné des réponses satisfaisantes.

Lentilles de Fresnel, suiveurs à deux axes, ainsi que les systèmes analogiques de contrôle de suivi en boucle fermée étaient les caractéristiques de ce prototype pionnier. Plusieurs reproductions, dans certains cas accompagnés d'améliorations de composants, ont été réalisées en France, en Italie et en Espagne, avec des prototypes allant de 500W à 1 kW.

Une expérience préindustrielle, mais pas encore commerciale, a été réalisée en 1981 Par Martin Marietta avec la version III de Sandia Technology, qui a installé une centrale expérimentale de 350 kWp en Arabie Saoudite, appelée SOLERAS. Bien qu'il n'y ait pas de pression sur le marché, Nasby et ses collègues à Sandia Labs ont développé des cellules solaires à concentration à base du Si avec un rendement de 20% en 1980, ce qui a permis de réduire les coûts des systèmes CPV. Six ans plus tard, l'homme responsable du projet SOLERAS a écrit :

*'Cet installation CPV fonctionne très bien dans l'environnement désertique chaud depuis sa création, cependant, l'efficacité a subit une dégradation de 20% en raison des problèmes de déformation des soudures des joints des substrats en céramique par le cycle thermique quotidien et la fatigue, problèmes de court-circuit à cause de la pénétration d'eau et la condensation à l'intérieur des modules. La température des cellules était excessivement supérieure à la valeur prise en charge lors de la conception'.*

Ce sont pratiquement les mêmes mots qui ont été utilisés pour expliquer les résultats d'autres expériences CPV plus récentes. Malgré ces problèmes, la centrale de Soleras a fonctionné pendant 18 ans.

Bien que plusieurs cellules solaires à concentration aient été développées, avec des rendements allant de 19,6% à 27%, La capacité de production était faible et il devient très difficile à les trouver pendant 25 ans.

Une alternative à l'idée d'une concentration élevée qui nécessite des cellules très spéciales en plus des systèmes de suivi, était la notion de concentration statique basée sur les concentrateurs développés pour Cerenkov radiation par Winston et Hinterberger, et qui a été associé à l'utilisation de la cellule bifaciale. Une fois la cellule bifaciale est entrée en production à Isofotón - un spin-off de l'UPM en 1981 – plusieurs des prototypes ont été développés par ces deux partenaires. C'était un produit sans aucun des inconvénients présumés associés au concentrateur : il était statique, plat, et capable de collecter et concentrer (dans une large mesure) le rayonnement diffus. Mais la commercialisation n'a jamais commencé, peut-être parce que l'introduction d'un nouveau produit était incertaine et coûteuse ; L'investissement requis pour fabriquer ce produit n'était pas grand, mais la marge de réduction des coûts n'était probablement pas suffisante pour justifier l'effort.

Pendant les années 1990, l'action d'industrialisation la plus importante a été menée par Entech qui a installé plusieurs centaines de kilowatts en utilisant des lentilles de Fresnel incurvées de 20 fois avec des cellules plates dont le prix tend à diminuer en continu en raison de la production en masse.

Actuellement les systèmes CPV utilisent les cellules multi jonctions qui sont considérées comme les plus efficaces. Plusieurs thématiques de recherches en relation avec cette technologie sont menées par des entreprises et des laboratoires de recherches afin améliorer le rendement des cellules multi-jonctions ce qui va entraîner une réduction des coûts de productions, [3].

### **I.5.3 Classification des systèmes CPV**

Nous pouvons classer les systèmes CPV en trois classe selon le rapport de concentration de la lumière solaire sur une petite surface et qui s'exprime en une unité dite « soleil » (ou « sun » pour les anglophones) ; il indique de combien l'énergie incidente du soleil est multipliée :

- On parle de basse concentration si la lentille ou les miroirs apportent de 2 à 100 « soleils » à la cellule ;
- On parle de moyenne concentration pour de 100 à 300 « soleils » ;
- On parle de haute concentration au-delà de 300 « soleils », jusqu'à 1000 soleils, [4].

### I.5.4 Constituants de base d'un système CPV

La figure suivante illustre les différents composants d'un système photovoltaïque à concentration :

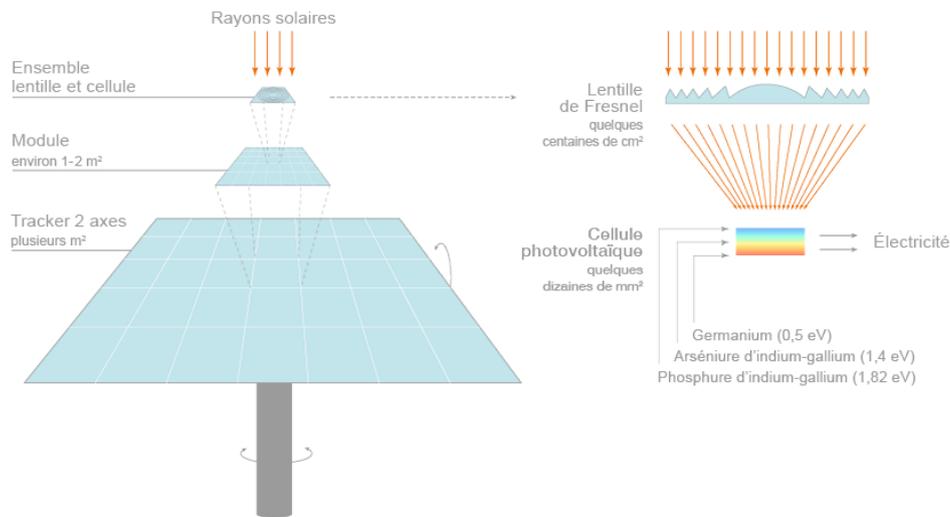


Figure I.2 : Les éléments de base d'un système photovoltaïque à concentration (CPV)

Comme le montre la figure I.2, le système CPV est composé d'un suiveur solaire sur lequel sont montées des modules CPV, chaque module se compose de plusieurs cellules solaires multi-jonctions associées à des éléments optiques tels que les lentilles de Fresnel.

L'ensemble lentille-cellule représente la partie optoélectronique du système CPV et peut être considéré comme l'élément majeur d'un système CPV

La partie optoélectronique du système CPV peut être représentée par la figure suivante

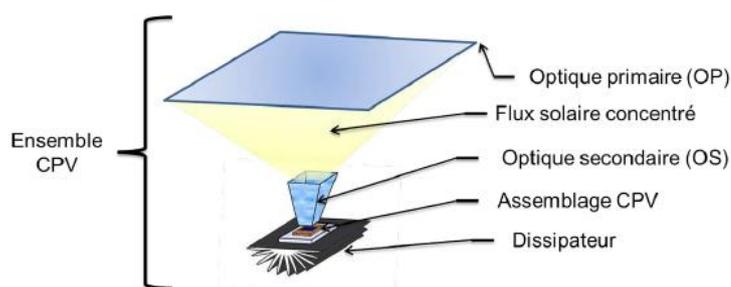


Figure I.3 : les différents constituants de la partie optoélectronique d'un module CPV.

La figure 1.3 montre que la partie optoélectronique d'un système CPV se compose de quatre éléments ; optique primaire, optique secondaire, le récepteur et le dissipateur.

**Optique Primaire (OP) :** Les optiques primaires sont les premiers éléments rencontrés par les rayons du soleil. L'OP est la partie chargée de concentrer la lumière du soleil. Il s'agit donc des miroirs paraboliques des systèmes basse concentration ou des lentilles de Fresnel des modules

haute concentration. La difficulté de mise en œuvre des lentilles de Fresnel limite leur fabrication à partir de polyméthacrylate de méthyle (PMMA) ou de silicone déposé sur une plaque de verre.

**Optique Secondaire (OS) :** L'optique secondaire se situe entre l'OP et la cellule PV. Elle n'est pas forcément présente sur tous les modules. Plus le facteur de concentration recherché est important, plus la distance entre l'OP et la cellule est grande (pour une taille de cellule donnée). Dans certaines conditions que nous verrons par la suite, le flux solaire concentré peut être défocalisé de la cellule. Avec une surface d'ouverture plus grande, l'OS peut rediriger ce flux sur la cellule soit par réflexion ou par réfraction. Elle contribue donc à l'augmentation de l'angle d'acceptation des modules. Un autre rôle de l'OS est l'homogénéisation du flux solaire sur la cellule.

**Récepteur ou Assemblage CPV :** L'assemblage CPV est le cœur fonctionnel du module à concentrateur Fresnel. Il consiste en l'assemblage d'une cellule multi-jonction sur un substrat. Le développement d'un assemblage CPV nécessite une infrastructure lourde capable d'offrir des compétences en thermique, électricité/électronique, mécanique, micro-électronique et optique.

**Dissipateur :** Le flux solaire concentré entraîne des densités de puissance très importantes au niveau de la cellule. Toute l'énergie qui n'est pas convertie en électricité est évacuée sous forme de chaleur. L'assemblage CPV offre, de par le substrat, un niveau de dissipation qui reste insuffisant dans les applications hautes concentrations. L'ajout d'un dissipateur est donc nécessaire, [2].

## **I.6 Analyse de la partie optoélectronique du système CPV**

Pour qu'un système CPV fonctionne très bien, il faut se focaliser, lors de la fabrication, sur la configuration, la précision optique, et la qualité des éléments optiques. Pour atteindre un rendement maximal, ces éléments doivent vérifier quelques conditions :

- Être en mesure de collecter et de concentrer la lumière du soleil,
- Augmenter l'angle d'acceptation de la lumière incidente sur le récepteur pour minimiser la réflexion arrière.
- Distribuer le spectre solaire et l'intensité uniformément sur la surface de la cellule solaire.

Ceci peut être obtenu en combinant les éléments optiques primaires et secondaires, qui sont réfléchissants ou réfractifs dans la nature. Le système peut contenir à la fois des éléments optiques

primaire et secondaires réfléchitifs ou réfractifs et / ou une combinaison de tous les deux dans n'importe quelle configuration, [5].

### I.6.1 Optique primaire (Lentille de Fresnel)

Une lentille de Fresnel est une lentille légère, mince, relativement plane, qui présente les mêmes propriétés qu'une lentille en verre utilisée pour concentrer les rayons du soleil. La diminution de l'épaisseur de la lentille est obtenue en créant des facettes concentriques connues sous le nom de zones de Fresnel qui sont similaire à la courbure d'une lentille de verre sphérique, [5].

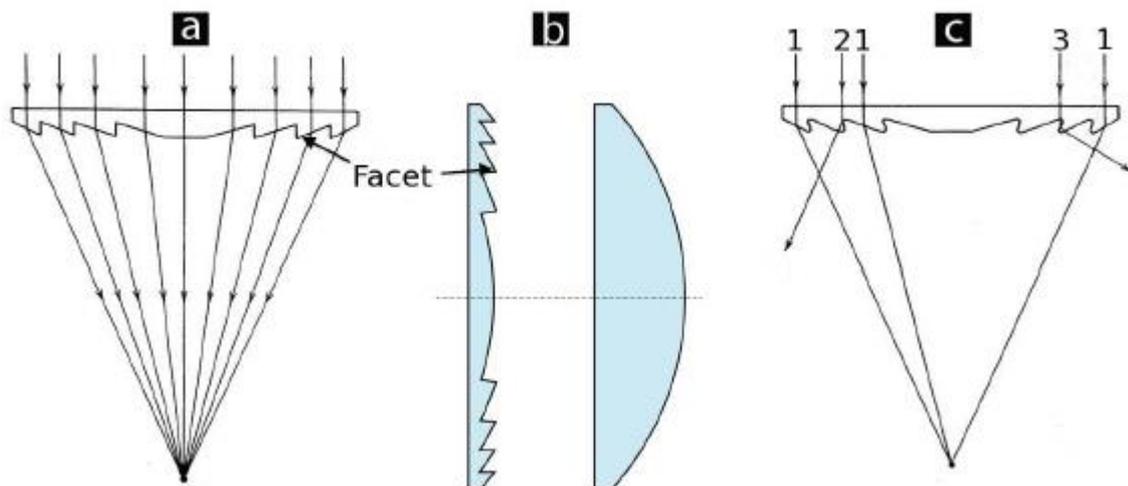


Figure I.4 : La structure (a), l'avantage de taille (b) les Pertes optiques d'une lentille de Fresnel (c).

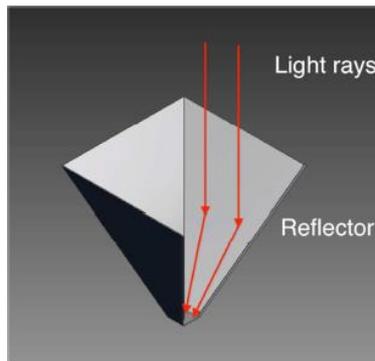
La figure I.4 illustre une lentille de Fresnel, son épaisseur réduite grâce aux facettes ou zones de Fresnel, et en fin les pertes de concentrations dues à l'interaction entre ces facettes et les rayons lumineux.

### I.6.2 Optique secondaire

Le rôle de l'optique secondaire est d'augmenter le rapport de concentration, l'angle d'acceptation de l'élément optique primaire et de distribuer le flux solaire concentré uniformément sur la cellule solaire. La partie OS peut être réfléchitive ou réfractive, [5].

#### I.6.2.1 OS réfléchitive

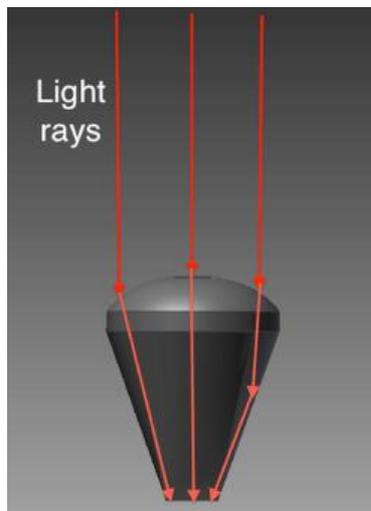
L'OS réfléchitive utilise des miroirs sous forme d'aluminium hautement réfléchissant avec une réflectance de 95% pour réfléchir le flux solaire incident. La figure I.5 représente un diagramme schématique des rayons lumineux incidents qui subissent une réflexion par la surface des réflecteurs vers le récepteur, [5].



**Figure I.5 : Schéma illustrant la réflexion des rayons lumineux par l'OS réfléchissante vers le récepteur.**

### **I.6.2.2 OS réfractive**

L'OS réfractive utilise des lentilles en verre qui réfractent la lumière sur la surface des cellules. La différence avec l'OS réfléchissante est que les éléments optiques réfractifs doivent être en contact avec le récepteur afin de transférer l'énergie lumineuse vers la cellule, et réduire les pertes provenant des côtés de l'interface. La figure **I.6** illustre le diagramme schématique des rayons lumineux incidents qui subissent une réfraction par l'OS réfractive, à travers le support optique en verre jusqu'à l'ouverture du récepteur, [5].



**Figure I.6 : Schéma illustrant la réfraction des rayons lumineux par l'OS réfractive vers le récepteur.**

### **I.6.3 Récepteur ou assemblage CPV**

Le récepteur est la partie la plus importante d'un système CPV puisqu'il contient la cellule solaire multi jonction qui est le cœur du photovoltaïque à concentration, la figure suivante nous montre les différents composants d'un récepteur, [5].

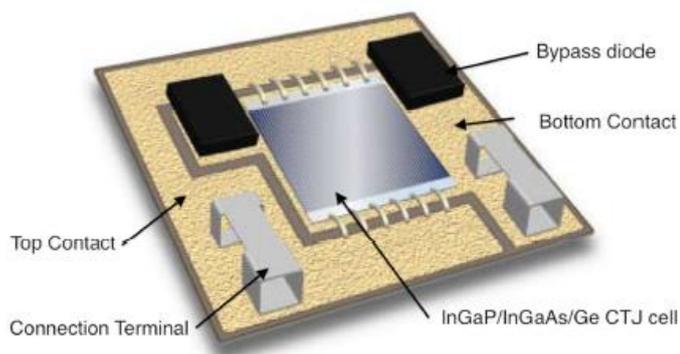


Figure I.7 : Schéma illustrant les composants d'un récepteur.

## I.7 Les facteurs de stress environnementaux pour un module CPV

Durant sa période d'utilisation, un module CPV est exposé à différents facteurs de stress environnementaux. Ce sont ces facteurs qui sont responsables des défaillances catalectiques et, sur le long terme, du vieillissement des modules. En voici une liste exhaustive par ordre d'importance, [2].

### I.7.1 La température

Les lois de la cinétique nous disent qu'une réaction de dégradation est favorisée à plus haute température, et un module PV n'échappe pas à cette règle. Les mécanismes de corrosion de la métallisation, de dégradation photochimique ou de délamination des encapsulant sont influencés par la température de fonctionnement du module. Ceci est encore plus important dans les modules CPV où les densités de puissance aux points focaux des optiques sont très fortes, et donc la température élevée. Un mauvais management de la thermique peut conduire à des défaillances précoces du système. De plus, les propriétés électriques d'un module PV sont directement liées à la température, et sont moins bonnes à mesure que celle-ci augmente.

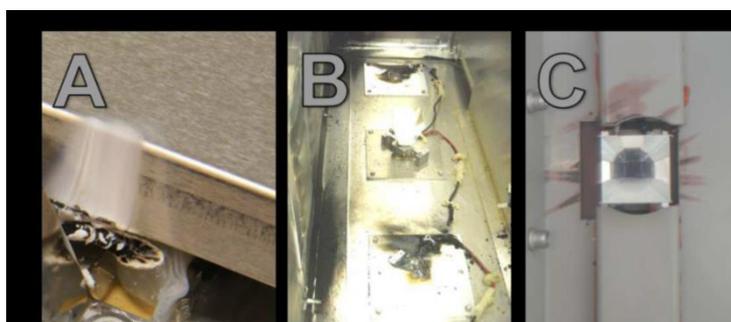


Figure I.8 : Effet de la défocalisation du flux solaire dans un module CPV (dépointage).

Un désalignement du suiveur modifie le point de focalisation des optiques primaires des modules CPV. Ainsi, certaines parties internes non conçues pour recevoir de grandes densités de puissance lumineuse se retrouvent exposées et peuvent se dégrader, parfois de façon catastrophique. Cet effet de dépointage est particulièrement présent dans les concentrateurs Fresnel comme illustré sur la figure I.8. La figure I.8.A montre une protection de dépointage

non suffisante ayant permis la combustion de la silicone lorsque celui-ci fut exposé au flux concentré. La figure **I.8.B** est un cas aggravé de dépointage où les câbles ont été soumis aux flux concentrés et ont été carbonisés. Enfin, la figure I.8.C, résulte d'un arrêt du tracker ; le soleil poursuivant sa course, le point de focalisation se déplace hors de l'optique secondaire et endommage la peinture, [2].

### I.7.2 L'humidité

Qu'elle soit due à la pluie, au brouillard, à la rosée ou simplement à l'air ambiant. L'humidité est un facteur de stress déterminant dans les mécanismes de corrosion et de délamination. Chacun sait que l'eau et l'électricité ne font pas bon ménage, ainsi la présence d'eau dans les boîtes de jonctions des modules PV classiques peut entraîner des court-circuits. Dans le CPV, les modules possèdent un volume beaucoup plus important et sont donc plus sensibles à l'intrusion d'humidité. La présence de condensation sur les optiques primaires empêche leur fonctionnement et la production de puissance chute dramatiquement. Bien qu'envisagée dans le passé, la réalisation de module CPV totalement hermétique a été abandonnée car jugée impossible à maintenir sur une durée de vie de plusieurs dizaines d'années. Afin de gérer l'intrusion de l'humidité, des systèmes d'évents de membranes sont généralement présents, quand il ne s'agit pas de systèmes actifs à circulation d'air, [2].

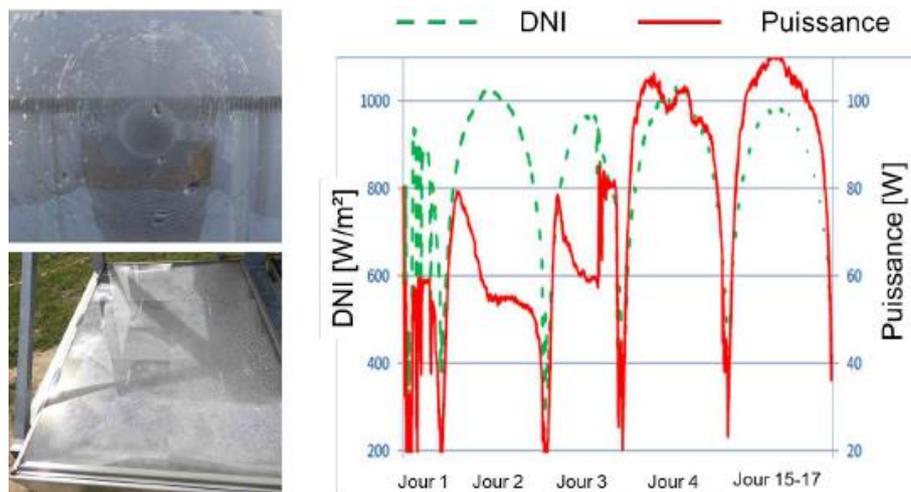


Figure I.9 : Effet de la condensation sur la puissance produite par un module CPV.

### I.7.3 Le rayonnement

Le rayonnement solaire est lui-même un facteur de vieillissement. Plus particulièrement les rayonnements UV qui peuvent détériorer les polymères encapsulant des cellules. Les rayonnements IR ont aussi un rôle néfaste dans la mesure où, s'ils ne sont pas convertis par la cellule, ils sont absorbés par les autres éléments du module, ce qui a pour effet d'en augmenter la température, [2].

### I.7.4 Le vent

Un module PV, sauf cas isolé, n'est jamais posé à plat sur le sol : il offre une prise au vent. Les petites vibrations du système induites par des rafales de vent ont leur importance sur le long terme. A plus courte échelle, il n'est pas rare de voir des modules arrachés de leur emplacement lorsque le vent est trop important. Les systèmes CPV sont très sensibles au vent, et lorsque le danger est trop important, les suiveurs sont placés en position de sécurité afin de minimiser leur prise au vent. Mais le vent peut avoir des aspects positifs puisqu'il facilite les échanges thermiques entre le module et l'extérieur, contribuant ainsi à la diminution de sa température de fonctionnement, [2].



Figure I.10 : Structure PV arrachée par le vent.

### I.7.5 La grêle

Si la grêle n'entraîne pas la destruction pure et simple des modules, elle peut les fragiliser et créer des points faibles qui seront un chemin d'accès pour d'autres mécanismes de dégradation. Le problème est jugé suffisamment important pour que des tests dédiés soient réalisés lors de la qualification des modules PV et CPV, [2].



Figure I.11 : Module CPV abîmé par la grêle.

### I.7.6 La neige

Mis à part le fait que la neige bloque le rayonnement solaire et rend la production énergétique d'un module nul, elle induit une charge mécanique statique qui, lorsqu'elle est trop importante, peut entraîner des lésions physiques au sein du module ou de son support. A sa fonte, elle rejoint le facteur de stress humidité et les effets associés, [2].

### **I.7.7 La poussière**

Toutes les installations PV ne peuvent bénéficier d'un entretien régulier pour diverses raisons, que ce soit l'isolement du site d'installation, le manque de personnel qualifié ou encore le coût. Une accumulation de poussière aura pour effet de diminuer la puissance produite par le module. Un ordre de grandeur au-dessus, le sable est lui aussi néfaste, notamment lorsqu'il se combine avec le vent pour former des tempêtes de sable abrasives et susceptibles d'endommager les faces avants des modules, [2].

### **I.7.8 L'Homme**

Dernier de la liste car non naturel, le rôle de l'Homme sur la fiabilité d'un module est prépondérant. Son action peut prendre plusieurs formes. Des vibrations dues au transport, au manque de rigueur lors de l'installation des systèmes, il peut être la cause de défaillances précoces principalement, ou de dégradations accélérées sur le long terme, [2].

## **I.8 Le CPV au Maroc**

Le CPV est la technologie photovoltaïque dont les performances évoluent le plus rapidement de toutes. C'est aussi la technologie photovoltaïque la plus rentable et la moins chère pour les régions très ensoleillées, dont la radiation solaire est supérieure ou égale à 2000 KWh/m<sup>2</sup>/an comme le Maroc.

Dans ce cadre, l'agence marocaine de l'énergie durable (Masen) envisage de construire dans ces cinq nouveaux sites en cours de qualification à Taroudant, Kalâat Seraghna, Bejaâd, Guercif et El Hajeb, des centrales solaires utilisant la technologie CPV, [6].

La figure suivante montre les pays dont le CPV est la technologie la plus performante, [7].

CPV plants are best suited to high DNI locations where solar radiation is  $>2000 \text{ kWh/m}^2/\text{year}$  ( $> 5.5 \text{ kWh/m}^2/\text{day}$ )

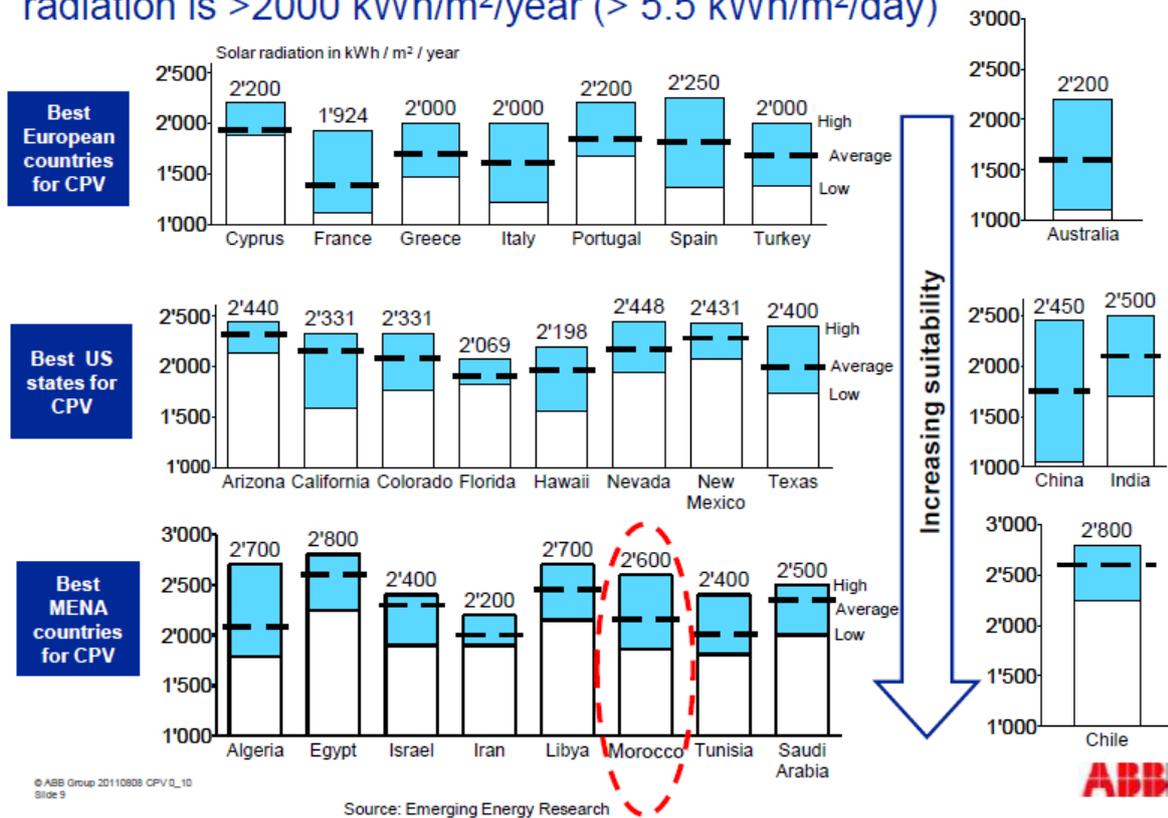


Figure I.12 : Meilleurs emplacements pour l'utilisation du CPV dans le monde.

## I.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons vu des notions sur l'énergie solaire et le spectre solaire, nous avons également présenté les différents composants d'un système photovoltaïque à concentration et les facteurs qui induisent la dégradation de son fonctionnement. Nous avons achevé par les différents emplacements dans le monde où le CPV est la technologie la plus adéquate.

## **II. Les cellules solaires multi-jonctions**

## **II.1 Introduction**

Les cellules solaires multi jonctions connaissent un intérêt croissant dans le développement des cellules photovoltaïques en raison de leurs multiples avantages. En effet, les cellules solaires traditionnelles ou à une seule jonction PN ne permet d'exploiter que les photons dont l'énergie supérieure ou égale à celle du gap du matériau semi-conducteur de cette jonction. Alors que les cellules solaires multi jonctions avec des gaps différents permettent d'exploiter la quasi-totalité du spectre solaire.

## **II.2 Les cellules solaires multi jonctions**

### **II.2.1 Aperçu général**

La cellule solaire multi jonctions est une combinaison de trois jonctions pn montées en série. Ces cellules qui sont à base des matériaux (III.V) ont été mise au point dès les années 60. Le premier dispositif à multi jonction a été réalisé au début de l'année 1980, avec un rendement de conversion de 16%.

En 1992, le National Renewable Energy Laboratory (NREL) a pu atteindre un record de 30% et actuellement ces cellules solaires présentent des rendements de l'ordre de 43%.

Le développement des cellules à haut rendement a été notamment motivé par les applications spatiales qui ont besoin d'autonomie énergétique et ne sont pas sensibles aux coûts des modules PV pour des satellites valant plusieurs milliards.

Du fait de leur coût de fabrication encore trop élevé, le PV de troisième génération est peu utilisé et représente moins de 0.1 % des technologies photovoltaïques commerciaux dans le monde.

Certaines recherches se focalisent sur l'amélioration des technologies de fabrications pour en baisser le cout et les adopter aux besoins terrestres. Les progrès dans le domaine du photovoltaïque se font à travers plusieurs technologies et depuis l'année 1970, [8].

La figure **II.1** nous donne une idée sur le développement des rendements de conversions des cellules solaires de différentes technologies.

Les rendements de conversions présentés dans cette figure constituent les records certifiés

## Best Research-Cell Efficiencies

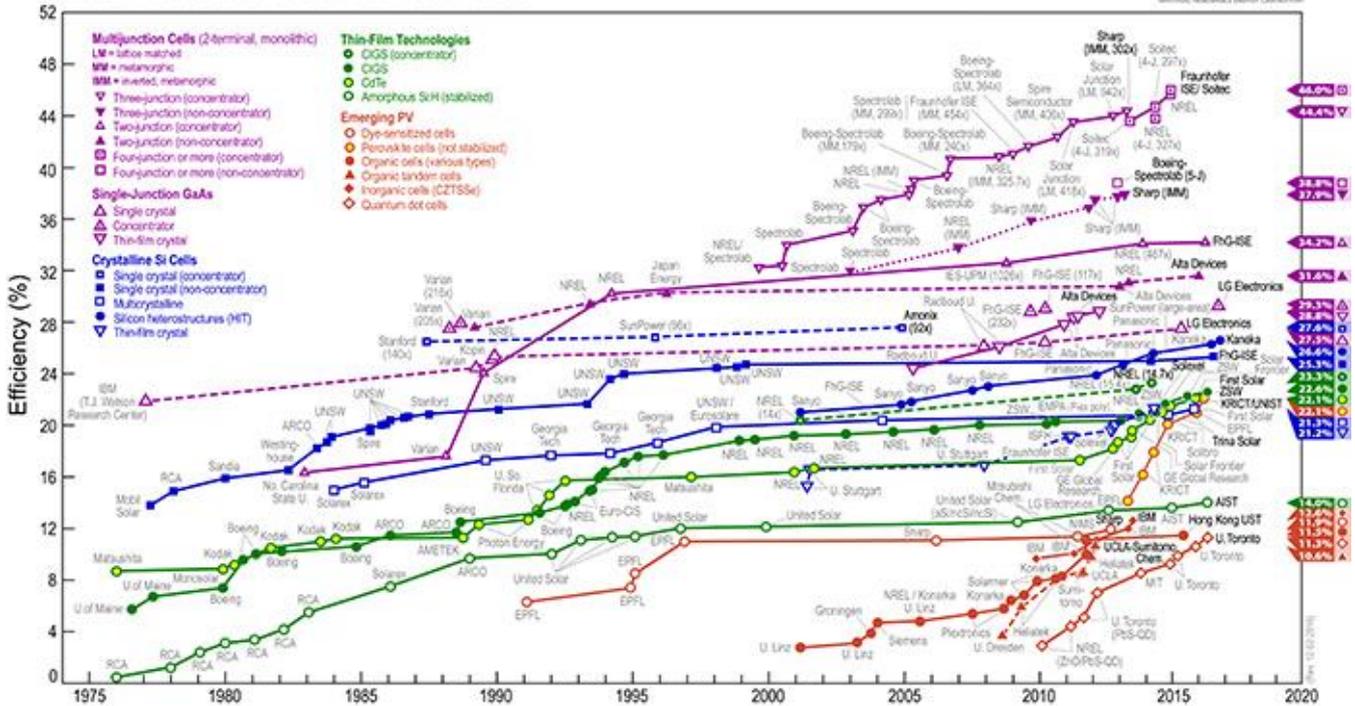


Figure II.1 : Les performances des cellules photovoltaïques en fonction de la technologie

La figure II.1 indique que la technologie photovoltaïque à base des cellules solaires multi jonctions est la plus performante avec un taux de croissance supérieur à celui des autres technologies. En effet, la performance des cellules multi jonctions a subi une augmentation de 16% jusqu'à 44.6% entre les années 1982 et 2016.

### II.2.2 Utilité des cellules multi jonctions

La cellule solaire multi jonction est conçue afin d'obtenir des rendements plus élevés, en réduisant les deux principales causes de pertes résultantes de la non absorption des photons d'énergie  $h\nu < E_g$  et les pertes thermiques associées à la thermalisation des porteurs chauds créés par les photons d'énergie  $h\nu > E_g$ .

Dans cette approche, l'empilement de plusieurs simples jonctions ayant des gaps différents assure l'absorption efficace de plusieurs parties du spectre solaire. L'utilisation des semi-conducteurs (III.V) ainsi que leurs alliages est plus adéquate pour différentes raisons à savoir :

Leurs gaps directs de valeur proche à la valeur optimale. En plus, ils sont résistifs aux rayonnements cosmiques et aux températures de fonctionnement en orbites ( $50^{\circ}\text{C}$ ), [8].

### II.3 Structure et principe de base des cellules solaires multi-jonctions

Une cellule solaire multi jonction avec deux, trois ou plusieurs jonctions est un ensemble du même nombre de jonctions p-n fabriquées à partir de matériaux différents, superposées les unes sur les autres, Y compris les contacts métalliques en haut et en bas de la cellule solaire. L'idée est de subdiviser le spectre solaire en plusieurs parties pour qu'il puisse être absorbé par différentes sous-cellules. Chacune des sous-cellules à une efficacité optimisée pour une certaine gamme de longueur d'onde dans le spectre solaire. L'objectif est de trouver la meilleure combinaison de gaps pour convertir la totalité de la lumière solaire incidente avec l'efficacité maximale possible. Il est également nécessaire de prendre en compte les contacts métalliques à faible résistance pour obtenir une cellule solaire à haute efficacité. Il existe plusieurs possibilités de connecter les différentes jonctions p-n, mais l'une des méthodes les plus efficaces c'est d'utiliser une jonction tunnel avec une résistance très faible et des couches très minces pour diminuer, autant que possible, la lumière absorbée dans ces couches. En plus de tous les facteurs mentionnés précédemment, il ne faut pas négliger l'importance des matériaux semi-conducteurs et l'épaisseur des différentes sous cellules dans le cadre de la conception. Ceci est nécessaire pour optimiser le photo-courant généré par les trois sous-cellules. La situation idéale est lorsque toutes les sous-cellules génèrent le même courant. Cependant, il existe inévitablement une sous-cellule qui génère le courant le plus faible, ce qui limite le courant total de la cellule à cette valeur faible car les jonctions p-n sont connectées en série. La tension totale de la cellule est la somme des tensions de chaque sous-cellule moins la tension des jonctions tunnel car elles sont montées en inverse, [9].

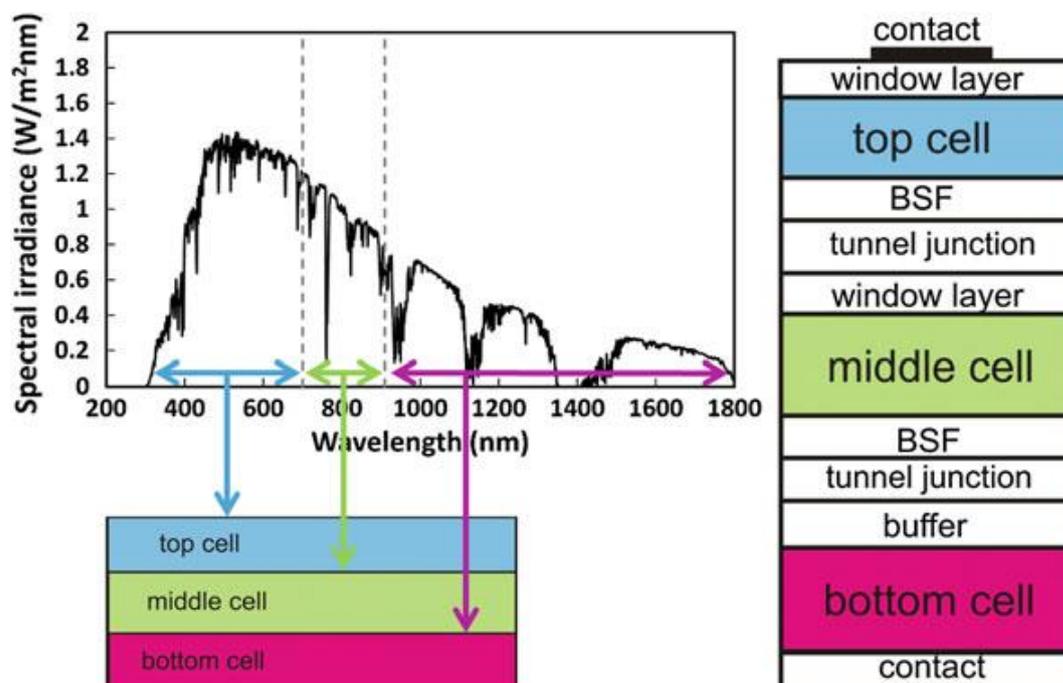


Figure II.2 : Des portions du spectre solaire absorbées par une cellule solaire TJ (à gauche) et un schéma d'une cellule solaire monolithique TJ HCPV (droite).

Une structure typique d'une cellule solaire triple jonctions est représentée sur la Figure II.2. Dans ce cas, chaque sous-cellule est fabriquée par un matériau de gap différent. La sous-cellule dont le gap est le plus grand se situe en haut pour absorber les photons dont l'énergie est la plus élevée, et les autres sous-cellules sont placées dans un ordre de gap décroissant dans le but de capturer des photons avec moins d'énergie (longueurs d'onde plus grandes). La figure montre le spectre solaire (AM) 1.5 avec les lignes verticales en pointillées indiquant les gaps pour la sous-cellule supérieure [gallium indium Phosphure (GaInP; 1,88 eV)], celle du milieu [gallium indium arséniure (GaInAs) (1,41 eV)] et la sous-cellule inférieure [Ge (0.67 eV)], [9].

## II.4 Choix du matériau

Le choix du matériau de chaque sous cellule d'une cellule triple jonction dépend de la largeur de la bande interdite, de la constante du réseau et de coefficient d'absorption, [8].

### II.4.1 Bande interdite

En plus de la nécessité d'avoir des bandes de gaps différents et qui couvrent une large gamme du spectre solaire afin d'optimiser le rendement des cellules solaires. Les bandes interdites de couches adjacentes doivent être différer par des valeurs très petites d'environ 0.3 à 0.4 Ev parce que la quantité d'énergie convertie en chaleur est égale à la différence entre l'énergie des photons et la bande interdite du matériau absorbant, [8].

La figure II.3 illustre la variation du rendement en fonction du gap du matériau absorbant.

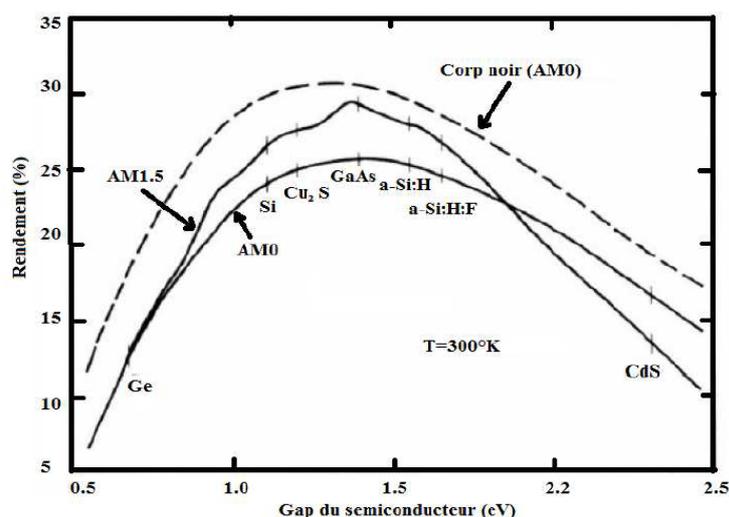


Figure II.3 : La dépendance du rendement et le gap du semi-conducteur.

### II.4.2 Constante du réseau

Le concept des cellules solaires triple jonction consiste à superposer des couches des différents semi-conducteurs les unes sur les autres sur un même substrat. Toutefois, il faut que les

paramètres cristallins doivent être très proches de celui du substrat. L'intérêt pratique de l'utilisation des matériaux (III-V) est encore considérablement renforcé par la possibilité de réaliser des alliages par substitution partielle de l'un des éléments par un autre élément de la même colonne, tout en prenant en considération la constante du réseau qui décrit l'écart entre les sites atomiques de la structure cristalline.

Le désaccord des constantes de réseau des différentes couches crée des dislocations dans le réseau, ce qui dégrade le rendement de la cellule solaire.

La figure suivante représente la variation de l'énergie du gap de l'alliage en fonction de la constante du réseau (A).

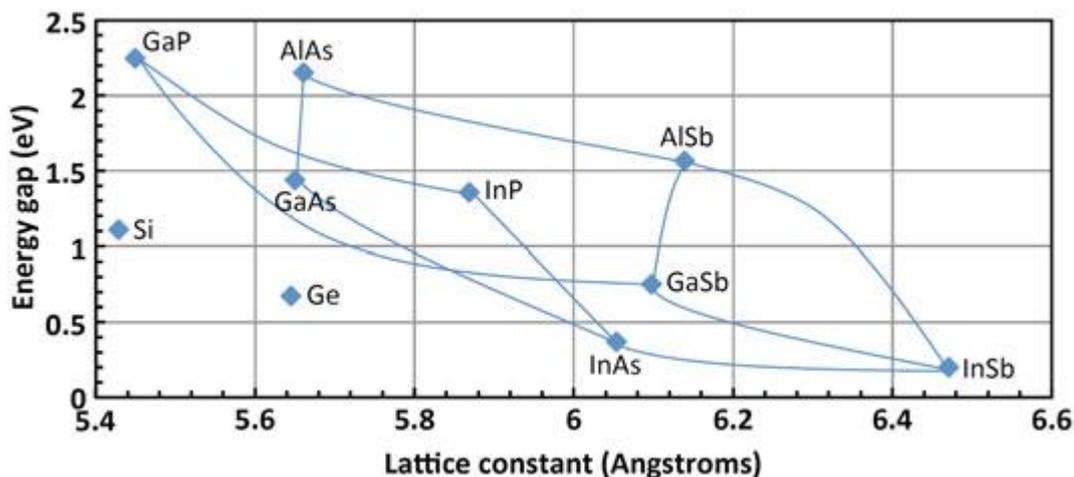


Figure II.4 : L'énergie du gap en fonction de la constante du réseau pour plusieurs semi-conducteurs Utilisés dans les cellules solaires MJ.

Les lignes entre les différents matériaux semi-conducteurs indiquent que nous pouvons créer des composés de quantités différentes de deux matériaux. Ge, GaAs et AlAs ont approximativement la même constante du réseau avec des bandes interdites différentes et les compositions de ces matériaux sont actuellement utilisées pour concevoir des cellules multi jonctions avec des meilleurs rendements, [8].

### II.4.3 Le coefficient d'absorption

Le coefficient d'absorption est une grandeur qui peut indiquer de combien une lumière qui correspond à une longueur d'onde particulière peut pénétrer avant d'être absorbée. Dans un matériau à faible coefficient d'absorption, la lumière n'est que faiblement absorbée, et si le matériau est assez mince, il apparaîtra transparent à cette longueur d'onde. Le coefficient d'absorption dépend du matériau et aussi de la longueur d'onde de la lumière absorbée. En effet, la lumière dont l'énergie est inférieure à celle du gap du matériau utilisé n'a pas suffisamment d'énergie pour exciter un électron et le faire passer de la bande de valence à la bande de conduction. Par conséquent, cette lumière n'est pas absorbée.

Comme les CSTJ sont constituées de trois photodiodes en série, le courant total délivré est limité par la photodiode qui produit le courant le plus faible. Il est donc important de concevoir les cellules de sorte que les trois photodiodes délivrent chacune la même valeur de courant. Étant donné que les matériaux constituant les photodiodes n'ont pas les mêmes coefficients d'absorption, il nous faut choisir des épaisseurs adéquates Pour chaque cellule selon la loi exponentielle

$$I(z) = I_0 e^{-\alpha \cdot z}$$

Avec  $I_0$  = l'intensité à  $z = 0$  et  $\alpha = \alpha(h\nu)$  est le coefficient d'absorption du matériau semi-conducteur, [8].

La figure suivante illustre les coefficients d'absorption des principaux matériaux semi-conducteurs.

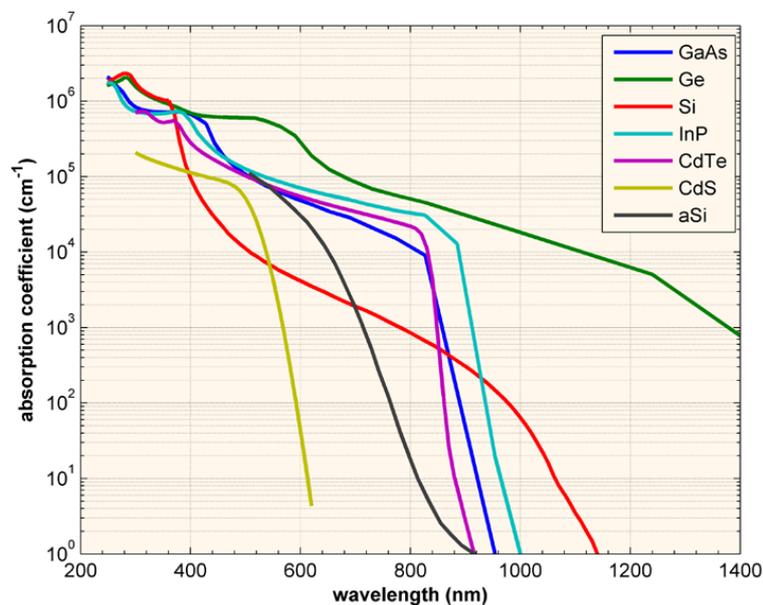


Figure II.5 : Coefficient d'absorption en fonction de la longueur d'onde

Le tableau suivant résume les valeurs des trois paramètres cités pour les matériaux les plus utilisés dans la fabrication des cellules solaires multi jonctions, [8].

Matériaux	$E_g$ (eV)	$\alpha$ ( $\mu\text{m}^{-1}$ ), $\lambda=0.8 \mu\text{m}$	A ( nm)
InGaP	1.86	2	0.5451
InGaAs	1.2	30	0.5868
GaAs	1.4	0.9	0.5653
Ge	0.65	3	0.5657

Figure II.6 : Les trois paramètres pour les matériaux les plus utilisés

## II.5 Constituants de base d'une cellule TJSC à base de InGaP/InGaAs/Ge

Les cellules solaires triple jonctions (TJSC) sont constituées de trois photodiodes semi-conductrices de bandes interdites différentes séparées par des jonctions tunnels qui permettent le passage du courant entre les matériaux.

Il existe deux structures de la TJSC faites d'InGaP pour la sous-cellule supérieure, d'InGaAs pour la sous-cellule du milieu et du Ge pour la sous-cellule inférieure.

La première structure nommée "lattice matched" (LM) ou en accord de maille est épitaxiée avec une divergence de paramètre de maille relativement faible de sorte qu'aucune dislocation ne se crée dans les couches et les porteurs de charges se propagent sans obstacles.

La seconde structure nommée "lattice mismatched" (MM) ou "metamorphic" est épitaxiée avec deux premières couches en désaccord de maille par rapport à celui du substrat du germanium. Des couches tampons sont alors successivement rajoutées avec des paramètres de mailles variant graduellement entre celui de Ge et celui de l'InGaAs. Cette dernière structure a l'avantage de mieux répartir les énergies du gap des trois sous-cellules dans le spectre solaire pour une collection plus efficace de photons, [8].

Par ailleurs nous rajoutons à la structure CSTJ d'autres couches spécialisées telles que des couches d'encapsulation dites fenêtres avant et arrière ("window" et "back surface field" (BSF)), et des couches de contact. Le rôle de ces différentes couches est décrit dans les paragraphes qui suivent :

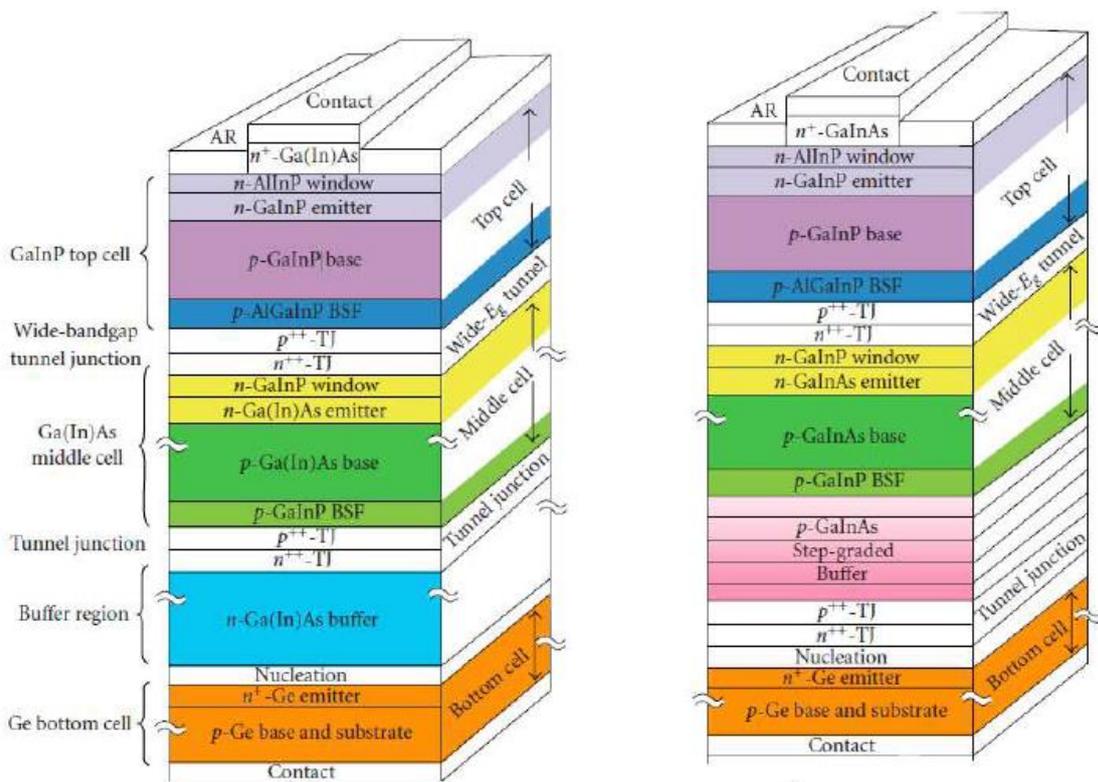


Figure II.7 : Structures des cellules solaires triple-jonction avec accord de paramètre de maille (gauche), et avec désaccord de paramètre de maille (droite)

### II.5.1 Jonction tunnel entre les sous-cellules

Les jonctions tunnels ont pour but de séparer électriquement la zone dopée aux trous et la zone dopée aux électrons de deux diodes adjacentes (Figure II.8). Ce sont aussi des diodes mais de sens inverse aux diodes destinées à la production de courant. Leurs épaisseurs sont très faibles de sorte que les électrons peuvent passer par effet tunnel d'une photodiode à une autre. De plus leurs  $E_g$  sont suffisamment grands pour laisser passer la lumière vers les photodiodes suivantes. Par exemple la jonction tunnel entre l'InGaAs et le Ge est faite de GaAs (p-n) et celle entre l'InGaAs et l'InGaP peut être fait d'AlGaAs dopé p et d'InGaP dopé n.

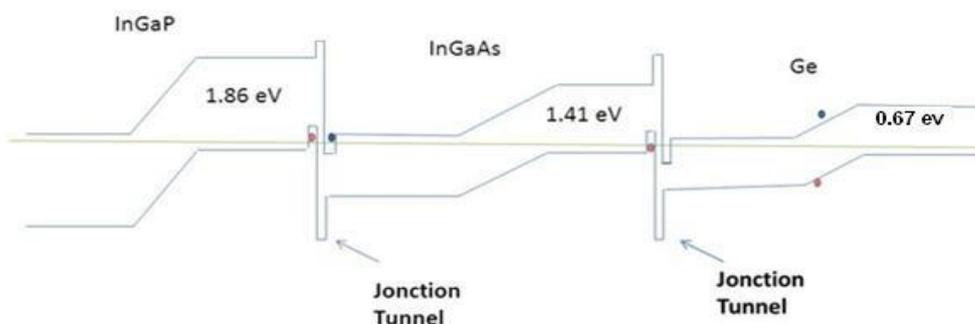


Figure II.8 : Diagramme de bandes d'énergie simplifié d'une CSTJ

L'équilibre est constant dans toute la structure. Sous illumination, il faut bien comprendre que la jonction sera polarisée suite au courant traversant la résistance de charge. Les électrons passent

par effet tunnel de la bande de conduction d'une photodiode à la bande de valence de la photodiode adjacente. Cependant, afin que ce transfert de charges soit assuré, des trous doivent être présents dans la bande de valence de la photodiode en dessous pour permettre aux électrons d'occuper les états libres de cette bande. Le nombre de photo porteurs (électrons et trous) traversant les différentes jonctions est dans ce cas le même, par conséquent le courant est constant à travers toute la structure, [10].

### II.5.2 Couches "fenêtres"

Les couches "fenêtres" sont des couches d'encapsulation des jonctions p-n. La couche avant est appelée "window" et la couche arrière est appelée "back-surface-field (BSF)". Elles sont faites de matériaux à plus grand  $E_g$  que le matériau des photodiodes. Elles sont donc transparentes au rayonnement atteignant ces couches, d'où leur nom. Leur rôle est de limiter le taux de recombinaison des porteurs aux interfaces avant et arrière de la jonction p-n. La Figure II.9 suivante illustre la structure de bandes d'énergie d'une couche fenêtre avant couplée à une jonction p-n (figure II.9.a), puis d'une jonction p-n couplée à une couche fenêtre arrière (Figure II.9.b). Dans les deux cas on observe une diffusion de charges électrons ou trous à l'interface de l'hétérojonction qui induit un champ électrique. Celui-ci tend à repousser les porteurs de nature différente et a pour effet de limiter leur taux de recombinaison, [10].

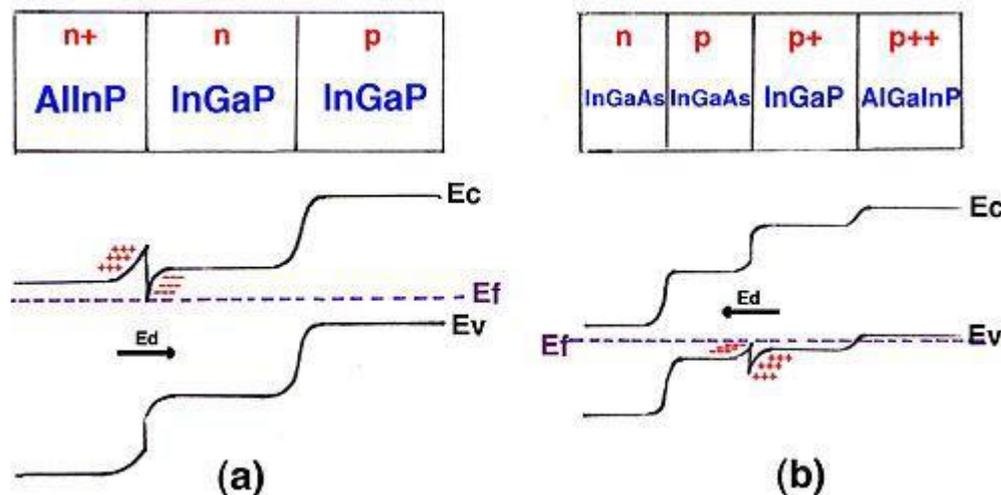


Figure II.9: Couche fenêtre (a) avant et (b) arrière

### II.5.3 Couche tampon

Cette couche sert à limiter la diffusion des défauts du substrat vers les couches épitaxiées.

Dans le cas des structures métamorphiques la couche tampon se situe entre le Ge et l'InGaAs. En effet la relaxation des contraintes dues aux matériaux possédant des paramètres de maille différents se fait par introduction de dislocations dans cette couche tampon. Cette couche est alors épitaxiée entre deux matériaux de très bonne qualité cristalline pour accorder leurs

paramètres de maille. Il est à noter que les dislocations ont tendance à bouger à plus hautes températures et ceci constitue un désavantage majeur des structures métamorphiques, [10].

#### II.5.4 Couche antireflet

Elle permet une meilleure collection de la lumière en diminuant la réflectivité à l'interface air-couche fenêtre de la cellule du haut. Elle est constituée typiquement d'une couche de dioxyde de silicium et d'une couche mince d'oxyde d'indium. Son choix dépend de la nature de la couche fenêtre de la première diode.

Les couches antireflets exploitent le principe des interférences lumineuses destructives pour minimiser la réflexion et par conséquent augmenter l'absorption, [10].

#### II.5.5 Couche de contact et contacts électriques

La couche de contact est faite d'InGaAs fortement dopée n. Elle permet d'avoir un bon contact ohmique. Elle est gravée après l'épitaxie, sauf en dessous des contacts électriques, afin de réduire au minimum l'absorption de lumière dans cette couche. Des couches métalliques sont déposées au-dessus de la couche de contact. Elles doivent avoir une bonne adhésion avec la structure CSTJ pour limiter la résistivité à l'interface. De plus, son design doit être fait pour laisser passer assez de lumière et pour recueillir le maximum d'électrons. On utilise pour cette raison une structure constituée de longs et fins rubans métalliques pour les contacts avant des échantillons, [10].

### II.6 Modélisation électrique des cellules CSTJ

Une CSTJ peut être considérée comme trois jonctions p-n connectées en série. Chaque jonction peut être représentée par un circuit équivalent. Le plus souvent, les modèles utilisés sont le modèle à une diode et le modèle à deux diodes. La figure II.10 et II.11 montrent un exemple des circuits équivalents d'une CSTJ en connectant les trois circuits des sous-cellules en série, [9].

#### II.6.1 Modèle à une seule diode

Compte tenu du modèle à une seule diode, la densité de courant de chaque sous-cellule peut être exprimée mathématiquement comme suit :

$$J = J_{sc,i} - J_{0,i} \left( \exp \left( \frac{V_i + JR_{s,i}}{m_i V_T} \right) - 1 \right) - \frac{V_i + JR_{s,i}}{R_{p,i}} \quad (II.1)$$

$$\text{Avec } V_T = \frac{KT}{q}$$

Où :  $i$  représente le numéro de la sous-cellule (1 pour la sous-cellule supérieure, 2 pour celle du milieu et 3 pour celle inférieure)

$J_s$ ,  $J_0$  et  $J$  : le photo courant, le courant de saturation de la diode et le courant qui circule dans la charge, respectivement ;  $m$  le facteur d'idéalité de la diode,  $q$  la charge électrique,  $V_i$  la tension aux bornes de la sous-cellule  $i$ ,  $K$  la constante de Boltzman,  $T$  la température ambiante,  $R_{s,i}$  et  $R_{p,i}$  sont respectivement la résistance série et la résistance parallèle de la sous cellule  $i$ .

Les équations mathématiques des trois sous-cellules s'écrivent comme suit :

$$J = J_{sc,1} - J_{0,1} \left( \exp \left( \frac{V_1 + JR_{s,1}}{m_1 V_T} \right) - 1 \right) - \frac{V_1 + JR_{s,1}}{R_{p,1}} \quad (II. 2)$$

$$J = J_{sc,2} - J_{0,2} \left( \exp \left( \frac{V_2 + JR_{s,2}}{m_2 V_T} \right) - 1 \right) - \frac{V_2 + JR_{s,2}}{R_{p,2}} \quad (II. 3)$$

$$J = J_{sc,3} - J_{0,3} \left( \exp \left( \frac{V_3 + JR_{s,3}}{m_3 V_T} \right) - 1 \right) - \frac{V_3 + JR_{s,3}}{R_{p,3}} \quad (II. 4)$$

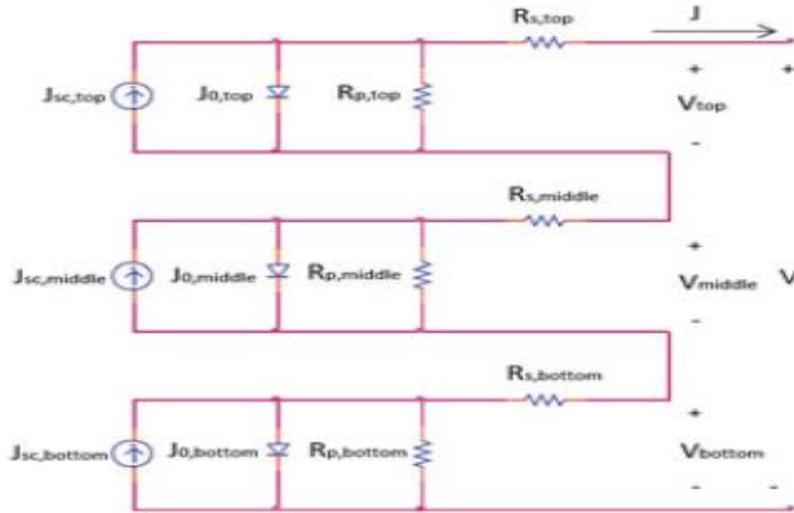


Figure II.10 : Circuit équivalent du modèle à une seule diode d'une TJSC

La tension de la cellule est la somme des tensions aux bornes des trois sous-cellules tel que

$$V = \sum_{i=1}^3 V_i$$

et

$$V_i = m_i V_T \ln \left( \frac{J_{sc,i} - J}{J_{0,i}} + 1 \right) - JR_{s,i} \quad (II. 5).$$

Les tensions aux bornes des trois sous-cellules s'écrit comme suit :

$$V_1 = m_1 V_T \ln \left( \frac{J_{sc,1} - J}{J_{0,1}} + 1 \right) - JR_{s,1} \quad (II. 6)$$

$$V_2 = m_2 V_T \ln \left( \frac{J_{sc,2} - J}{J_{0,2}} + 1 \right) - JR_{s,2} \quad (II. 7)$$

$$V_3 = m_3 V_T \ln \left( \frac{J_{sc,3} - J}{J_{0,3}} + 1 \right) - J R_{s,3} \quad (II.8)$$

La tension résultante aux bornes de la cellule est :

$$V = V_T \left( m_1 \ln \left( \frac{J_{sc,1} - J}{J_{0,1}} + 1 \right) + m_2 \ln \left( \frac{J_{sc,2} - J}{J_{0,2}} + 1 \right) + m_3 \ln \left( \frac{J_{sc,3} - J}{J_{0,3}} + 1 \right) \right) - J (R_{s,1} + R_{s,2} + R_{s,3}) \quad (II.9)$$

La tension à vide  $V_{co}$  de la cellule s'obtient en posant  $J = 0$  :

$$V_{co} = V_T \left( m_1 \ln \left( \frac{J_{sc,1}}{J_{0,1}} + 1 \right) + m_2 \ln \left( \frac{J_{sc,2}}{J_{0,2}} + 1 \right) + m_3 \ln \left( \frac{J_{sc,3}}{J_{0,3}} + 1 \right) \right) \quad (II.10)$$

## II.6.2 Modèle à deux diodes

Le modèle à une seule diode regroupe les deux termes du courant de saturation dans un seul terme. Dans le modèle à deux diodes, ces deux termes sont séparés de telle sorte que le circuit équivalent comporte deux diodes qui modélisent les deux phénomènes de recombinaison et diffusion comme le montre la figure **II.11**, [9].

L'expression mathématique du courant dans une sous-cellule est :

$$J = J_{sc,i} - J_{01,i} \left( \exp \left( \frac{V_i + J R_{s,i}}{m_{1,i} V_T} \right) - 1 \right) - J_{02,i} \left( \exp \left( \frac{V_i + J R_{s,i}}{m_{2,i} V_T} \right) - 1 \right) - \frac{V_i + J R_{s,i}}{R_{p,i}} \quad (II.11)$$

Où chaque sous-cellule  $i$  est caractérisé par un ensemble de sept paramètres : le courant de court-circuit ( $J_{sc,i}$ ), les courants de saturation des diodes ( $J_{01,i}$ ,  $J_{02,i}$ ), les facteurs d'idéalité de la diode ( $m_{1,i}$ ,  $m_{2,i}$ ), la résistance en série ( $R_{s,i}$ ) et la résistance shunt ( $R_{p,i}$ ).

Les facteurs d'idéalité de la diode sont fixés à  $m_{1,i} = 1$  et  $m_{2,i} = 2$

Finalement, le courant de chaque sous-cellule est :

$$J = J_{sc,1} - J_{01,1} \left( \exp \left( \frac{V_1 + J R_{s,1}}{m_{1,1} V_T} \right) - 1 \right) - J_{02,1} \left( \exp \left( \frac{V_1 + J R_{s,1}}{m_{2,1} V_T} \right) - 1 \right) - \frac{V_1 + J R_{s,1}}{R_{p,1}} \quad (II.12)$$

$$J = J_{sc,2} - J_{01,2} \left( \exp \left( \frac{V_2 + J R_{s,2}}{m_{1,2} V_T} \right) - 1 \right) - J_{02,2} \left( \exp \left( \frac{V_2 + J R_{s,2}}{m_{2,2} V_T} \right) - 1 \right) - \frac{V_2 + J R_{s,2}}{R_{p,2}} \quad (II.13)$$

$$J = J_{sc,3} - J_{01,3} \left( \exp \left( \frac{V_3 + J R_{s,3}}{m_{1,3} V_T} \right) - 1 \right) - J_{02,3} \left( \exp \left( \frac{V_3 + J R_{s,3}}{m_{2,3} V_T} \right) - 1 \right) - \frac{V_3 + J R_{s,3}}{R_{p,3}} \quad (II.14)$$

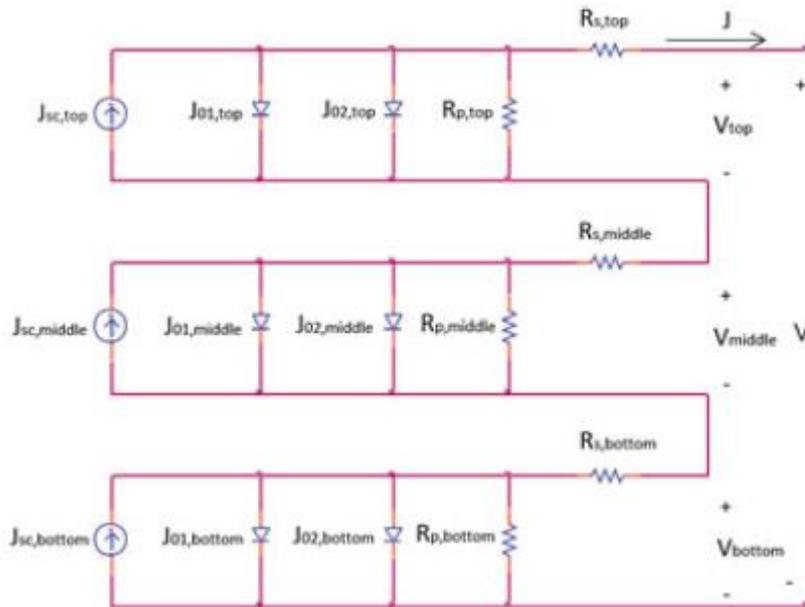


Figure II.11 : Circuit équivalent du modèle à deux diode d'une TJSC.

La chute de tension a été négligée au niveau des jonctions tunnels dans les deux modèles car ces jonctions sont équivalentes à des faibles résistances, [9].

## II.7 Analyse du comportement des cellules solaires MJ

Le comportement des cellules solaires multi jonctions est différent de celui des cellules solaires classiques. La liaison interne en série de plusieurs jonctions avec des gaps différents rend ces composants plus sensibles à l'irradiance incidente. En outre, les paramètres électriques et la dépendance de la température sont significativement influencés par le niveau d'irradiation.

Dans ce cadre, nous allons présenter les aspects fondamentaux pour comprendre la performance des cellules solaires multi jonctions sous différents régimes opérationnels, [9].

### II.7.1 L'efficacité quantique externe (EQE)

L'efficacité quantique externe (EQE) est une grandeur très importante qui offre des informations précieuses pour la compréhension de la performance d'une cellule solaire. L'EQE, fonction qui dépend de la longueur d'onde, représente le rapport du nombre de paires électron-trou générée au nombre de photons incidents comme suit :

$$EQE(\%) = \frac{\text{nombre de paires } \text{électron\_trous} \text{ générés}}{\text{le nombre de photons incidents}} * 100 \quad (II.15)$$

EQE peut être liée à la réponse spectrale (SR) qui représente le courant généré par watt de lumière incidente d'une longueur d'onde donnée et peut être exprimée comme suit :

$$SR(\lambda) = \frac{q\lambda}{hc} EQE(\lambda) \text{ en } A/W \quad (II.16)$$

Où  $q$  la charge électrique,  $\lambda$  la longueur d'onde,  $h$  la constante de Planck et  $c$  la vitesse de la lumière. Compte tenu de cette relation, la densité du courant de court-circuit ( $J_{sc}$ ) d'une cellule solaire pour une distribution spectrale particulière  $E(\lambda)$  peut être estimée comme suit :

$$J_{sc} = \int SR(\lambda)E(\lambda)d\lambda \quad (II.17)$$

La densité du courant de court-circuit  $J_{sc}$  est mesurée au point de la courbe I-V où  $V = 0$  et il est généralement exprimée en mA/cm<sup>2</sup>. La distribution spectrale standard (ou référence) pour AM1.5D est représenté sur la Figure II.2.

Toutefois, la distribution spectrale pour une cellule solaire multi jonction utilisée dans un système HCPV dans les conditions réelles dépend de l'emplacement du système, de l'heure, de l'année et de la journée, [9].

Les cellules solaires MJSC sont fabriquées par la superposition de plusieurs jonctions interconnectées en série dans lesquelles chaque sous-cellule répond à une bande particulière du spectre. Pour cette raison, la densité de courant du court-circuit de la cellule MJSC est celle de la sous-cellule qui génère la plus faible densité, [9]. Il est généralement exprimé comme suit :

$$J_{sc} = \min(\int SR_i(\lambda)E(\lambda)d\lambda) \quad (II.18)$$

Où l'indice  $i$  représente la sous-cellule  $i$ .

La figure suivante montre l'EQE, à 25 et 75 ° C, d'une cellule solaire multi jonction à base du GaInP / GaInAs / Ge, avec accord de maille.

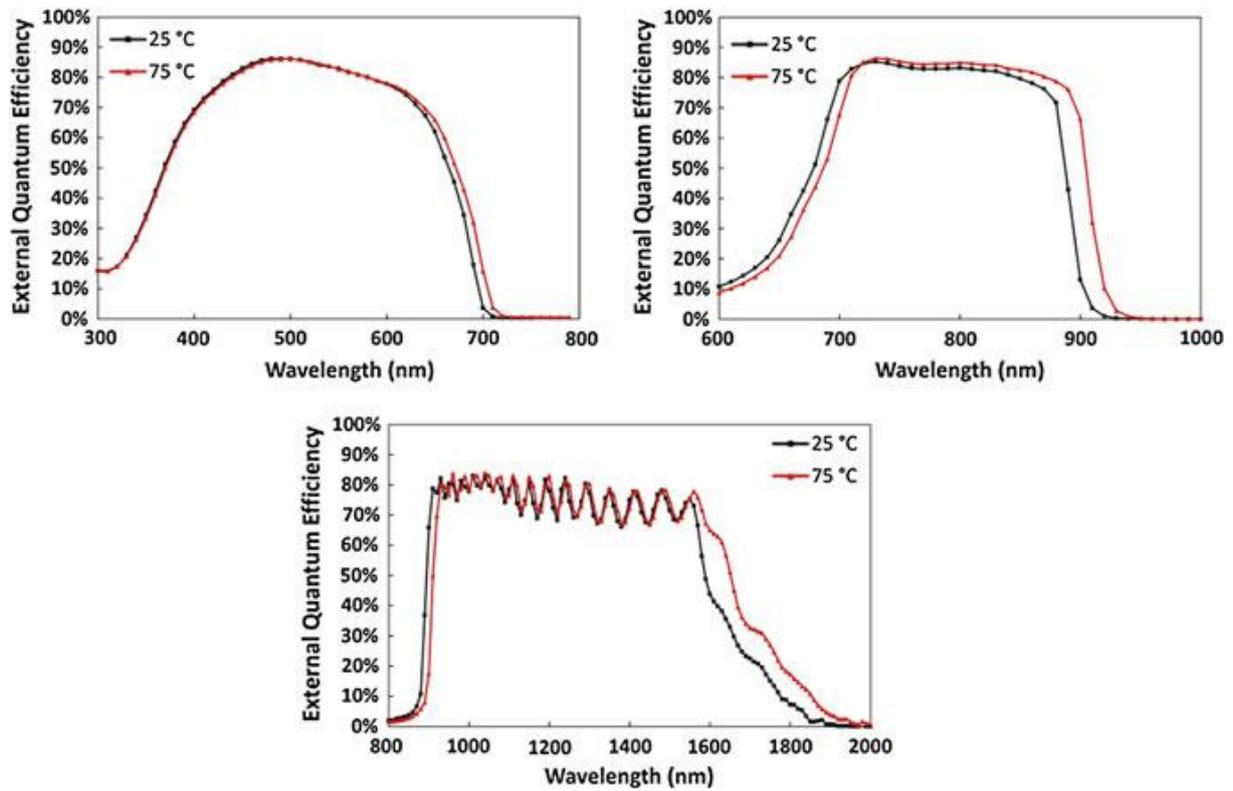


Figure II.12 : EQE expérimentale de la jonction supérieure (en haut à gauche), jonction intermédiaire (en haut à droite) et la jonction inférieure (bas) d'une cellule solaire LM GaInP / GaInAs / Ge à 25 et 75 ° C.

La figure II.12 montre la variation de l'EQE en fonction de la température. Comme nous pouvons le voir, la plage d'absorption est principalement déterminée par le gap du matériau utilisé. Donc la clé pour comprendre les variations d'EQE en fonction de la température est en considérant la variation de l'énergie du gap ( $E_{gap}$ ) par rapport à la température. Cette variation peut être exprimée par la relation de Varshni :

$$E_{gap}(T) = E_{gap}(0) - \frac{\alpha T^2}{T + \beta} \quad (II.19)$$

Où  $E_{gap}(0)$  est l'énergie du gap à la température  $T=0K$ ,  $\alpha$  et  $\beta$  sont des constantes qui caractérisent le matériau.

Comme le montre la relation de Varshni, l'énergie du gap d'un matériau semi-conducteur décroît à mesure que sa température croît. Par conséquent, comme la température du matériau augmente, la TJSC devient capable d'absorber des photons qui contiennent une faible énergie, cela explique le décalage de l'EQE pour les trois jonctions vers les longueurs d'ondes les plus longues (faible énergie).

Nous remarquons aussi une diminution de l'EQE des sous-cellules intermédiaire et inférieure au niveau des faibles longueurs d'ondes. Cela s'explique par l'augmentation du gain en EQE due à la jonction qui se trouve directement au-dessus ; c'est-à-dire que les pertes en EQE de la jonction inférieure au niveau des faibles longueurs d'ondes sont justifiées par le gain en EQE de la

jonction intermédiaire au niveau des grandes longueurs d'ondes, et de même, les pertes de la jonction intermédiaire sont justifiées par le gain de la jonction supérieure.

Cette dernière remarque n'est pas vérifiée par la sous-cellule supérieure, cela peut être justifié par le gap du matériau qui constitue la couche fenêtre qui est largement supérieure à celui de cette sous-cellule et donc pas d'absorption par la couche fenêtre, [9].

### II.7.2 Influence du spectre incident

Les MJSC ont une forte dépendance du spectre incident que les cellules solaires à une seule jonction, en raison de la connexion en série de plusieurs sous-cellules avec des gaps différents.

Ceci est représenté graphiquement par la figure II.2. Compte tenu de cela, la dépendance des paramètres électriques d'une cellule solaire MJ à la température devrait également être Influencée par le spectre incident.

Les figures II.13 et II.14 montrent les principaux paramètres électriques d'une TJSC LM GaInP / GaInAs / Ge sous différents spectres à 25 et 75 ° C. Les spectres sont exprimés par l'indice SMR pour les sous-cellules supérieure et intermédiaire comme suit :

$$SMR\left(\frac{top}{middle}\right) = \frac{J_{L,top}}{J_{L,top}^{1.5D}} / \frac{J_{L,middle}}{J_{L,middle}^{1.5D}} \quad (II.20)$$

Où  $J_{L,top}$  et  $J_{L,middle}$  sont les densités du photo-courant des sous-cellules supérieure et intermédiaire.

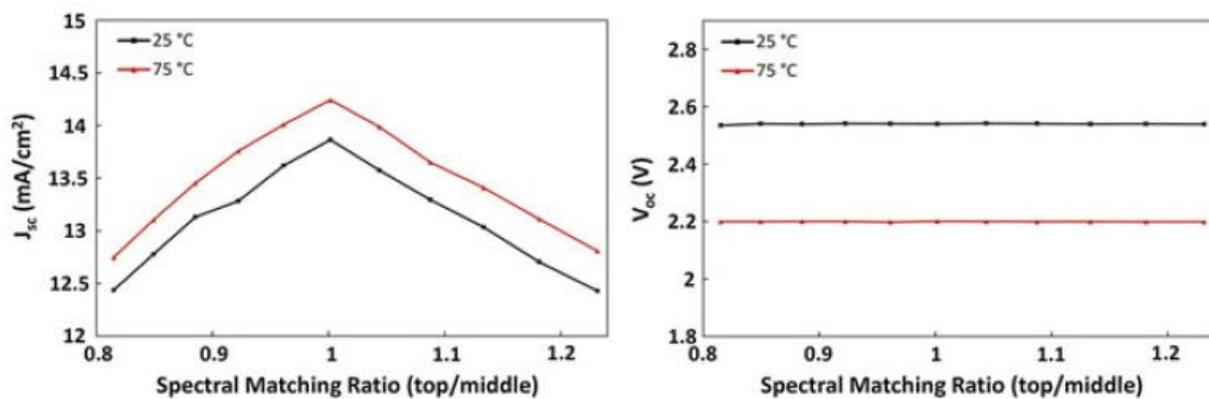
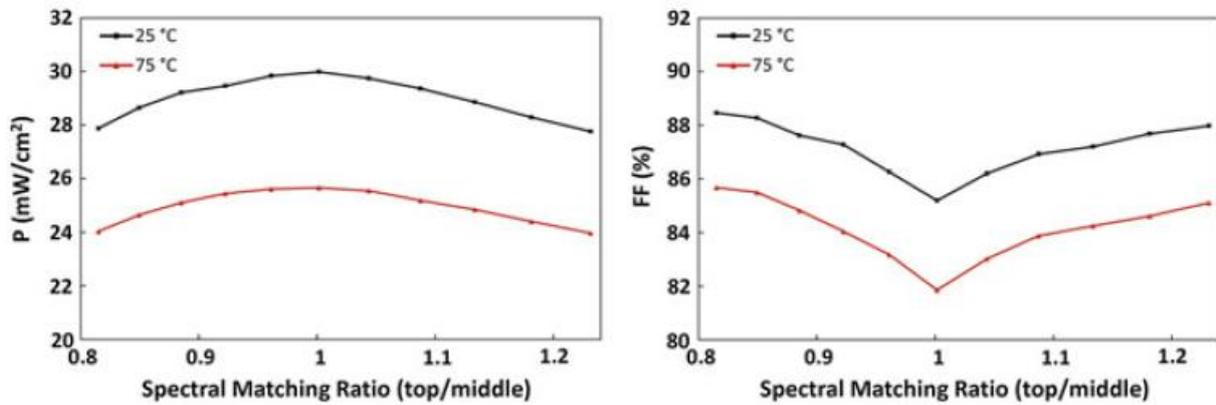


Figure II.13 : Densité du courant de court-circuit (J<sub>sc</sub>) et la tension de circuit ouvert (V<sub>oc</sub>) en fonction du SMR pour les sous-cellules supérieures et intermédiaire à 25 et 75 ° C d'une LM TJSC GaInP / GaInAs / Ge.



**Figure II.14 :** Densité de puissance  $P$  et le facteur de forme  $FF$  en fonction du SMR pour les sous-cellules supérieures et intermédiaire à 25 et 75 ° C d'une LM TJSC GaInP / GaInAs / Ge.

La figure **II.13** à gauche illustre la variation de  $J_{sc}$  en fonction du SMR pour les deux températures. Nous remarquons la présence d'un maximum à  $SMR = 1$ . Ce maximum représente le cas où les sous-cellules supérieure et intermédiaire génèrent le même courant. Autour de ce point,  $J_{sc}$  diminue en raison du courant minimum généré par l'une des sous-cellules.

Concernant la température, la cellule présente une augmentation du courant avec l'augmentation de la température mais indépendamment du SMR.

La tension du circuit ouvert ( $V_{oc}$ ) en fonction du SMR pour les deux températures est représentée par la figure **II.13** à droite.

Il n'y a aucune dépendance significative entre la tension du circuit ouvert et le SMR. En outre, la cellule montre une diminution de la tension du circuit ouvert avec l'augmentation de la température et cela indépendamment du SMR.

La figure **II.14** à gauche illustre la variation de la densité de puissance maximale ( $P$ ) par rapport au SMR pour les deux températures.

La densité de puissance ( $P$ ) montre un comportement similaire à celui du  $J_{sc}$ . Un maximum de  $P$  à  $SMR = 1$  peut être observé. De plus, autour du maximum, ( $P$ ) diminue en raison du courant minimal généré par l'une des sous-cellules. Pour la température, la cellule montre encore une diminution de la puissance avec l'augmentation de la température indépendamment des changements spectraux, [9].

La variation du facteur de forme ( $FF$ ) en fonction du SMR pour les deux températures est donnée par la figure **II.14** à droite. Dans ce cas, le comportement du  $FF$  est inverse à celui du  $J_{sc}$  et  $P$ . Un Minimum apparaît à  $SMR = 1$ , et varie autour de ce minimum. Quant à la variation en fonction de la température,  $FF$  diminue quand la température augmente mais indépendamment des changements spectraux. Le comportement différent du  $FF$  sous des changements spectraux peut être expliqué en analysant la relation qui relie  $FF$  et le reste des paramètres électriques comme suit :

$$FF = \frac{P}{J_{sc} V_{oc}} \quad (II.21)$$

Voc est indépendant du spectre incident.

Au même moment, Jsc montre une dépendance spectrale plus grande que P. Par conséquent, le FF croit lorsque Jsc diminue parce que P diminue d'une manière moins influente que la diminution de Jsc sous les changements spectraux.

Ce comportement présenté par le FF sous des variations spectrales peut être utilisé comme un outil pour évaluer la correspondance entre les courants générés par les sous-cellules d'une cellule solaire MJ dans les conditions de fonctionnement.

Les paramètres électriques d'une cellule solaire MJ sont donc fortement influencés par la distribution spectrale. Cependant, la variation des paramètres électriques en fonction de la température est indépendante du spectre avec une faible marge d'erreur, [9].

### II.7.3 Influence de la concentration optique

Les cellules solaires MJ présentent une importante dépendance spectrale. Les paramètres I-V des cellules solaires en présence d'un système de concentration sont affectés par le niveau d'illumination. En outre, les coefficients de température des paramètres électriques sont également affectés par la concentration optique sous les conditions du fonctionnement.

Sous une irradiation uniforme, le courant de court-circuit peut être considéré comme une fonction linéaire en fonction de la concentration et est généralement exprimé comme suit :

$$I_{sc} = X \cdot I_{sc,1 sun} \quad (II.22)$$

Où X représente le facteur de concentration ou la concentration effective, et  $I_{sc,1 sun}$  est le Courant de court-circuit sous un éclairement de 1000 W / m<sup>2</sup>.

Le facteur de concentration est parfois Appelé « rapport de concentration » et reçoit le symbole «C» dans certains livres.

En conséquence, le coefficient de température absolue d'Isc peut être exprimé en tant qu'une fonction de la concentration comme suit :

$$\frac{dI_{sc}}{dT} = X \cdot \frac{d I_{sc,1 sun}}{dT} \quad (II.23)$$

La figure suivante montre les principaux paramètres électriques d'une cellule solaire LM GaInP / GaInAs / Ge sous différents niveaux de concentration à la température 25 et 65 ° C.

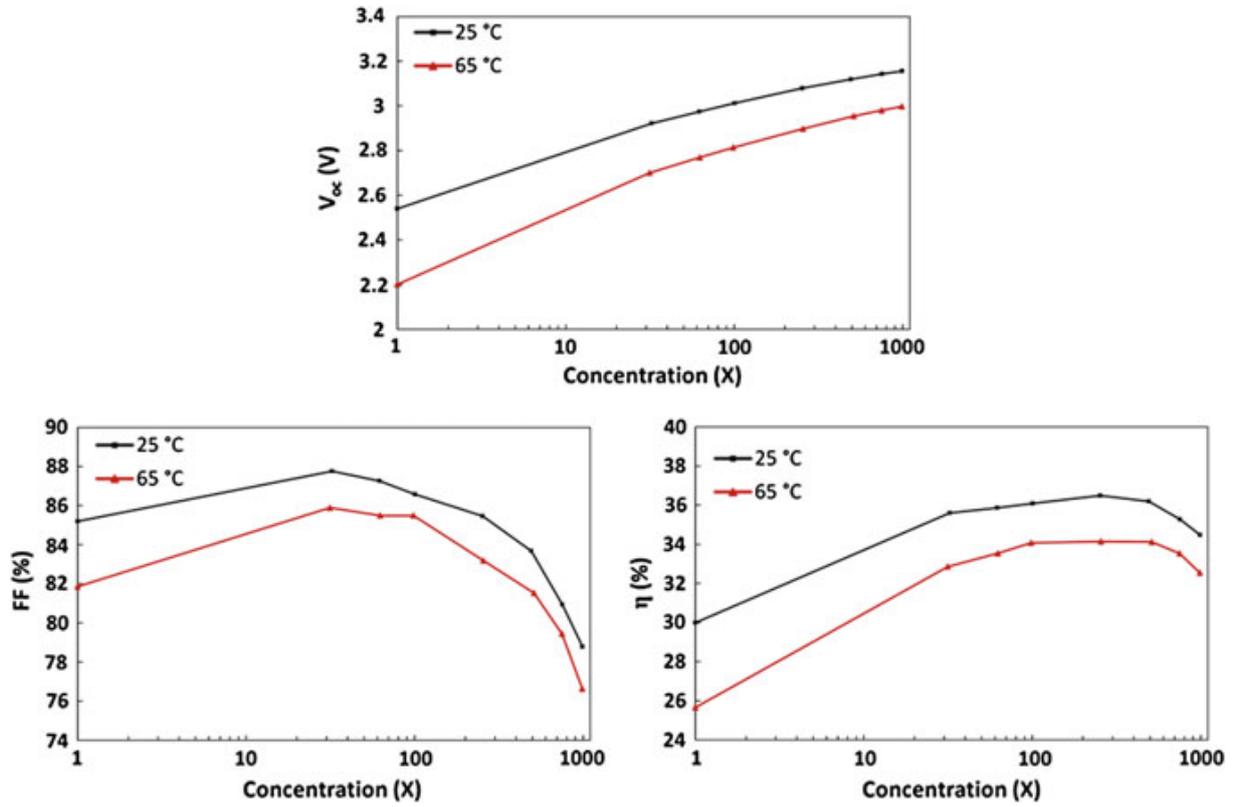


Figure II.15 : Tension du circuit ouvert ( $V_{oc}$ ), facteur de forme (FF) et efficacité ( $\eta$ ) en fonction de la concentration (X) à 25 et 65 ° C d'une LM TJSC GaInP / GaInAs / Ge.

La figure II.15 illustre la variation de  $V_{oc}$  en fonction de la concentration pour les deux températures.

Nous remarquons que  $V_{oc}$  varie d'une manière logarithmique à mesure que la concentration augmente. Pour les sous-cellules connectées en série, cette dépendance peut s'exprimer comme suit :

$$V_{oc} = \sum_{i=1}^n V_{oc,i,1sun} + \frac{KT}{q} \sum_{i=1}^n m_i \ln X = V_{oc,1sun} + \frac{mKT}{q} \ln X \quad (II. 24)$$

Où  $n$  est le nombre de sous-cellules en série,  $V_{oc,1sun}$  est la tension du circuit ouvert sous un éclairage d'un soleil ( $1000W/m^2$ ),  $m$  est le facteur d'idéalité de la diode,  $k$  est la constante de Boltzmann, et  $q$  est la charge électrique.

Comme le montre également la figure II.15 en haut, la dépendance de  $V_{oc}$  à la température diminue à mesure que la concentration augmente. Cela s'explique par l'équation (II.25) comme suit :

$$\frac{dV_{oc}}{dT} = \frac{dV_{oc,1sun}}{dT} + \frac{mK}{q} \ln X \quad (II. 25)$$

Le premier terme à droite, qui est le coefficient de température à un soleil, est négatif. Le deuxième terme à droite est positif et augmente avec la concentration de sorte que le coefficient de température de  $V_{oc}$  diminue en valeur absolue par rapport à la concentration. Il est important de noter que pour déterminer  $V_{oc}$  et  $dV_{oc} / dT$  à un rapport de concentration particulier à un soleil, la valeur du facteur d'idéalité devrait être connu. Les facteurs d'idéalité déclarés pour les cellules solaires TJ sont habituellement dans la gamme 3-4 pour les niveaux de concentration de  $1 \times$  à  $1000 \times$ .

La figure **II.15** en bas à gauche illustre la variation du FF en fonction de la concentration pour les deux températures.

Comme nous pouvons remarquer, de  $1x$  à  $30x$ , le FF augmente. Au-dessus de  $30x$ , le FF diminue graduellement en raison des pertes des résistances en série. Comme dans le cas précédent, la dépendance de FF à la température diminue avec la concentration. Cela peut être expliqué par le coefficient de température du FF comme suit

$$\frac{dFF}{dT} = \frac{\ln(V_{oc,1sun} \frac{q}{mKT} + \ln(X) + 1) \left( \frac{dV_{oc,1sun}}{dT} \frac{q}{mKT} - V_{oc,1sun} \frac{q}{mKT^2} \right)}{\left( V_{oc,1sun} \frac{q}{mKT} + \ln(X) + 1 \right)^2} \quad (II.26)$$

Cette équation exprime la variation du coefficient de température du FF en fonction de la concentration en supposant une résistance série négligeable. Le numérateur est négatif et croît en valeur absolue avec la concentration. Cependant, le dénominateur croît avec la concentration d'une manière plus rapide. En conséquence,  $\frac{dFF}{dT}$  diminue en valeur absolue avec concentration, ce qui explique le comportement décrit précédemment.

La figure **II.15** en bas à droite présente la variation de l'efficacité ( $\eta$ ) par rapport à la concentration pour les deux températures. Comme nous pouvons le voir,  $\eta$  augmente avec la concentration jusqu'au point  $250 \times$ . Cette augmentation est due à l'augmentation logarithmique de  $V_{oc}$  avec la concentration. Cependant, à mesure que la concentration augmente, cet effet est contrebalancé par la diminution du FF en raison des pertes de la résistance en série. En conséquence, l'efficacité diminue au-dessus d'un certain niveau de concentration. Comme dans les cas précédents, la dépendance de  $\eta$  à la température diminue avec la concentration. Cela s'explique par le coefficient de température de  $\eta$  comme suit :

$$\frac{1}{\eta} \frac{d\eta}{dT} = \frac{1}{V_{oc}} \frac{dV_{oc}}{dT} + \frac{1}{FF} \frac{dFF}{dT} + \frac{1}{I_{sc}} \frac{dI_{sc}}{dT} \quad (II.27)$$

Les coefficients de température de  $V_{oc}$  et FF diminuent avec la concentration, alors que le coefficient de température d' $I_{sc}$  est maintenu constant. En outre, dans l'équation (**II.27**), le terme

dominant est le coefficient de température de  $V_{oc}$ . Par conséquent, le coefficient de température de  $\eta$  devrait diminuer avec la concentration et sera exprimé comme suit :

$$\frac{1}{\eta} \frac{d\eta}{dT} \approx \frac{1}{V_{oc}} \frac{dV_{oc}}{dT} \quad (II.28)$$

Il est important de noter que cette approximation peut ne pas être valable à des niveaux hauts de concentration, en raison de la forte diminution de  $dV_{oc} / dT$ . Cependant, les résultats expérimentaux montrent que le coefficient de température de  $\eta$  peut être approché en utilisant l'équation (II.28) avec une faible marge d'erreur jusqu'à ce que les niveaux de concentration atteignent même la valeur extrême de  $10\,000 \times$ . [9]

## II.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit la cellule solaire multi jonctions. Nous avons ainsi exposé son utilité, sa structure, son modèle électrique, et finalement nous avons analysé son comportement.

Le chapitre suivant sera consacré à la présentation de l'entreprise BSQSolar un des leaders de fabrication de système CPV, et son projet REPHLECT.

# **III. BSQ Solar et le projet REPHLECT**

### III.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter la société BSQ Solar, un des leaders du CPV. Ensuite, nous allons nous consacrer à l'étude de projet REPHLECT qui a pour objectif principal de produire de l'énergie solaire avec la technologie la plus avancée, au prix le plus bas et avec le moindre impact environnemental.

### III.2 BSQ Solar

BSQ Solar est un fabricant de systèmes photovoltaïques à haute concentration (HCPV) basé à Madrid, qui dispose de plus d'une décennie d'essais intensifs sur le terrain et de développement approfondi en laboratoire. Cette longue expérience se manifeste par le système CPV développé par l'entreprise, qui associe une optique à haut rendement, haute concentration et sans imagerie, avec une conception de module simple et robuste spécialement conçue pour l'assemblage local, avec des suiveurs solaires très précis. Tout est optimisé pour fournir la voie la plus rentable, pour l'industrialisation des systèmes de production d'électricité CPV très compétitifs, [11].

### III.3 Caractéristiques de la technologie de BSQ Solar

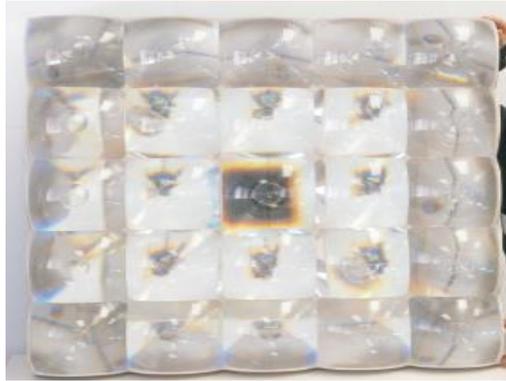
La technologie de BSQ Solar est caractérisée par :

- Un rapport de concentration élevé de 820X avec la possibilité d'atteindre 1000x.
- La lentille de Fresnel en forme de dôme, produite par le fabricant de projecteurs d'automobile, maximise la tolérance de l'angle d'acceptation jusqu'à 1 °.
- Une efficacité optique globale supérieure à 85% permet un rendement de conversion global élevé.
- Plus de 30 ans de durée de vie pour les polymères d'encapsulation dans le bloc récepteur soumis à un vieillissement accéléré dans les conditions les plus critiques : rayonnement UV concentré dans un environnement de chaleur humide.
- Une optique secondaire basée sur l'optique kaléidoscopique, qui grâce à la réflexion interne totale crée un flux de lumière uniforme sur la cellule, empêchant les pertes de conversion dus à une aberration chromatique ou à une distribution d'intensité inhomogène.
- Intégration de cellules solaires triple jonction à haut rendement avec une efficacité moyenne de 37%, [11].

### III.4 Produits de BSQ Solar

Les produits de BSQ Solar sont :

- Le module **BSQ-D280 HCPV MODULE** qui a une puissance crête de 280 Wc et un facteur de concentration de 820x.



**Figure III.1: Module BSQ-D280 HCPV**

- Le **BSQ-D280/53** qui est un système HCPV standard optimisé pour les centrales électriques, capable de délivrer une puissance maximale de 13.45 KW. Composé de 48 modules du type **BSQ - D280 HCPV MODULE**, avec une surface de 53.5 m<sup>2</sup>, il permet le suivi du soleil aussi dans les zones tropicales.



**Figure III.2 : Le système HCPV BSQ-D280/53**

- Le **BSQ SUN TRACKING CONTROL UNIT** utilise le suivi en boucle ouverte basé sur les éphémérides et un modèle d'auto-calibrage exclusif. L'unité de contrôle SunQSQ de BSQ atteint une précision de pointage de 0, 1 degré.



**Figure III.3 : Unité de contrôle BSQ SUN TRACKING CONTROL UNIT**

### III.5 Projets de BSQ Solar

BSQ Solar dirige plusieurs projets partout dans le monde, la figure suivante illustre l'emplacement de ces projets :

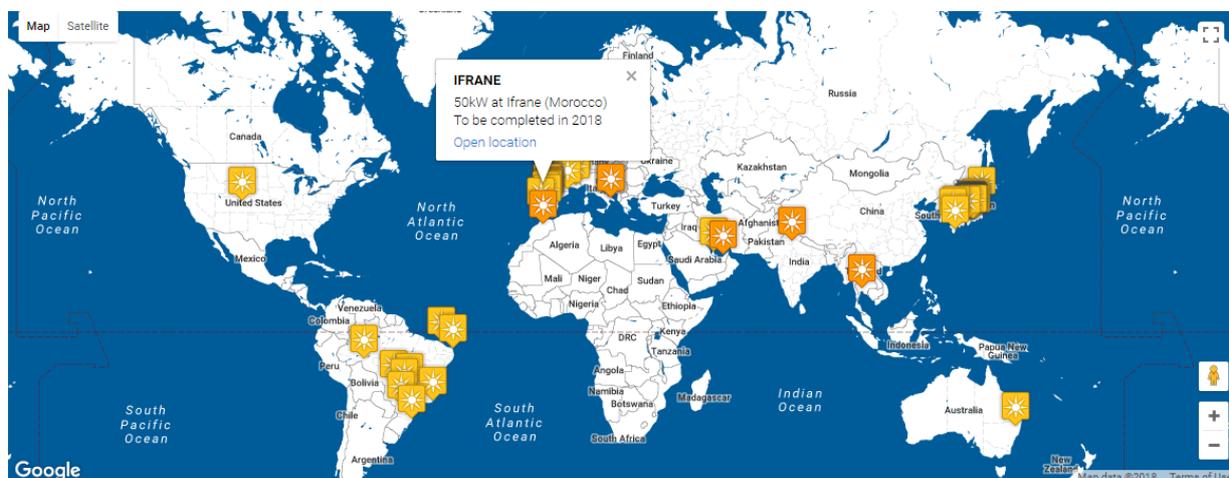


Figure III.4 : Les différents emplacements des projets menés par BSQ Solar dans le monde.

Le premier pas de cette entreprise en Afrique se manifeste par le projet REPHLECT et qui est en cours de la réalisation au Maroc et plus précisément à Ifrane.

### III.6 Présentation de Projet REPHLECT

Concentrer les rayons du soleil sur un morceau de papier avec une loupe pourrait sembler un jeu d'enfant, mais cela repose sur le même principe que la technologie de haute concentration photovoltaïque (HCPV), qui peut potentiellement conduire à produire de l'électricité solaire au prix le plus bas et avec le moindre impact environnemental.

Pour y parvenir, l'efficacité stagnante du PV à base de silicium doit être augmentée et ses coûts associés doivent encore être améliorés.

#### III.6.1 Projet REPHLECT

L'initiative **REPHLECT** (**R**ecovering **E**urope's **P**hotovoltaic **L**eadership through high **C**oncentration **T**echnology), proposée et dirigée par **BSQ Solar**, s'est intéressé à ces deux facteurs en proposant une combinaison innovante de la technologie avancée du PV à haute concentration (HCPV) et un modèle commercial proche du marché final.

- **HCPV fournit trois fois plus d'énergie par unité de surface que le PV basé sur le silicium :**

La HCPV utilise des cellules photovoltaïques à très haut rendement utilisées par l'industrie spatiale, ce qui lui permet d'être actuellement la technologie solaire avec le potentiel de réduction des coûts le plus élevé (85% au cours des 5 dernières années). De plus, la HCPV de **REPHLECT** s'appuie sur les résultats obtenus dans le projet Euro-Japonais NGCPV (Nouvelle

Génération de CPV) du FP7-NEDO, dans lequel les cellules de concentration, ainsi que l'efficacité des modules et du système ont été améliorées. **BSQ Solar**, l'un des partenaires de NGCPV, a mis en œuvre un module qui peut atteindre une concentration de 1000x en se basant sur le module de 820X développé par NGCPV, en plus, il a des caractéristiques innovantes.

- **REPHLECT à l'intention de reproduire le paradigme du boîtier d'ordinateur :**

Afin de réduire les coûts associés, **REPHLECT** compte sur des composants du système qui permettent une fabrication locale à haute tolérance et migrera les chaînes d'assemblage vers les centres de production satellites (SPC) situés dans des zones à forte radiation solaire, proche du marché final, pour produire les modules HCPV. Les éléments les plus sensibles à l'IP et les plus exigeants en CAPEX, les récepteurs HCPV, seront produits dans les usines de **BSQ** en Espagne et fournis au réseau de SPCs. En d'autres termes, **REPHLECT** entend reproduire le paradigme du boîtier d'ordinateur qui a introduit la marchandisation ultime de l'industrie du matériel informatique et ainsi contester le modèle actuel de l'industrie photovoltaïque fondé sur l'utilisation massive de matériaux semi-conducteurs et l'énorme expansion centralisée dans les économies contrôlées par l'état.

- **Energie Solaire La Plus Verte :**

La technologie HCPV a le temps de retour énergétique le plus court de toutes les technologies d'électricité solaire, le moins d'émissions de CO<sub>2</sub> et une recyclabilité très élevée. Elle ne génère pas d'ombre permanente permettant ainsi un double usage du terrain. Elle ne requière pas d'eau pour son fonctionnement ni pour refroidissement, e.g. 15 litres par MWh contre 3000-4000 litres de la CSP avec refroidissement liquide.

L'initiative **REPHLECT** a été incorporée dans une proposition de projet, préparée par BSQ, qui est devenue l'une des 37 gagnantes sur plus de 600 soumises à l'appel "**SME Instrument**" financé par le programme-cadre H2020 de la Commission européenne.

Le projet est piloté en interne et la ligne de production satellite (SPC) est installée à **l'Université d'AL Akhawayn** à Ifrane, où il y a un centre de recherche dans le domaine des systèmes et des technologies de l'électricité solaire, situé dans les montagnes ensoleillées de l'Atlas.

La SPC, l'une des piliers du **REPHLECT**, consiste à, une ligne de montage de module (MAL) pour la fabrication de modules BSQ HCPV.

Le choix d'Ifrane pour accueillir le projet n'était pas au hasard car c'est une ville située à une altitude de 1655 m dans le versant sud du Moyen Atlas dans la région de Fès-Meknès. Avec son rayonnement normal direct normalisé (DNI) de 2.000 kWh / m<sup>2</sup>, il peut fonctionner de manière optimale comme lieu de test pour la technologie HCPV, [12].

### III.6.2 Objectifs de REPHLECT

REPHLECT a pour principaux objectifs :

- Produire de l'énergie solaire avec la technologie la plus avancée et avec le plus haut potentiel de réduction des coûts disponible sur le marché actuel pour l'aider à se propager, afin de réaliser une production à grande échelle qui peut à son tour réduire son coût.
- L'accès au marché et la mise à l'échelle doivent se faire à travers un nouveau paradigme de la fabrication proposé qui peut ouvrir la voie à l'UE pour récupérer le leadership de la fabrication du PV.

Les objectifs spécifiques à court terme pour atteindre les objectifs mentionnés ci-dessus sont :

- Développer une ligne de fabrication de récepteurs HCPV (RML: Receiver Manufacturing Line) et une ligne d'assemblage de modules HCPV (MAL: Module Assembly Line)
- Démontrer la migration de la MAL vers un premier centre de production satellite (SPC).
- Validation du système de production basé sur les SPCs à travers la construction et l'évaluation de la performance d'une centrale HCPV pilote (PPP : Pilot Power Plant).
- Obtention des certificats de qualité pour le nouveau module HCPV 1000x et son système de suiveur solaire.
- Obtention des certificats de qualité concernant la RML et la MAL.
- Obtention d'un Product Technical Due Diligence (PTDD) délivré par un conseiller technique d'entités financières de premier plan.
- Élaborer une stratégie commerciale pour atteindre les marchés avec une analyse approfondie et continue des besoins, des exigences et des réglementations du marché.
- Diffuser le plus largement possible les résultats du projet et les techniques au sein de plusieurs communautés d'intervenants potentiels afin de faciliter des actions très efficaces de réplification de marché.
- Mettre en œuvre les directives pertinentes qui seront fournies aux potentiels partenaires commerciaux et décideurs politiques pour l'introduction et l'application de **REPHLECT**.
- Fournir une formation aux utilisateurs finaux sur le modèle de fabrication **REPHLECT**.

Le projet est en cours de réalisation et nous avons atteint le deuxième objectif à court terme qui est la réalisation d'une chaîne d'assemblage de module HCPV à l'université Al Akhawayn.

Les figures suivantes montrent des images de la chaîne d'assemblage avant et après la réalisation

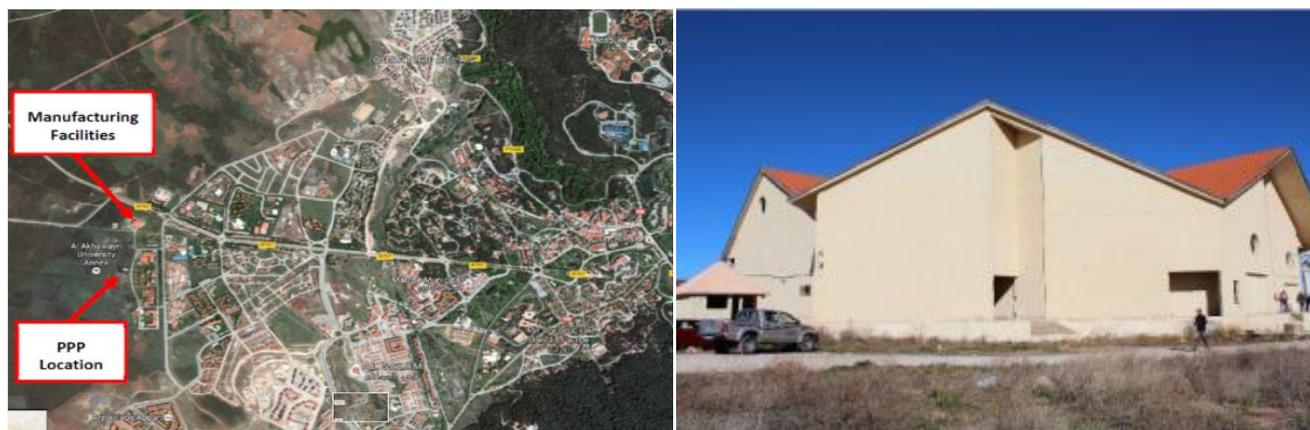


Figure III.5 : Quelques photos de la chaîne de production (SPC) de BSQ Solar installée à l'université Al Akhawayn



Figure III.6 : La chaîne de production (SPC) avant la réalisation



Figure III.7 : La chaîne de production (SPC) après la réalisation

### III.6.3 Cout et partenaires du projet REPHLECT

Le cout du projet **REPHLECT** est estimé à 2333716,25 EUR, et dont la contribution de l'union européen a atteint 1633601,38 EUR, et compte cinq partenaires lesquels :

- **Université Al Akhawayn** : qui abrite la première chaîne d'assemblage (SPC) du projet.
- **ATA Technical Advisors** : une société indépendante d'ingénierie et de conseil opérant dans le monde entier dans les énergies renouvelables (ER), comprenant le PV, CSP, l'éolienne, la biomasse, l'efficacité énergétique et d'autres technologies ER. Ata est une société privée.

- **TECNALIA** : une société technologique créée en 2001 dont l'objectif principal est de contribuer au développement de l'environnement économique et social par l'utilisation et la promotion de l'innovation technologique à travers le développement et la diffusion de la recherche dans un contexte international.
- **OCTOPUX** consulting : une société qui fournit des services de conseil dans un certain nombre de domaines autour du financement de l'UE, du lobbying, du networking, de la formation et de la gestion de projets
- **ARINO Y VILLAR** abogados: un cabinet d'avocat de taille moyenne offrant des services de qualité supérieure adaptés aux besoins de chaque client.

### **III.7 Conclusion**

Le transfert de technologie et la construction de la première chaîne d'assemblage HCPV pilote du projet est en cours en partenariat avec l'Université Al Akhawayn à Ifrane. L'estimation de la production d'énergie de cette centrale est une étape importante de projet sera l'objectif de chapitre suivant.

# **IV. Estimation de la production énergétique d'une centrale HCPV pilote**

## IV.1 Introduction

Parmi les phases du projet REPHLECT, on trouve la construction d'une centrale HCPV pilote. Pour avoir une idée générale sur le fonctionnement de cette centrale nous proposons dans ce chapitre, d'estimer sa production électrique en se basant sur l'outil de simulation System Advisor Model.

## IV.2 Présentation générale de la centrale HCPV pilote

Le système HCPV qui sera réalisé à Ifrane est composé de trois suiveurs ; chaque suiveur possède 48 modules solaires du type **BSQ-D280 HCPV MODULE**, avec une puissance crête de 346 Wc et un facteur de concentration de 1000x. La centrale est alors composée de 144 modules solaires d'une puissance installée de 50 KWc et sera connectée au réseau électrique, comme le montre la figure suivante.

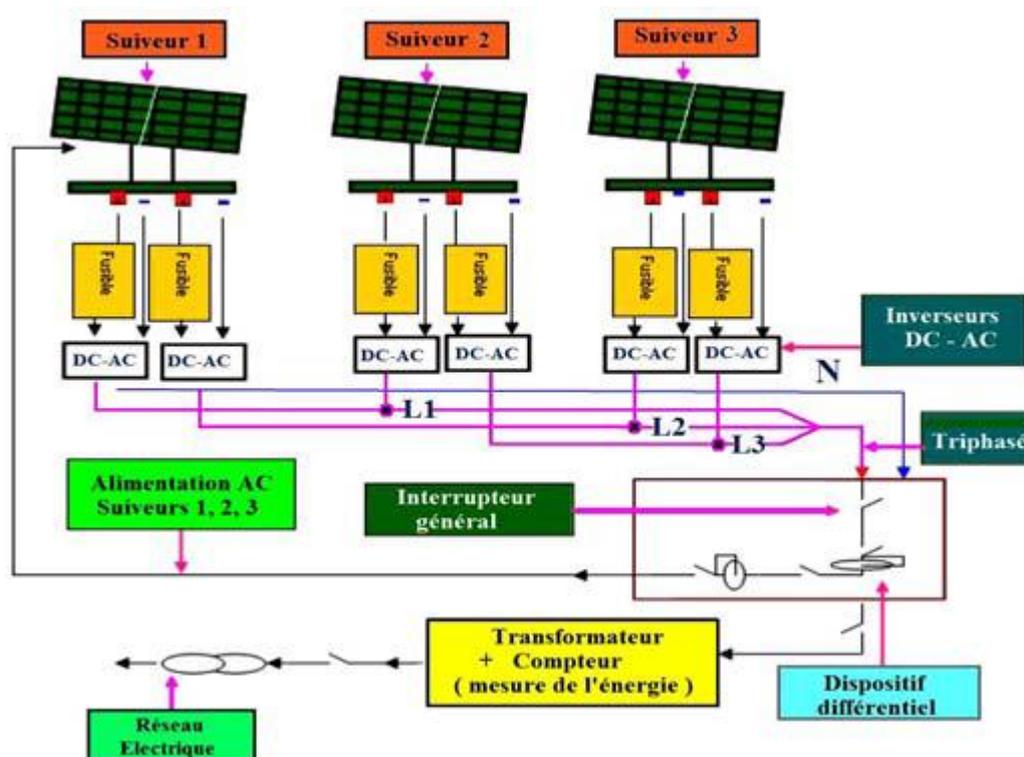


Figure VI.1 : Schéma général du système à haute concentration 'HCPV'

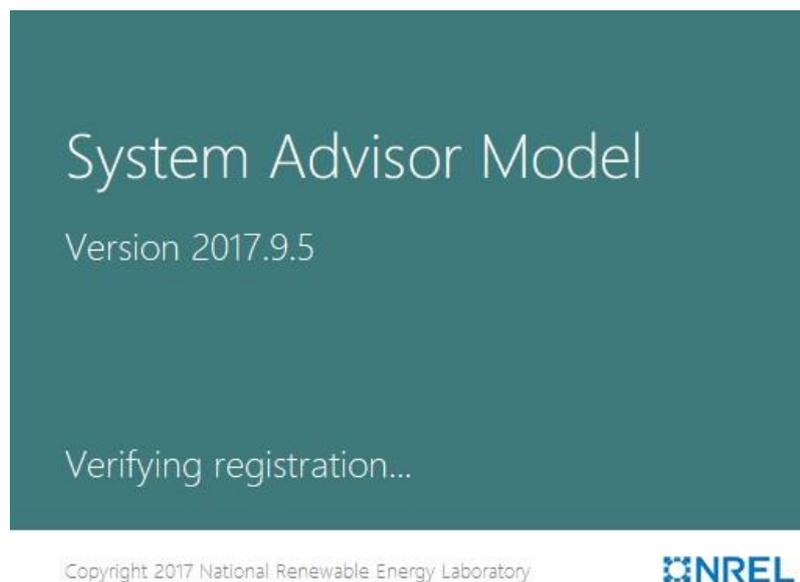
## IV.3 Présentation de l'outil de simulation System Advisor Model

SAM ou System Advisor Model est un logiciel développé par le laboratoire national de l'énergie renouvelable NREL situé à Golden, Colorado aux États-Unis. Le laboratoire principal du département de l'Énergie des États-Unis. Il est consacré à la recherche et au développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

SAM est un outil de modélisation conçu pour faciliter la prise de décision pour les personnes impliquées dans l'industrie des énergies renouvelables telle que les ingénieurs et chefs de projets, les analystes financiers et politiques, les développeurs de technologie et les chercheurs.

SAM permet de livrer des prévisions de performance et des estimations du coût de l'énergie pour les projets électriques connectés au réseau en fonction des coûts d'installation, d'exploitation et des paramètres de conception du système que l'utilisateur spécifie comme entrées du modèle. Les projets peuvent être soit du côté des consommateurs d'électricité, qui achètent et vendent de l'électricité au prix de détail, soit du côté des fournisseurs, qui vendent de l'électricité à un prix négocié dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité.

SAM suppose que le système d'énergie renouvelable fournit de l'énergie soit à un réseau électrique, soit à un bâtiment ou une installation raccordé au réseau. Cependant il ne modélise pas les systèmes d'alimentation isolés ou avec des batteries pour le stockage d'énergie électrique.



**Figure IV.2: l'outil de simulation System Advisor Model**

#### **IV.4 Modélisation et simulation du projet de la centrale HCPV pilote**

Pour modéliser la centrale HCPV sous le logiciel SAM il faut suivre les étapes suivantes :

- i. Choisir le type de projet à simuler :** il faut choisir la technologie utilisée dans le projet à réaliser, ainsi que le type d'étude que nous souhaitons réaliser selon nos besoins. Une étude des performances et financière pour avoir une idée générale sur le cout d'investissement, où seulement une étude des performances pour avoir une idée sur la performance de notre système énergétique comme dans notre cas.
- ii. Choisir l'emplacement du projet :** c'est une étape très importante car elle permet de localiser l'emplacement où nous allons réaliser notre projet, afin de lui affecter les données météorologiques qui conviennent.
- iii. Saisir les informations sur le type du module solaire utilisé dans le projet :** cette étape permet de saisir toutes les informations concernant le module solaire utilisé dans la réalisation de projet telles que : le nombre de cellules solaires contenues dans le module,

sa surface, le rapport de concentration des lentilles, le facteur de pertes optiques, la puissance crête du module et son efficacité.

- iv. **Choisir les onduleurs à utiliser dans le projet** : il s'agit de choisir les onduleurs à utiliser dans le projet. La base de données de logiciel renferme une large gamme d'onduleurs que nous pouvons sélectionner selon le constructeur ou la puissance.
- v. **Saisir les informations sur les suiveurs** : c'est la dernière étape du projet qui permet de saisir les informations concernant le nombre de suiveurs utilisés dans le projet, le nombre de modules sur chaque suiveur, l'erreur de suivi ainsi que les angles du mouvement du suiveur, l'encrassement ... .
- vi. **La simulation** : pour obtenir les résultats concernant la radiation solaire reçue par le système, l'estimation de l'énergie électrique produite en DC et en AC, mensuellement ou d'une manière horaire.

#### IV.4.1 Première étape de la simulation : choix du projet

Nous commençons par choisir un nouveau projet sur l'interface du logiciel SAM :

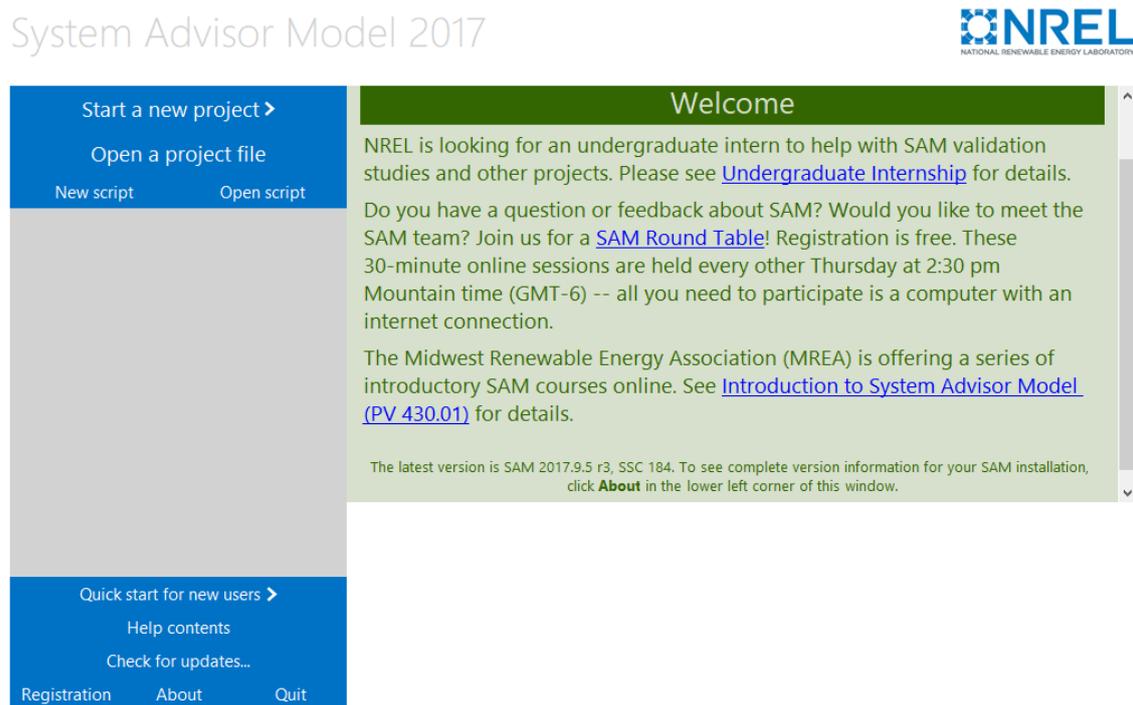
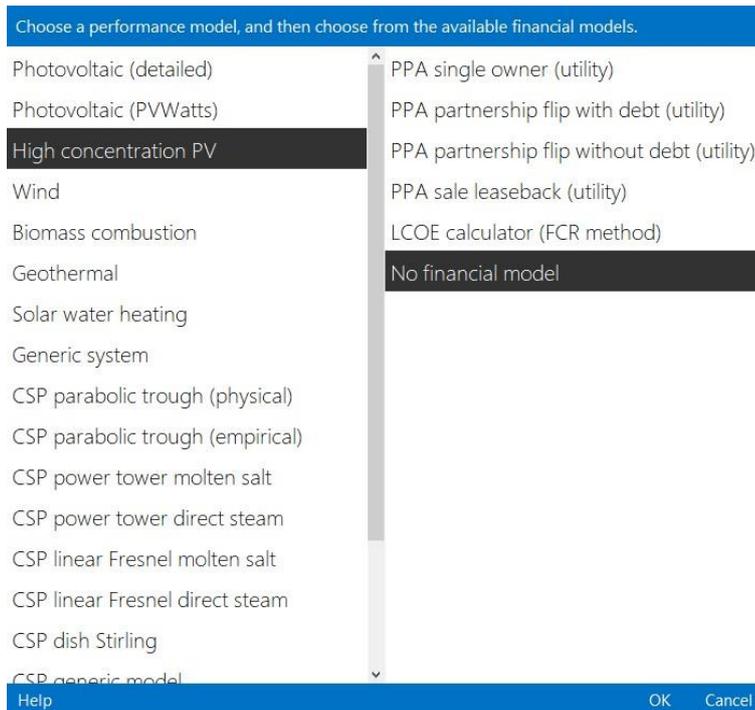


Figure IV.3: Interface du logiciel System Advisor Model

Nous choisissons ensuite le type de projet comme le montre la figure suivante :

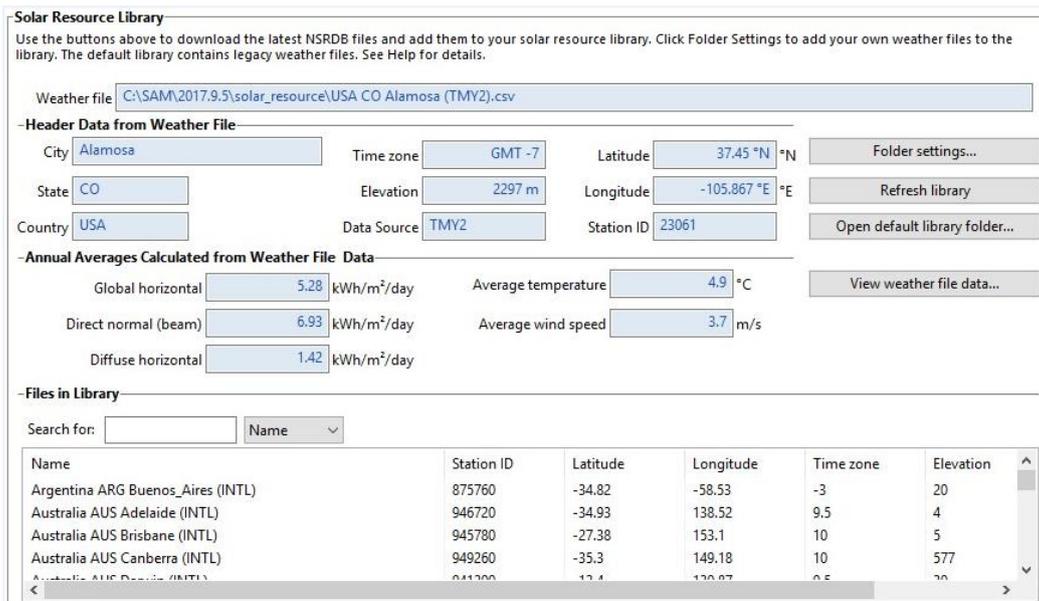


**Figure IV.4: Choix de la technologie à simuler sur SAM**

Le logiciel permet de faire aussi, des simulations de plusieurs sources d'énergie renouvelables comme le solaire, la biomasse ..., ainsi que différents modèles financiers.

#### IV.4.2 Deuxième étape de la simulation : localiser l'emplacement du projet

Ensuite nous passons au choix de l'emplacement du projet comme le montre la figure suivante :



**Figure IV.5: Bibliothèque permettant le choix du site du projet**

Cette base de données contient plusieurs emplacements à travers le monde, cependant nous n'avons pas trouvé l'emplacement de notre projet, donc nous allons importer les données

météorologiques depuis PVGIS qui est une plateforme de données métrologique couvrant toute la planète.

Nous localisons l'emplacement du projet à l'aide de la carte interactive et nous obtenons les données météorologiques dont on a besoin comme le montre la figure suivante :

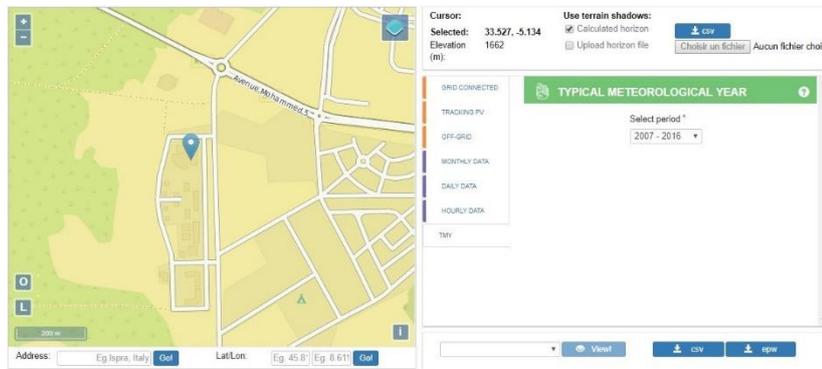


Figure IV.6: Obtention des données météorologiques depuis PVGIS

Comme il est montré sur la carte, le projet sera réalisé à Ifrane à une altitude de 1662 m.

Une fois nous obtenons les données météorologiques du site du projet, nous les exportons vers notre logiciel de simulation comme le montre la figure suivante :

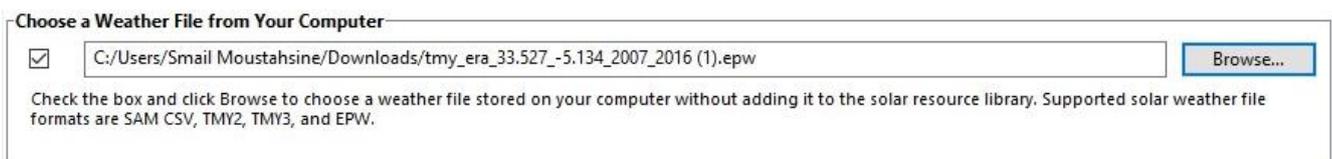


Figure IV.7: Exportation des données météorologiques vers SAM

### IV.4.3 Troisième étape de la simulation : informations sur les modules solaires du projet.

Dans cette étape nous avons utilisé les informations fournies par l'entreprise BSQ Solar sur le module **BSQ-D280 HCPV MODULE** comme le montre la figure suivante :

High Concentration Photovoltaic (HCPV) Module					
Single cell area	<input type="text" value="0.45"/>	cm <sup>2</sup>	Maximum Power (Pmp)	<input type="text" value="346.452"/>	Wdc
Number of cells	<input type="text" value="25"/>		Overall module area	<input type="text" value="1.125"/>	m <sup>2</sup>
Concentration ratio	<input type="text" value="1000"/>	X	Estimated module efficiency	<input type="text" value="30.7957"/>	%
Optical error factor	<input type="text" value="0.94"/>	0..1			
Alignment loss factor	<input type="text" value="0.92"/>	0..1			
Wind flutter loss factor	<input type="text" value="0.01"/>	0..1 per m/s	derate = 1 - flutter_loss_factor * wind_speed		
Maximum power depends on the reference beam normal irradiance (DNI) and efficiency values specified below assuming an ambient temperature of 20 deg celsius, a wind speed of 4 m/s, and air mass 1.5.					

Figure IV.8: Informations concernant le module utilisé dans le projet

La figure IV.8, indique que le module solaire est composé de 25 cellules solaires, chacune à une surface de 0.45 cm<sup>2</sup>, soit une puissance de 346.45 Wc et un rendement de 30.79 %, ainsi qu'un rapport de concentration de 1000 fois le soleil.

La figure IV.9 concerne les coefficients de la masse d'air que nous pouvons ajuster où garder les valeurs par défaut.

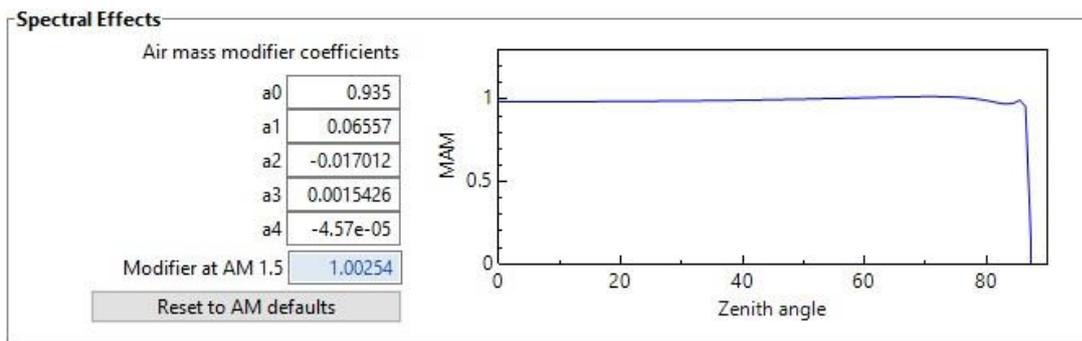


Figure IV.9: Masse d'air en fonction de l'angle de Zenith

La figure IV.10 présente les informations concernant le rendement de la cellule solaire utilisée.

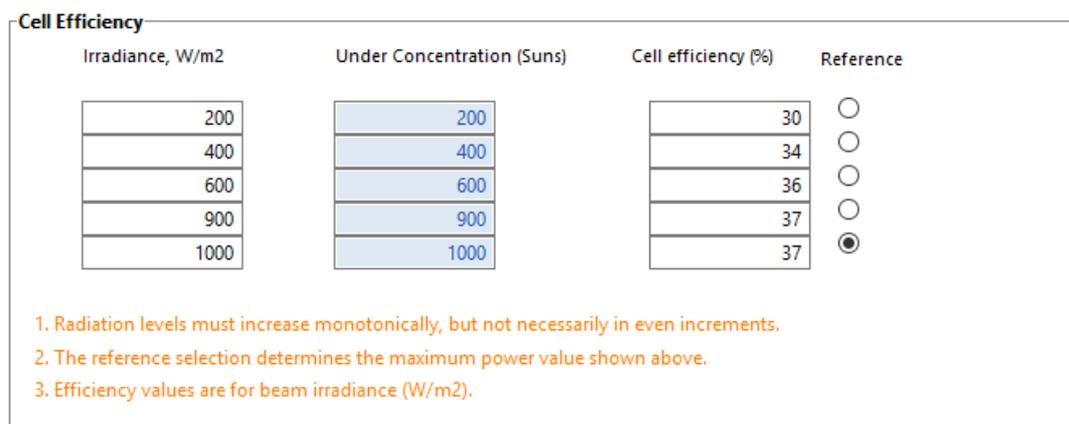


Figure IV.10: Informations concernant le rendement de la cellule utilisée dans le projet

Selon la figure IV.10, la cellule solaire à un rendement de 37% sous une irradiance de 1000 W/m<sup>2</sup> et une concentration de 1000 fois.

Nous terminons cette troisième étape par la figure IV.11 qui concerne la température de la cellule solaire.

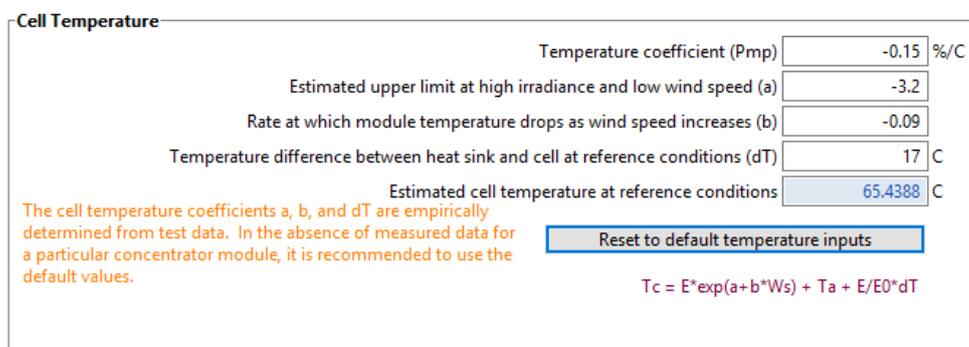
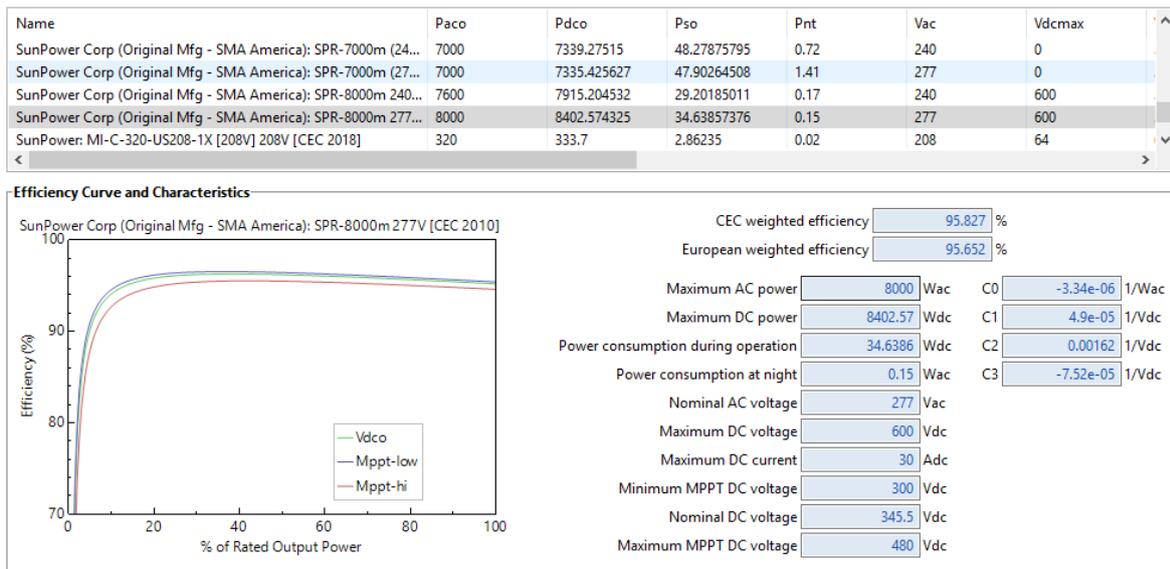


Figure IV.11: Coefficient de température de la cellule

#### IV.4.4 Quatrième étape de la simulation : choix des onduleurs

Les onduleurs sont choisis tel que le point de puissance maximale de chaque suiveur soit inclus dans la plage MPPT de l'onduleur. La figure IV.12 indique le choix des onduleurs ainsi que leurs caractéristiques :

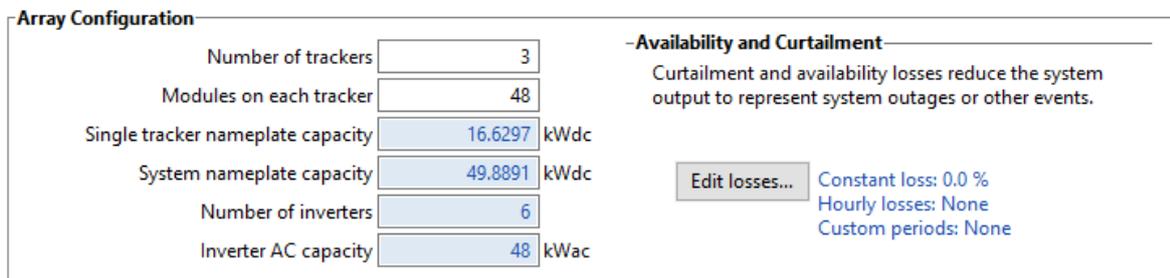


**Figure IV.12: Choix de l'onduleur utilisé dans le projet**

Nous avons choisi 6 onduleurs (2 onduleur /suiveur) avec une plage MPPT variant entre 300 V et 480 V.

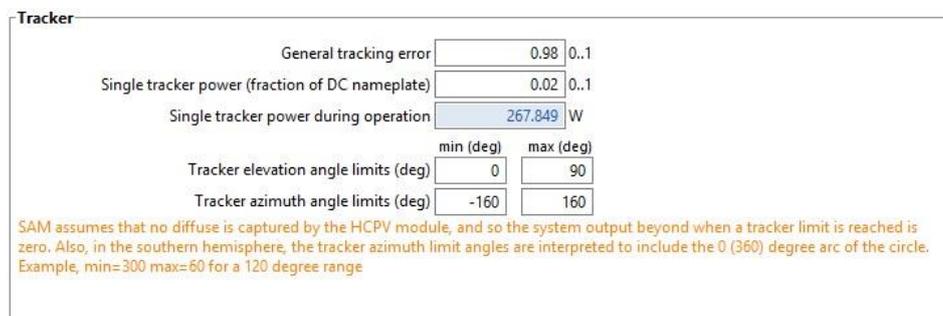
#### IV.4.5 Cinquième étape de la simulation : information sur les suiveurs

Il s'agit de définir le nombre de suiveurs nécessaire pour le projet, ainsi que le nombre de modules par suiveur, Figure IV.13 :



**Figure IV.13: Informations concernant les suiveurs solaires**

Ensuite, il faut déterminer l'erreur du suiveur et ses angles de rotations (élévation et azimut), Figure IV.14.



**Figure IV.14: Erreur de suivi et angles de rotation des suiveurs**

Il faut définir aussi le facteur d'encrassement qui tient en compte les pertes de conversion dues aux salissures, Figure IV.15.

**Soiling and Derates**

Monthly soiling factors

DC wiring loss factor  0..1

DC module mismatch loss factor  0..1

Diodes and connections loss factor  0..1

AC wiring loss factor  0..1

Estimated overall system conversion efficiency  %

**Figure IV.15: Facteur de pertes**

Finalement, nous désignons la vitesse maximale supportable par le système, Figure IV.16.

**Stowing**

Max allowed wind speed before stowing  m/s

**Figure IV.16: Vitesse maximale du vent supportée par les suiveurs**

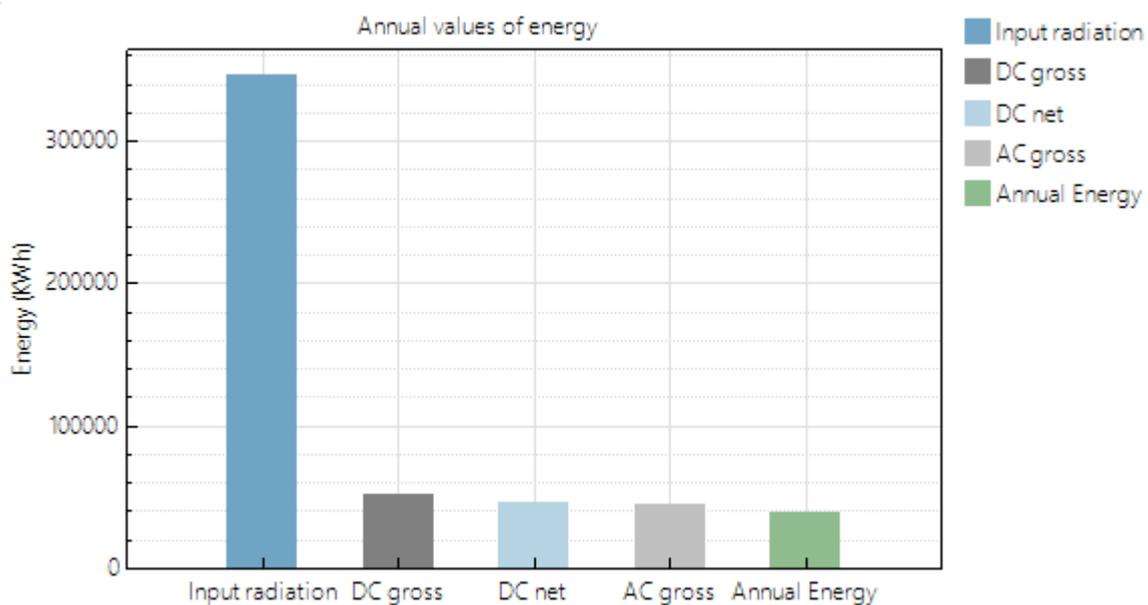
## IV.5 Résultats de la simulation

Le simulateur fournit des résultats annuels, mensuels ou horaires de plusieurs grandeurs telles que : l'énergie électrique AC et DC, brut et net, l'efficacité de la cellule et du module...

### IV.5.1 Grandeurs Annuelles

Le graphe suivant (Figure IV.17) donne une idée générale sur les grandeurs suivantes :

- la radiation annuelle reçue par notre système
- l'énergie électrique produite brute coté DC
- l'énergie électrique produite nette coté DC
- l'énergie électrique produite brute coté AC
- l'énergie électrique produite nette coté AC.



**Figure IV.17: Grandeurs annuelles de l'énergie électrique produite par la centrale HCPV pilote**

La figure IV.17 indique que le système, reçoit une radiation annuelle de 346,7 MWh, produit une énergie électrique annuelle brute DC de 51,26 MWh, une énergie électrique nette DC de 46,8 MWh, une énergie électrique brute AC de 44,9 MWh et une énergie électrique injectée au réseau d'environ 39,7 MWh.

### IV.5.2 Grandeurs mensuelles

Le graphe suivant (Figure IV.18) représente la radiation directe mensuelle reçue par le système.

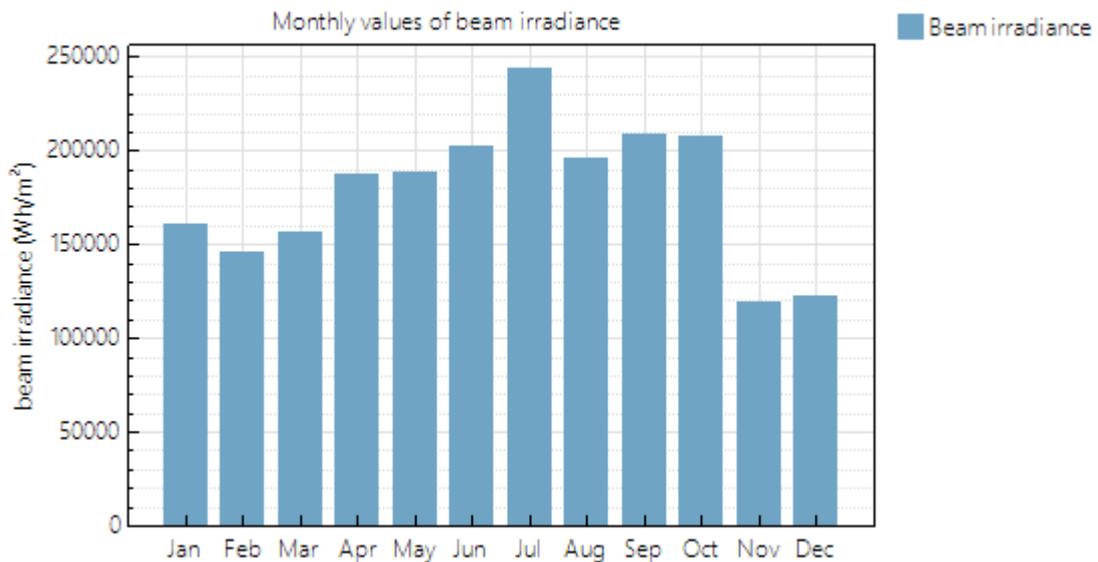


Figure IV.18: Radiation directe mensuelle reçue par la centrale HCPV

La radiation solaire directe est plus importante pendant la période allant du mois avril au mois octobre et la radiation directe totale annuelle est supérieure à 2000 KWh/m².

Le graphe suivant (Figure IV.19) représente l'énergie électrique nette générée par le système côté DC et l'énergie électrique injectée au réseau électrique mensuellement.

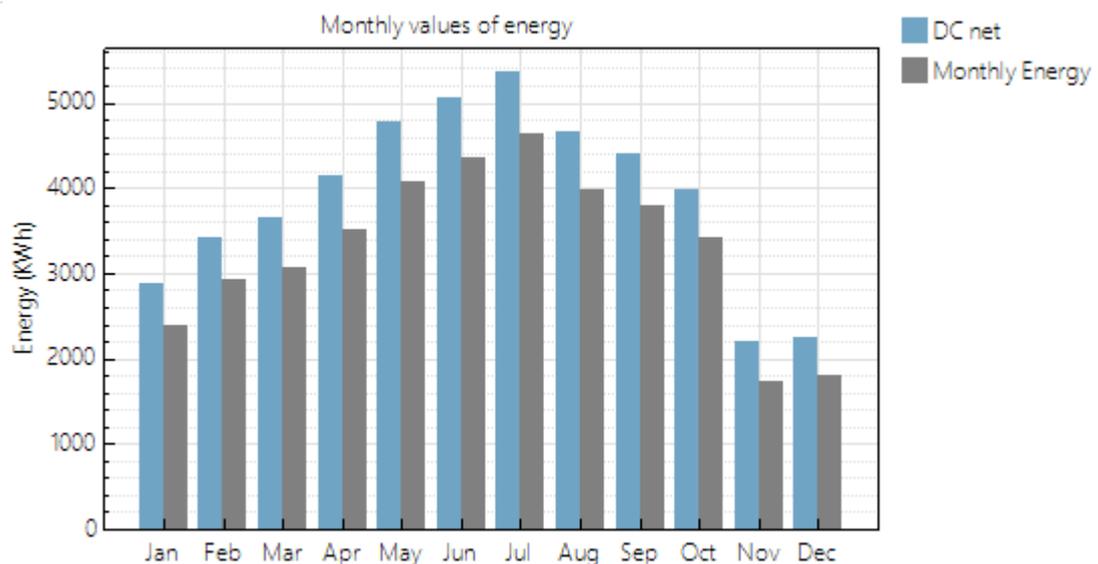


Figure IV.19: Energie électrique mensuelle générée par la centrale (DC) et celle injectée au réseau(AC)

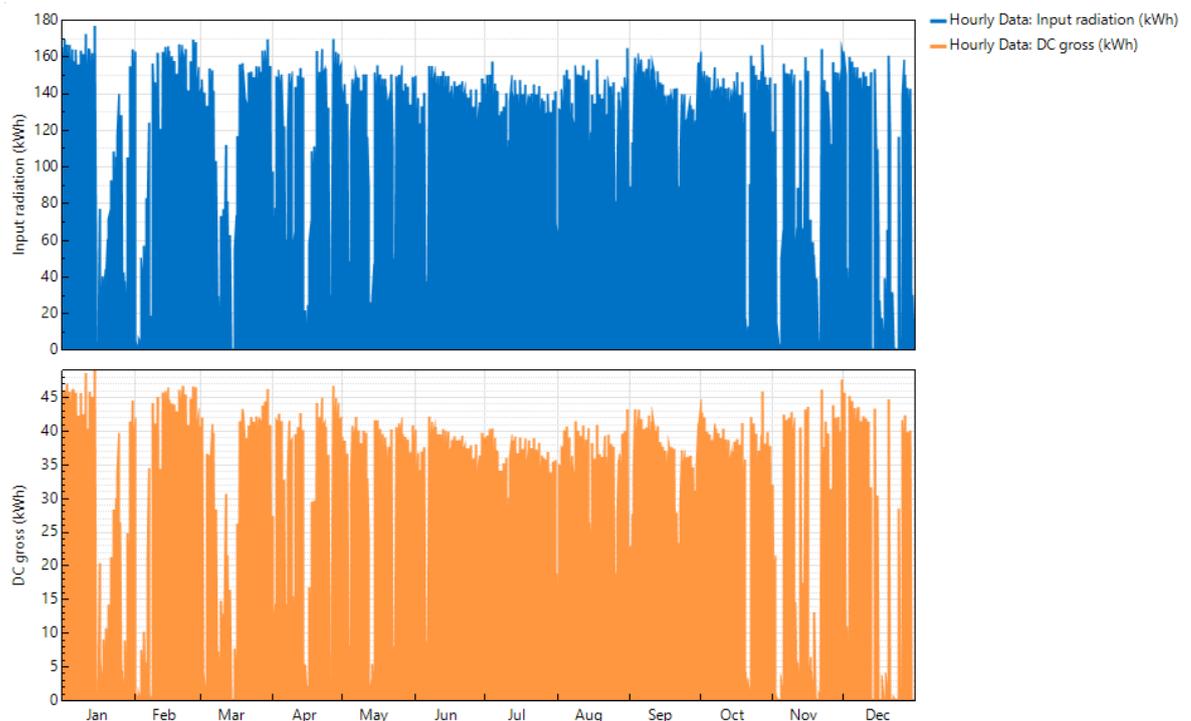
- L'énergie électrique produite par le système photovoltaïque coté DC est d'autant plus grande que nous nous dirigeons vers les mois d'été. C'est normal car pendant cette période le ciel est plus clair ce qui permet au système de capter le maximum de la radiation solaire directe.
- Les pertes entre l'énergie électrique DC et celle injectée au réseau varient entre 400 KWh et 600 KWh par mois.

### IV.5.3 Grandeurs horaires

Les résultats suivants représentent les valeurs horaires des grandeurs suivantes :

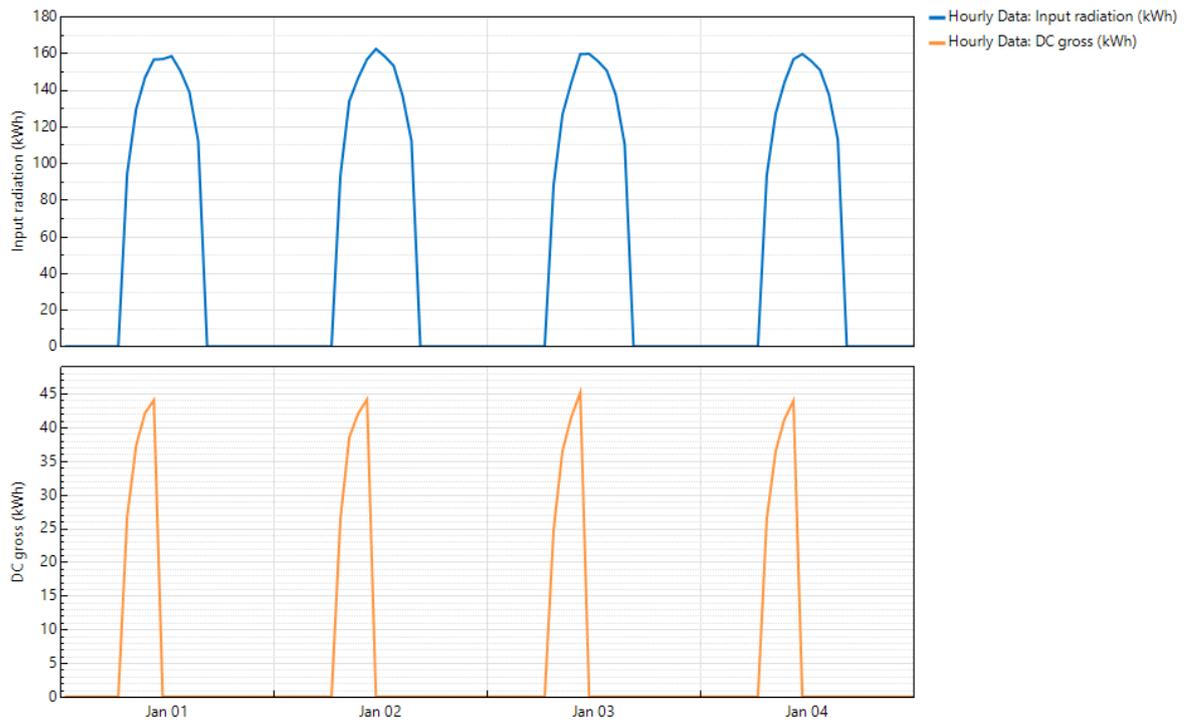
- La radiation directe reçue par le système
- L'énergie électrique produite coté AC et DC
- L'efficacité des modules et des cellules
- La vitesse du vent
- La température de la cellule.

Le premier graphe de la Figure IV.20, illustre la radiation solaire en entrée du système (Input radiation) qui représente le produit de la radiation solaire totale incidente sur le champ solaire et la surface du champ solaire. Tandis que le deuxième graphe désigne l'énergie électrique brute (DC gross) produite coté DC.

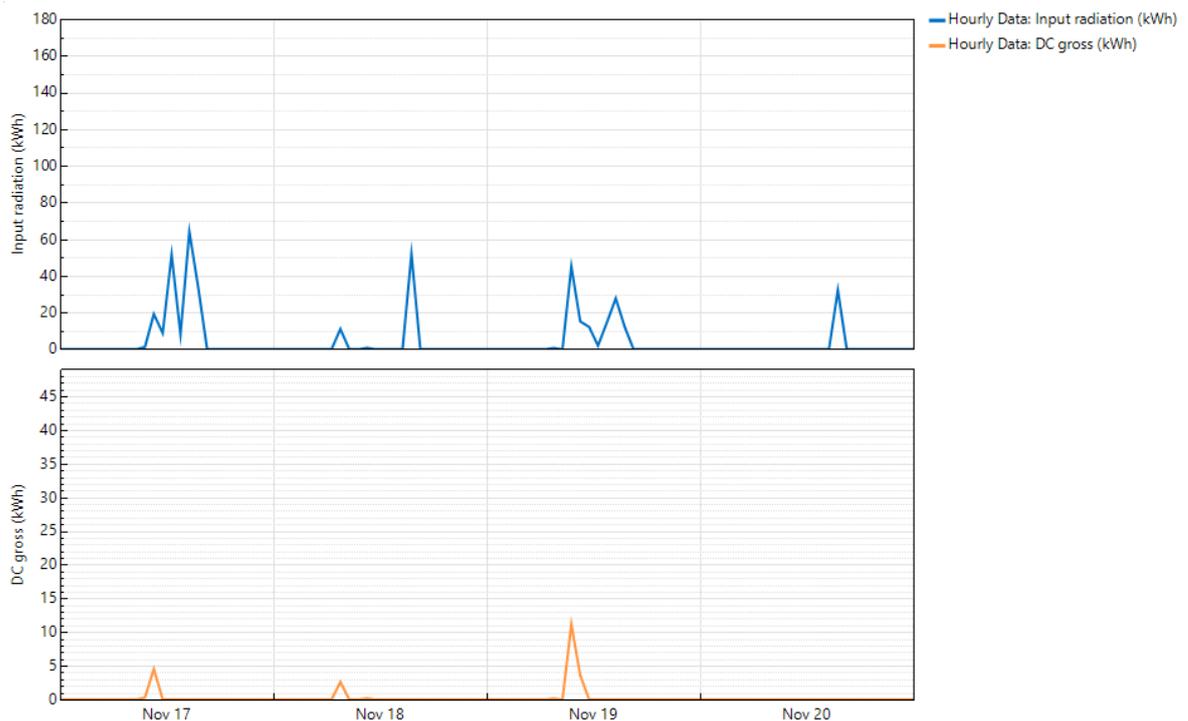


**Figure IV.20: Valeurs horaires de l'énergie électrique brute produite par la centrale HCPV coté DC et la radiation solaire reçue par la centrale HCPV.**

Nous agrandissons la figure IV.20 et nous obtenons les figures suivantes



**Figure IV.21: Valeurs horaires de l'énergie électrique brute produite par la centrale HCPV coté DC et la radiation solaire reçue par la centrale HCPV. Quelques jours du mois Janvier**

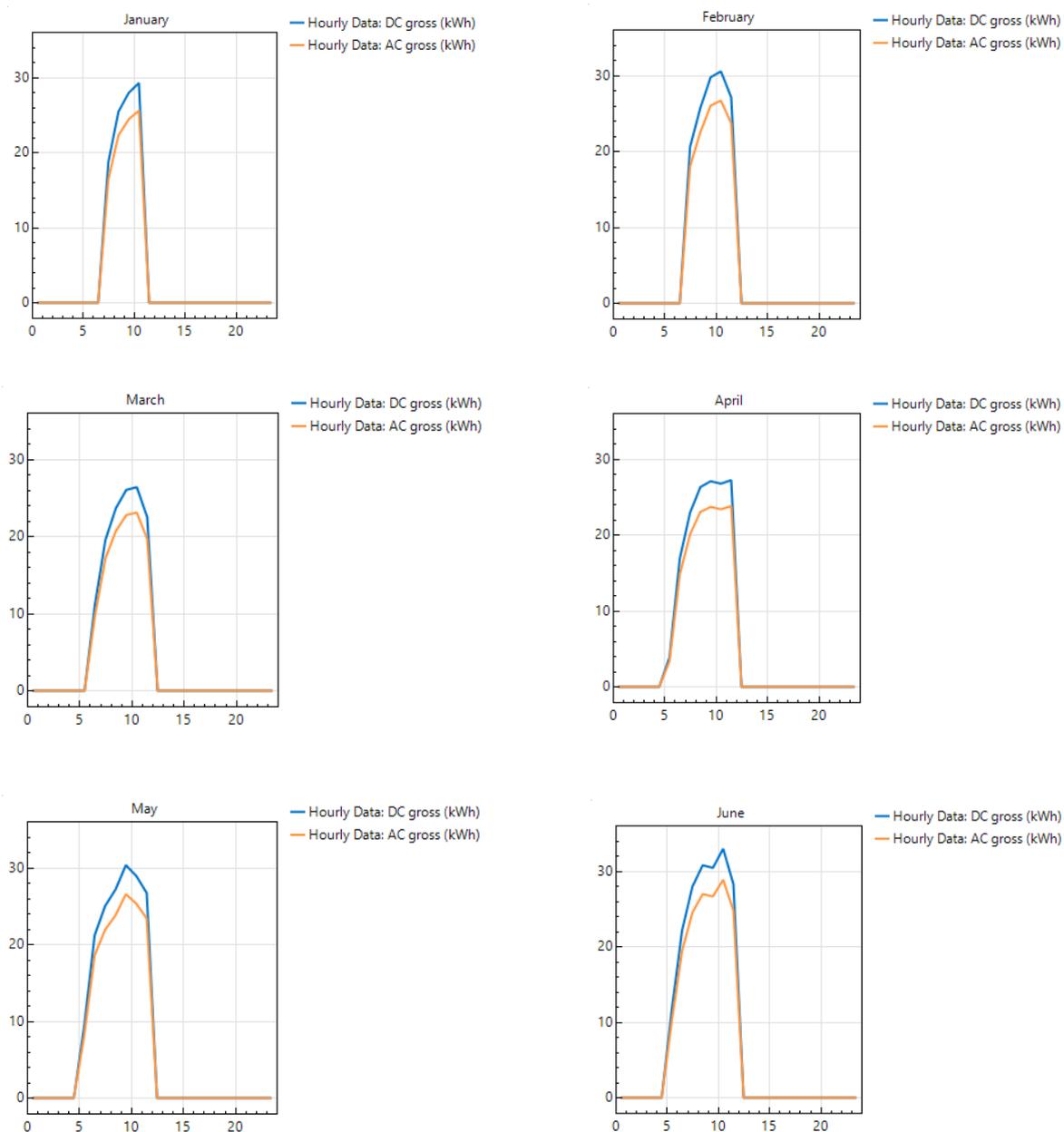


**Figure IV.22: Valeurs horaires de l'énergie électrique brute produite par la centrale HCPV coté DC et la radiation solaire reçue par la centrale HCPV. Quelque jour du mois Novembre.**

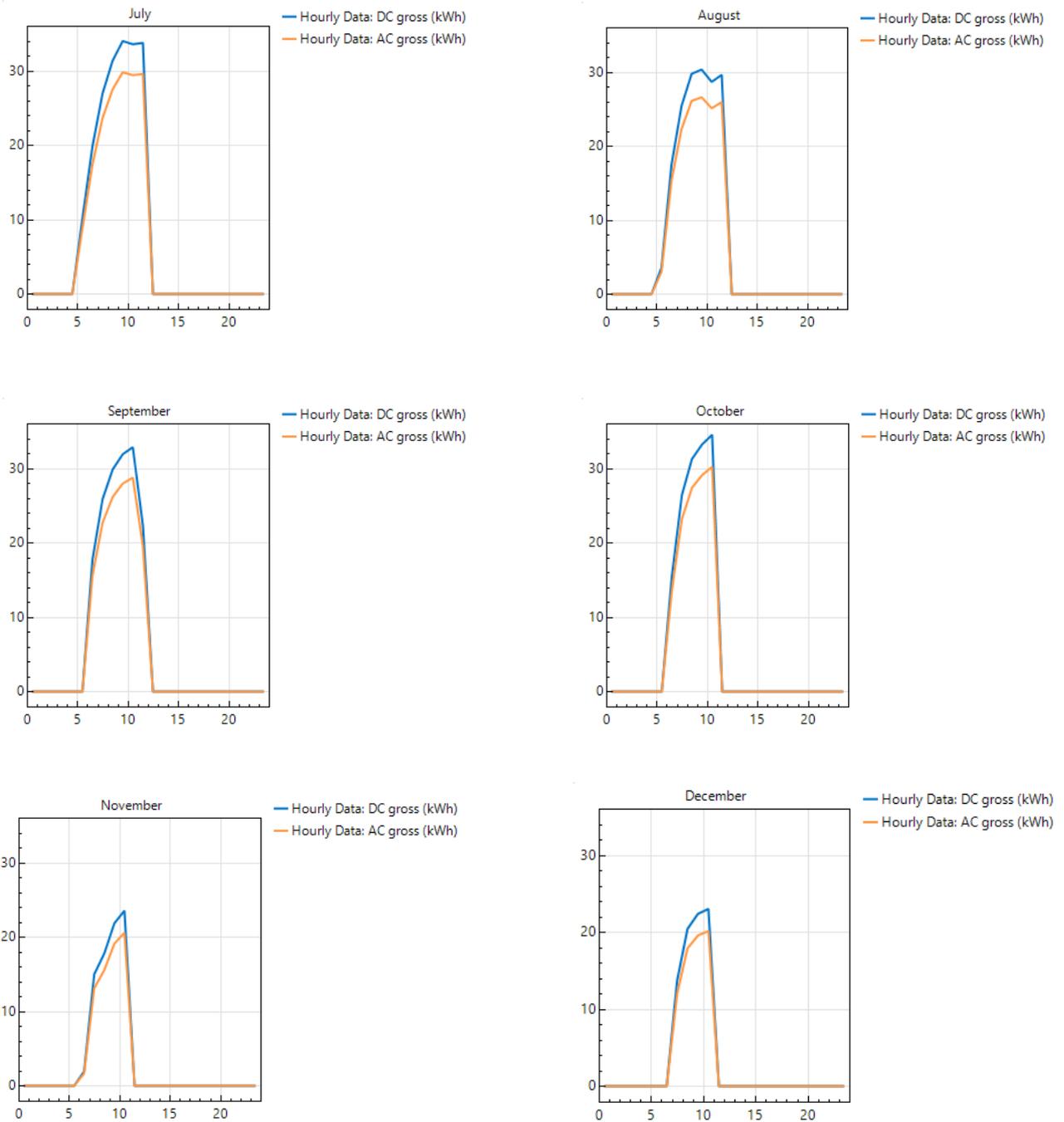
Selon la figure IV.20, l'énergie électrique brute horaire maximale cotée DC varie en général entre 35 KWh et 40KWh pendant la période allant du mois mai au mois octobre, et les chutes de production sont très réduite pendant cette période. Nous remarquons aussi, que l'énergie peut atteindre 45 KWh lors de bonnes conditions météorologiques (figures IV.21) comme elle peut s'annuler lors de mauvaises conditions météorologiques (figures IV.22).

Pour plus d'éclaircissement, nous allons visualiser chaque mois tout seul.

Les graphes suivants représentent l'évolution horaire de l'énergie électrique brute produite par le système coté AC et DC



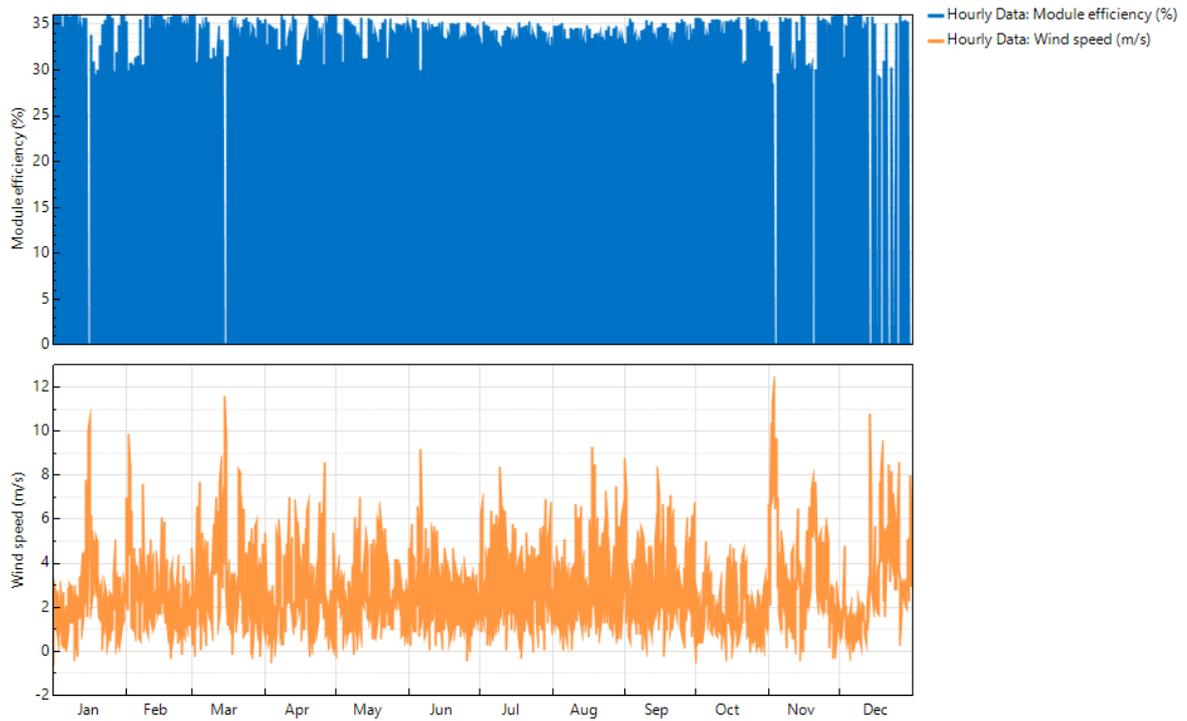
**Figure IV.23: Valeurs horaires de l'énergie électrique brute produite par la centrale HCPV coté DC et AC, du mois janvier au mois juin.**



**Figure IV.24: Valeurs horaires de l'énergie électrique brute produite par la centrale HCPV coté DC et AC, du mois Juillet au mois de Décembre.**

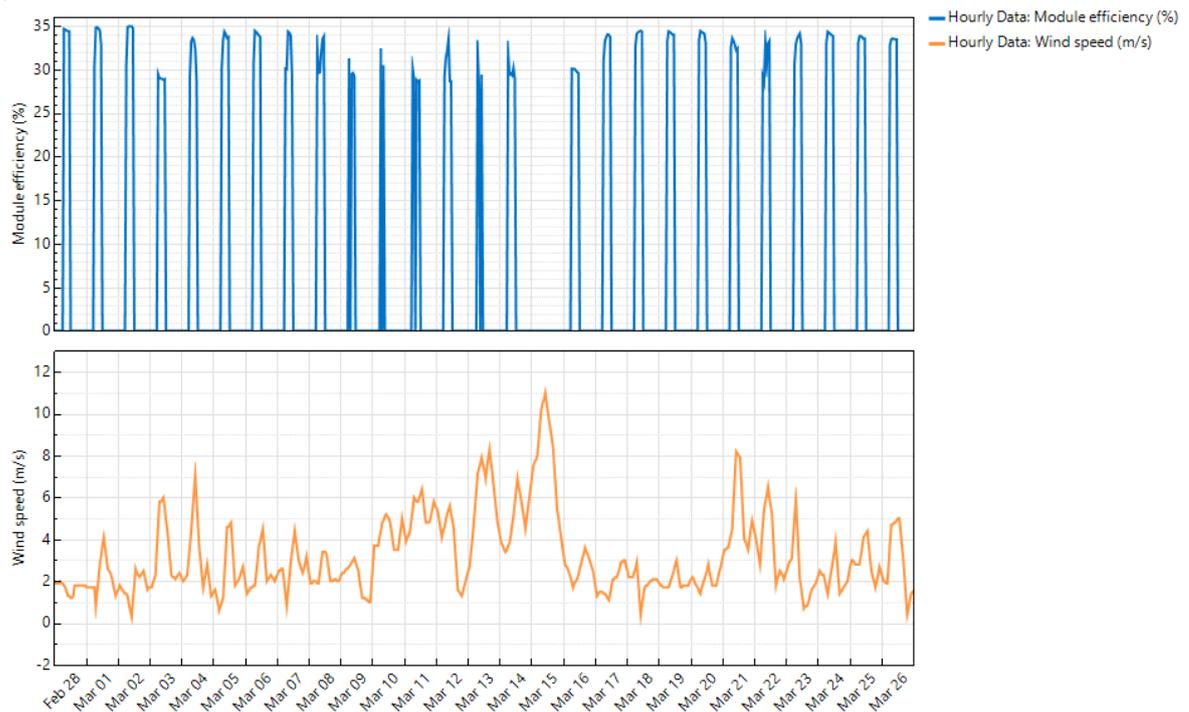
Nous remarquons aussi que la production d'électricité ne se fait que pendant une durée allant de 5h pendant l'automne et l'hiver à 8h pendant le printemps et l'été. La valeur maximale de l'énergie électrique varie entre 24 et 35 KWh (valeurs moyennes sur 30 jours) par jour selon la saison.

Par la suite, nous allons visualiser l'effet du vent et de la température sur le rendement d'un module solaire.



**Figure IV.25: Valeurs horaires de la vitesse du vent et l'efficacité du module solaire**

Nous agrandissons la figure IV.25 et nous obtenons la figure suivante.

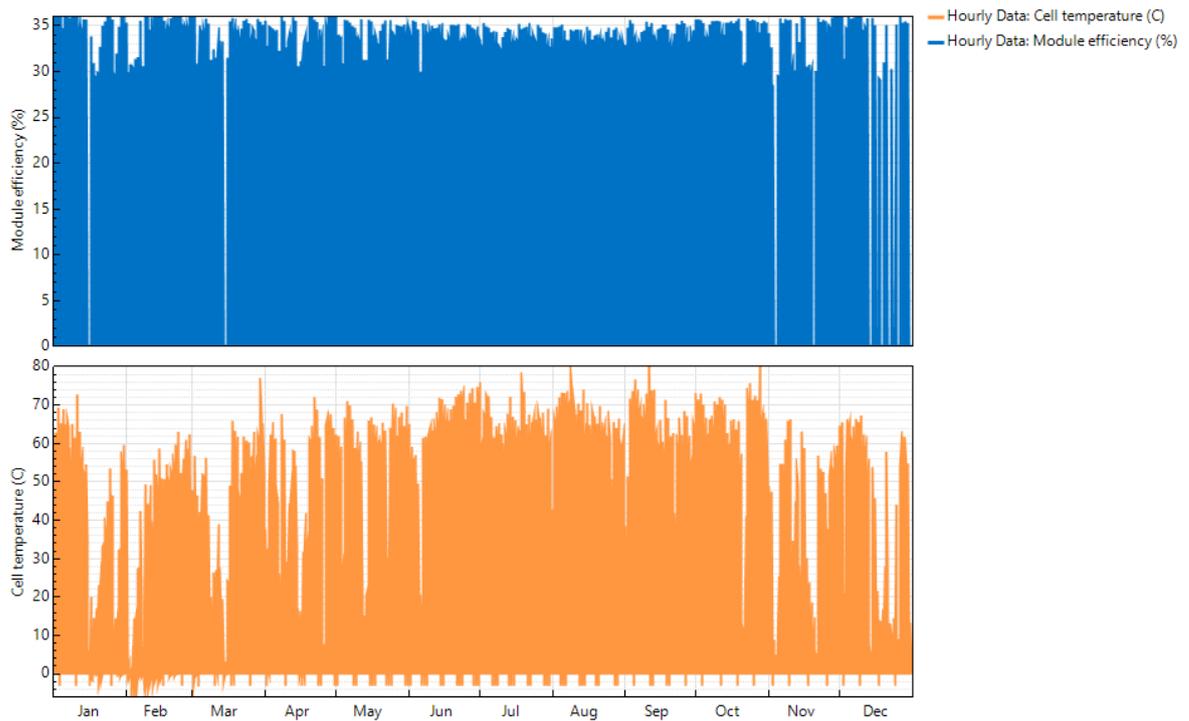


**Figure IV.26: Valeurs horaires de la vitesse du vent et l'efficacité du module solaire (figure agrandie)**

Les figures IV.25 et IV.26, indiquent l'effet de la vitesse du vent sur l'efficacité du module solaire.

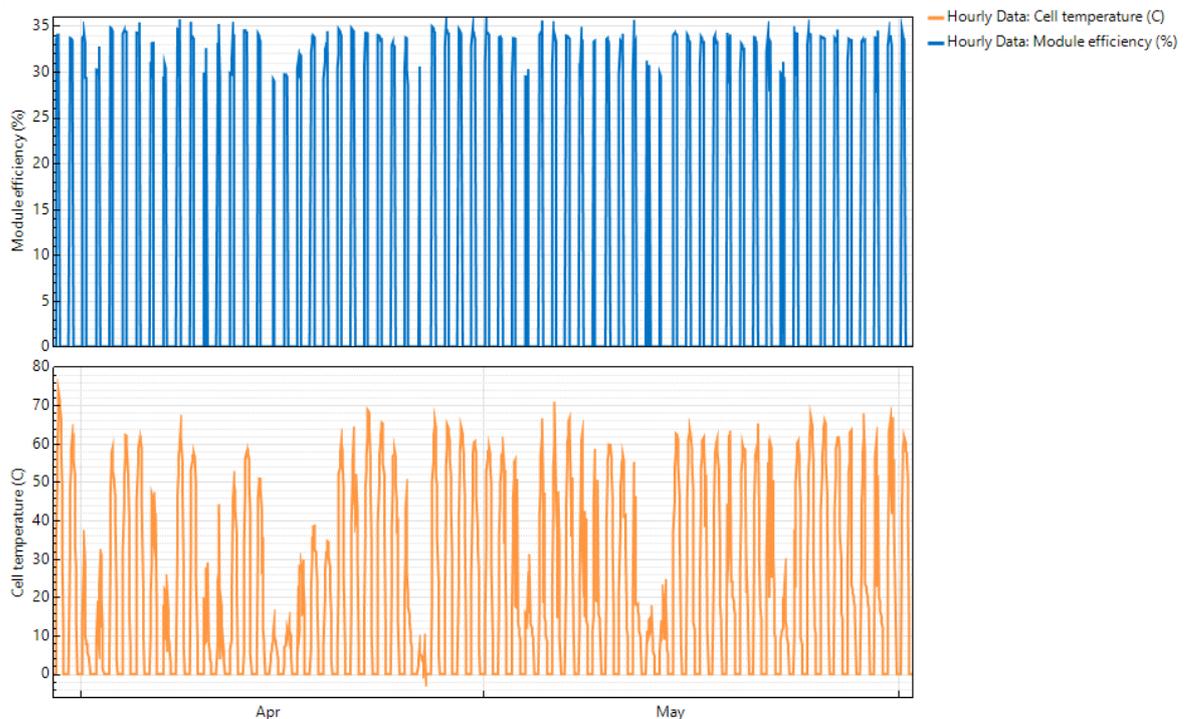
Les deux montrent la relation entre la vitesse du vent et l'efficacité du module. Nous remarquons que les chutes du rendement du module solaire correspondent à des pic de vitesse du vent qui sont supérieurs ou égaux à 11m/s.

Nous pouvons négliger l'effet du vent puisque nous avons remarqué que rarement la vitesse du vent dépasse 11m/s.



**Figure IV.27: Valeurs horaires de la température de la cellule et l'efficacité du module solaire**

Nous agrandissons la figure IV.27 et nous obtenons la figure IV.28.



**Figure IV.28: Valeurs horaires de la température de la cellule et l'efficacité du module solaire. (Figure agrandie).**

Nous remarquons, selon les figures IV.27 et IV.28 que le rendement du module solaire est supérieur ou égal à 30% pour des variations de température de 10°C à 70°C.

Finalement, nous allons comparer l'efficacité de la cellule avec celle du module.

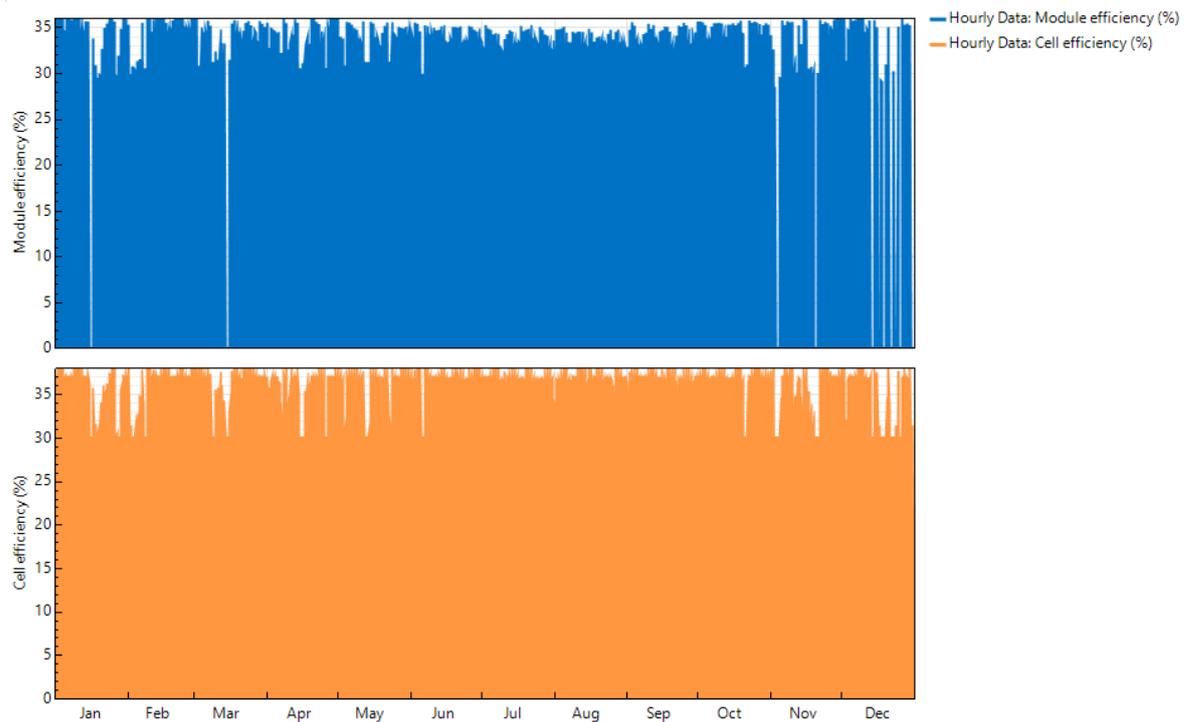


Figure IV.29: Valeurs horaires de l'efficacité de la cellule solaire et celle du module solaire

La figure suivante représente un agrandissement de la figure IV.29.

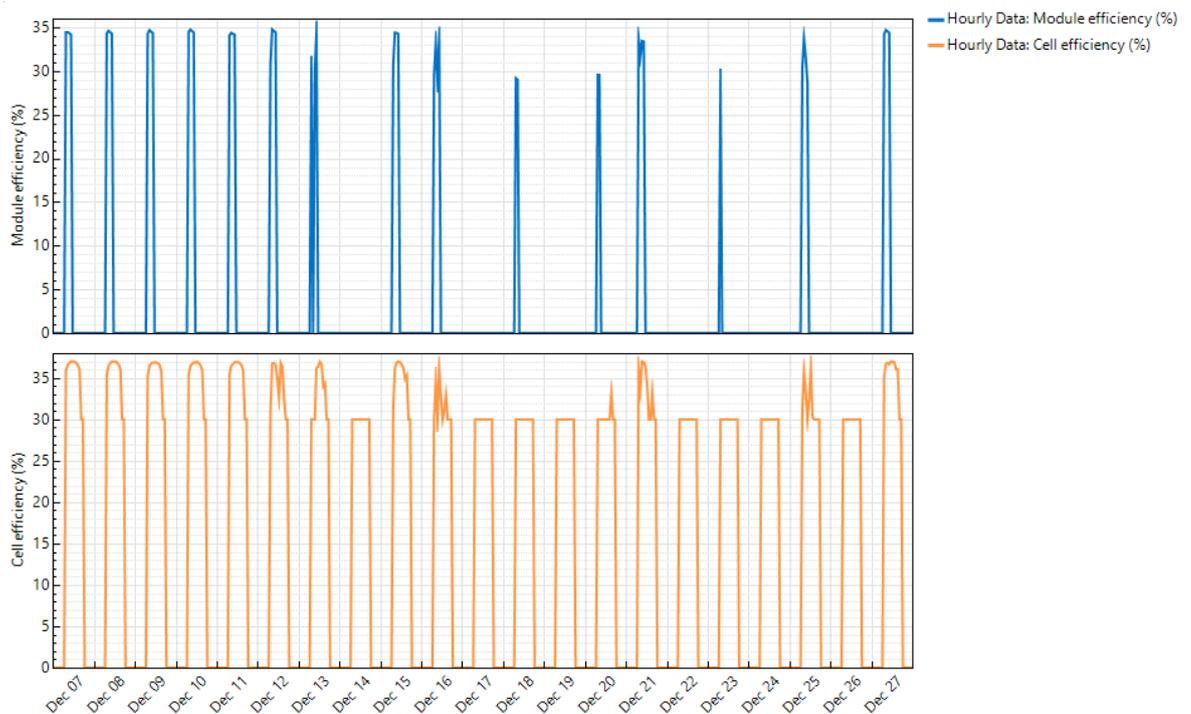


Figure IV.30: Valeurs horaires de l'efficacité de la cellule solaire et celle du module solaire. (Figure agrandie)

La figure IV.30 montre que le rendement de la cellule solaire est toujours supérieur à 30% alors que le rendement du module s'annule de temps en temps, ce phénomène peut être justifié par la présence d'au moins une cellule solaire dans le rendement est nul, car le module est composé

de cellules montées en série.

## **IV.6 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons estimé la production de la centrale HCPV pilote de notre projet à l'aide de l'outil de simulation System Advisor Model et nous avons tiré plusieurs conclusions à propos de son fonctionnement telles que sa production annuelle mensuelle et horaire coté AC et DC, l'effet de la température et le vent sur le rendement du module, et finalement nous avons essayé de trouver une relation entre le rendement de la cellule et celui du module

## Conclusion générale

Le travail présenté dans ce rapport de projet de fin d'étude réalisé à l'Université Al Akhawayn rentre dans le cadre du projet REPHLECT proposé et dirigé par l'entreprise BSQSolar en partenariat avec l'université Al Akhawayn. Ce travail porte sur l'estimation de la production de l'énergie électrique d'une centrale HCPV pilote qui va être installée à Ifrane. L'objectif c'est d'avoir une vision préalable sur son fonctionnement et ses performances.

Dans un premier temps, nous avons défini l'énergie solaire, le rayonnement solaire et le spectre solaire. Ensuite, nous avons décrit les systèmes photovoltaïques à concentration, les facteurs de stress d'un module CPV et le CPV au Maroc.

Nous avons vu, dans un deuxième temps, des notions sur la cellule solaire multi jonction ; son utilité, sa structure, son principe de base, sa modélisation électrique, et aussi nous avons une analyse de son comportement.

Par ailleurs, nous avons présenté l'entreprise BSQSolar, ses activités, ses produits et ses projets. Notamment, son projet REPHLECT, nous avons étalé ses objectifs et ses partenaires.

Finalement nous avons fait une simulation d'une centrale HCPV pilote dans le but de prédire sa production et d'avoir une vision générale sur ses performances, en utilisant le logiciel System Advisor Model développé par le laboratoire national de l'énergie électrique américain.

Les résultats de cette simulation nous ont permis d'estimer la quantité d'énergie électrique annuelle, mensuelle et horaire qui peut être générée par la centrale depuis le champ photovoltaïque jusqu'à l'injection aux réseaux électriques. Aussi, d'évaluer les rendements des cellules et des modules solaires.

Le stage que nous avons effectué à l'université Al Akhawayn nous a permis d'approfondir nos connaissances dans le domaine du photovoltaïque à concentration et d'avoir l'esprit d'équipe.

## Références

- [1]. Bendjellouli Zakaria; mémoire pour l'obtention du magistère en micro-électronique-photovoltaïque, " Contribution à la modélisation d'une cellule solaire», Université de Bechar, 2009.
- [2]. Loic Mabille ; thèse de doctorat " Vers la compréhension des mécanismes de dégradation et de vieillissement des assemblages photovoltaïques pour des applications sous haute concentration" ; Université Paris Sud - Paris XI, 2014.
- [3]. Concentrator photovoltaics; The Springer Series in Optical Sciences, under the leadership of Editor-in-Chief *William T. Rhodes*, Georgia Institute of Technology, USA
- [4]. [www.photovoltaique.info/Raccorde-au-reseau-les-systemes-a.html](http://www.photovoltaique.info/Raccorde-au-reseau-les-systemes-a.html)
- [5]. The Design of a High Concentrator Photovoltaic Module (HCPV) R.D Schultz, E.E van Dyk, F.J Vorster Nelson Mandela Metropolitan University Centre for Energy Research.
- [6]. [lematin.ma/journal/2017/pourquoi-masen-a-retenu-le-photovoltaique-pour-ses-nouveaux-sites/266793.html](http://lematin.ma/journal/2017/pourquoi-masen-a-retenu-le-photovoltaique-pour-ses-nouveaux-sites/266793.html)
- [7]. ABB Solar Center of Competence, IRES Workshop. December 16th 2011 Solar Concentration Technologies CPV Solar systems.
- [8]. Lasledj Meriem ; mémoire de magistère "simulation numérique des cellules solaires de troisième génération pour des applications spatiales " ; université Ferhat Abbas de settif-1.2014/2015
- [9]. Multijunction Concentrator Solar Cells: Analysis and Fundamentals; Eduardo Fernandez, Antonio J. García-Loureiro and Greg P. Smestad
- [10]. Adama Moussa Diallo ; Mémoire présenté en vue de l'obtention du grade de maître ès sciences (M. Sc.) ; " Caractérisations optiques de structures photovoltaïques tri-jonction"; Université de Sherbrooke.
- [11]. [www.bsqsolar.com](http://www.bsqsolar.com)
- [12]. <http://rephlect.eu/fr/>