

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

UNIVERSITE AHMED DRAIA
-ADRAR-



جامعة أحمد دراية-أدرار

Année /2021

Faculté des Sciences et de la Technologie
Département des Sciences de la Matière

Mémoire de fin d'étude, en vue de l'obtention du diplôme de Master en

Physique

Option : Physique Energétique et Energies Renouvelables

Thème

Présenté Par :

**Etude et évaluation des différentes techniques
d'efficacité énergétique de conversion de structures
spécifiques à l'énergie solaire.**

Melle : Ziouani Khatma

et

Melle : Mekkaoui Saida

Devant le jury composé de :

Mr. Sakher El Fahem

Président

MCB

Université Ahmed Draia-Adrar

Mr. Belabbassi Mohamed

Examinateur

MAA

Université Ahmed Draia -Adrar

Mr. Sayhi Mostefa

Promoteur

MCB

Université Ahmed Draia -Adrar

Année Universitaire 2020/2021

Résumé

Dans ce travail, nous avons mené une étude bibliographique approfondie des systèmes CSP (Centrale Solaire Photovoltaïque) et solaires photovoltaïques ainsi que le développement des technologies utilisées dans ces systèmes. L'énergie solaire concentrée a été utilisée pour son rendement élevé et son exploitation dans de grandes surfaces. Nous avons concentré notre étude sur la technique cylindro-paraboliques sous différentes températures. Les résultats obtenus ont montré que l'efficacité de la cylindro-paraboliques est affectée par certains paramètres dont la température et le temps.

Mots clés : Systèmes des énergie solaires, l'efficacité énergétique, technique cylindro-paraboliques.

Summay

In this work, we conducted a thorough bibliographic study of CSP (Central Solar Photovoltaic) and solar photovoltaic systems as well as the development of technologies used in these systems. Concentrated solar energy was used for high efficiency and operation in large areas. We have focused our study on cylindro-parabolic technique under different temperatures. The results obtained showed that the effectiveness of cylindro-parabolic is affected by certain parameters including temperature and time.

Key words: Solar energy systems, energy efficiency, cylindro-parabolic technique.

الملخص:

في هذا العمل، أجرينا دراسة بيبليوغرافية شاملة لنظام CSP (المحطات الشمسية الكهروضوئية) والأنظمة الشمسية الضوئية وكذلك تطوير التقنيات المستخدمة في هذه الأنظمة. تم استخدام الطاقة الشمسية المركزة لكفاءتها العالية واستخداماتها في المساحات الكبيرة. لقد ركزنا دراستنا على تقنية Cylindro-Parabolic تحت درجات حرارة مختلفة. أظهرت النتائج التي تم الحصول عليها أن فعالية cylindro-parabolic تتأثر ببعض الوسائط بما في ذلك درجة الحرارة والوقت.

الكلمات مفتاحية: أنظمة طاقة شمسية، كفاءة طاقيّة، تقنية Cylindro-Parabolic

Remerciement

Je remercie Dieu Tout-Puissant pour lui et son aide pour compléter cette note. A celui qui m'a donné tout ce qu'il avait pour que je puisse réaliser ses espoirs pour lui, à celui qui m'a poussé en avant pour atteindre le désiré, à l'homme qui possédait l'humanité de toutes ses forces, à celui qui a veillé à mon éducation avec grands sacrifices traduits dans sa sanctification de la science, à ma première école dans la vie, mon cher père à mon cœur Que Dieu prolonge sa vie.

A celle qui a donné au plaisir de son foie toute tendresse et tendresse, à celle qui a été patiente avec tout, qui a pris soin de moi le droit de soigner et a été mon soutien dans l'adversité, et sa revendication était pour moi le succès Suivez-moi pas à pas dans mon travail, avec qui je me sens à l'aise à chaque fois que je me souviens de son sourire sur mon visage, source de tendresse. Mains comme nous avons cueilli une fleur, nous avons appris à mon ami et collègue.

Je dédie également le fruit de mes efforts à mon honorable professeur, le Dr KHALFAOUI Abd Elrahman, qui chaque fois que le chemin devant moi s'obscurcit, je recours à lui pour l'éclairer pour moi, et chaque fois que le désespoir descend en moi, il plante dans moi j'espère aller de l'avant. À mon professeur superviseur, le Dr SAYHI Mostefa. Et à tous ceux qui croient que les graines d'un changement réussi sont en nous-mêmes et en nous-mêmes, plutôt que dans d'autres choses.

Sommaire

Sommaire

Introduction générale :.....	14
Chapitre I: généralités sur le système PV et la concentration solaire.	
Introduction :.....	17
I.2 . Définition	17
I.2.1.L'efficacité énergétique	17
I.3.technologies de concentration solaire	18
I.3.1. Théorique générale	18
- solaire thermodynamique : comment ça marche ?	19
I.3.2. Le solaire thermique à concentration	19
I.3.2.1.Histoire	19
I.3.2.2. Principe	21
I.3.2.3. Les différentes technologies	22
I.3.2.3.1. Les absorbeurs	22
I.3.2.3.2. Les réflecteurs	23
I.3.2.4. Les type de technologies CSP	23
I.3.2.4.1. technologie Les centrales à capteur cylindro – parabolique	24
I.3.2.4.1.1 .Le collecteur	24
I.3.2.4.1.2.. Le champ solaire	25
I.3.2.4.1.3.Les différentes configurations sont	26
I.3.2.5. Réflecteurs linéaires de Fresnel	26
I.3.2.5.1. La tour solaire	27
I.3.2.5.2. Fluide caloporteur et récepteur solaire	28
I.3.2.5.3. Stockage	28
I.3.2.5.4. Cycles combinés	28
I.3.2.6. Les centrales à capteurs paraboliques	29
I.3.2.6.1. Concentrateur	29
I.3.2.7 .La technologie l'énergie photovoltaïque	29
I.3.2.7.1. Historia de l'énergie photovoltaïques	30
I.3.2.7.2.Principe de convectionphotovoltaïque	30
I.3.2.7.3.La fabrication	31
I.3.2.7.4. Les différents types de cellules	32
I.3.2.7.5.Les types de technologies PV	32

Sommaire

I.3.2.7.5.1. Cellules à hétérojonctions a-Si:H / c-Si	32
I.3.2.7.5.1.1. Combinaison entre a-Si :H/c-Si	32
I.3.2.7.5.1.2. Les composants principaux de la cellule à hétérojonction de silicium	32
I.3.2.7.5.1.2. 1. L'oxyde transparent conducteur (TCO)	32
I.3.2.7.5.1.2. 2. La couche tampon	33
I.3.2.7.5.1.2. 3. La couche absorbante	33
I.3.2.7.5.2. Les cellules solaires silicium à homojonction	34
I.3.2.7.5.2.1. Architectures des cellules à homojonction standard	34
A. La technologie PERC	34
A.1. Comment la technologie des cellules PERC améliore-t-elle les performances des panneaux solaires?	35
A.2. Différents types de longueurs d'onde	36
A.3. Comment la technologie des cellules PERC capture différentes longueurs d'onde	36
A. 4. Étapes supplémentaires de la cellule solaire PERC	37
B. La technologie PERT	37
B.1 Description du PERT	37
B.2. Caractéristiques clés	38
C. Réflecteur arrière (BSR : Back Surface Reflector)	38
C.2. L'effet de l'insertion de la couche BSF	39
D. Structures à contacts en face arrière	39
Conclusion	41
LES SOURCES	41
Chapitre 02: modélisation des systèmes concentration photovoltaïque	
II.1. Modélisation des systèmes photovoltaïques	46
II.4. Méthodes de caractérisation	48
II.4.1 Caractérisation des couches minces	48
II.4.1.1 Propriétés de conduction	48
II.4.1.2 Vitesse de recombinaison de surface, courant de saturation de l'émetteur	49
II.4.1.3. Résistivité spécifique de contact (méthode TLM)	50
II.4.1.4. Transmission, réflexion et absorption	51
II. 5. Conductivité et résistivité	52
II.6. Modélisation des performances des cellules PV à base de a-Si /c-Si	52
II. 6. 1. Caractéristique J-V	52
II. 6. 2. Influence de l'épaisseur de la couche a-Si	53

Sommaire

II. 6. 3. Influence de l' épaisseur de la couche c-Si	53
II. 6. 4. Influence de dopage de la couche a-Si	54
II. 6. 5. Influence de dopage de la couche c-Si	55
II.8- Comparatif Pour Quelques Technologies	57
II.8. Le concentrateur parabolique compose	57
II.8.1. Définition du CPC	57
II.8-2-Equations de CPC	58
II.8-2-1-calcul de la largeur la pupille de sortie $FB=d^2$	58
II.8.2.3 Calcul des coordonnées du point M dans le repère (X'Y')	58
II.8.2.4 Calcul de l'angle ϕ pour le point C (ϕ_c)	58
II.8.2.6. Hauteur du CPC	59
II.8.3. Réduction de la hauteur	59
II.9. Le miroir cylindro-paraboliques	60
II.9.1. Définitions :	60
II.9.2. calculs de base sur la parabole :	60
9.2.1. Calcul de la longueur d'un arc de parabole :	60
II.9.2.2. Calcul de la distance d'un point de la parabole au foyer :	61
II.9.3 . Calculs du suivi du soleil	60
II.10. la Concentration	60
II.10.1. Concentration géométrique	60
II.10.2. Concentration optique	63
II.10.3. Calculus de la concentration maxima:	63
II.11.Performances et modélisation du collecteur	64
II.12. Résumé des différentes techniques	72
Bibliographie	66

Chapitre III : simulation de concentrateur cylindro –parabolie

Introduction	68
III.2.Modélisation dans un concentrateur cylindro –parabolie	68
III.2 .1.Coefficient d'efficacité du concentrateur	68
III. 2. 2. Nomenclature	70
III.2.3.Resultants	70
III.2.4.Discussion	70
Conclusion	71
Conclusions generals	73

Table des figures

Chapitre 1 : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

Figure 1: irradiation solaire moyenne

Figure 2: Principales technologies de concentration solaire

Figure 3: le cuiseur solaire d'Antoine Laurent de Lavoisier

Figure 4: Les composantes du rayonnement solaire au sol.

Figure 5. Les quatre principales technologies de production de chaleur et/ou d'électricité d'origine solaire par voie thermodynamique

Figure 6: Configuration typique d'une centrale à collecteurs cylindro-paraboliques

Figure 7: Champ de collecteurs en Californie

Figure 8: Vue schématique du collecteur cylindro-paraboliques

Figure 9: Principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel

Figure 10: Configuration typique d'un système de tour solaire à sels fondus

Figure 11: Solari II central receiver plant in Barstow, California

Figure 12: Schéma d'un cycle combiné alimenté par un récepteur volumétrique centra pressurisé

Figure 13: Capteur parabolique avec moteur sterling

Figure 14: principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule photovoltaïque

Figure 15: La fabrication des cellules photovoltaïques

Figure 16 : Les types de cellules photovoltaïques

Figure 17: Les cellules photovoltaïques à hétérojonction

Figure 18 : La technologie PERC

Figure 19: Conception conventionnelle de cellules solaires au silicium

Figure 20: Conception de cellules solaires PERC

Figure 21: Comparaison cellule solaire PERC et cellule solaire standard

Figure 22: N-type Mono bifacial PERT.

Figure 23: la structure industrielle standard BSF : Back Surface Field

Figure 24 : la structures id des cellules HJ avec couche BSF (a-Si(p)/ c-Si(n)/a-Si(n) et a-Si(n)/ c-Si(p)/a-Si(p)).

Figure 25. Structure IBC. Gauche : Vue de la face avant (pas de métallisations); Droite : Schéma d'une coupe de la structure[P]

Chapitre 2 : modélisation des systèmes concentration photovoltaïque

Figure 1. Circuit électrique équivalent

Table des figures

Figure 2. *Résistance mesurée en fonction de la distance entre les plots pour la détermination de la résistance de contact par la mesure TLM*

Figure 3 : Caractéristiques J-V a) a-Si (p)/c-Si (n) et b) de a-Si (n)/c-Si (p).

Figure 4: L'effet de l'épaisseur d'a-Si sur les performances de la cellule HJ.

Figure 5 : l'effet de l'épaisseur de c-Si sur les performances de la cellule – HJ.

Figure 6: influence de la concentration de dopage de la couche émettrice sur les performances des cellules (a) et (b).

Figure 7 : influence de la concentration de dopage de c-Si sur les performances des cellules PV

Figure 8 : caractérisation J-V

Chapitre 3:simulations de cylindro parabolique

Figure1 : Rendement en fonction de la température réduite $(T_m - T_a)/G$

Figure2 : Variation des radiations en fonction de l'heure

Figure3 : Per formance of a typical flat-plate thermal collector

Figure4 : Per formance of thermal PV/T – CPC collector $I_b : G$

Figure5 : Variation des températures en fonction de la radiation.

Liste des tableaux

Liste des tableaux :

Tableau 1 :Avantages et inconvénients de la technologie à hétérojonction de silicium.....	34
Tableau 2: <i>Les performances des deux structures de référence.....</i>	53
Tableau 3 : <i>Les performances obtenues.....</i>	56
Tableau 4 :comparatif pour quel que tonologie.....	56
Tableau 5: <i>Caractéristiques techniques et économiques des technologies silicium à haut rendement</i>	<u>57</u>
Tableau 6 :Caractéristiques techniques principales des différents systèmes de concentration solaire..	65
Tableau 7 :résumé les a vantages et inconvenient lie à claque technique.....	65
Tableau 8 : le variable.....	<u>69</u>

Nomenclature

Nomenclature

Al-BSF Aluminium-Back Surface Field

IBC Integrated Back Contact

PERC Passivated Emitter Rear Contact

PERT Passivated Emitter Rear Totally diffused

IC : Courant,

IC_L : Courant de la source,

IC_O : Courant de saturation inverse de la diode,

VP : Tension,

R_s : Résistance série,

R_{sh} : Résistance shunt.

N_S : Nombre de cellules individuelles en série dans un module.

K : Constante de Boltzmann, $1,38.10^{-23} m^2.kg.s^{-2}$

T_{cu} : Température du module, °C

q : Constante de la charge de l'électron.

σ : Conductivité (Ohm.cm)⁻¹

N : Nombre de porteurs libres (cm⁻³)

q : Charge élémentaire (C)

μ : Mobilité des porteurs majoritaires (cm² V⁻¹S⁻¹)

σ : Conductivité (Ohm.cm)⁻¹

d : Distance entre les électrodes (cm)

R : Résistance entre les électrodes (Ohm)

e : Épaisseur du matériau à mesurer (cm)

h : Largeur des électrode (cm)

τ_{effa} : Durée de vie effective (s)

τ_{volume} : Durée de vie volumique (s)

$Seffa$: Vitesse effective de recombinaison en surface (cm.s⁻¹):

W : Épaisseur du substrat (cm)

R : Résistance mesurée entre 2 plots (Ω)

R_{sh} : Résistance par carré de la couche contactée (Ω /carré)

X : Distance entre les plots (μm)

Z : Hauteur des plots (μm)

R_c : Résistance de contact (Ω)

Nomenclature

R_{eff} : Réflectivité effective (%)

$R(\lambda)$: Réflectivité (%)

$S(\lambda)$: N Spectre solaire AM1.5 (photons. $m^{-2} \cdot \mu m^{-1} \cdot s^{-1}$)

A_a : surface d'ouverture du concentrateur (m^2)

A_r : surface du récepteur (m^2)

Q_a : La puissance absorbée par le récepteur,

ϵ : Facteur d'émission in Fra rouge de la surface du récepteur

k_i : Conductivité

h_{pf} : Coefficient convectif de d'eau

h_0 : Coefficients convectif extérieure

h_i : Coefficients convectif intérieure

$U_{t,ca}$: coefficient de pentes thermique collecteur ambiance

$U_{t,cp}$: coefficient de pentes thermique collecteur paroi

V : vitesse de vent

σ : La constante de Stefan– Boltzmann ($5,670367 \cdot 10^{-8} W/m^2 K^4$).

m_m : Le débit massique du fluide circulant dans l'absorbeur en (Kg/s)

m_v : Le débit massique de l'eau évaporé (Kg/s)

L_v : La chaleur latente de l'évaporation (J/Kg)

C_p : Chaleur spécifique du fluide en ($J/Kg \cdot ^\circ C$)

T_s : La température du fluide de la sortie en ($^\circ C$)

T_e : La température du fluide à l'entrée en ($^\circ C$)

A_r : La surface du récepteur en (m^2)

T_{re} : La température du récepteur en ($^\circ C$)

T_a : La température de l'air ambiant ($^\circ C$)

h : est le coefficient de transfert de chaleur par convection entre le récepteur et l'environnement en ($W/m^2 C$)

Introduction

générale

Introduction générale

Depuis des siècles, nous consommons de l'énergie sous ses diverses formes dans l'industrie, les services et les transports. Le développement industriel, l'essor du marché automobile et la multiplication des équipements domestiques ont entraîné une croissance significative de la demande énergétique.

Cette demande a été couverte principalement par l'exploitation des sources d'énergie fossiles, ce qui n'a pas été sans conséquences graves. Tout d'abord, la raréfaction de ces ressources fossiles, ce qui entraîne une augmentation massive des prix de l'énergie. Puis leur impact sur l'environnement (gaz à effet de serre, formation de gaz toxiques, oxydes d'azote contre les exigences environnementales). L'enjeu actuel est donc de trouver des sources d'énergie propres dont l'exploitation a très peu d'impact sur l'environnement. Rappelons que 85 % de l'énergie utilisée dans le monde aujourd'hui provient de gisements d'énergies fossiles (charbon, pétrole et gaz) Les énergies renouvelables apparaissent comme une solution d'avenir pour répondre de manière durable aux besoins énergétiques mondiaux. Parmi les énergies renouvelables, nous avons l'énergie solaire, qui est une source 100% propre et disponible sur toute la surface de la Terre. Après les crises pétrolières et les catastrophes nucléaires successives, le développement et la création d'énergies renouvelables sont devenus une nécessité. Les énergies renouvelables peuvent remplacer les énergies fossiles ou de fission, dont l'épuisement apparaît bientôt et dont les inconvénients environnementaux sont immédiats. Il existe des ressources énergétiques illimitées et abondantes qui doivent être exploitées.

En tant qu'alternative aux ressources traditionnelles, l'énergie solaire présente l'avantage de coût d'exploitation, de facilité d'utilisation et de multiples options d'exploitation. Dans l'option production d'électricité, l'énergie solaire est une source d'énergie propre, inépuisable et n'émet pas de gaz toxiques. Il existe deux voies potentielles pour convertir l'énergie solaire en électricité l'utilisation de cellules photovoltaïques, ou la conversion thermodynamique. La première solution est très coûteuse, car un PV à rendement limité, qui repose sur la conversion du rayonnement électromagnétique solaire en électricité, est une ressource d'énergie renouvelable à part entière. Bien que cette ressource soit de plus en plus connue comme une source potentielle d'énergie, il n'a pas été facile de se réconcilier avec les nombreux préjugés qui existent sur le sujet. Par exemple, l'énergie solaire a été critiquée pour son intermittence (jour, nuit, saison), pour son manque de fiabilité et pour avoir dépensé plus d'énergie pour concevoir des panneaux solaires qu'elle ne peut en économiser au cours de sa durée de vie. Ces affirmations sont aujourd'hui déformées par les avancées techniques réalisées dans le photovoltaïque mais aussi dans le traitement de l'énergie.

Introduction générale

Actuellement, la plupart des panneaux photovoltaïques produisent beaucoup plus d'énergie au cours de leur durée de vie que l'énergie nécessaire pour les produire. Ces dernières années, nous avons vu un concept de remboursement de l'énergie appelé EPT (Energy Playback Time). Selon les technologies et les délais de production, le FEPT s'étend de 2 à 4 ans pour les panneaux d'une durée de vie de 15 à 25 ans. Les progrès de fabrication ont été importants ces dernières années, ce qui a permis de garantir le fonctionnement des générateurs photovoltaïques depuis plus de 25 ans. Si l'on regarde les différents développements et études technologiques de ces dernières années, on trouve dans la littérature différents matériaux ainsi que de nombreux assemblages possibles pour créer une photo génératrice fiable. Ainsi, pour l'utilisateur final, le caractère technologique de la cellule utilisée pour produire de l'énergie aura en premier lieu peu d'importance.

Ainsi, les critères les plus importants sont en premier lieu le débit unitaire de puissance en watts (DAWC), son efficacité, sa durée de vie, sa taille, son poids, son aspect esthétique, et l'impact environnemental de la fabrication et du retraitement.

Du point de vue des chercheurs, une bonne compréhension des différentes technologies de cellules et de modules est essentielle pour réduire davantage les coûts, augmenter les performances et améliorer l'impact environnemental, par exemple, en trouvant des solutions de recyclage dès la conception des nouveaux modules photovoltaïques.

De nombreuses technologies sont aujourd'hui opérationnelles, mais nombre d'entre elles nécessitent encore des travaux de recherche et développement spécifiques pour atteindre la maturité nécessaire à une production élevée. Le terme « énergie solaire thermodynamique » désigne également toutes les technologies qui visent à convertir l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur à une température élevée, puis en énergie mécanique (et électrique) à l'utilisation de l'énergie solaire représente donc une réelle et excellente alternative qui permet de réduire la consommation du secteur ainsi que son impact sur l'environnement. Dans cette logique, notre travail de mémoire a été orienté plus précisément vers l'étude et l'évaluation de différentes technologies d'efficacité énergétique pour la conversion de structures spécifiques à énergie solaire. Son objectif est de connaître les technologies solaires photovoltaïques et CSP qui peuvent être utilisées pour augmenter l'efficacité énergétique. Ce travail est organisé en trois chapitres complétés par une introduction générale et une conclusion. Le premier chapitre est consacré aux différentes technologies présentes à la fois dans le CSP et le solaire PV. Quant au deuxième chapitre, il a été consacré aux équations énergétiques distinctes pour chaque technologie et à la modélisation de l'énergie solaire concentrée et de l'énergie photovoltaïque, avec mention des paramètres d'influence pour chaque technologie. Comme pour le troisième chapitre, nous avons simulé l'énergie solaire concentrée, notamment une parabole, avec les facteurs d'influence tels que G et la température.

*Chapitre 1:
généralités sur le
système PV et la
concentration solaire.*

Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

Introduction :

L'énergie solaire est l'énergie que dispense le soleil par son rayonnement, directement ou de manière diffuse à travers l'atmosphère. Sur Terre, l'énergie solaire est à l'origine du cycle de l'eau et du vent. Le règne végétal, dont dépend le règne animal, l'utilise également en la transformant en énergie chimique via la photosynthèse. Les cellules solaires photovoltaïques convertissent directement la lumière du soleil en électricité par ce que l'on appelle l'effet photovoltaïque, grâce auquel certains matériaux peuvent absorber des photons, libérer des électrons et générer de l'électricité. D'autre part, les capteurs solaires thermiques utilisent des panneaux ou des miroirs pour absorber et concentrer la chaleur du soleil, la convertir en liquide et la transmettre à travers des tuyaux destinés à être utilisés dans les bâtiments et les installations, ainsi que pour produire de l'électricité. Les technologies solaires peuvent exploiter cette énergie pour diverses utilisations, notamment la production d'électricité, la fourniture de lumière ou un environnement intérieur confortable et le chauffage de l'eau à des fins domestiques, commerciales ou industrielles.

I.2. Définition

I.2.1. L'efficacité énergétique

L'efficacité énergétique peut se définir comme le rapport entre le service délivré au sens large (performance, produit, énergie, confort, service) et l'énergie qui y a été consacrée. L'amélioration de l'efficacité énergétique consiste donc, par rapport à une situation de référence soit à :

- augmenter le niveau de service rendu, à consommation d'énergie constante.
- économiser l'énergie à service rendu égal.
- réaliser les deux simultanément.

Ainsi, les solutions d'efficacité énergétique visent à améliorer la performance délivrée avec une moindre consommation d'énergie

I.3. technologies de concentration solaire

I.3.1. Théorie générale : [2]

Les centrales solaires sont une technologie relativement récente, possédant un important potentiel de développement. Elles offrent une opportunité aux pays ensoleillés comparable à celle des fermes éoliennes pour les pays côtiers.

Les endroits les plus prometteurs pour l'implantation de ces technologies sont ceux du sud-ouest des États Unis, l'Amérique du Sud, une grande partie de l'Afrique, les pays méditerranéens et du Moyen Orient, les plaines désertiques d'Inde et du Pakistan, la Chine, l'Australie, etc.

Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

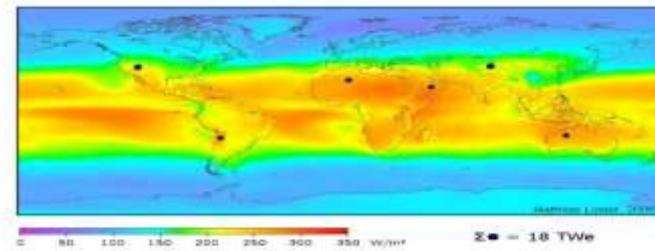


Figure 1: irradiation solaire moyenne[a]

Dans beaucoup de régions du monde, un kilomètre carré de terrain suffirait à générer jusqu'à 120 Gwh d'électricité par an, grâce à la technologie des centrales solaire. Cette énergie est équivalente à la production annuelle d'une centrale classique de 50 MW.

La production d'électricité à partir du rayonnement solaire est un processus direct. L'énergie solaire étant peu dense, il est nécessaire de la concentrer pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité. Le rayonnement est concentré en un point ou en une ligne, où l'énergie thermique est transmise au fluide caloporteur. L'intensité de la concentration est définie par le facteur de concentration. Plus celui-ci est élevé, plus la température atteinte sera importante.

La figure 2 montre les 4 principaux systèmes de concentration. Les systèmes à concentration en ligne on généralement un facteur de concentration inférieur à ceux des concentrateurs ponctuels.

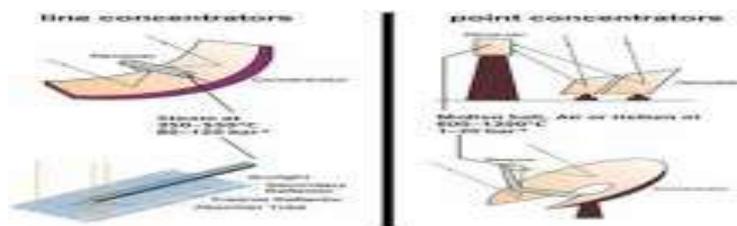


Figure 2: Principales technologies de concentration solaire[b]

Les systèmes de génération d'électricité sont divers : turbine à gaz, cycle de Rankine, Moteur Stirling, Cycle de Rankine organique sont les options généralement choisies.

Le stockage constitue un aspect important des centrales solaires. Il permet de rendre la production d'électricité constante et indépendante de la disponibilité du rayonnement solaire.

- Centrale solaire thermodynamique

- Une centrale solaire thermodynamique à concentration (ou centrale solaire thermique ou encore hélio-thermodynamique, en anglais CSP pour (*Concentration Solar Power Plant*) est une centrale qui concentre les rayons du soleil à l'aide de miroirs afin de chauffer un fluide caloporteur qui permet en général de produire de l'électricité.

- solaire thermodynamique : comment ça marche ?

Les éléments constitutifs principaux d'une centrale solaire thermodynamique sont :

- Dispositif optique de concentration du rayonnement solaire

Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

- Système de production de chaleur composé d'un récepteur, d'un fluide caloporteur et éventuellement d'un moyen de stockage
- Sous système de conversion de la chaleur en électricité.

I.3.2. Le solaire thermique à concentration :

Le solaire thermique à concentration désigne la transformation d'un rayonnement lumineux concentré en chaleur. A l'origine utilisé pour allumer un feu avec un miroir parabolique, la technologie a innové pour permettre la production de l'électricité ou pour alimenter des procédés industriels.

I.3.2.1. Histoire :

L'histoire de l'utilisation de l'énergie solaire **thermique à concentration** commence en **Grèce** au VIII^{ème} av. JC. En effet, lors de la cérémonie d'ouverture des premiers Jeux Olympiques de 776 av. JC, la flamme olympique était allumée par les rayons du soleil à l'aide du skaphia, l'ancêtre du miroir parabolique.^[1]



Archimède et un de ses miroirs ardents

Cette invention du miroir ardent serait réutilisée cinq siècles plus tard par **Archimède** lors du siège de Syracuse (Sicile). Alors que cette colonie grecque était attaquée par la flotte romaine, la légende veut qu'Archimède ait mis au point des miroirs géants en bronze polis pour réfléchir et concentrer les rayons du soleil afin d'enflammer les voiles des navires romains.

De l'autre côté de l'Océan Atlantique, **Inti** le dieu soleil des **Incas**, envoie Manco Cápac, le premier empereur légendaire des Incas. Le culte du soleil devint ainsi très important. A partir du XV^{ème} siècle, il fait l'objet d'un des rituels les plus populaires: l'**Inti Raymi** (la résurrection du soleil). Il se déroule dans la capitale Inca Cuzco pendant le solstice d'hiver, le 24 juin, et ce pendant 9 jours durant lesquels les Incas se prêtaient à des danses mais aussi à des sacrifices. A cette occasion, un feu était allumé par le prêtre suprême à l'aide d'un bracelet en or: le chipana.^[2]

En Europe, il faut attendre le XVI^{ème} siècle et la venue de **Léonard de Vinci** pour redonner un souffle aux technologies solaires. En 1515, Léonard de Vinci invente un nouveau concentrateur solaire: un système du type CLFR (Compact Linear Fresnel Reflector). Cependant, ce système semble n'avoir existé que sur le papier.

En 1615, **Salomon de Gaus** construit une pompe solaire. La force motrice était fournie par de l'air chauffé par le rayonnement solaire.

Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

Au XVIII^{ème} siècle, le miroir ardent de l'antiquité et de l'empire Inca refait surface en France. **Georges-Louis Leclerc, Comte de Buffon** fait construire en 1747 un miroir composé de 168 glaces planes de six pouces de largeur sur huit de hauteur. Il fait ainsi fondre différents métaux comme l'étain, le plomb et l'argent.^[3]

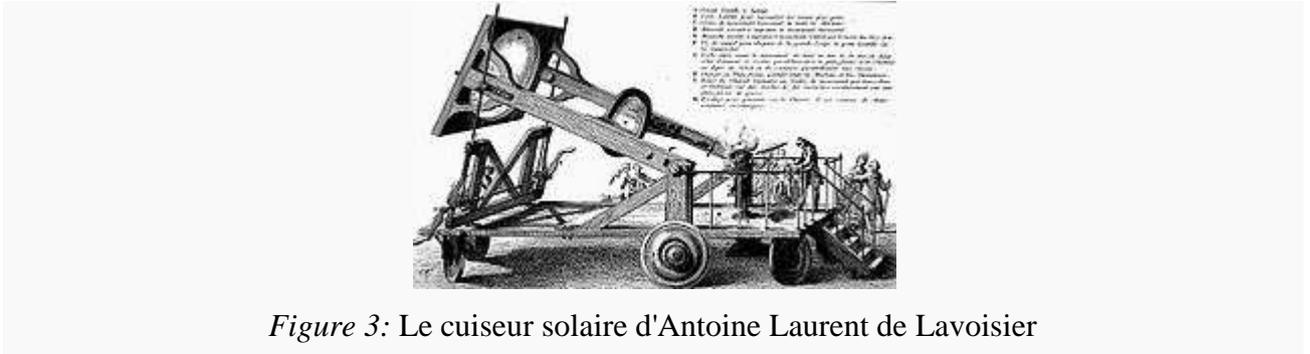


Figure 3: Le cuiseur solaire d'Antoine Laurent de Lavoisier

Les expériences autour de l'énergie solaire s'enchaînent. En 1774, **Antoine Laurent de Lavoisier**, chimiste, philosophe et économiste, invente un cuiseur solaire composé de lentilles convergentes afin de fondre des métaux.

En 1874, le premier distillateur solaire voit le jour à Las Salinas, sur le haut plateau d'Atacama au Chili, qui produit 23 tonnes d'eau douce par jour ensoleillé. Quelque décennies plus tard, le physicien anglais **Charles Vernon Boys** invente et met en œuvre le premier capteur cylindro-paraboliques en 1912. Il crée ainsi la première centrale électrique solaire à Meadi en Égypte, utilisée pour le pompage de l'eau d'irrigation.

Il faudra ensuite attendre la fin de la seconde guerre mondiale pour retrouver de nouvelles avancées dans le domaine du solaire thermique. Le français **Félix Trombe** a l'idée d'utiliser un projecteur DCA abandonné par les allemands à Meudon (Hauts-de-Seine). En 1946, il le transforme en four solaire et grâce à ses recherches encourageantes, il construit en 1949 un nouveau four solaire à Mont-Louis (Pyrénées-Orientales) d'une puissance de 50kW.

En 1963, l'italien **Giovanni Francia** et le français **Marcel Perrot** installent le premier système CLFR (Compact Linear Fresnel Reflector) à Marseille, près de 450ans après son invention par Léonard de Vinci.

Pendant ce temps là, le four de Mont-Louis connaît de bons résultats. Ainsi le gouvernement français construit un four solaire de taille quasi industrielle à Odeillo. Mis en service en 1970, le four solaire d'Odeillo a une puissance de 1MW.

En 1983, **EDF** et le **CNRS** construisent Thémis, la première centrale électro solaire à tour française d'une puissance de 2500 kW. Cependant la politique du tout nucléaire aura raison d'elle, puisqu'elle fermera ses portes 3 années plus tard.

Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

I.3.2.2. Principe

La technologie du solaire thermique à concentration capte l'ensoleillement direct du soleil sur une grande surface réfléchissante et le concentre sur un récepteur afin d'obtenir de plus hautes températures. Ces hautes températures permettent essentiellement la production de vapeur d'eau qui va permettre l'alimentation d'une turbine à vapeur, et par la même occasion de l'électricité. On retrouve également le principe du solaire à concentration dans d'autres applications, comme la cuisson, le dessalement d'eau de mer ou encore le traitement des polluants.

La performance du système est caractérisée par son facteur de concentration géométrique. Celui-ci permet de quantifier l'intensité de la concentration solaire : plus le facteur de concentration est élevé, plus la température atteinte est importante.

Le facteur de concentration géométrique est fonction de la surface du réflecteur et de la surface du récepteur ^[4] :

$$\text{Facteur de concentration géométrique} = \frac{\text{Surface du réflecteur}}{\text{Surface du récepteur}}$$

L'ensoleillement direct

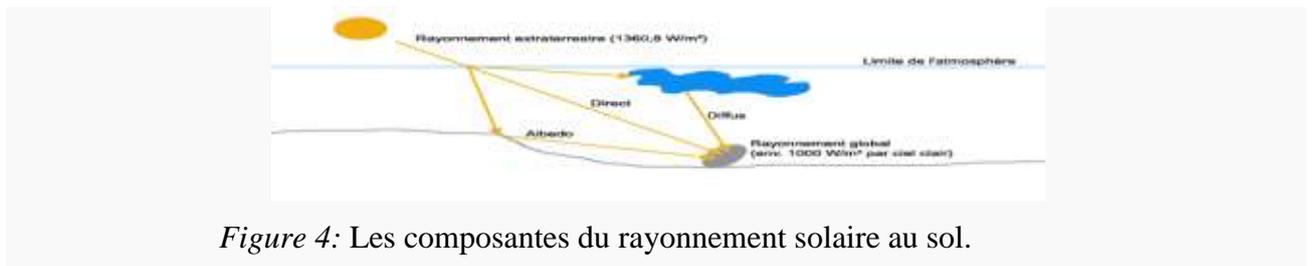


Figure 4: Les composantes du rayonnement solaire au sol.

Le soleil envoie dans l'espace son rayonnement à une vitesse de 299 792 458 m/s. La Terre en reçoit une fraction, près de 170 millions GW, soit 1 360,8 W/m² pour une surface exposée perpendiculairement aux rayons du Soleil ($F = 1\,360,8\text{ W/m}^2$ étant la constante solaire). Ensuite, environ 29% du rayonnement est réfléchi par l'atmosphère et 23% y est absorbé.^[5]

Les zones les plus favorables à l'utilisation de l'énergie solaire concentrée sont celles où l'ensoleillement direct est supérieur à 1 900 kWh/m²/an. Les régions adaptées sont très nombreuses et se situent principalement en Afrique du Nord, au Proche et Moyen Orient, en Australie, dans le Sud-ouest des Etats-Unis, en Inde ou encore en Asie centrale. En France, quelques sites géographiques possèdent un potentiel solaire exceptionnel.

Dans l'atmosphère, le rayonnement restant réfléchi dans toutes les directions contre les nuages et le sol. On retrouve donc 2 sources de rayonnement : l'ensoleillement normal direct (*DNI, Direct Normal Irradiation*) et éclairage horizontal diffus (*DHI, Diffuse Horizontal Ir radiance*) du ciel.

L'ensoleillement normal direct (*DNI*) est la part du rayonnement solaire reçue du soleil par une surface orientée en permanence perpendiculairement à ses rayons. C'est ce rayonnement qui est utilisé par les technologies de solaire thermique à concentration.

Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

Avec l'éclairement horizontal diffus (*DHI*), l'ensoleillement direct normal compose l'éclairement global horizontal (*GHI, Global Horizontal Ir radiance*) : $GHI = DHI + DNI \cdot \cos(\theta)$ Où θ représente l'angle zénithal solaire (verticalement au-dessus de l'emplacement est de 0° , horizontale est de 90°). L'ensoleillement normal direct est mesuré par un pyrhéliomètre avec une vision étroite qui ne mesure que le faisceau direct du soleil. La performance de cet appareil et les méthodes d'étalonnage ont été définis par l'Organisation internationale de normalisation (ISO), ISO 9060:1990.

I.3.2.3. Les différentes technologies :

I.3.2.3.1. Les absorbeurs :

L'absorbeur est l'un des éléments les plus importants d'un capteur thermique; il convertit le rayonnement solaire en chaleur.

L'absorbeur se caractérise par deux paramètres:

- le **facteur d'absorption** solaire α^* (ou absorptivité): le rapport du rayonnement lumineux absorbé par le rayonnement lumineux incident;
- le **facteur d'émission** infrarouge ε (ou émissivité): le rapport entre l'énergie rayonnée dans l'infrarouge lorsque l'absorbeur est chaud et celle qu'un corps noir rayonnerait à la même température.

Dans les applications de chauffage solaire, on cherche à obtenir le meilleur rapport facteur d'absorption solaire / facteur d'émission infrarouge. Ce rapport est appelé **sélectivité**.

Le matériau constituant l'absorbeur est en règle générale en cuivre ou aluminium mais aussi parfois en matière plastique. En cas de forte concentration du rayonnement solaire, l'absorbeur peut être en acier inox et même en Inconel ^[6].

Afin d'obtenir un meilleur rendement, certains systèmes sont donc constitués d'un revêtement particulier.

Voici les propriétés de quelques matériaux utilisés comme absorbeurs:^[7]

Matériaux	absorptivité α^*	émissivité ε	sélectivité α^* / ε	Température max.
Black nickel	0,88 - 0,98	0,03 - 0,25	3,7 - 32	300°C
Graphitique films	0,876 - 0,92	0,025 - 0,061	14,4 - 36,8	250°C
Black Copper	0,97 - 0,98	0,02	48,5 - 49	250°C
Black chrome	0,95 - 0,97	0,09 - 0,30	3,2 - 10,8	350 - 425°C

Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

I.3.2.3.2. Les réflecteurs :

Le réflecteur a pour fonction de diriger le rayonnement, qui autrement n'atteindrait pas l'absorbeur. Il est en général utilisé pour atteindre des températures très élevées ou utilisé pour certains systèmes comme les collecteurs à tubes sous vides.

Les réflecteurs, pour être efficaces, doivent posséder les propriétés suivantes:

- réfléchir au maximum le rayonnement lumineux;
- absorber au minimum le rayonnement lumineux;
- être parfaitement lisses afin d'éviter l'accumulation de la saleté;
- résister dans le temps aux effets de l'environnement (pluie, grêle, rayonnement solaire,...);
- dans certaines applications, résister aux variations de température.

Le réflecteur est souvent utilisé dans le but de concentrer les rayons lumineux, il a donc une géométrie particulière qui peut être:

- Cylindro-paraboliques: cette géométrie permet une focalisation linéaire, elle est utilisée dans le cas des collecteurs à tubes sous vides ou les centrales solaires thermiques de type Luz.
- Sphérique: le réflecteur sphérique concentre le rayonnement solaire sur un foyer linéaire mobile porté par un rayon de la sphère orienté en direction du Soleil.
- Parabolique: c'est le type de géométrie le plus utilisé. Il permet de concentrer les rayons lumineux en un point pour obtenir de très hautes températures. Il est souvent utilisé dans le cas des cuiseurs solaires ou couplé à un moteur Stirling.
- Plan: le réflecteur plan est en général mobile afin de suivre le Soleil, on parle alors d'héliostat plan. Ce système est utilisé dans le cas des centrales solaire thermique à tour ou couplé à un miroir parabolique comme dans le cas des fours solaires de type Odeillo.

I.3.2.4. Les type de technologies CSP :

Selon que les réflecteurs soient fixes ou mobiles et le récepteur soit linéaire ou ponctuel, on distingue quatre principales technologies de collecte et de concentration du flux solaire (Figure 3)

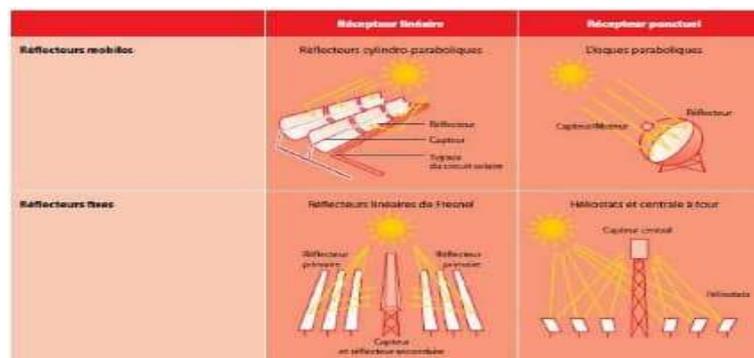


Figure 5. Les quatre principales technologies de production de chaleur et/ou d'électricité d'origine solaire par voie thermodynamique [C]

Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

I.3.2.4.1. technologie Les centrales à capteur cylindro – parabolique :

La technologie des capteurs cylindro-paraboliques est actuellement la plus éprouvée des techniques de concentration solaire. De nombreuses installations ont déjà été testées et commercialisées, dont certaines dans les années 80.

L'installation typique est constituée de trois éléments principaux : le champ solaire, le système de transfert de la chaleur et le système de génération électrique.

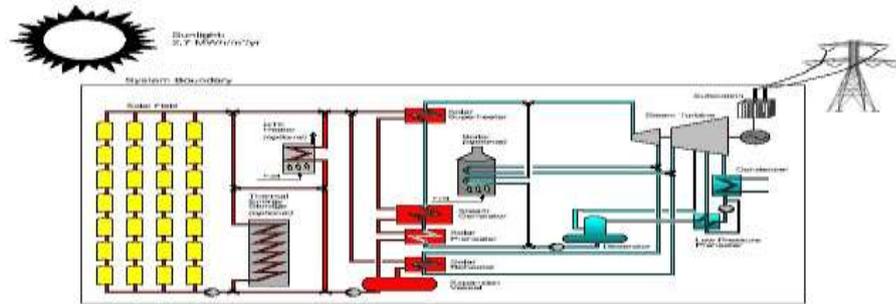


Figure 6: Configuration typique d'une centrale à collecteurs cylindro-paraboliques [2]

L'énergie thermique reçue au collecteur est absorbée par un tuyau métallique à l'intérieur d'un tube en verre sous vide. Le fluide (huile synthétique) qui circule à l'intérieur du tuyau, est chauffé à une température d'environ 400°C. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs conventionnels afin de produire de vapeur surchauffée qui fait fonctionner une turbine/générateur électrique.

I.3.2.4.1.1 .Le collecteur :

Le collecteur est le composant de base du champ solaire. Il est composé d'un réflecteur parabolique (miroir), d'une structure métallique, d'un tube récepteur et du système de poursuite solaire.

Les miroirs sont composés de verre pauvre en fer, dont la transmissivité atteint 98%. Ce verre est recouvert d'une pellicule d'argent en sa partie inférieure, et d'un enduit spécial de Protection. Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 97% du rayonnement incident. Le facteur de concentration pour un capteur cylindro-paraboliques est d'approximativement 80.



Figure 7: Champ de collecteurs en Californie[d]

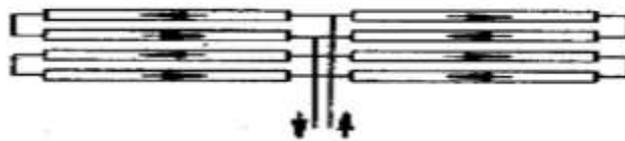
Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.



- *Installation à retour indirect* : les pertes de charge sont équilibrées pour chaque rangée en effectuant une boucle à l'entrée du champ solaire. La longueur totale de tuyauterie est légèrement augmentée, ainsi que les pertes à l'ambiance.



- *Installation à alimentation centralisée* : Le but de ce type d'installation est de minimiser la longueur totale de tuyauterie. Comme pour l'installation à retour direct, des vannes d'ajustement de la perte de charge sont nécessaires sur chaque rangée de capteurs.



I.3.2.5. Réflecteurs linéaires de Fresnel : [3]

Le principe de fonctionnement de la technologie de réflecteurs linéaires de Fresnel (*Linear Fresnel System*) est relativement simple : des réflecteurs plats et positionnés de façon linéaire concentrent les rayons solaires vers un système absorbeur situé à environ 8 mètres plus haut. Chacun de ces miroirs, appelé réflecteur compact linéaire, pivote en suivant le rayonnement du soleil pour rediriger et concentrer, durant toute la journée, les rayons solaires vers un tube absorbeur.

Le système absorbeur contient un tube dans lequel circule de l'eau. Ainsi, l'eau est chauffée et elle est transformée en vapeur avec une température qui peut atteindre 450°C. Ensuite, cette vapeur sera transformée en énergie électrique grâce à une turbine à vapeur. A la différence des miroirs cylindro-paraboliques, le tube absorbeur est fixe, seuls les miroirs sont mobiles et suivent le rayonnement solaire.

Cette technologie possède l'avantage d'être moins sensible au vent que les autres technologies et elle nécessite aussi moins de terrain et moins d'infrastructures. En plus, les miroirs plats sont plus simples à fabriquer que les miroirs paraboliques et cylindro-paraboliques. Mais, son inconvénient majeur est qu'elle possède des performances optiques inférieures d'environ 30% par rapport aux réflecteurs paraboliques et cylindro-paraboliques.

Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

La centrale Puerto Errado 1 (PE1), en Espagne, est la première centrale à réflecteurs linéaires de Fresnel commerciale en activité. Elle a une capacité de 1,4 MW et elle est fonctionnelle, depuis avril 2009. En août 2012, la centrale Puerto Errado 2 (PE2), en Espagne, a été mise en service pour devenir la plus grande centrale CSP à réflecteurs linéaires de Fresnel, avec une capacité de 30 MW.



Figure 9: Principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel[e]

I.3.2.5.1. La tour solaire :

Ce type de centrales est constitué de nombreux miroirs concentrant les rayons solaires vers une chaudière située au sommet d'une tour. L'avantage de la tour solaire par rapport aux capteurs cylindroparaboliques est que les pertes à l'ambiance sont inférieures car la surface exposée est limitée.

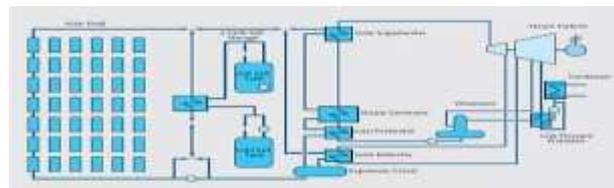


Figure 10: Configuration typique d'un système de tour solaire à sels fondus[f]

Les miroirs uniformément répartis sont appelés héliostats. Chaque héliostat traque le soleil individuellement et le réfléchit en direction d'un receveur au sommet de la tour solaire. Le facteur de concentration varie de 600 à plusieurs milliers, ce qui permet d'atteindre des températures importantes, de 800 °C à 1000°C

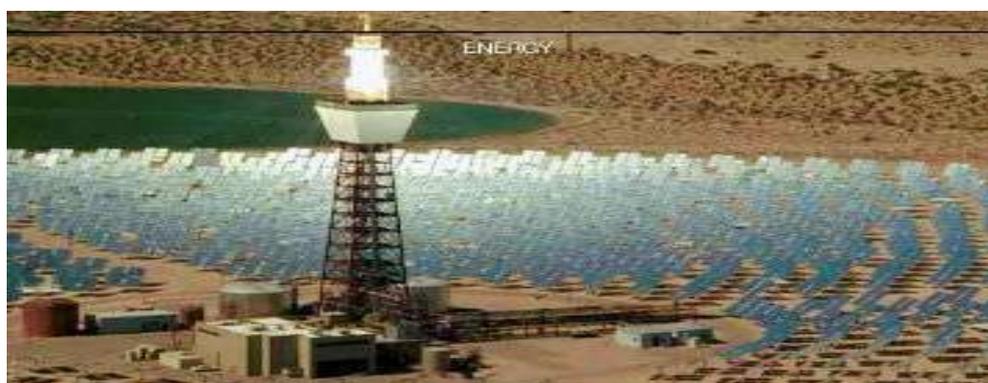


Figure 11: Solari II central receiver plant in Barstow, California[j]

Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

I.3.2.5.2. *Fluide caloporteur et récepteur solaire :*

Les trois fluides caloporteurs les plus utilisés sont la vapeur d'eau, l'air et les sels fondus. L'installation pilote de Barstow en Californie a utilisé de la vapeur d'eau comme fluide caloporteur de 1982 à 1988. La vapeur d'eau a ensuite été remplacée par des sels fondus, qui ont l'avantage d'être également un moyen de stockage de l'énergie calorifique.

Les premières approches utilisaient des faisceaux de tubes en acier au sommet de la tour pour absorber la radiation solaire. Ce concept a bien fonctionné sur l'installation de Barstow avec les sels fondus, mais a montré ses limites sur d'autres installations européennes lorsque l'air est utilisé comme fluide caloporteur. Des surchauffes locales des tubes en acier ont en effet été constatées ainsi que des transferts de chaleurs inadéquats.

Un nouveau concept de récepteur à air a alors été mis au point dans le cadre du projet allemand PHOEBUS le récepteur volumétrique. Ce récepteur utilise un maillage de fils métalliques, directement exposé à la radiation solaire incidente.

I.3.2.5.3. *Stockage :*

Deux types de stockage peuvent être utilisés : le stockage à stratification (stockage à un réservoir) et le stockage à deux réservoirs. Ce dernier type de stockage est le plus généralement utilisé : les sels fondus sont transférés du réservoir froid au réservoir chaud afin d'accumuler l'énergie excédentaire.

I.3.2.5.4. *Cycles combinés :*

Les hautes températures atteintes dans les tours solaires peuvent être utilisées pour alimenter non seulement un cycle de Rankine, mais aussi une turbine à gaz et un cycle combiné. De tels systèmes pourraient atteindre un rendement peak de 35 % et un rendement annuel solaire-électrique de 25%.

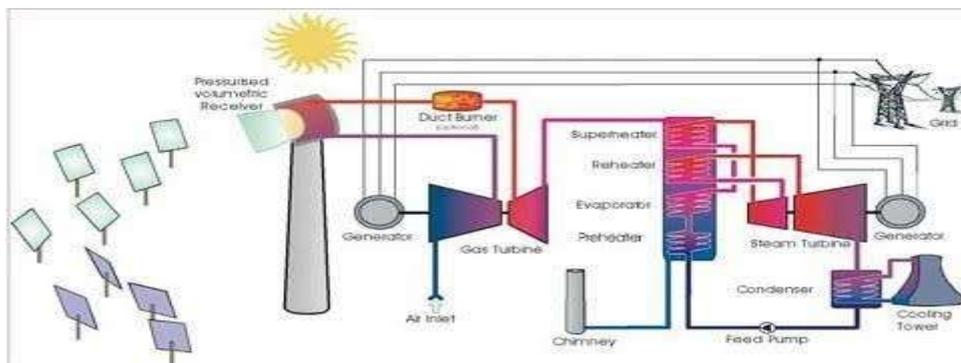


Figure 12: Schéma d'un cycle combiné alimenté par un récepteur volumétrique centra pressurisé [3]

I.3.2.6. Les centrales à capteurs paraboliques :

Les capteurs paraboliques fonctionnent d'une manière autonome. Ils suivent le soleil sur 2 axes afin de concentrer le rayonnement solaire sur le foyer de la parabole réfléchissante. Le rapport de concentration est souvent supérieur à 2000 avec une température de 750°C.

Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

De toutes les technologies solaires, les capteurs paraboliques ont démontré les meilleurs rendements solaire-électricité (29.4%).

Un de leurs principaux avantages est la modularité : ils peuvent en effet être installés dans des endroits isolés, non raccordés au réseau électrique.

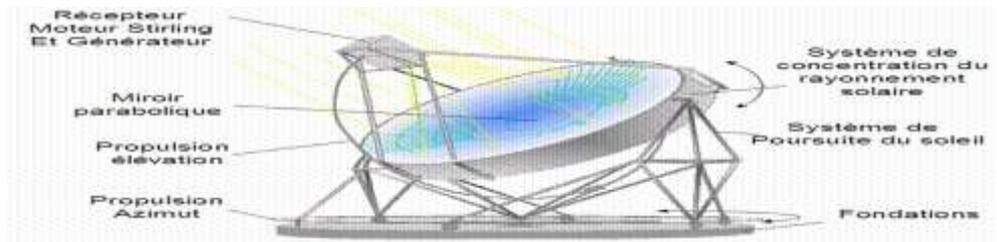


Figure 13: Capteur parabolique avec moteur sterling[h]

I.3.2.6.1. Concentrateur :

Le concentrateur solaire est composé d'une surface réfléchissante de verre ou de plastique et concentre le rayonnement incident à son foyer. Sa taille dépend évidemment de la puissance solaire requise. Comme ordre de grandeur, on peut considérer qu'un concentrateur de 10 m de diamètre peut fournir jusqu'à 25 KW d'électricité sous une insolation de 1000 W/m².

Le concentrateur possède deux degrés de liberté afin de poursuivre efficacement le soleil. Ce tracking s'effectue de façon tout à fait autonome, contrairement aux capteurs cylindro-paraboliques.

I.3.2.7 .La technologie l'énergie photovoltaïque:

Le soleil, sphère gazeuse d'environ 1,5 millions de kilomètres de diamètre située à une distance d'environ 150 millions de kilomètres de la Terre, émet un rayonnement électromagnétique de très forte puissance généré par les réactions thermonucléaires qui s'y produisent. Sur Terre au niveau de la mer, ce rayonnement (754 millions de térawatt-heure par an) représente plus de 5 200 fois l'énergie que nous consommons annuellement (environ 143 mille térawatt-heure ou 12,3 milliards de tonnes équivalent pétrole en 2011) [17]. Notons que cette énergie engendre aussi le déplacement des masses d'air et la photosynthèse qui peuvent être utilisés pour produire de l'énergie électrique ou thermique .En 1839, le physicien français Edmond Becquerel découvre l'effet photovoltaïque qui correspond à l'apparition d'une tension aux bornes d'un matériau semi-conducteur exposé à la lumière [18]. Par la suite Charles Fritts, un inventeur américain, fut le premier à décrire une cellule photovoltaïque basée sur du sélénium [19], et la première cellule basée sur du silicium fut mise au point par les laboratoires Bell en 1954 [20]. Depuis les technologies n'ont cessé de se développer notamment grâce aux programmes spatiaux des années 1960 et aux chocs pétroliers des années 1970. En 2012, les cellules au silicium constituent environ 83% du marché mondial et la barre des 100 gigawatt d'installation solaire photovoltaïque dans le monde, toutes technologies confondues, a été dépassée (contre 2,1 gigawatt en 2002) [21].

Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

Les recherches sur les technologies photovoltaïques visent actuellement Par ordre de priorité à :

- Maximiser la production d'énergie électrique (notamment par la réduction des coûts de transformation des matériaux de base, par l'augmentation des rendements des cellules, par la fiabilisation des panneaux, par l'adaptation des systèmes et du réseau électrique...),

I.3.2.7.1. Historia de l'énergie photovoltaïques :[4]

Quelques dates importantes dans l'énergie photovoltaïque

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

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

1954 : Trois chercheurs américains Chapin, Peason et Prince fabriquent une cellule Photovoltaïque

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

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

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

I.3.2.7.2.Principe de convection photovoltaïque:

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule.

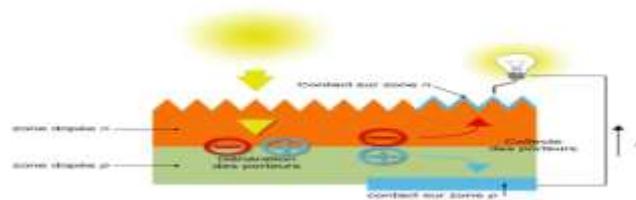


Figure 14: principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule photovoltaïque[i]

Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au Bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore), créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel.

Lorsque les photons sont absorbés par les semi-conducteurs, ils transmettent leurs énergies aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons (charges N) et des trous (charges P) créent alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable

Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

entre les connexions des bornes positive et négative de la cellule. La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul, cette tension est nommée tension de circuit ouvert *VOC*. Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées ; il est appelé courant de court-circuit *ISC* et dépend fortement du niveau d'éclairement.

I.3.2.7.3. La fabrication : [5]

Les panneaux solaires photovoltaïques regroupent des cellules photovoltaïques reliées entre elles, en série et en parallèle. Ce sont les cellules à base de silicium qui sont actuellement les plus utilisées, les autres types étant encore soit en phase de recherche/développement, soit trop chères et réservées à des usages où leur prix n'est pas un obstacle.

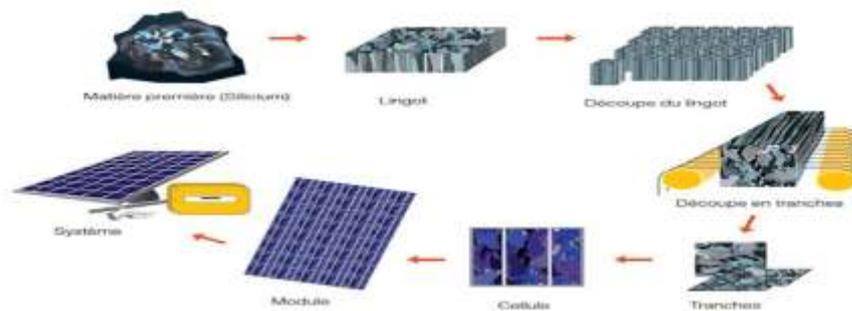


Figure 15: La fabrication des cellules photovoltaïques [j]

I.3.2.7.4. Les différents types de cellules :

On distingue en outre, en fonction des technologies utilisées :

- 1• **silicium monocristallin** : les capteurs photovoltaïques sont à base de cristaux de silicium encapsulés dans une enveloppe plastique (rendement 15%).
- 2• **silicium poly cristallin** : Les capteurs photovoltaïques sont à base de poly cristaux de silicium, notablement moins coûteux à fabriquer que le silicium monocristallin, mais qui ont aussi un rendement un peu plus faible (rendement de 13%). Ces poly cristaux sont obtenus par fusion des rebuts du silicium de qualité électronique.
- 3• **silicium amorphe** : les panneaux « étalés » sont réalisés avec du silicium amorphe au fort pouvoir énergisant et présentés en bandes souples permettant une parfaite intégration architecturale (rendement de 7%)

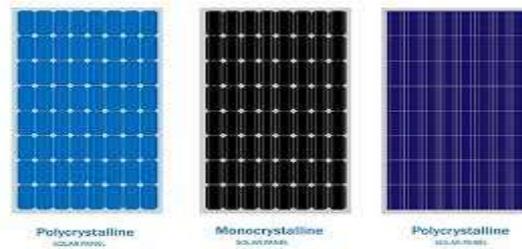


Figure 16 : Les types de cellules photovoltaïques[k]

I.3.2.7.5. Les types de technologies PV :

I.3.2.7.5.1. Cellules à hétérojonctions a-Si: H / c-Si

I.3.2.7.5.1.1. Combinaison entre a-Si : H/c-Si :

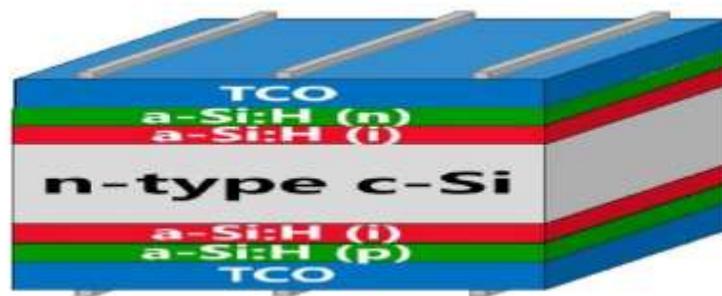
Les cellules photovoltaïques à hétérojonction sont obtenues lorsque on entre en contact deux matériaux de différente énergie de gap (E_g) [6]. L'hétérojonction de silicium résulte par la mise en contact le silicium amorphe hydrogéné (a-Si : H) qui a une énergie de gap entre 1.5 eV et 1.9 eV avec le silicium cristallin (c-Si) qui a une énergie de gap égale à 1.12 eV [7] tel que chaque région de l'hétérojonction (amorphe/cristallin) est d'un dopage différent d'un l'autre.

I.3.2.7.5.1.2. Les composants principaux de la cellule à hétérojonction de silicium :

I.3.2.7.5.1.2. 1. L'oxyde transparent conducteur (TCO) :

Les oxydes transparents conducteurs sont des matériaux à grand gap (supérieur à 3,5 eV). Ces matériaux doivent avoir certaines propriétés :

- Une excellente transparence optique, afin de laisser suffisamment de lumière à la région de Jonction et la couche absorbante du dispositif.
 - Une bonne conductivité, pour permettre le transport du photo-courant généré au circuit extérieur sans trop de pertes.
 - Une bonne adhérence sur une variété de substrats. La conductivité du silicium amorphe est très inférieure à celle du Silicium cristallin, il faut donc ajouter une couche conductrice sur toute sa surface afin de pouvoir collecter le courant. C'est à dire ajouter une couche TCO Sur la face illuminée de la cellule qui va permettre de collecter le courant. Elle assure également un bon contact avec les électrodes métalliques, tout en jouant le rôle de couche antireflet. [7]
- Il existe une grande variété d'oxydes transparents conducteurs possibles, tels que les oxydes de zinc, les oxydes d'étain et les oxydes d'indium qui peuvent être dopés avec un grand nombre d'éléments atomiques (selon les cas : Al, In, Ga, F, Sn). [8]



[1]-Figure 17: Les cellules photovoltaïques à hétérojonction

I.3.2.7.5.1.2. 2. La couche tampon :

La couche tampon est une couche située entre la couche absorbante et la couche d'oxyde transparent conducteur (TCO) afin d'optimiser les performances de la cellule. Cette couche doit avoir les propriétés suivantes :

- Une bande interdite intermédiaire permettant une transition "souple" entre celle du semi-conducteur et celle de TCO, soit une valeur comprise entre 2,4 et 3,2 eV.
- Une conductivité de type n pour former la jonction avec la couche absorbante qui est, elle, de type p ; de plus, afin d'éviter les effets de fuites de courant, sa conductivité doit être plus faible que celle de la couche absorbante.
- Elle doit être morphologiquement très homogène pour éviter tout effet de court-circuit au niveau des joints de grains Dans le cas d'une cellule à hétérojonction de silicium, la couche tampon est une couche de silicium amorphe hydrogéné d'une épaisseur de quelques nanomètres qui est déposée grâce à la technique de CVD assistée par plasma ou par filament chaud (Plasma Enhanced CVD et Hot wire CVD). [9]

I.3.2.7.5.1.2. 3. La couche absorbante :

La couche absorbante est la partie de la cellule dans laquelle les photons vont être convertis en paires électrons-trous, une couche absorbante doit être constituée d'un matériau à grand coefficient d'absorption dans le domaine du visible, autrement dit la valeur de sa bande interdite directe (gap), soit de l'ordre de 1,1 à 1,7 eV. Dans le cas d'une cellule à hétérojonction de silicium l'absorbeur est le silicium cristallin. [9]

Tableau1: Avantages et inconvénients de la technologie à hétérojonction de silicium :

Avantages	Inconvénients
Technologie mature et industrialisée	Sensibilité aux températures > 230°C
Haut rendement	Pâtes de sérigraphie à base de polymères
Procédé simplifié	Forte consommation d'Argent
Bifacial ite	Nécessite substrat à haute durée de vie
Utilisation de substrats fins possible	volumique initiale
Pas de dégradation sous éclairnement	Utilisation d'ITO

Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

	Absorption résiduelle dans les couches d'a-Si:H Implémentation sur ligne préexistante impossible
--	---

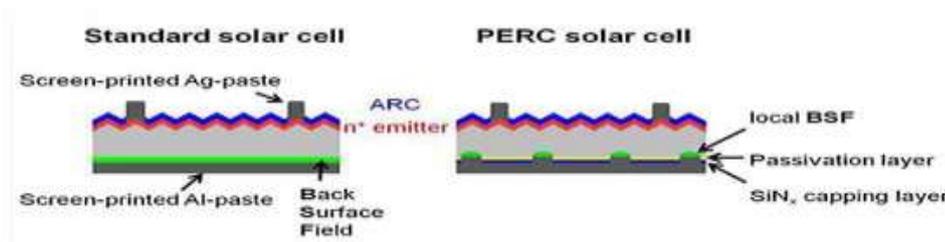
I.3.2.7.5.2. Les cellules solaires silicium à homojonction :

I.3.2.7.5.2.1. Architectures des cellules à homojonction standard :

De manière générale, plusieurs architectures de cellules solaires sont présentes sur le marché. Néanmoins, la production de cellules solaires reste dominée par les technologies silicium (multi cristallin, monocristallin voire monodie [11]) à homojonction pour lesquelles les surdosages sont créés par diffusion ou implantation de dopants au sein du volume du substrat de silicium. Au fil des années, plusieurs structures de cellules à homojonction ont été développées. Trois structures principales peuvent être identifiées : Al-BSF (Aluminium Back Surface Field), PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) et PERT (Passivated Emitter Rear Totally diffused).

A. La technologie PERC :

La structure PERC constitue l'évolution de la structure Al-BSF au sein de l'industrie et en devient peu à peu le nouveau standard. En effet elle ne requiert que l'ajout d'un dépôt d'une couche de passivation ainsi que d'une étape de gravure laser sur les lignes de production de cellules Al-BSF. Contrairement à la structure Al-BSF, le champ de surface arrière n'est présent que de manière localisée, permettant au reste de la surface d'être passivée. La diffusion locale de l'aluminium s'effectue grâce à l'ouverture laser des couches de diélectriques. La pâte de sérigraphie diffuse pendant le recuit haute température dans la zone où le contact silicium/métal est directe. La face avant quant à elle ne diffère pas de la structure Al-BSF.[10]



[m] Figure 18 : La technologie PERC

A.1 .Comment la technologie des cellules PERC améliore-t-elle les performances des panneaux solaires?

Comme expliqué précédemment, les cellules solaires PERC sont conçues avec une couche supplémentaire au bas de la cellule solaire. Cette couche supplémentaire est appelée couche de passivation diélectrique.

Conventional Silicon (Si) Solar cell:

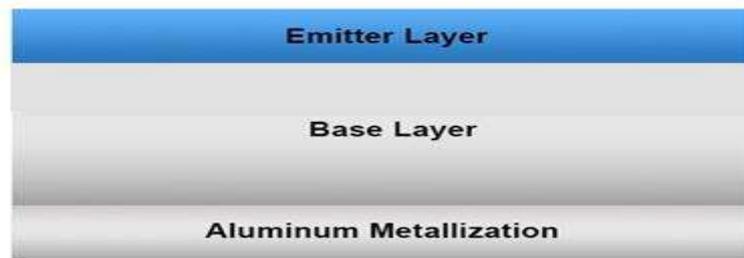


Figure 19: Conception conventionnelle de cellules solaires au silicium [m]

PERC Silicon (Si) Solar Cell



Figure 20: Conception de cellules solaires PERC [m]

La couche de passivation diélectrique contribue à l'augmentation de l'efficacité pour trois raisons principales:

1. La couche de passivation extra-diélectrique réduit la recombinaison électronique:

La recombinaison électronique est la tendance des électrons à se recombiner et à empêcher les électrons de circuler librement dans la cellule solaire, ce qui signifie qu'elle ne peut pas atteindre son efficacité potentielle. Les électrons générés à l'arrière de la cellule solaire émetteur et contribuer à plus de courant électrique.

2 La couche de passivation extra-diélectrique augmente la capacité de la cellule solaire à capter la lumière:

La couche diélectrique réfléchit la lumière qui traverse la cellule solaire sans générer d'électrons. En réfléchissant cette lumière, les photons ont plus de possibilités de générer du courant électrique.

3 La couche de passivation extra-diélectrique réfléchit des longueurs d'onde supérieures à 1180 nm à l'extérieur de la cellule solaire, qui créeraient normalement de la chaleur:

Les plaquettes de silicium cessent d'absorber des longueurs d'onde supérieures à 1180 nm. Dans les cellules solaires normales, de telles longueurs d'onde sont facilement absorbées par la métallisation arrière et transformées en chaleur.

Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

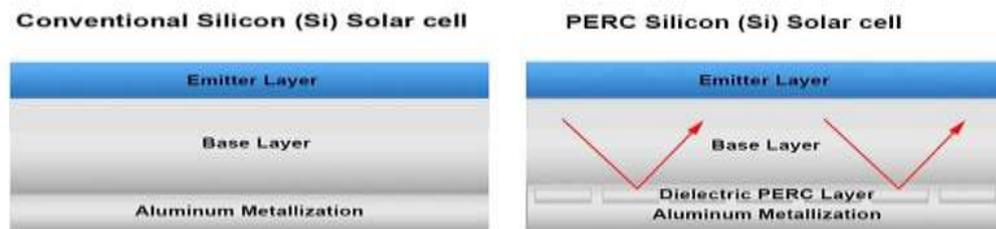


Figure 21: Comparaison cellule solaire PERC et cellule solaire standard [n]

Comme vous le savez, la chaleur réduit l'efficacité de conversion de la cellule solaire. La couche de passivation diélectrique réfléchit les longueurs d'onde supérieures à 1180 nm de la cellule solaire et aide celle-ci à fonctionner plus efficacement en maintenant des températures plus froides.

A.2. Différents types de longueurs d'onde :

Les longueurs d'onde plus courtes (lumière bleue) génèrent principalement des électrons près de l'avant de la cellule solaire, tandis que les plus longues longueurs d'onde (lumière rouge) génèrent des électrons à l'arrière de la cellule. Certaines des longueurs d'onde les plus longues traverseront la tranche sans générer de courant. C'est là que la couche diélectrique à l'arrière de la cellule solaire fait la différence.

A.3. Comment la technologie des cellules PERC capture différentes longueurs d'onde :

La technologie PERC présente donc de meilleurs rendements énergétiques en raison principalement de la couche diélectrique réfléchissante située à l'arrière des cellules solaires, qui aide à absorber davantage de lumière rouge, même le matin, le soir ou par temps nuageux. Le soleil émet de la lumière à différentes longueurs d'onde et lorsque la lumière atteint la structure de la cellule en silicium, il génère des électrons à différents niveaux de la structure de la cellule solaire.

La technologie PERC augmente la capacité de la cellule à capter des longueurs d'onde plus longues. Les longueurs d'onde les plus longues sont particulièrement présentes le matin et le soir (soleil sous un angle) ou par temps nuageux.

La lumière bleue, avec des longueurs d'ondes plus courtes, est absorbée par l'atmosphère pendant ces périodes, car elle doit parcourir un chemin plus long pour atteindre la surface de la Terre. La lumière rouge est moins facilement absorbée par l'atmosphère terrestre.

A. 4. Étapes supplémentaires de la cellule solaire PERC :

La technologie PERC peut être si puissante est un gain d'efficacité évident, mais l'investissement minimal requis pour commencer à fabriquer des cellules solaires PERC au lieu de cellules solaires monocristallines standard. Pour produire une cellule PERC, deux étapes de fabrication supplémentaires sont nécessaires:

1. Application de la couche de passivation de la surface arrière

Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

2. Gravure laser / chimique pour ouvrir de petites poches dans la couche de passivation Ces deux étapes n'entraînent pas de coûts importants pour le processus de fabrication des cellules solaires et se traduisent par une cellule solaire de meilleure qualité et plus dense en énergie. Le coût de la production de nouveaux équipements est un obstacle classique à la nouvelle technologie de cellules solaires. Les cellules solaires PERC nécessitent très peu d'investissements monétaires pour passer à un meilleur produit.

B. La technologie PERT :

La structure PERT peut s'effectuer indifféremment sur un substrat de silicium de type p ou n (qui est moins sensible aux contaminations métalliques que le type p). Pour cette structure, le champ de surface arrière n'est pas obtenu par un dopage effectué par la pâte de sérigraphie. Pour cette technologie, les deux zones sur-dopées sont créées par diffusion ou implantation de dopants directement dans le substrat de silicium. Après dépôt de couches de passivation et antireflet la métallisation est imprimée par sérigraphie et cette dernière diffuse au travers des diélectriques lors d'une étape de recuit rapide afin de prendre contact sur les jonctions. Par ailleurs, la structure PERT permet l'obtention d'un dispositif bifacial (avec une collecte des photons également en face arrière) mais aussi des meilleurs niveaux de passivation de surface [12]

B.1 Description du PERT :

N-type Mono bifacial PERT (émetteur passif à l'arrière totalement diffus) cellules solaires en silicium possède des efficacités de conversion élevées et stabilisées.

Les cellules solaires de silicium de type N sont considérées comme des alternatives prometteuses au type P cellules solaires pour les cellules solaires de prochaine génération très efficaces grâce à leur capacité à résister à la dégradation induite par la lumière et à leur plus grande tolérance aux impuretés métalliques communes

La cellule solaire PERT bifaciale de type n peut être fabriquée avec le flux de processus en utilisant l'implant d'ion pour le dopage à une seule face pour la qualité et l'uniformité de jonction d'émetteur, une seule annenale thermique, couche intégrée d'alOx/ siNx passivation et la grille d'ag imprimée d'écran sur l'avant et l'arrière.

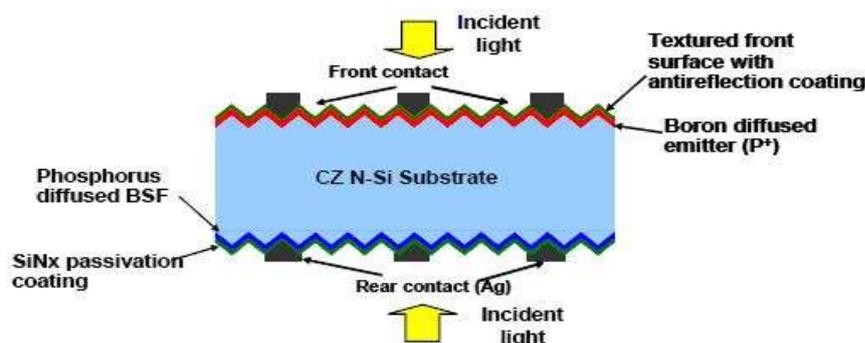


Figure 22: N-type Mono bifacial PERT.

Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

B.2. Caractéristiques clés :

Efficacité de conversion élevée avec une grande fiabilité Pas de dégradation induite par la lumière
Performances cellulaires uniformes avec contrôle de processus stable Les deux parties peuvent
produire de l'électricité Excellente performance de production d'énergie sous faible irradiation
Faible risque de point chaud.

C. Réflecteur arrière (BSR : Back Surface Reflector) :

L'absorption de tout le rayonnement pénétrant dans la cellule solaire est essentielle pour obtenir le meilleur rendement possible. La quantité de lumière absorbée est fonction de la longueur du chemin optique et du coefficient d'absorption. Ainsi, plus l'épaisseur de la cellule est faible, plus il est nécessaire d'accroître le chemin optique au sein du silicium. La texturisation de la face arrière (effectuée en même temps que la face avant) va dans cette direction. [13]

C.1. Principe :

Le champ électrique arrière (BSF : Back Surface Field) consiste à créer une barrière de potentiel (par exemple, jonction p+ -p) sur la face arrière de la cellule pour assurer une passivation. La barrière de potentiel induite par la différence de niveau de dopage entre la base et la BSF tend à confiner les porteurs minoritaires dans la base (voir l'interaction sur la figure I-10). Ceux-ci sont donc tenus à l'écart de la face arrière qui est caractérisée par une vitesse de recombinaison très élevée.[14]

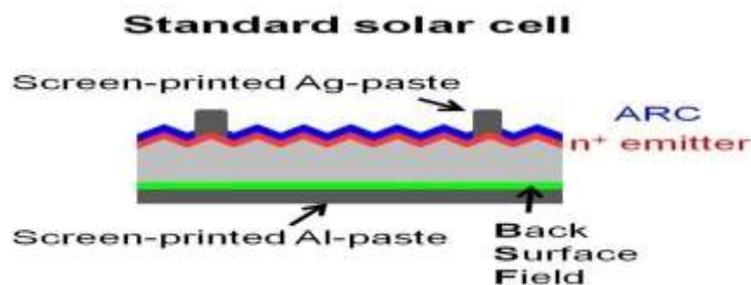


Figure 23: la structure industrielle standard BSF : Back Surface Field [o]

C.2. L'effet de l'insertion de la couche BSF : [15]

Dans cette partie on ajoute une couche BSF « back surface Field », tel que on va ajouter une couche a-Si de type N à la face arrière de la jonction PN (une couche de a-Si de type P à la face arrière de la jonction NP). Les structures des cellules solaires sont affichées dans la figure24

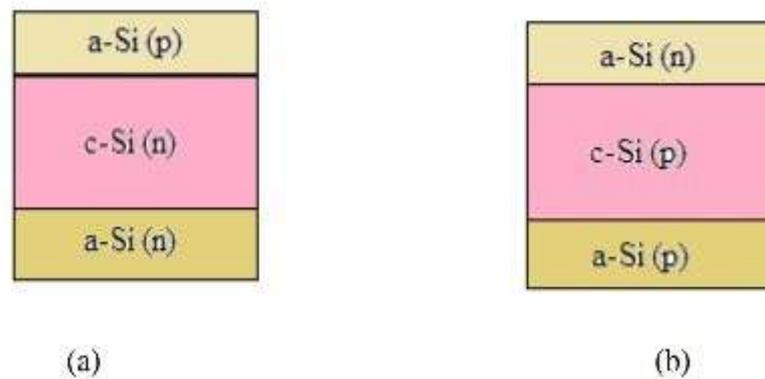


Figure 24 : la structures id des cellules HJ avec couche BSF (a-Si(p)/ c-Si(n)/a-Si(n) et a-Si(n)/ c-Si(p)/a-Si(p)).[15]

D. Structures à contacts en face arrière :

Les cellules à contacts en face arrière (« Rear Contact Cells » RCC) représentent un terrain d'investigation idéal pour atteindre de hauts rendements. Sur ces structures, les zones d'émetteur et de BSF sont localisées sur la face arrière. Ceci permet d'éviter l'ombrage des métallisations en face avant. Cette géométrie est également intéressante pour sa mise en module facilitée par l'interconnexion coplanaire des cellules. Les RCC à hauts rendements développées jusqu'à maintenant ont une technologie de contacts arrières inter digités (Interdigitale Back Contact IBC) D'autres structures, telles que les EWT (Emitter Warp Th rough), MWT (Métallisation Wrap Th rough), et MWA (Métallisation Wrap A round), conservent un émetteur en face avant, tout en ayant les bus de collecte en face arrière. Ceci permet l'utilisation de substrats de moins bonne qualité par rapport aux cellules IBC. Cet état de l'art est focalisé sur les cellules IBC, cependant un aperçu exhaustif de toutes les technologies RCC existe dans la littérature [VanKerchaver06].

L'architecture IBC a été présentée pour la première fois en 1975 par Schwartz pour une utilisation sous concentration [Schwartz75]. Sur les structures IBC, la jonction p-n et le BSF, ainsi que leurs Métallisations, sont localisés sur la face arrière sous forme de peignes inter digités. On évite ainsi le compromis inévitable sur les cellules standard entre le taux d'ombrage (nécessité de métallisations fines) et les pertes résistives des contacts (nécessité de métallisations larges). La Figure 12 montre que cette structure possède également un avantage esthétique dans la mesure où sa face avant est libre de toute métallisation.[16]

Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

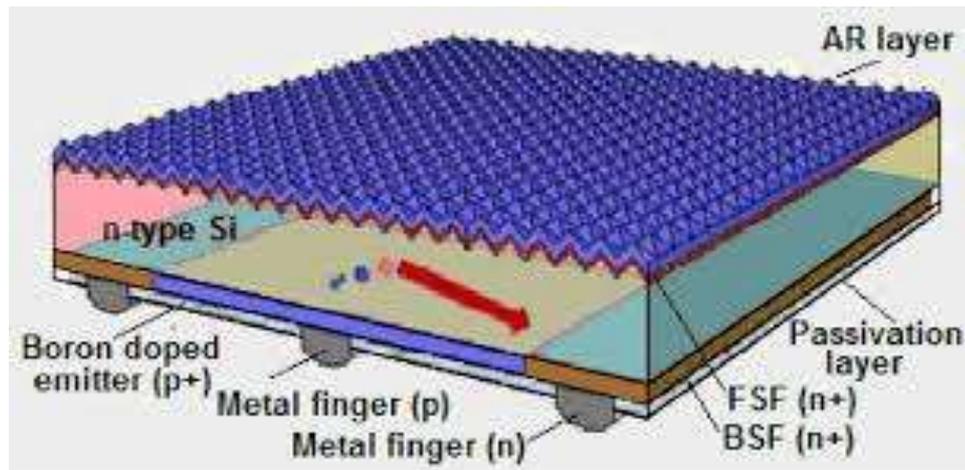


Figure 25. Structure IBC. Gauche : Vue de la face avant (pas de métallisations); Droite : Schéma d'une coupe de la structure [P]

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons étudié un aperçu historique des CSP et de l'énergie photovoltaïque, une description des différentes technologies en CSP, telles que (capteur cylindro – parabolique. La tour solaire), ainsi qu'une description des cellules photovoltaïques avec une mention des types de cellules, leur source et diverses techniques. Pour augmenter l'efficacité.

LES SOURCES :

(*)Mémoire de Master; Présenté à l'Université 08 Mai 1945 de Guelma Faculté des Sciences et de la Technologie; Thème: VERS UNE ECONOMIE DES ENERGIES DANS LES EQUIPEMENTS PUBLIQUES, LE CAS DES EQUIPEMENTS DE SANTE; Sous la direction de: Mme. SALAH SALAHE HANA; Juin 2017

[1]- (Les Centrales Solaires à Concentration Quoilin Sylvain *Ingénieur Civi Electromécanicien/Energéticien* Mai 2007)

[2]- (Thèse de doctorat ---En cotutelle internationale Présentée en vue de l'obtention du grade de docteur de l'Université de Sfax et de docteur de l'Université côte d'azur Discipline Sciences économiques par ---Amna Omri ---Analyse de la transition vers les énergies renouvelables en Tunisie : Risques, enjeux et stratégies à adopter) --Soutenue le 5 septembre 2016

[4]- (MEMOIRE Pour l'obtention du Diplôme de **MAGISTER EN ÉLECTROTECHNIQUE Option : Modélisation Et Commande Des Machines Electriques** Présenté par : **BOUKHERS Djamil** Soutenu publiquement le 28 / 11 / 2007

-[5]- Novéa Energies 1, Rue Fleming 49066 ANGERSTél : 02 41 36 53 98 - Fax : 02 41 36 53 99
www.novea_energies.com

Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

- [6] Djicknoum DIOUF « Cellules photovoltaïques silicium à hétérojonctions et à structure interdigitée en face arrière », thèse de doctorat, université Paris-sud, 2010
- [7] Sylvain De Vecchi. « Développement de cellules photovoltaïques à hétérojonction de silicium et contacts interdigités en face arrière ». Matériaux. INSA de Lyon, 2013
- [8] Abaidia Abdelghafour et Dahmane Abderrahmane « Simulation d'une cellule solaire photovoltaïque à base d'hétérojonction : a-Si:H(n)/c-Si(p) » mémoire pour un master académique, université de Ouargla, 2016,
- [9] MOHAMMED-KRARROUBI Asmaa « Structure Oxyde / Métal / Oxyde destinée à remplacer les oxydes transparents conducteurs classiques dans les cellules solaires par effet photovoltaïque » mémoire de magister université d'Oran, 2012, page13.
- [10]- Cette thèse est accessible à l'adresse : <http://theses.insa-lyon.fr/publication/2019LYSEI128/these.pdf> © [E. Bruhat], [2019], INSA de Lyon, tous droits réservés
- [11] “International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV): 2018 Results,” ITRPV, VDMA, Frankfurt am Main, Germany, 10th Edition, Mar. 2019.
- [12] S. R. Dhariwal and A. P. Kulshreshtha, “Theory of back surface field silicon solar cells,” *Solid-State Electron.*, vol. 24, no. 12, pp. 1161–1165, Dec. 1981.
- [13]: LÖLGEN Peter. Surface and volume recombination in silicon solar cells. Thèse. Utrecht, Pays-Bas: Université Utrecht, Faculteit Natuur en Sterrenkunde, 1995, 152 p
- [14] : <http://www.Production d'énergie électrique : Energie solaire photovoltaïque.pdf>
- [15]-UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID – TLEMCEN MEMOIRE Présenté à : FACULTE DES SCIENCES – DEPARTEMENT DE PHYSIQUE Pour l'obtention du diplôme de : MASTER EN PHYSIQUE Spécialité : physique énergétique et énergie renouvelable Par : **Melle Arras Aid** Sur le thème Caractérisation des cellules photovoltaïques à base d'hétérojonction de silicium a-Si/c-Si
- [16]-Ecole Doctorale Matériaux de Lyon, Année 2009 **THÈSE** Présentée devant **L'Institut National des Sciences Appliquées de Lyon** Pour obtenir le grade de **Docteur en Science des Matériaux** Par **Thibaut DESRUES** Développement de cellules photovoltaïques à hétérojonctions silicium et contacts en face arrière Soutenue le 30/11/2009
- [17] A. Ricaud, « Gisement solaire et transferts énergétiques - Cours Master Energies Renouvelables - Université de Cergy-Pontoise ». janv-2011.
- [18] A. E. Becquerel, « Recherches sur les effets de la radiation chimique de la lumière solaire au moyen des courants électriques », *Comptes Rendus de L'Académie des Sciences*, p. 145-149, 1839.
- [19] C. E. Fritts, « On a New Form of Selenium Photocell », *American J. of Science*, p. 465, 1883.

Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

-[9] D. M. Chapin, C. S. Fuller, et G. L. Pearson, « A New Silicon P-N Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power », *Journal of Applied Physics*, p. 676-677, 1954.

-[20] European Photovoltaic Industry Association, « Global Market Outlook - For Photovoltaic 2014 - 2018 », mai 2014. AddThis Sharing Buttons Share to FacebookShare to TwitterShare to LinkedInShare to PinterestShare

-[a]-<https://images.app.goo.gl/4wyviokxzM7zCsAp9>.

-[b]-<https://www.google.com/imgres?imgurl=x-raw>

[image%3A%2F%2F%2F1a534515e95f33f3de8c7399b564213ad5293c2d22de07a1981558b6e4f36e29&imgrefurl=http%3A%2F%2Fdspace.univ-](https://www.google.com/imgres?imgurl=x-raw)

[tlemcen.dz%2Fbitstream%2F112%2F468%2F1%2FchapitreI.pdf&tbnid=8zNf6RVFUxrrhM&vet=1&docid=ZVoI_gsz7BqLjM&w=507&h=521&itg=1&hl=ar&source=sh%2Fx%2Fim](https://www.google.com/imgres?imgurl=x-raw)

[c][https://www.google.com/imgres?imgurl=https%3A%2F%2Fwww.memoireonline.com%2F12%2F13%2F8187%2FSimulation-d-une-centrale-solaire--concentrateur-cylindro-parabolique-sous-](https://www.google.com/imgres?imgurl=https%3A%2F%2Fwww.memoireonline.com%2F12%2F13%2F8187%2FSimulation-d-une-centrale-solaire--concentrateur-cylindro-parabolique-sous-TRNSYS34.png&imgrefurl=https%3A%2F%2Fwww.memoireonline.com%2F12%2F13%2F8187%2FSimulation-d-une-centrale-solaire--concentrateur-cylindro-parabolique-sous-TRNSYS.html&tbnid=ot93mej44UXd-)

[TRNSYS34.png&imgrefurl=https%3A%2F%2Fwww.memoireonline.com%2F12%2F13%2F8187%2FSimulation-d-une-centrale-solaire--concentrateur-cylindro-parabolique-sous-TRNSYS.html&tbnid=ot93mej44UXd-](https://www.google.com/imgres?imgurl=https%3A%2F%2Fwww.memoireonline.com%2F12%2F13%2F8187%2FSimulation-d-une-centrale-solaire--concentrateur-cylindro-parabolique-sous-TRNSYS.html&tbnid=ot93mej44UXd-)

[M&vet=1&docid=CRJot_XoZA3xQM&w=428&h=227&itg=1&source=sh%2Fx%2Fim](https://www.google.com/imgres?imgurl=https%3A%2F%2Fwww.memoireonline.com%2F12%2F13%2F8187%2FSimulation-d-une-centrale-solaire--concentrateur-cylindro-parabolique-sous-TRNSYS.html&tbnid=ot93mej44UXd-)

-[d]-<https://images.app.goo.gl/Enbq1cKjVuGHvCXQA>

-[e]-<https://images.app.goo.gl/1r61sEYbAEJvD3y87>

-[f]-[https://www.google.com/imgres?imgurl=x-raw-](https://www.google.com/imgres?imgurl=x-raw)

[image%3A%2F%2F%2F9cb041ae43512b4e873a0e00ac0ad4a3e1b3de4648ff21711a765e34dc3c7040&imgrefurl=http%3A%2F%2Fwww.labothonap.ulg.ac.be%2Fstaff%2Fsquoilin%2Ffiles%2Fcentrales_solaires_SQ070925.pdf&tbnid=TitRQ65BsJwAtM&vet=1&docid=HtemCPS9b8UipM&w=975&h=521&itg=1&hl=ar&source=sh%2Fx%2Fim](https://www.google.com/imgres?imgurl=x-raw)

[j]:[https://www.google.com/imgres?imgurl=http%3A%2F%2Fproducteursolaire.online%2Fwp-](https://www.google.com/imgres?imgurl=http%3A%2F%2Fproducteursolaire.online%2Fwp-content%2Fuploads%2F2018%2F10%2F%25C3%25A9nergie-tour-solaire.jpeg&imgrefurl=http%3A%2F%2Fproducteursolaire.online%2Ftour-solaire&tbnid=snciSJNAA7cByM&vet=1&docid=PDsGpST5z8fQoM&w=980&h=551&source=sh%2Fx%2Fim)

[content%2Fuploads%2F2018%2F10%2F%25C3%25A9nergie-tour-solaire.jpeg&imgrefurl=http%3A%2F%2Fproducteursolaire.online%2Ftour-solaire&tbnid=snciSJNAA7cByM&vet=1&docid=PDsGpST5z8fQoM&w=980&h=551&source=sh%2Fx%2Fim](https://www.google.com/imgres?imgurl=http%3A%2F%2Fproducteursolaire.online%2Ftour-solaire&tbnid=snciSJNAA7cByM&vet=1&docid=PDsGpST5z8fQoM&w=980&h=551&source=sh%2Fx%2Fim)

-[h]-<https://images.app.goo.gl/yc8MQ9yoeyN8t2pT7>

-[i]-<https://images.app.goo.gl/FvxJrwQHFhoa1Rbt>

-[j]-[https://www.google.com/imgres?imgurl=https%3A%2F%2Fwww.encyclopedie-energie.org%2Fwp-](https://www.google.com/imgres?imgurl=https%3A%2F%2Fwww.encyclopedie-energie.org%2Fwp-content%2Fuploads%2F2019%2F03%2Fart187_fig1_etapes_mode_fabrication.jpg&imgrefurl=http)

[content%2Fuploads%2F2019%2F03%2Fart187_fig1_etapes_mode_fabrication.jpg&imgrefurl=http](https://www.google.com/imgres?imgurl=https%3A%2F%2Fwww.encyclopedie-energie.org%2Fwp-content%2Fuploads%2F2019%2F03%2Fart187_fig1_etapes_mode_fabrication.jpg&imgrefurl=http)

Chapitre I : généralités sur le système PV et la concentration solaire.

s%3A%2F%2Fwww.encyclopedie-energie.org%2Fsolaire-photovoltaique-les-technologies-et-leurs-trajectoires%2F&tbnid=AvEZV5_XMV-0LM&vet=1&docid=FM0eqEdWmhLWIM&w=750&h=538&itg=1&hl=ar-EG&source=sh%2Fx%2Fim

[k]<https://www.google.com/imgres?imgurl=https%3A%2F%2Fhabitatpresto.wgcdn.net%2Fdevisprestofly%2Fupload%2Farticle%2Fpanneaux%2520monocristallin%2520ou%2520polycristallin.jpg&imgrefurl=https%3A%2F%2Fwww.habitatpresto.com%2Fmag%2Fchauffage%2Fsolaire-thermique%2Fpanneau-solaire-monocristallin-polycristallin&tbnid=mHXDqe08QVr2uM&vet=1&docid=qFGUI0uStVLDsM&w=550&h=364&source=sh%2Fx%2Fim>

[l]<https://images.app.goo.gl/9f9wUGs8oLcBXNvN9>

[m]<http://m.dsnsolar.com/info/why-will-perc-dominate-silicon-solar-cell-tech-37062177.htm>

[n]<http://m.dsnsolar.com/info/silicon-solar-celle-with-perc-technology-32703503.html>

[o] <https://images.app.goo.gl/g4BqChJ1z23WUpLi8>

[p];https://www.google.com/imgres?imgurl=https%3A%2F%2Fwww.researchgate.net%2Fprofile%2FAEbong%2Fpublication%2F261498227%2Ffigure%2Ffig8%2FAS%3A668570639941641%401536411070740%2FInterdigitated-back-contact-solar-cell-IBC-Fig-8-lists-all-the-solar-cell-structures.jpg&imgrefurl=https%3A%2F%2Fwww.researchgate.net%2Ffigure%2FInterdigitated-back-contact-solar-cell-IBC-Fig-8-lists-all-the-solar-cell-structures_fig8_261498227&tbnid=O5zaaMiKlO28kM&vet=1&docid=GSnQdWDDtdYdSM&w=731&h=394&hl=ar-EG&source=sh%2Fx%2Fim

Chapitre 02:
Modélisation des systèmes
concentration
photovoltaïque

II.1. Modélisation des systèmes photovoltaïques : [1]

Le modèle décrit dans ce qui suit, se base sur le modèle du circuit équivalent (figure 1) à cinq paramètres, proposé par défier et Beckmann [2].

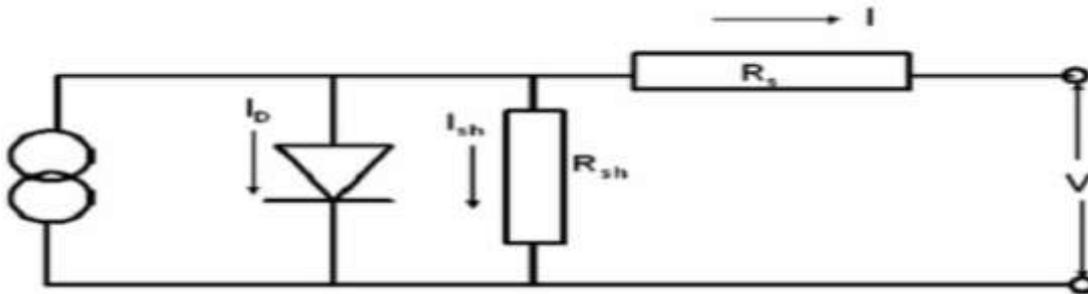


Figure 1.Circuit électrique équivalent [3]

Les caractéristiques du courant-tension (IV) du circuit PV changent avec le rayonnement solaire incident et la température. Le modèle PV détermine la courbe courant-tension en fonction des conditions environnementales. L'équation de courant et tension pour le circuit représenté sur la figure 1est:

$$IC = IC_L - IC_0 \left[e^{\frac{VP+I.R_s}{ai}} - 1 \right] - \frac{VP+IC.R_s}{R_{sh}} \dots\dots\dots 1$$

Avec :

IC : Courant,

IC_L: Courant de la source,

IC₀: Courant de saturation inverse de la diode,

VP: Tension,

R_s: Résistance série,

R_{sh}: Résistance shunt.

Ces paramètres fournis par le fabricant du panneau photovoltaïque ont été déterminés pour les conditions standards (rayonnement solaire 1000 W/m² et température de l'air 25°C) [4]

Ai est le facteur d'idéalité modifié, défini par la relation:

$$Ai = \frac{N_s n_1 K T_{cu}}{q} \dots\dots\dots 2$$

Avec :

N_s: Nombre de cellules individuelles en série dans un module,

K: Constante de Boltzmann,

T_{cu}: Température du module,

q: Constante de la charge de l'électron.

La température de la cellule T_{cu} est déterminée par la relation :

$$T_{cu} = T_a + \frac{(1-\eta_{réf}/\tau\alpha)}{(I_{CT}/U_L)} \dots\dots\dots 3$$

$\eta_{réf}$ est le rendement électrique du module dans les conditions de référence (rayonnement solaire 800 W/m², température de l'air 20 °C et vitesse de l'air, unité [5]) L'augmentation de la température de la cellule diminue la tension du circuit ouvert, (due $V_{P_{oc}}$ à l'augmentation du taux de recombinaison de support interne). Le choix des modules PV se fait sur la base de la sensibilité à la température. Plus ces derniers présentent une sensibilité envers la température plus ils conviennent à des régions à basse température [6]. Si la température de la cellule augmente de 10 °C, une chute de 5 % de l'énergie électrique produite par la cellule se produit [7].

un autre paramètre est souvent ,En plus des paramètres cités précédemment utilise les données de I_{Csc} et V_{Poc} ainsi (Fill factor)Le facteur de remplissage .utilisé Son .(I_{Cmp} et V_{Pmp})que les points à la puissance maximale du courant et de la tension

Expression est:

$$FF = \frac{V_{pmp}I_{Cmp}}{V_{Poc}I_{Csc}} \dots\dots\dots 4$$

Le rendement de conversion d'énergie pour les cellules solaires photovoltaïques est calculé en utilisant la relation :

$$\eta = \frac{V_{pmp}I_{Cmp}FF}{P_{in}} \dots\dots\dots 5$$

Où P_{in} est la puissance totale de la lumière incidente sur la cellule.

II.2. Performances photovoltaïques :

Toutes les cellules PV sont caractérisées par certains paramètres qui déterminent leurs performances. Mais avant d'expliquer ces paramètres, nous allons d'abord aborder le fonctionnement électrique d'une cellule solaire. Pour une jonction p-n, la relation entre la tension aux bornes de la jonction et la densité du courant circula ante au travers est donnée par:

$$J = J_0 e^{\left(\frac{qv}{nkt}\right)} - 1 \dots\dots\dots 4$$

Avec :

I_C : Courant,

I_{C_L} : Courant de la source,

I_{C_0} : Courant de saturation inverse de la diode,

V_P : Tension,

R_s : Résistance série,

R_{sh} : Résistance shunt.

Ces paramètres fournis par le fabricant du panneau photovoltaïque ont été déterminés pour les conditions standards (rayonnement solaire 1000 W/m² et température de l'air 25°C) [4]

a_i est le facteur d'idéalité modifié, défini par la relation:

$$a_i = \frac{N_s n_1 K T_{cu}}{q} \dots\dots\dots 2$$

Avec :

N_s : Nombre de cellules individuelles en série dans un module,

K : Constante de Boltzmann,

T_{cu} : Température du module,

q : Constante de la charge de l'électron.

La température de la cellule T_{cu} est déterminée par la relation :

$$T_{cu} = T_a + \frac{(1 - \eta_{réf} / \tau \alpha)}{(I C_T / U_L)} \dots\dots\dots 3$$

$\eta_{réf}$ est le rendement électrique du module dans les conditions de référence (rayonnement solaire 800 W/m², température de l'air 20 °C et vitesse de l'air, unité [5]) L'augmentation de la température de la cellule diminue la tension du circuit ouvert, (due $V_{P_{oc}}$ à l'augmentation du taux de recombinaison de support interne). Le choix des modules PV se fait sur la base de la sensibilité à la température. Plus ces derniers présentent une sensibilité envers la température plus ils conviennent à des régions à basse température [6]. Si la température de la cellule augmente de 10 °C, une chute de 5 % de l'énergie électrique produite par la cellule se produit [7].

II.4. Méthodes de caractérisation :[8]

II.4.1 Caractérisation des couches minces :

II.4.1.1 Propriétés de conduction :

La conductivité d'un matériau est égale à l'inverse de sa résistivité, et s'exprime en (Ohm.cm)⁻¹ ou en S.cm⁻¹. Ce paramètre macroscopique dépend selon l'équation (6) de la mobilité et du nombre de porteurs libres. Ces deux grandeurs sont en compétition si l'on cherche à augmenter la conductivité à l'aide d'impuretés dopantes.

$$\sigma = N q \mu \dots\dots\dots 6$$

Avec:

σ : Conductivité (Ohm. cm)⁻¹

N: Nombre de porteurs libres (cm⁻³)

q: Charge élémentaire (C)

μ: Mobilité des porteurs majoritaires (cm² V⁻¹S⁻¹)

La conductivité du matériau est déduite de la mesure de résistance entre les électrodes. Pour cela, on détermine la caractéristique I-V, où R=V/I est l'inverse de la pente de la droite obtenue. Cette mesure peut se faire indifféremment sous obscurité ou sous un faible éclaircissement lorsque les couches sont fortement dopées. En revanche, pour les couches non dopées, l'excitation lumineuse augmente la photoconductivité du matériau. Des mesures distinctes doivent alors être menées à l'obscurité et sous éclaircissement. En supposant la résistance de contact négligeable devant celle de la couche, la relation entre σ et R est donnée par la relation (7).

$$\sigma = \frac{d}{Rhe} \dots\dots\dots 7$$

Avec :

- σ: Conductivité (Ohm. cm)⁻¹
- d: Distance entre les électrodes (cm)
- R: Résistance entre les électrodes (Ohm)
- e: Épaisseur du matériau à mesurer (cm)
- h: Largeur des électrodes (cm)

II.4.1.2 Vitesse de recombinaison de surface, courant de saturation de l'émetteur :

Dans un monocristal de silicium de bonne qualité, les phénomènes de recombinaison de surface dominant par rapport aux recombinaisons volumiques, et ce d'autant plus que l'épaisseur du substrat est faible [Aberle00]. La relation entre τ_{eff} et les contributions du volume et des surfaces est exprimée par l'équation (18) [Dauwe04]. Cette relation est valable pour une même vitesse effective de recombinaison (S_{eff}) sur les deux faces du substrat.

$$\frac{1}{\tau_{eff}} = \frac{1}{\tau_{volume}} + \frac{2S_{eff}}{W} \dots\dots\dots 8$$

Avec:

- T_{eff} : Durée de vie effective (s)
- τ_{volume} : Durée de vie volumique (s)
- S_{eff} : Vitesse effective de recombinaison en surface (cm.s⁻¹):
- W: Épaisseur du substrat (cm)

La détermination du J_{0e} à partir de mesures ID-LS a été d'abord développée pour des émetteurs diffusés thermiquement [King91]. Le J_{0e} calculé dans ce cas, concerne les recombinaisons dans la région diffusée et à sa surface. Il peut être relié à une valeur de durée de vie correspondant aux

recombinaisons dans l'émetteur par l'équation (9) [MacDonald01].

$$\tau_{\text{émetteur}} = \frac{qn_i^2 w}{J_{0e}(N_A + \Delta n)} \dots\dots\dots 9$$

En prenant en compte les recombinaisons Auger, il est possible d'extraire la valeur du J0e à partir de l'inverse de τ_{effa} en fonction du niveau d'injection. En effet, d'après l'équation (10), le J0e est directement proportionnel à la droite résultante [Granek07].

$$\frac{1}{\tau_{\text{effa}}} = \frac{1}{\tau_{\text{Auger}}} + \frac{1}{\tau_{\text{SRH}}} + \frac{1}{\tau_{\text{SRH}}} + \frac{2J_{0e}\Delta n}{qn_i^2 w} \dots\dots\dots 10$$

La feuille de calcul fournie avec l'appareil de mesure Sinton permet de déterminer le J0e à partir des mesures de durée de vie effectuées, à l'aide de l'équation (10). Ce paramètre peut ensuite être utilisé pour caractériser et comparer la qualité de différents émetteurs.

II.4.1.3. Résistivité spécifique de contact (méthode TLM) :

Des mesures de résistance entre les différents contacts sont effectuées avec la méthode des quatre pointes qui permet de s'affranchir des résistances externes (pointes, circuit...). En supposant la résistance carrée de la couche constante entre les plots et sous ces plots (cas de contacts non-alliés), et en considérant négligeable la résistance des plots métalliques, la résistance R mesurée entre 2 plots est donnée par la relation (11).

$$R = R_{sh} \frac{x}{Z} + 2R_c \dots\dots\dots 11$$

Avec

- R: Résistance mesurée entre 2 plots (Ω)
- R sh: Résistance par carré de la couche contactée ($\Omega/\text{carré}$)
- X: Distance entre les plots (μm)
- Z: Hauteur des plots (μm)
- R c: Résistance de contact (Ω)

La droite représentant la résistance mesurée en fonction de la distance entre les plots (Figure 6) est caractérisée par son coefficient directeur (a) et son ordonnée à l'origine (b). Elle permet donc de déterminer la résistance par carré de la couche à contacter ($R_{sh} = a Z$) et la résistance du contact ($R_c = b/2$).

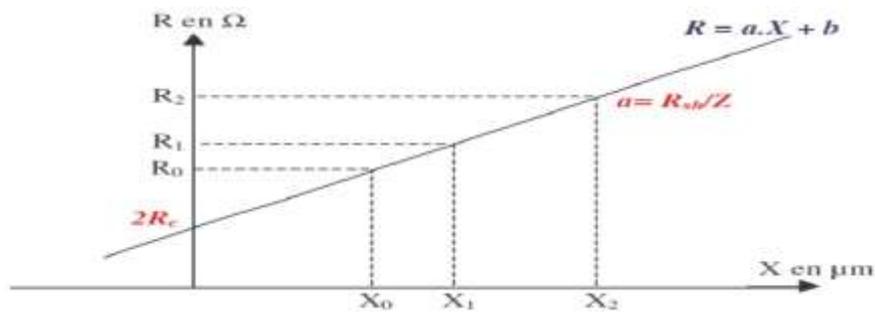


Figure 2. Résistance mesurée en fonction de la distance entre les plots pour la détermination de la résistance de contact par la mesure TLM

Afin d’obtenir la résistance spécifique du contact (ρ_c), il est nécessaire de prendre en compte la « longueur de transfert » (L_T) du courant sous le contact, c’est-à-dire la surface réellement utilisée par le contact pour collecter le courant. En effet, dans certains cas L_T peut être inférieure ou égale à la longueur réelle L des plots métalliques. Ceci dépend de la résistivité du contact et de la conductivité de la couche à contacter. R_c dépend de L_T par la relation (12). Cette relation est valable pour $Z \gg L$, une résistance série du contact négligeable et un flux de charges latéral [Schröder84].

$$R_c = \frac{L_T}{Z} R_{sh} \coth\left(\frac{L}{L_T}\right) \dots \dots \dots 12$$

La valeur de ρ_c se déduit alors de la valeur de L_T obtenue en utilisant l’équation (13).

$$\rho_c = L_T^2 R_{sh} \dots \dots \dots 13$$

La valeur de résistance mesurée dépend alors des contributions suivantes :

- 1/ R contact (Métal / a-Si :H)
- 2/ R (a-Si :H)
- 3/ R contact (a-Si :H / c-Si)

II.4.1.4. Transmission, réflexion et absorption :

Le courant de court-circuit d’une cellule solaire à hétérojonction dépend qu’as exclusivement du nombre de photons absorbés dans la base c-Si. Pour que le maximum de photons incidents soit absorbé dans cette base, il est donc nécessaire d’optimiser la cellule au niveau optique. Pour cela plusieurs paramètres sont à prendre en compte:

- La **transmission** des photons dans les couches exposées au rayonnement
- La **réflexion** du rayonnement sur la **face avant** (exposée au rayonnement)
- La **réflexion interne** du rayonnement sur la **face arrière**

Les mesures de réflexion (R), absorption (A), et transmission (T) des couches minces sont effectuées sur un spectrophotomètre pour des longueurs d’ondes de 300 à 1200 nm.

En pondérant les valeurs de R, T, ou A par rapport à l’irradiante du spectre solaire à l’aide de l’équation (14), il est possible de définir les valeurs effectives de ces paramètres.

$$R_{eff} = \frac{\int R(\lambda)S(\lambda)d\lambda}{\int S(\lambda)d\lambda} \dots\dots\dots 14$$

Avec: R e ff : Réflectivité effective (%)

R(λ): Réflectivité (%)

S(λ): Spectre solaire AM1.5 (photons. m⁻².μm⁻¹.s⁻¹)

II. 5. Conductivité et résistivité : [8

Les matériaux semi-conducteurs sont souvent classés d’après leur conductivité ou résistivité. La conductivité σ est liée à la concentration des porteurs de charge et à leur mobilité :

$$\Sigma = q (\mu_n n + \mu_p p) \dots\dots\dots 15$$

Avec q la charge élémentaire.

La résistivité est l’inverse de la conductivité :

$$\rho = \frac{1}{\sigma} \dots\dots\dots 16$$

Ces paramètres dépendent comme les autres essentiellement du dopage et de la température. Pour un substrat c-Si dopé avec N dop= 10¹⁵ cm⁻³ à la température de 300 K, la résistivité vaut 4, 5 Ω.cm pour un dopage de type N et 13, 2 Ω.cm pour un dopage de type P.

II.6. Modélisation des performances des cellules PV à base de a-Si /c-Si :

II. 6. 1. Caractéristique J-V :

Les caractéristiques J-V de a-Si (p)/c-Si (n) et de a-Si (n)/c-Si (p), les structures (a) et (b) (Fig.3), sont calculées dans les conditions standard (300 °C, AM1.5) et elles représentées dans la figure.4.

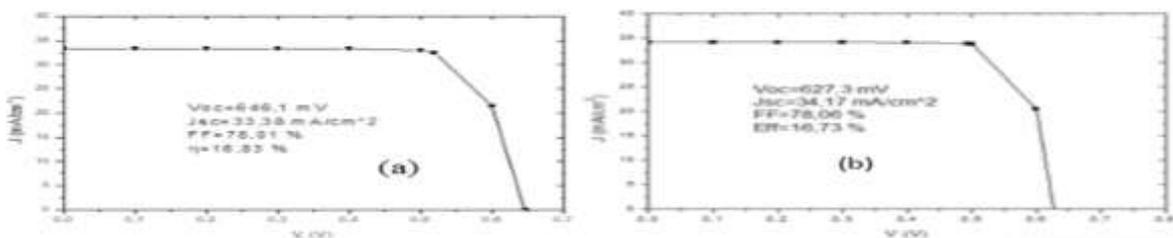


Figure 3 : Caractéristiques J-V a) a-Si (p)/c-Si (n) et b) de a-Si (n)/c-Si (p).

Les paramètres V oc, J sc, FF et η sont résumé dans le tableau suivant :

V oc (mV)	J sc (mA/cm ²)	FF (%)	η (%)	
P-N	646.1	33.38	78.01	16.83

N-P	627.3	34.17	78.06	16.73
-----	-------	-------	-------	-------

Tableau .2 Les performances des deux structures de référence.

II. 6. 2. Influence de l' épaisseur de la couche a-Si :

Dans cette partie on va représenter dans la figure 5 la variation du V_{oc} , J_{sc} , FF et η en fonction de l'épaisseur de la couche émettrice (a-Si) pour les deux cellules :

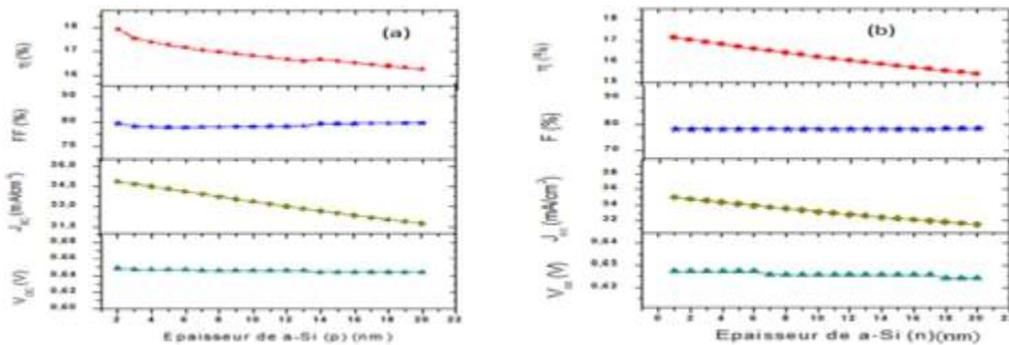


Figure 4: L'effet de l'épaisseur d'a-Si sur les performances de la cellule HJ.

Selon la figure 5 on a deux cas d'HJ, P-N ça veut dire a-Si de type P et l'HJ N-P alors le a-Si de type N. Pour le 1er cas (a), l'augmentation de l'épaisseur conduit à une diminution de J_{sc} de 35.01mA/cm² à 31.76 mA/cm² et de η de 18.30 % à 16.25 % de la cellule solaire. Pour le FF et V_{oc} ils restent presque constants. Pour le 2iem cas (b), on a toujours une diminution de J_{sc} de 35mA/cm² à .31.54 mA/cm², et une d émanations de η de 17.15 % à 15.43 %. Pour les 2 autres paramètres FF et V_{oc} ils restent toujours constante.

L'augmentation de l'aipaisseurdue à l'augmentation de la longueur de diffusion ca veut dire qu'on à une augmentation des pertes d'absorption dans la couche émettrice qui est explique la diminution de J_{sc} , et puisque cette dernière est en relation avec le rendement on à remarque qu'il a diminue aussi. D'après ces résultats et pour les deux cas, les meilleures performances sont obtenues avec une épaisseur de 2 nm mais cette épaisseur est difficilement maitrisable en laboratoire. Pour cela on a choisi une valeur optimale de 4 nm comme épaisseur de la couche de silicium amorphe.

II. 6. 3. Influence de l' épaisseur de la couche c-Si :

La figure 5 montre l'effet de l'épaisseur de silicium cristallin (couche absorbante) sur les performances de la cellule modélisée.

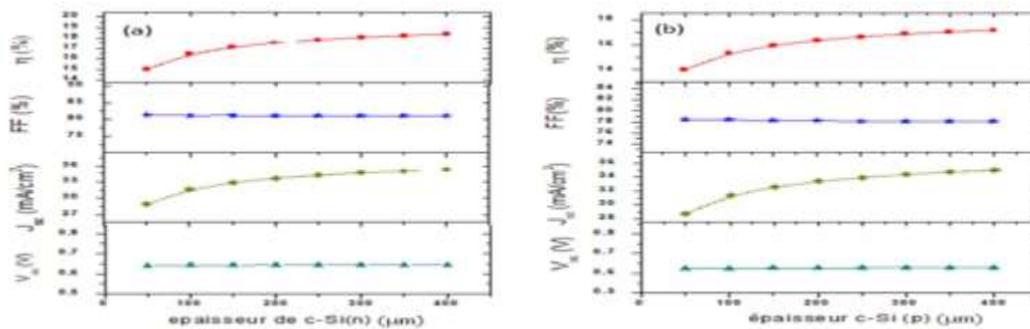


Figure5: l’effet de l’épaisseur de c-Si sur les performances de la cellule – HJ.

Dans cette partie on a étudié l’effet de l’épaisseur de c-Si sur les performances des deux structures (a) et (b). On remarque que il y’a les mêmes changements des V_{oc}, J_{sc}, FF, η tel qu’il y’a une augmentation de η de 15.02 % à 18.39 % et une augmentation de J_{sc} de 28.94 mA/cm² à 35.25 mA/cm² en fonction de l’augmentation de l’épaisseur pour le c-Si de type N. Aussi, une augmentation de η de 14 % à 17.17 % et de J_{sc} de 28.68 à 35.04 pour le c-Si de type P. Pour le FF et V_{oc} ils sont constants pour les deux types. On explique ce changement, à cause de l’augmentation d’épaisseur, ce qui est conduit à l’augmentation de nombre des porteurs de charge électrons et des trous dans la couche absorbante. Le meilleur résultat que nous avons obtenu a été réalisé avec une épaisseur de c-Si de 400μm. Mais on a choisi une épaisseur de 200 μm de c-Si puisqu’il nous donne des performances importantes en utilisant d’épaisseur réduit.

II. 6. 4. Influence de dopage de la couche a-Si :

Dans cette partie on va parler sur un autre paramètre qui est la concentration de dopage. Ce dernier a une influence très importante sur le comportement de la cellule PV. L’effet de la concentration de dopage de la couche émettrice pour les deux structures (a) et (b) sont montré dans la figure 6 suivant.

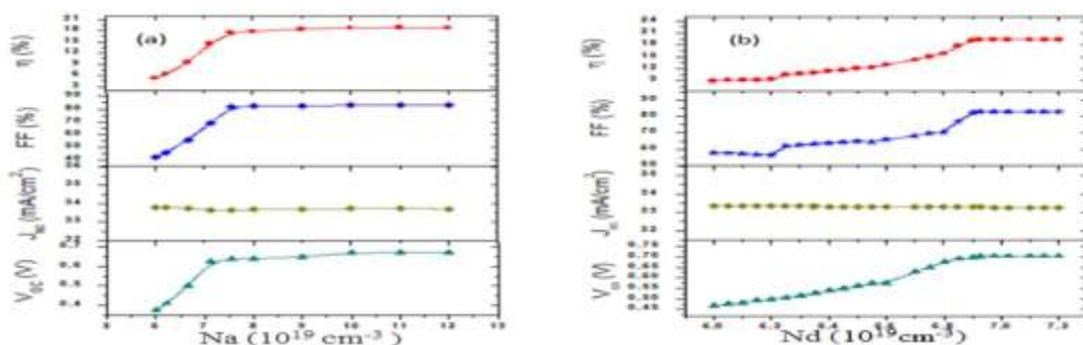


Figure 6: influence de la concentration de dopage de la couche émettrice sur les performances des cellules (a) et (b).

Dans la figure 10(a), nous remarquons que les performances V_{oc}, FF et η augmentent quand Na augmente [V_{oc} de 375.78mV à 671.09 mV ; FF de 42.10% à 83.79% ; η de 5.34% à 19%], mais

au-dessus de la valeur $1.5 \cdot 10^{20}$ ils deviennent constante. Pour le J_{sc} , il reste presque constant. D'après ces résultats on a choisi $1.5 \cdot 10^{20} \text{ cm}^{-3}$ comme une valeur optimale.

Dans la figure 10(b), qui montre l'effet de la concentration de dopage de la couche a-Si de la jonction N-P sur les performances de la cellule étudié. Cette figure indique que la concentration de dopage influent principalement sur V_{oc} , FF et η , d'autre part J_{sc} reste constante [V_{oc} : $467.97\text{mV} \Rightarrow 703.97\text{mV}$;

FF : $57.75\% \Rightarrow 82.96\%$; η : $9.01\% \Rightarrow 19.42\%$; $J_{sc} \approx 33\text{mA/cm}^2$]. D'après les résultats obtenus nous considérons que N sera $7.075 \cdot 10^{19} \text{ cm}^{-3}$ puisqu'elle nous donne une bonne performance.

II. 6. 5. Influence de dopage de la couche c-Si :

L'effet de la concentration de dopage de c-Si (couche absorbante) pour les deux cellules sur ses performances est montré dans la figure suivant :

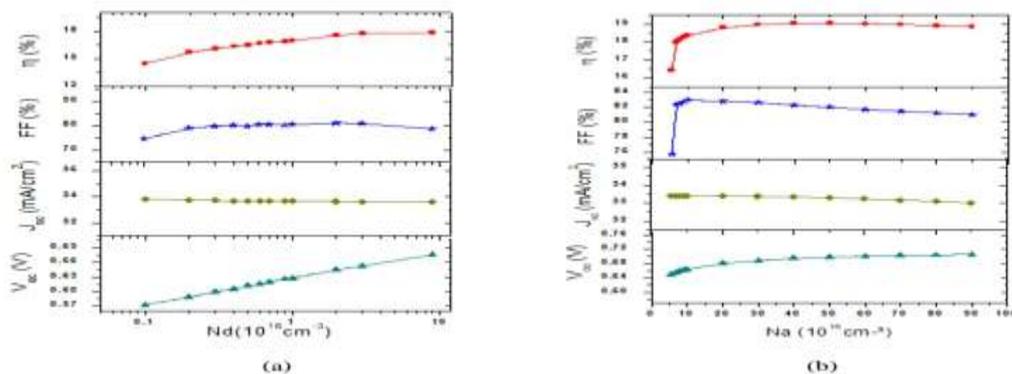


Figure 7 : influence de la concentration de dopage de c-Si sur les performances des cellules PV

D'après cette figure 7(a) nous remarquons que V_{oc} et η augmentons quand Nd augmente autant que J_{sc} r este presque constante (V_{oc} de 572.66 à 675.78V, η de 14.45 à 17.84 %, $J_{sc} \approx 33.6 \text{ mA/cm}^2$). Pour le facteur de forme (FF) on remarque qu'il augmente avec l'augmentation de Nd mais aux dessus de $1 \cdot 10^{16} \text{ cm}^{-3}$ il commence à diminuer de 80.33 à 78.56%. Pour cela on a choisi $5 \cdot 10^{16} \text{ cm}^{-3}$ comme une valeur optimale.

Dans la (figure 7b) on a presque les mêmes changements des performances, on remarque l'augmentation de V_{oc} de 649.22 à 705.47 V, et le η de 16.41 à 18.86 % avec l'augmentation de Na. D'autre part le J_{sc} il est presque constant à la valeur 33 mA/cm^2 . On remarque aussi que le facteur de forme augment au début entre 75.73 à 82.93 après il diminue jusqu'à 80.99%. D'après ces résultats on prend $5 \cdot 10^{17}$ comme une concentration de dopage de c-Si dans la jonction N-P La (figure 8) montre les performances pour les deux structures après l'optimisation de l'épaisseur et la concentration de dopage de chaque couche.

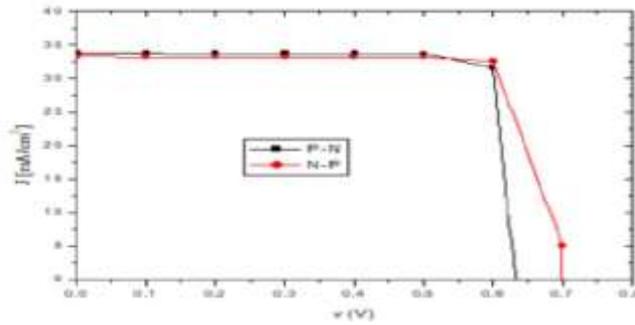


Figure 8 : caractérisation J-V

D’après cette caractérisation J-V, on retire les performances obtenues, qui sont représentés dans le tableau 2 Suivant :

VOC (mV)	JSC (mA/cm ²)	FF (%)	η (%)	
P-N	671.1	33.76	82.99	18.8
N-P	703,9	33,25	82.99	19,42

Tableau 3. Les performances obtenues

II.7- Comparatif Pour Quelques Technologies:[9

Matériau	Rendement	Longévité	caractéristiques	Principales utilisations
Silicium monocristallin	12 à 18% (24,7% en laboratoire)	20 à 30 ans	<ul style="list-style-type: none"> • Très performant • Stabilité de production d'W • Méthode de production coûteuse et laborieuse. 	Aérospatiale, modules pour toits, façades,...
Silicium Poly-cristallin	11 à 15% (19,8% en laboratoire)	20 à 30 ans	<ul style="list-style-type: none"> • Adapté à la production à grande échelle. • Stabilité de production d'W. • Plus de 50% du marché mondial. 	Modules pour toits, façades, générateurs,...
Amorphe	5 à 8% (13% en laboratoire)	≤ 10 ans	<ul style="list-style-type: none"> • Peut fonctionner sous la lumière fluorescente. • Fonctionnement si faible luminosité. • Fonctionnement par temps couvert. • Fonctionnement si ombrage partiel • La puissance de sortie varie dans le temps. En début de vie, la puissance délivrée est de 15 à 20% supérieure à la valeur nominale et se stabilise après quelques mois. 	Appareils électroniques (montres, calculatrices...), intégration dans le bâtiment
Composite mono cristallin (GaAs)	18 à 20% (27.5% en laboratoire)		<ul style="list-style-type: none"> • Lourd, fissure facilement 	Systèmes de concentrateurs Aérospatiale (satellites)
Composite poly cristallin (CdS, CdTe, CIGS, etc.)	8% (16% en laboratoire)		Nécessite peu de matériaux mais certains contiennent des substances polluantes	Appareils électroniques (montres, calculatrices...), intégration dans le bâtiment

Tableau 4: comparatif pour quel que tonologie

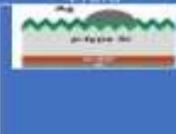
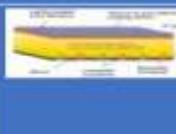
Architecture cellule	AI-BSF Aluminum Back Surface Field	PERC - PERT Passivated Emitter & Rear Cell	IBC Interdigitated Back Contact	SHJ Silicon Heterojunction
				
Rendement record module commercial	17,9 % Mono-n AI-BSF (Vingli)	19,1 % mono-p PERC (TS) 19,3 % mono-n PERT (LG)	22,2 % mono-n IBC (SP)	20,0 % mono-n SHJ (MSP)
Principaux fabricants	Trina Solar, ...	Trina Solar, LG, ...	SunPower	Panasonic (Sanyo), REC, Kaneka
Caractéristiques technologiques	Typiquement p-type avec une antireflecteur sélective n-type et une région p+ (Al dopant) à l'arrière (le back-surface field) qui forme une barrière pour des porteurs minoritaires	PERC : couche diélectrique de passivation qui agit comme réflecteur et augmente l'absorption tout en réduisant la recombinaison PERT : couche p+ qui passe le back surface field homogène	Les 2 contacts en face arrière et pas de métallisation en face avant pour maximiser l'absorption. Contact épaiss réduisant la résistance et couche de passivation pour diminuer la recombinaison	L'hétérojonction n-Si / p-Si augmente la tension de la cellule et réduit la recombinaison
Avantages concurrentiels	Rendement important pour un coût de production réduit	Capacité d'augmenter le rendement sans trop modifier le procédé de production de l'AI-BSF	Rendement élevé et performance supérieure aux hautes températures et faible irradiance	Rendement élevé et performance supérieure aux hautes températures et faible irradiance et compatible avec module bifacial
Points faibles	Limitation dans la progression du rendement	Les effets LID souvent plus prononcés	Procédé complexe et coûteux	Procédé complexe et coûteux
Marchés visés	Résidentiel et grandes centrales		Positionnées sur le marché du résidentiel	

Tableau 5: Caractéristiques techniques et économiques des technologies silicium à haut rendement [10]

II.8. Le concentrateur parabolique compose :

II.8.1. Définition du c pc :

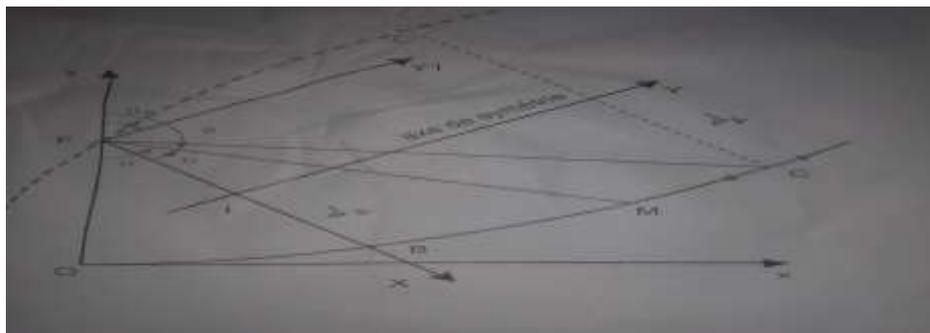
Le c pc est constitué de deux portion de paraboles identiques placées symétriquement par rapport à un axe (axe IY sur la figure) .

L'une des extrémités d'une parabole (point B) est placée au foyer de l'autre parabole : la parabole passant par les points B et C ale point F pour foyer et le foyer de la parabole en pointillé est le point B.

L'autre extrémité des paraboles (C et C') est tel que la tangente en ces points est parallèle à l'axe de symétrie du CPC.

La partie utile de la parabole pour constituer le CPC est la partie BC de la figure ci-contre (et F C'pour l'autre) .

La ligne FB est la pupille de sortie du CPC. Sa largeur est notée d2.La ligne CC' est la pupille d'entrée du CPC. Sa largeur est notée d1.



II.8-2-Equations de CPC :

Pour tous ces calculs, voir la figure ci-dessus .Dans le repère classique (x O y), l'équation de la parabole centrée en focale OF est :

$$Y = \frac{x^2}{2p}$$

Avec $p = 2OF$

Ou en coordonnées polaires pour un point quelconque M de la parabole

$$FM = P \frac{1}{1 + \cos\theta}$$

Avec θ : angle de FM avec l'axe O y

Equation polaire en fonction de l'angle ϕ : donc : $\cos \phi = \cos (\pi - \theta) = -\cos \theta$

d'où : $FM = P \frac{1}{1 + \cos\phi}$ 17

II.8-2-1-calcul de la largeur la pupille de sortie FB=d2 :

FB est égala FM quant le point M est en B, soit pour la valeur particulière

De ϕ : $\phi_B = \theta_c + \frac{\pi}{2}$

Donc :

$$\cos \phi_B = \cos (\theta_c + \frac{\pi}{2}) = -\sin \theta_c$$

Ce qui donne :

$$FB = d2 = p \frac{1}{1 + \sin\theta_c}$$
18

Soit ; $p = d2 (1 + \sin \theta_c)$

Avec les formules (a) et (b), il est possible d'éliminer le paramètre p de (a) car pour définir le C P C, le paramètre d2 sera plus utile que p.

On a donc : $FM = d2 \frac{1 + \sin\theta_c}{1 - \cos\phi}$

II.8.2.3 Calcul des coordonnées du point M dans le repère (XIY) :

Le point I est le milieu de F B, donc $FI = \frac{d2}{2}$, donc dans le repère (XIY) on a :

$$X = d2 \frac{(1 + \sin\theta_c) \sin(\phi - \theta_c)}{1 - \cos\phi} \frac{d2}{2}$$
19

$$Y = d2 \frac{(1 + \sin\theta_c) \cos(\phi - \theta_c)}{1 - \cos\phi}$$
20

II.8.2.4 Calcul de l'angle ϕ pour le point C (ϕ_c) :

La tangente en C est parallèle à l'axe Y, donc dans le repère(X I Y) :

$$\frac{dY}{dX} \rightarrow \infty \text{ En C} \quad \text{d'où} \quad \frac{dX}{dY} = 0$$

Mais $\frac{dX}{dY} = \frac{dX}{d\phi} \frac{d\phi}{dY}$ donc : $\frac{dX}{d\phi} = 0$

Il faut donc dériver l'expression $X = d2 \frac{(1 + \sin\theta_c) \sin(\phi - \theta_c)}{1 - \cos\phi} \frac{d2}{2}$

Et trouver la valeur de ϕ qui l'annule.

$$\frac{dX}{d\phi} = d2 \frac{(1+\sin\theta c) \cos(\phi - \theta c)(1-\cos\phi) - (1+\sin\theta c) \sin(\phi - \theta c)\sin\phi}{(1-\cos\phi)^2}$$

$$\frac{dX}{d\phi} = d2 \frac{(1+\sin\theta c)}{(1-\cos\phi)^2} [\cos(\phi - \theta c) - \cos(\phi - \theta c) \cos\phi - \sin(\phi - \theta c) \sin\phi],$$

$$\frac{dX}{d\phi} = d2 \frac{(1+\sin\theta c)}{(1-\cos\phi)^2} [\cos(\phi - \theta c) - \cos\theta c]$$

On a donne $\frac{dX}{d\phi} = 0$ pour $\cos(\phi - \theta c) - \cos\theta c = 0$ soit : $\phi - \theta c = \theta c$

D'où $\phi = 2\theta c$ donc l'angle Y I FC = θc

Pour le point B : $\phi_B = \frac{\pi}{2} + \theta c$ 21

Et pour le point C : $\phi_c = 2\theta c$ 22

II.8.2.5. Hauteur du CPC :

La hauteur du CPC est donnée par l'ordonnée du point C dans le repère X I Y, soit (équation (1)) :

$$Y_c = d2 \frac{(1+\sin\theta c) \cos(\phi-\theta c)}{1-\cos\phi} = d2 \frac{(1+\sin\theta c) \cos\theta c}{1-\cos2\theta c} = d2 \frac{(1+\sin\theta c) \cos\theta c}{2 \sin^2\theta c}$$

$$Y_c = \frac{d2}{2tg\theta c} \frac{(1 + \sin\theta c)}{\sin\theta c} = \frac{1}{2tg\theta c} [\frac{d2}{\sin\theta c} + d2] Y_c = \frac{d1 + d2}{2tg\theta c}$$

Soit : $L_{cpc} = \frac{d1+d2}{2tg\theta c}$ 23

Propriété du CPC :

Tous les rayons entrant dans le CPC par la pupille d'entrée sous une incidence comprise entre $\pm\theta c$ arrivent sur la pupille de sortie, soit directement, soit après une plusieurs réflexions sur les parois.

Par contre un rayon entrant dans le CPC avec une incidence supérieure à θc finira par en sortir.

II.8.3. Réduction de la hauteur :

Les surfaces proches de la pupille d'entrée sont quasiment parallèles à l'axe du CPC. Aussi, dans de nombreuses applications où l'axe du CPC est dirigé vers le soleil, ces surfaces ne jouent qu'un rôle négligeable car les rayons incidents sont parallèles entre eux et tangents à cette surface. Pour économiser de la matière, on réduit alors la hauteur du CPC dans certaines proportions (jusqu'à un tiers) sans diminuer les propriétés de l'ensemble.

Dans notre application où les rayons incidents ne sont pas parallèles, on ne peut pas réduire la hauteur du CPC sans diminuer le taux de rayons collectés, c'est-à-dire le rendement de l'ensemble.

II.9. Le miroir cylindro-paraboliques :

II.9.1. Définitions :

Une coupe Est-Ouest de ce miroir est une droite horizontale.

Une coupe Nord-Sud de ce miroir est une section de parabole.

La ligne joignant le sommet de la parabole (O) au foyer (F) est appelé "axe focal" (voir dessin ci-dessous). Le plan contenant l'axe focal d'une coupe du miroir et la ligne Est-Ouest est appelé le plan focal du miroir. La ligne des foyers de chaque section de parabole est la ligne focale.

La propriété principale d'une parabole est :

Tout rayon incident parallèle à l'axe d'une parabole est réfléchi en un point unique appelé foyer (F).

Ceci permet d'énoncer la propriété équivalente pour ce miroir :

Tout rayon incident parallèle au plan focal est réfléchi sur la ligne focale.

II.9.2. calculs de base sur la parabole :

9.2.1. Calcul de la longueur d'un arc de parabole :

Pour les calculs à suivre, la valeur (b - a) doit être connue. Or elle est conditionnée par la largeur commerciale des tôles constituant le miroir et qui correspond à la longueur L du graphique ci-contre. L'équation de la parabole est donnée par :

$$y = \frac{x^2}{2p} \quad \text{avec } \frac{p}{2} = OF = \text{focale}$$

La longueur de l'arc entre a et b est donnée par l'abscisse curviligne s telle que :

$$L = \int_a^b ds \quad \text{avec } ds^2 = dx^2 + dy^2$$

$$\text{et } dy = \frac{x}{p} dx \quad \text{d'où : } ds^2 = dx^2 \left(1 + \frac{x^2}{p^2} \right) \text{ soit : } ds = dx \left(1 + \frac{x^2}{p^2} \right)^{1/2}$$

$$\text{Posons } x = pt \quad \text{donc } t(a) = \frac{a}{p} \quad \text{et } t(b) = \frac{b}{p}$$

$$\text{D'où } dx = p dt \quad \text{et } ds = p (1 + t^2)^{1/2} dt$$

En effectuant le changement de variable : $t = \text{sh } \phi$ on a : $\phi = \text{Argsh } t$ $dt = \text{ch } \phi d\phi$ et

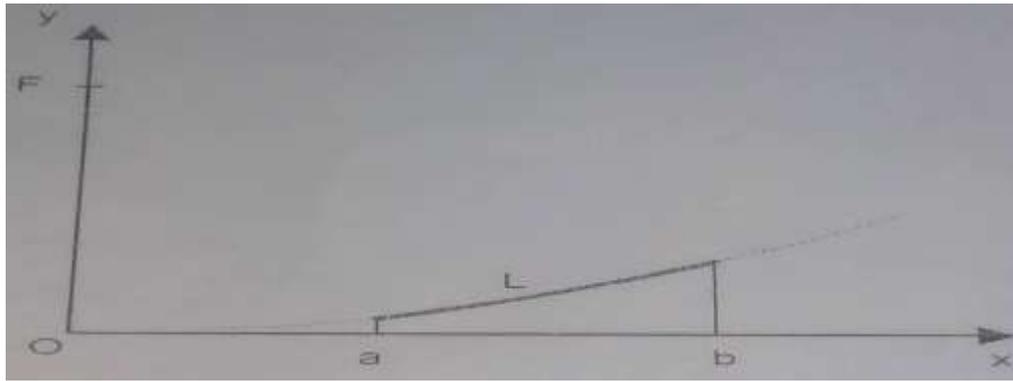
$$(1 + t^2)^{1/2} = \text{ch } \phi$$

Ce qui donne $ds = p \text{ch}^2 \phi d\phi$

$$\text{Soit } L = \int_a^b ds = p \int_{\phi(a)}^{\phi(b)} \text{ch}^2 \phi d\phi = \frac{p}{2} [\phi + \text{sh } \phi \text{ch } \phi]_{\phi(a)}^{\phi(b)}$$

$$\text{En repassant à la variable : } L = \frac{p}{2} [\text{Argsh } t + t (1 + t^2)^{1/2}]_{a/p}^{b/p}$$

$$\text{Et à la variable d'origine } x : L = \frac{p}{2} [\text{Argsh } \left(\frac{x}{p} \right) + \frac{x}{p} \sqrt{1 + \frac{x^2}{p^2}}]_a^b \dots\dots\dots 24$$



Remarque : connaissant la longueur L et la distance a , on ne peut pas calculer b analytiquement. Le calcul donc se faire par une méthode itérative.

II.9.2.2. Calcul de la distance d'un point de la parabole au foyer :

Le calcul de la longueur FM est utile en fonction de p et de l'angle Θ .

On a: $FH = FM \cos \Theta$. Et $OF = \frac{p}{2}$

Par ailleurs : $OH = OF - FH$

Soit $OH = \frac{p}{2} - FM \cos \Theta$

Le triangle FHM est rectangle en M, d'où : $FM^2 = FH^2 + HM^2$

D'après l'équation de la parabole : $y = \frac{x^2}{2p}$ soit ici :

$OH \frac{HM^2}{2p}$ donc $HM^2 = 2 p OH$

Ce qui donne : $FM^2 = FM^2 \cos^2 \Theta + 2 p OH$

Soit :

$FM^2 = FM^2 \cos^2 \Theta + p^2 - 2 p FM \cos \Theta$ d'ou: $FM^2 = (FM \cos \Theta - p)^2$

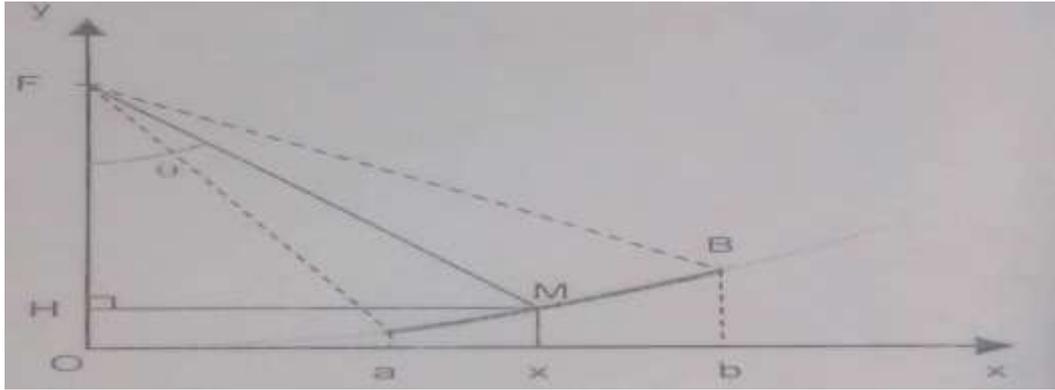
D' où les deux solutions : $FM = FM \cos \Theta - p$ et $FM = p - FM \cos \Theta$

Où seule la seconde solution a un sens (car $p > FM$ et FM est une longueur donc positive)

ce qui donne : $FM (1 + \cos \Theta) = p$ soit : $FM = \frac{p}{1 + \cos \Theta}$

En passant, on a aussi : $x = HM = FM \sin \Theta$, soit : $x = p \frac{\sin \Theta}{1 + \cos \Theta}$ 25

Équation polaire de la parabole.



II.9.3. Calculs du suivi du soleil :

Pour les calculs sui vents, les graineurs astronomique sut les sont :

- la déclinaison (δ) de période annulé, due à la combinaison de la trisection de la terre autour du soleil et de l'inclinaison de son axe de rotation.
- la latitude (ϕ), anglé que fait la verticale du lieu avec le plan de l'équateur.
- l'angle horaire (ω), dû à la rotation de la terre sur son axe.

L'angle horaire est donné par : $\omega=15(12-t)$

Où : ω est exprimé en degrés et t en heures en temps solaire vrai (TSV).

A midi solaire du lieu t =12 heures et $\omega=0$

II.10. la Concentration:

II.10.1. Concentration géométrique:

Ce facteur est définit comme étant le rapport entre la surface du collecteur et la surface du récepteur. La concentration géométrique est donnée par [11].

$C_g = \frac{A_a}{A_r}$ 26

Avec

Aa : surface d'ouverture du concentrateur (m²)

Ar: surface du récepteur (m²)

Les concentrateurs ponctuels sont un facteur de concentration plus élevé que les linéaires.

II.10.2. Concentration optique:

Est lare la Toinette le rayonnement incident sur la surface réfléchis sante (**I a**) et le rayonnement qui atteint le récepteur (**Ir**).

$C_0 = \frac{I_r}{I_a}$ 27

II.10.3. Calculus de la concentration maxima:

D’après l’expression de la concentration géométrique (équation38), on constate que pour un collecteur parabolique donné, plus la surface (le diamètre) du récepteur ne diminue plus la concentration st importante. L’optique peut délivrer des concentrations théoriques considérable qui dans la pratique, peuvent être approché saines ont jamais atteintes

Compte tenu de la qualité optique des surfaces qu’inesont jamais parfaitement réfléchissante.

On peut définir la concentration d’un concentrateur parabolique par [11]

$$C = \left(\frac{2}{\varepsilon} \sin \psi\right)^2 \dots\dots\dots 28$$

ε : L’angle sous le que lonvoit lesoleilàpartirdelaterre.Savaleurestégaleà $9.3 \cdot 10^{-3}$ radians.

Pour $\psi = \frac{\pi}{2}$ on trouve la concentration maximale:

$C_{max} = 46250$

II.11. Performances et modélisation du collecteur :

La quantité d’énergie reçue par le collecteur parabolique dépend des conditions de fonctionnement :

- La quantité de radiation directe incidente sur le collecteur (G)
- La température moyenne du fluide dans le récepteur (T m) : plus cette température est élevée, plus les pertes à l’ambiance sont élevées, et plus l’efficacité diminue.
- La température ambiante (T a) : Plus elle est faible, plus les pertes à l’ambiance sont élevées
- L’angle d’incidence du rayonnement sur le capteur (θ) : cet angle modifie le propriétés d’absorption et de réflexion du rayonnement solaire par l’enveloppe de verre du récepteur. La quantité d’énergie reçue dépend aussi de caractéristiques physiques intrinsèques au collecteur :
- Le coefficient d’échange entre le récepteur et l’ambiance (U L) : Il doit être aussi faible que possible afin de minimiser les pertes à l’ambiance.
- Le coefficient de réflexion de miroirs (R) : Il est égal à la quantité de rayonnement reçue par le récepteur par rapport à la quantité incidente sur le collecteur.

- Le facteur de transmittivité-absorptivité ($\tau \cdot \alpha$). Il est égal à la quantité de rayonnement absorbée par le tube récepteur en acier par rapport à la quantité de rayonnement incidente sur le verre du récepteur.
- Le facteur de concentration (C).
- Le facteur d'efficacité du capteur (F') : proportion d'énergie calorifique absorbée par le tube métallique et effectivement transmise au fluide caloporteur.

Afin de calculer l'efficacité du collecteur solaire, une méthode similaire à celle exposée par Duffie & Beckman pour les collecteurs planes est appliquée (Duffie&Beckman, 1981)

-La quantité de rayonnement incident reçue par le tube récepteur vaut :

$$Q'_{\text{tube}} = \tau \cdot \alpha \cdot R \cdot C \cdot G$$

-Le flux de chaleur perdu à l'ambiance par convection/radiation s'écrit :

$$Q_{\text{loss, amb}} = U_L \cdot (T_m - T_a)$$

-Le flux de chaleur transmis au fluide est égal à la différence entre Q_{tube} et $Q_{\text{loss, amb}}$ multipliée par le facteur d'efficacité du collecteur :

$$Q'_{\text{fluid}} = F' [(\tau \cdot \alpha) \cdot R \cdot C \cdot G - U_L \cdot (T_m - T_a)]$$

On peut donc exprimer le **rendement du collecteur** par :

$$\varepsilon = \frac{Q'_{\text{fluid}}}{G} = F' \cdot (\tau \cdot \alpha) \cdot R \cdot C - \frac{F' U_L \cdot (T_m - T_a)}{G}$$

II.12. Résumé des différentes techniques :

Le tableau récapitulatif ci-dessous donne un aperçu de quelques caractéristiques techniques principales des différents systèmes de concentration solaire :

	Capacity Unit MW	Concentration	Peak solar efficiency	Annual solar efficiency	Thermal cycle efficiency	Capacity factor (solar)	Land use per Mwh/y
Trough	10-200	70-80	21% (d)	10-15% (d) 17-18% (p)	30-40% ST	24% (d) 25-70% (p)	6-8 m ²
Fresnel	10-200	25-100	20% (p)	9-11% (p)	30-40% ST	25-70% (p)	4-6 m ²
Power tower	10-150	300-1000	20% (d) 35% (p)	8-10% (d) 15-25% - (p)	30-40% ST 45-55% CC	25-70% (p)	8-12 m ²
Dish- Stirling	0,01 – 0,4	1000-3000	29% (d)	16-18% (d) 18-23% (p)	30-40% Stirl. 20-30% GT	25% (p)	8-12 m ²

Tableau 6 : Caractéristiques techniques principales des différents systèmes de concentration solaire

(d): demonstrated; (p): projected; ST: steam turbine; GT: gas turbine; CC: combined cycle
Solar efficiency = net power generation/incident beam radiation

Capacity factor = solar operating hours per year/8760 hours per year

Ce second tableau résumé les a avantages et inconvenient lie à claque technique: [12]

	Parabolic Trough	Central Receiver	Parabolic Dish
Applications	Grid-connected plants, mid- to high-process heat (Highest single unit solar capacity to date: 80 MWe.) Total capacity built: 354 MW	Grid-connected plants, high temperature process heat (Highest single unit solar capacity to date: 10 MWe, with another 10 MW currently under construction.)	Stand-alone, small off-grid power systems or clustered to larger grid-connected dish parks (Highest single unit solar capacity to date: 25 kWe; recent designs have about 10 kW unit size.)
Advantages	<ul style="list-style-type: none"> • Commercially available – over 12 billion kWh of operational experience; operating temperature potential up to 500°C (400°C commercially proven) • Commercially proven annual net plant efficiency of 14% (solar radiation to net electric output) • Commercially proven investment and operating costs • Modularity • Best land-use factor of all solar technologies • Lowest materials demand • Hybrid concept proven • Storage capability 	<ul style="list-style-type: none"> • Good mid-term prospects for high conversion efficiencies, operating temperature potential beyond 1,000°C (565°C proven at 10 MW scale) • Storage at high temperatures • Hybrid operation possible 	<ul style="list-style-type: none"> • Very high conversion efficiencies – peak solar to net electric conversion over 30% • Modularity • Hybrid operation possible • Operational experience of first demonstration projects
Disadvantages	<ul style="list-style-type: none"> • The use of oil-based heat transfer media restricts operating temperatures today to 400°C, resulting in only moderate steam qualities 	<ul style="list-style-type: none"> • Projected annual performance values, investment and operating costs still need to be proven in commercial operation 	<ul style="list-style-type: none"> • Reliability needs to be improved • Projected cost goals of mass production still need to be achieved

Tableau 7: résumé les a avantages et inconvenient lie à claque technique

Bibliographie :

[1]Thèse Présentée Pour L’Obtention Du Diplôme De Doctorat En Sciences En Génie Climatique Option Génie Climatique THEME Modes de conversion de l’énergie solaire (Conversions photo thermique et photovoltaïque) Et Leurs utilisations dans l’habitat PAR : SOTEHI OUALID Soutenu le : 04/06/2018

2] DOCUMENT TRNSYS

[3] S. A. Kalogeria, *Solar energy engineering: processes and systems*. Elsevier’s Science & Technology, 2009, ISBN 978-0-12-374501-9.

[4] R. Froster, M. Ghassemi, A. Cota, *Solar energy, Renewable energy and the environment*, Taylor & Fransic Group, 2005, ISBN 1420075667.

[5] DOCUMENT TRNSYS

[6] S. Dubey, J. N. Sarvaiya, B. Seshadri, *Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review*, Energy Procedia, volume 33, 2013, pages 311-321.

[7] T.T. Chow, J.W. Hand, P.A. Strachan, *Building-integrated photovoltaic and thermal applications in a subtropical hotel building*, Applied Thermal Engineering, volume 23, 2003, pages 2035-2049

[8]THÈSE Présentée devant **L’Institut National des Sciences Appliquées de Lyon**
Pour obtenir le grade de **Docteur en Science des Matériaux**
Par **Thibaut DESRUES** Développement de cellules photovoltaïques à hétérojonctions silicium et contacts en face arrière Soutenue le 30/11/2009

[9] UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID - TLEMCEN
MEMOIRE Présenté à : FACULTE DES SCIENCES – DEPARTEMENT DE PHYSIQUE
Pour l’obtention du diplôme de : MASTER EN PHYSIQUE Spécialité : physique énergétique et énergie renouvelable Par : **Melle Arras Aida** Sur le thème Caractérisation des cellules photovoltaïques à base d’hétérojonction de silicium a-Si/c-Si Soutenu publiquement le 25/06/2018

[10] Source: Greenpeace, ESTIA, Solar Paces - Concentrated Solar Thermal Power (September 2005)

[11](Potentiel technologique et économique des filières PV à haut rendement septembre 2017)

[13]Mémoire de Magister Option : Microélectronique Présenté par : Mme MEZIANI Zahra
THEME MODELISATION DE MODULES PHOTOVOLTAÏQUE

Chapitre III :
simulation de
concentrateur cylindro –
parabolique

Introduction :

Dans ce chapitre nous présentons une simulation d'un module CSP. Étudier le système de manière efficace nécessite une connaissance précise des courbes distinctes des modules, temps, G et efficacité. Ce chapitre sera consacré à la présentation et à la discussion des résultats obtenus. L'utilisation de Sumilink /Exel et l'application des relations mentionnées au chapitre deux.

III.2.Modélisation dans un concentrateur cylindro –parabolique :**III.2 .1.Coefficient d'efficacité du concentrateur :**

$$\frac{T_{f0}-T_a-G/U_L}{T_{fi}-T_a-G/U_L} = \exp\left(\frac{-U_L A_c F'}{\dot{m}}\right)$$

$$F' = \frac{\dot{m}}{U_L A_c} \ln\left[\frac{T_{fi}-T_a-G/U_L}{T_{f0}-T_a-G/U_L}\right]$$

III.2.2.Nomenclature :

T_{f0} : Température sortie eau

T_{fi} : Température entrée eau

\dot{m} : Débit d'eau

A_c : Surface de concentrateurs

$$U_{t,ca} = \left(\frac{L_g}{K_g} + \frac{1}{h_o}\right)^{-1}$$

$$U_{t,cp} = \left(\frac{L_g}{K_g} + \frac{1}{h_i}\right)^{-1}$$

$$U_l = \left(\frac{1}{U_{t,ca}} + \frac{1}{U_{t,cp}}\right)^{-1} + \left[\frac{1}{h_i} + \frac{1}{h_{pf}} + \frac{teta(i)}{k_i}\right]^{-1}$$

Nomenclature :

L_g : longueur

k_g : Conductivité thermique

V: vitesse de vent

k_i : Conductivité

h_{pf} : Coefficient convectif de l'eau

h_0 : Coefficients convectif extérieure

h_i : Coefficients convectif intérieure

$U_{t,ca}$: coefficient de pertes thermique collecteur ambiance

$U_{t,cp}$: coefficient de pertes thermique collecteur paroi

Donnée :

$\tau=0.95$, $h_f = 100(w/m^2).c$, $k_i = 0.166(w/m^{\circ}c)$,

$\alpha=0.9$, $Teta(i)=0.10m$, $h_0 = 5.7 + 3.8 V$

$R=0.75$, $h_i = 2.8 + 3 V$, $L_g = 0.003m$

$k_g = 0.816(w/m^{\circ}c)$, $T_a = 20^{\circ}C$, $T_f = 20^{\circ}c$

$T_{fo} = 40.8^{\circ}c$, $A_c = 1m^2$

$$T_m = \frac{T_{fi} + T_{fo}}{2}$$

$V=2 m/s$

V : vitesse de vent

$T_a(^{\circ}c)$	$T_{fi}(^{\circ}c)$	$T_{fo}(^{\circ}c)$	$G(w/m^2)$	$\dot{m}(kg/s)$
20	20	41	900	0.333
25	25	41	1000	0.5
30	30	43	1100	0.666

Tableau8 : le variable

Quand $G(w/m^2)$ de radiation vari ,les grandeur $T_a, T_{fo} F'$ est \dot{m} varient aussi e telle sont que l'efficacité f' Est donnée par la formel précédâtes:

$$F' = \frac{\dot{m}}{U_L A_c} \ln \left[\frac{T_{fi} - T_a - G/U_L}{T_{fo} - T_a - G/U_L} \right]$$

Le surface u colleteur et la vitesse du vent sont gardés constant Le rendement varie la formel

$$\varepsilon = \frac{Q_{fluid}}{G} = F' \cdot (\tau \cdot \alpha) \cdot R \cdot C - \frac{F' U_L (T_m - T_a)}{G}$$

III.2.3. Resultats:

$(T_m - T_a)/G$	Rendement
0.011	0.0124
0.008	0.0113
0.005	0.0107

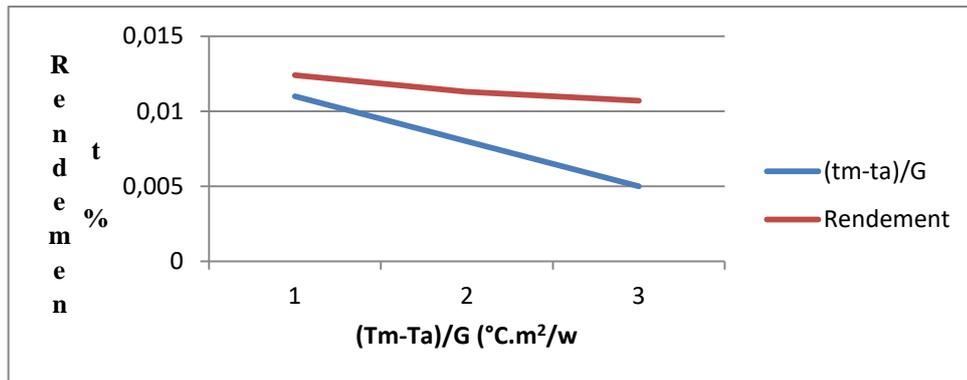


Figure 1 : Rendement en fonction de la température réduite $(T_m - T_a)/G$

III.2.4. Discussion

Le graphique représente l'efficacité variable en termes de température et de G, et c'est une représentation graphique d'une ligne droite, son équation est $y = a x + b$, où y est l'efficacité énergétique et a est le coefficient directeur de la ligne droite, et x est $(T_m - T_a)/G$

. On resultants qu le rendement decroit au course du temps, En effete de 0.0127; 0.0113; 0.0107, En reality on utilize un temperature radiate $(T_m - T_a)/G$.

Resultants:

Heure	G
9h	800
9h30'	900
10h	1000
10h30'	1100

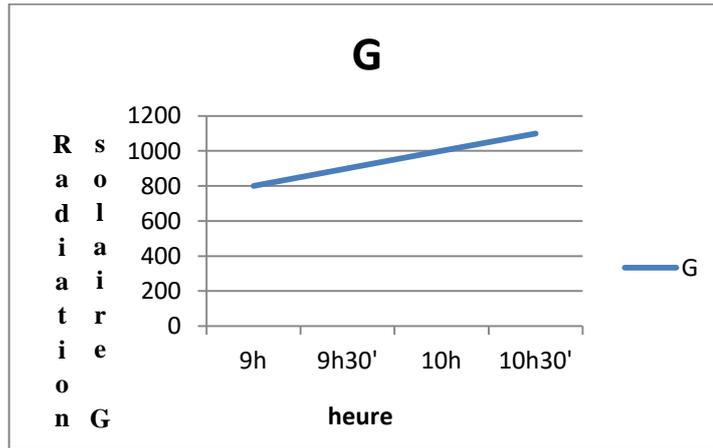


Figure2 : Variation des radiations en fonction de l'heure

III.2.4. Discussion

Le graphique représente les changements de G en termes de temps. Nous notons qu'il existe une relation directe, c'est-à-dire que lorsque le temps augmente, G augmente dans la période matinale entre 9 et 11 heures, G atteint un pic puis .diminue avec le passage de temps.

- .les resultants sent halides pour des experiences faits daus l' unite de recherché VRERMS _ADRAR.

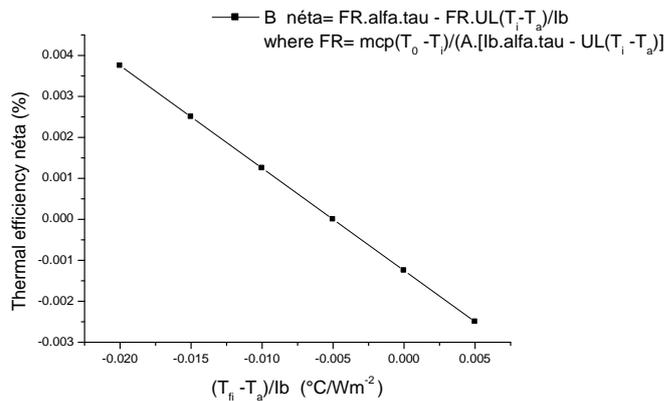


Figure3 : Performance of a typical flat-plate thermal collector

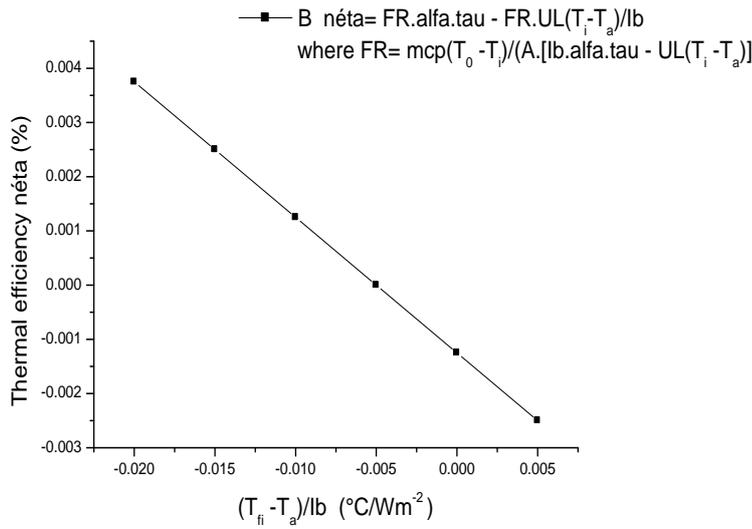


Figure4 : Performance of thermal PV/T – CPC collector Ib :G

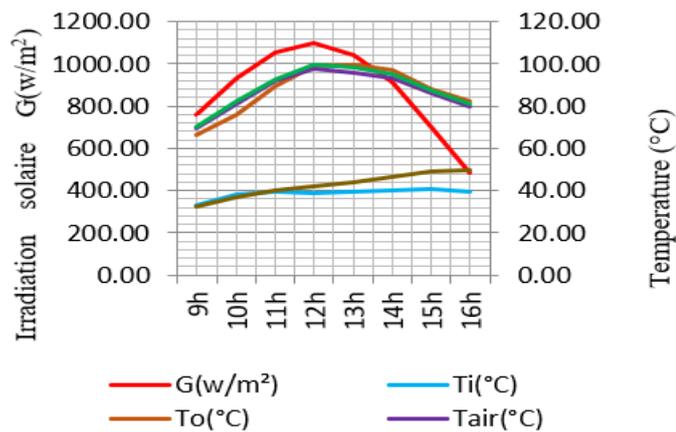


Figure5 : Variation des températures en fonction de la radiation

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons étudié des simulations d'énergie solaire concentrée et déterminé la technique à simuler, qui est la technique de la parabole, et nous avons remarqué l'effet du temps sur G dans la période matinale, ainsi que l'effet de la température et G sur efficacité énergétique.

Conclusion

générale

Conclusions generals

Conclusion general:

L'utilisation de l'énergie solaire est une question importante sur laquelle il convient de se concentrer. Cela nécessite une compréhension de nombreux phénomènes et variables. La sélection correcte du système solaire ou des opérations appropriées affecte la contribution et l'effet de ce système sur le bilan énergétique de ses utilisations. Trois aspects liés à l'énergie, à l'environnement et à l'économie doivent être pris en considération.

Dans ce contexte, l'objectif de notre travail était d'étudier et d'évaluer différentes technologies d'efficacité énergétique pour la conversion de structures à énergie solaire. Cependant pour des contraintes de non-disponibilité de la majorité de ces techniques dans notre région, d'où l'absence de données expérimentaux pouvant servir pour la simulation et la validation des modèles ainsi que la contrainte de temps imposée par la courte durée allouée pour les travaux de mémoire, nous nous sommes restreint notre étude à une seule technique. Nous avons mené une étude bibliographique approfondie des systèmes CSP et solaires photovoltaïques et le développement des technologies utilisées pour ces systèmes nous ont permis de fournir un rendement élevé. L'énergie solaire concentrée a été utilisée pour son rendement élevé et l'exploitation de grandes surfaces. Afin de valider notre choix, nous avons mené une étude sur la technique cylindro-paraboliques sous différentes températures avec des changements de G à l'aide d'un logiciel de simulation. Les résultats obtenus ont montré que l'efficacité de la cylindro-paraboliques est affectée par la nature du climat, la température, F et G , qui à son tour varie avec le temps.