

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE**



UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES

FACULTE DES SCIENCES DE L'INGENIEUR

DEPARTEMENT ENERGETIQUE

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

En vue de l'obtention du diplôme Master en Génie Mécanique

Spécialité : Energétique et environnement

Thème

**Modélisation du transfert radiatif dans les
strates supérieures d'un module
photovoltaïque**

Réalisé par :

Halouane Assia

Dirigé par:

Mme Doumane Radhia

Promotion : 2016/2017

Remerciements

Je remercie tout d'abord le bon dieu pour m'avoir donné le courage et la force de mener à bien ce travail.

Je remercie particulièrement ma promotrice Madame DOUMANE RADHIA pour sa patience, sa confiance, ses remarques, ses conseils, sa disponibilité et sa bienveillance.

Qu'elle trouve ici le témoignage de ma profonde gratitude.

Je voudrais également remercier monsieur le chef de département Brachemi Belaid pour la gérance exemplaire du département d'énergétique.

Je tiens aussi à remercier les membres du jury pour avoir accepté d'évaluer ce travail, pour toutes leurs remarques et critiques constructives.

Enfin, merci à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

Dédicaces

A ma chère mère HANA

A mon très cher père ALLEL

*Pour leurs encouragements, soutien, et surtout pour leurs
amour et sacrifice pour que rien n'entrave le déroulement
de mes études.*

A ma très chère grand-mère YAYA

Pour sa douceur et sa gentillesse.

A mes frères, sœur, neveux, cousins, cousines.

Au docteur Staali et sa famille.

A mes meilleurs amis et à tous ceux qui me sont chers.

Assia

Résumé

Le nombre de modules photovoltaïques installés continue de croître de manière importante. Habituellement, la recherche et le développement photovoltaïque ont été axés sur l'analyse des rayonnements, les stratégies d'exploitation efficace, la conception et le dimensionnement de ces systèmes oubliant certains aspects critiques et les conditions externes qui peuvent affecter le fonctionnement du système du module photovoltaïque. Dans cette étude une simulation du transfert radiatif a été développée, ce qui nous a permis d'étudier la transmission du rayonnement à travers les couches qui précèdent la cellule PV suivant certains paramètres pouvant l'altérer. Les résultats révèlent que l'augmentation de l'atténuation du flux radiatif diffère selon le type de dégradation causé au panneau photovoltaïque.

Summary

The number of photovoltaic modules installed continues to grow significantly. Typically, photovoltaic research and development has focused on radiation analysis, effective operating strategies, design and sizing of these systems forgetting some critical aspects and external conditions that may affect the operation of the module system photovoltaic. In this study a simulation of the radiative transfer has been developed, which allowed us to study the transmission of radiation through the layers that precedes the PV cell according to certain parameters that can alter it. The results show that the increase in attenuation of the radiative flux differs depending on the type of degradation caused to the photovoltaic panel.

Introduction générale	1
Chapitre I : L'énergie solaire	
I.1. Introduction	3
I.2. Le soleil.....	3
I.3. Le rayonnement solaire.....	4
I.4. Trajectoire du soleil	6
I.5. Air Mass.....	7
I.6. Le gisement solaire	9
I.7. Conclusion	10
Chapitre II : L'énergie photovoltaïque	
II.1. Introduction	11
II.2. Historique	11
II.3. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	13
II.3.1. Le dopage des semi-conducteurs	13
➤ Dopage N.....	13
➤ Dopage P	14
II.3.2 La jonction P-N	15
II.3.3 Description du fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	15
II.4. La cellule photovoltaïque	16
II.5. Différentes technologies de cellules solaires.....	18
II.5.1. Technologies de la première génération à base de silicium cristallin.....	18
➤ Cellule monocristalline	18
➤ Cellule polycristalline.....	18
II.5.2. Technologie de la deuxième génération à base de couche-mince	19
➤ Les cellules amorphes.....	19
➤ Le tellurure de Cadmium (CdTe)	19

➤ Cuivre indium sélénium (CIS)/Cuivre indium Gallium sélénium (CIGS).....	20
II.5.3. Technologie de la troisième génération « Les cellules organiques »	20
II.6. Cellule photovoltaïque idéale	22
II.7. Cellule photovoltaïque réelle	23
II.8. Paramètres caractéristiques d'une cellule photovoltaïque.....	24
II.8.1. Courant de court circuit I_{cc}	24
II.8.2. Tension de circuit ouvert V_{co}	24
II.8.3. Puissance maximale	25
II.8.4. Le facteur de forme FF	26
II.8.5. Rendement de conversion	26
II.9. Le module photovoltaïque	27
• Le verre	27
• Polymère encapsulant	27
• Le Mylar	28
• Le Teldar	28
• Cadre en Aluminium	28
II.10. Dégradation d'un module photovoltaïque	29
II.11. Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques	30
II.11.1. La corrosion	31
II.11.2. La délamination	32
II.11.3. La décoloration	33
II.11.4. Les fissures et bris de verre	34
II.11.5. Les points chauds ou hot-spots	34
II.11.6. Les bulles	35
II.11.7. Le PID (Potentiel Induced Degradation)	36
II.12. Les essais de vieillissement accéléré	36
II.12.1. Essai de chaleur humide (DH :Damp Heat)	36

II.12.2. Test de fatigue fortement accélérer (HAST)	37
II.13. Avantages et inconvénients de la photovoltaïque	37
a) Avantages	37
b) Inconvénients	38
II.14. Conclusion	38

Chapitre III : Modélisation du transfert radiatif

III.1. Introduction	39
III.2. Approche théorique du rayonnement	39
III.3. Atténuation du rayonnement incident	40
III.4. Caractéristiques des différents constituants d'une cellule type en silicium	41
III.5. Modélisation	43
III.5.1. Présentation de Fluent et Gambit	43
➤ Les différentes méthodes de résolution	45
➤ La méthode DOM	45
III.5.2. Maillage sous Gambit	45
III.5.3. Paramétrage sous Fluent	46
III.5.4. Modélisation sans vieillissement	47
○ 1 ^{er} cas : Modélisation d'une couche de verre trempé	47
○ 2 ^{ème} cas : Modélisation du polymère EVA	50
○ 3 ^{ème} cas : Modélisation du (verre+ EVA)	52
○ 4 ^{ème} cas : Modélisation du (verre+ EVA+ Si)	54
○ 5 ^{ème} cas : Modélisation d'une couche de verre (pyrex)	56
○ 6 ^{ème} cas : Modélisation du polymère polypropylène	58
○ 7 ^{ème} cas : Modélisation du (verre (pyrex) + polypropylène)	60
➤ Interprétation des 7 derniers cas sans vieillissement	62
III.5.5. Modélisation avec vieillissement	63
○ 1 ^{er} cas : Modélisation du (verre+ air+ EVA+ Si)	63
○ 2 ^{ème} cas : Modélisation du (verre+ EVA+ air+ Si)	65

○ 3 ^{ème} cas : Modélisation du (verre+ Eau+ air+ EVA+ Si)	67
○ 4 ^{ème} cas : Modélisation du (verre+ EVA+ Eau+ air+ Si)	69
○ 5 ^{ème} cas : Modélisation du (verre+ air+ poussière+ Si)	71
○ 6 ^{ème} cas : Modélisation du (verre+ poussière)	73
○ 7 ^{ème} cas : Modélisation du (verre+ poussière)	75
➤ Interprétation des 7 derniers cas avec vieillissement	77
III.6. Conclusion	78
Conclusion générale	79
Références bibliographiques	

Listes des figures

Chapitre I

Figure I.1 : Analyse spectrale du rayonnement solaire	4
Figure I.2 : Composantes du rayonnement solaire au sol	5
Figure I.3 : Trajectoire du soleil au cours de l'année	6
Figure I.4 : Le nombre d'Air mass (AM)	7
Figure I.5 : Représentation graphique du spectre AM0 et AM1.5G	8
Figure I.6 : Ensoleillement global annuel dans le monde KWh/m ² /an	9

Chapitre II

Figure II.1 : Semi-conducteur de type N	14
Figure II.2 : Semi-conducteur de type P	14
Figure II.3 : Jonction PN à l'équilibre.....	15
Figure II.4 : Principe de fonctionnement d'une cellule PV	16
Figure II.5 : Structure basique d'une cellule solaire	17
Figure II.6 : Modèle de cellule photovoltaïque idéale	22
Figure II.7 : Modèle de la cellule photovoltaïque réelle	23
Figure II.8 : Courbe caractéristique P-V	25
Figure II.9 : Les différentes couches et matériaux composants un module photovoltaïque	29
Figure II.10 : Les différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation	30
Figure II.11 : Module PV atteint par la corrosion	31
Figure II.12 : Module photovoltaïque présentant une délamination	32
Figure II.13 : Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées	34
Figure II.14 : Module photovoltaïque présentant des bris de verre	34
Figure II.15 : Modules présentant des points chauds sur les bords des coins supérieurs.....	35
Figure II.16 : Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV	35

Chapitre III

Figure III.1 : Rayonnement incident sur une surface ds.....	39
Figure III.2 : flux radiatif I_0 arrivant sur une surface pour une longueur d'onde λ	40
Figure III.3 : Cause de l'atténuation du rayonnement incident arrivant à la jonction PN	41
Figure III.4 : Les différentes couches d'une cellule type au silicium	42
Figure III.5 : Etapes à suivre pour la résolution du problème sous Gambit Fluent.....	44
Figure III.6 : Paramétrages sous fluent	46
Figure III.7 : Flux appliqué au modèle.....	47
Figure III.8 : Dimensions de la lame de verre (a) et maillage sous Gambit (b).....	48
Figure III.9 : Contour du flux radiatif transmis sur la face supérieure et inférieure du verre ..	48
Figure III.10 : Résultat de la simulation numérique du verre	49
Figure III.11 : Contour du flux radiatif transmis sur la face supérieure et inférieure de l'EVA	50
Figure III.12 : Résultat de la simulation numérique de l'EVA	51
Figure III.13 : Contour du flux radiatif transmis sur la face supérieure et inférieure (Verre+ EVA)	52
Figure III.14 : Résultat de la simulation numérique de la couche de (Verre+ EVA).....	53
Figure III.15 : Contour du flux radiatif de la couche de (Verre+ EVA+ Si).....	54
Figure III.16 : Résultat de la simulation numérique de la couche de (Verre +EVA +Si)	55
Figure III.17 : Contour du flux radiatif de la couche de verre (pyrex).....	56
Figure III.18 : Résultat de la simulation numérique de la couche de verre (pyrex).....	57
Figure III.19 : Contour du flux radiatif du polymère polypropylène	58
Figure III.20 : Résultat de la simulation numérique de la couche de polypropylène.....	59
Figure III.21 : Contour du flux radiatif de la couche de (Verre+ Polypropylène)	60
Figure III.22 : Résultat de la simulation numérique du (Verre+ Polypropylène)	61
Figure III.23 : Contour du flux radiatif de la couche de (Verre + Air+ EVA+ Si)	63
Figure III.24 : Résultat de la simulation numérique de la couche de (Verre +air +EVA +Si).64	
Figure III.25 : Contour du flux radiatif de la couche de (Verre +EVA +Air +Si)	65

Figure III.26 : Résultat de la simulation numérique de la couche (Verre+ EVA+ Air+ Si)	66
Figure III.27 : Contour du flux radiatif de la couche de (Verre+ Eau+ Air+ EVA+ Si).....	67
Figure III.28 : Résultat de la simulation numérique de la couche de (Verre+ Eau+ Air+ EVA+ Si)	68
Figure III.29 : Contour du flux radiatif de la couche de (Verre+ EVA+ Eau+ Air+ Si).....	69
Figure III.30 : Résultat de la simulation numérique de la couche de (Verre+ EVA+ Eau+ Air+ Si)	70
Figure III.31 : Contour du flux radiatif de la couche de (Verre+ Air+ Poussière+Si)	71
Figure III.32 : Résultat de la simulation numérique de la couche de (Verre+ Air+ Poussière+ Si)	72
Figure III.33 : Contour du flux radiatif de la couche de (Poussière+ Verre)	73
Figure III.34 : Résultat de la simulation numérique de la couche de (Poussière+ Verre)	74
Figure III.35 : Contour du flux radiatif de la couche de (Poussière+ Verre)	75
Figure III.36 : Résultat de la simulation numérique de la couche de (Poussière+ Verre)	76

Liste des tableaux

Chapitre 1

Tableau I.1 : Caractéristiques principales du soleil.....	3
Tableau I.2 : Potentiel d’Energie solaire en Algérie	10

Chapitre II

Tableau II.1 : Performances des différentes technologies des cellules photovoltaïques.....	21
Tableau II.2 : Principaux modes de dégradation des modules PV en Silicium cristallin	30

Chapitre III

Tableau III.1 : Propriétés massiques et thermiques des matériaux constitutifs d’une cellule photovoltaïque à 300K	43
---	----

Symbole	Désignation	Unités
λ	Longueur d'onde	[μm]
G	Rayonnement globale incident	[W/m^2]
I	Rayonnement direct	[W/m^2]
D	Rayonnement diffus	[W/m^2]
θ	L'angle du soleil par rapport au zénith	[$^\circ$]
T	Température	[K]
I_D	L'intensité reçue à la surface de la terre	[W/m^2]
P_m	Puissance maximale	[W]
E_g	L'énergie de Gap	[eV]
I_{ph}	Le photocourant	[A]
I_0	Courant de saturation de la diode	[A]
V_d	La tension aux bornes de la diode	[V]
I	Courant fournis par la cellule	[A]
I_{cc}	Courant de court circuit	[A]
V_{co}	Tension de circuit ouvert	[V]
N	Facteur d'idéalité de la diode	
K	La constante de Boltzman	[J/K]
T_c	La température de la jonction P-n de la cellule	[K]
q	Charge d'électron	[C]
E	Eclairement reçu	[W/m^2]
E_0	Eclairement de référence	[W/m^2]
P	Puissance mesuré aux bornes de la cellule PV	[W]
V	Tension mesuré aux bornes de la cellule	[V]
$P_{\text{max_idéale}}$	Puissance mesuré aux bornes de la cellule PV idéale	[W]
P_{in}	Puissance incidente	[W]
φ	La latitude	[$^\circ$]
h	La hauteur	[$^\circ$]
η	Rendement de la cellule PV	[%]
τ	La transmissivité	[%]
α	Absorptivité	[%]
ρ	Réfectivité	[%]

Abréviations

Symbole	Désignation
AM	Air Mass
UV	Ultra Violet
EVA	Ethylène-acétate de vinyle
AR	Anti Réfléchissant
PV	Photovoltaïque
CdTe	Le tellure de Cadmium
CIS	Cuivre Indium Sélénium
CIGS	Cuivre Indium Gallium Sélénium
FF	Facteur de Forme
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PID	Potentiel Induced Degradation
ALT	Accelerated Life Testing
DH	Damp Heat
HAST	highly Accelerated Stress Test

Introduction générale

Depuis plusieurs années l'humanité fait face à une demande en énergie croissante due à l'augmentation de la population et à la qualité de vie exigeante en matière de consommation d'énergie.

Actuellement, la production d'énergie dans le monde est basée presque totalement sur les sources fossiles, sources qui présentent l'inconvénient d'être limitées et qui constituent un grand danger écologique à cause des émissions de gaz à effet de serre.

Etant donné le danger que représente les énergies fossiles, trouver une solution économique et peu polluante pour la production d'énergie est devenu primordial, à ce sujet, les énergies renouvelables (énergie solaire, géothermique, biomasse, éolienne, hydraulique, etc) qui sont des énergies illimitées contrairement aux énergies fossiles. Les énergies renouvelables regroupent un certain nombre de filières technologiques selon la source d'énergie valorisée et l'énergie utile obtenue.

L'exploitation de l'énergie solaire au moyen de capteurs relève de deux technologies bien distinctes l'une produit ces calories, c'est l'énergie solaire thermique, et l'autre, l'énergie solaire photovoltaïque qui produit de l'électricité et qui fera l'objet d'étude de ce mémoire.

Habituellement, la recherche et le développement photovoltaïque ont été axés sur l'analyse des rayonnements, les stratégies d'exploitation efficace, la conception et le dimensionnement de ces systèmes oubliant certains aspects critiques et les conditions externes qui peuvent affecter le fonctionnement du système du module photovoltaïque.

Le vieillissement des cellules photovoltaïques et des modules est un processus qui évolue naturellement avec les années de fonctionnement du module dans les conditions de terrain (le vent, la pluie, la neige, la chaleur, la lumière...) et qui par conséquent affecte le rendement du module.

Dans ce travail nous allons essayer de voir l'influence de ces dégradations sur la transmittance et de ce fait sur les performances du module photovoltaïque.

Dans le premier chapitre, nous allons voir quelques notions de base sur l'énergie ainsi que le gisement solaires en Algérie.

Dans le second chapitre nous allons voir une description générale des systèmes photovoltaïques, la dégradation des panneaux photovoltaïques ainsi que les différents modes de dégradation.

Dans le troisième et dernier chapitre, on étudie une simulation par Fluent Gambit du transfert radiatif dans les strates supérieure d'un module photovoltaïque.

Nous achevons ce travail par une conclusion générale.

Chapitre I

L'énergie solaire

I.1. Introduction

Le soleil est l'origine de toute forme d'énergie sur terre, que ce soit pour les énergies conventionnelles d'origine fossile comme les hydrocarbures ou pour les énergies renouvelables dont les plus importantes sont le solaire, l'éolien et la biomasse.

L'énergie solaire est la plus dominante de toutes les énergies renouvelables, elle est l'une des plus facilement exploitables comme la plupart des énergies douces, elle donne à l'utilisateur la possibilité de subvenir sans intermédiaire à une partie de ses besoins.

Dans cette partie nous allons définir quelques notions préliminaires sur le rayonnement solaire nécessaires à la compréhension du principe de la photovoltaïque.

I.2. Le soleil

L'astre soleil est de constitution gazeuse, de forme sphérique de 14×10^5 km de diamètre, sa masse est de l'ordre de 2×10^{30} kg. Il est constitué principalement de 80% d'hydrogène, de 19% d'hélium, le 1% restant est un mélange de plus de 100 éléments [1], [2].

Il est situé à une distance de la terre égale à environ 150 millions de km. Sa luminosité totale, c'est-à-dire la puissance qu'il émet sous forme d'ondes électromagnétiques ; 30% de cette puissance est réfléchi vers l'espace, 47% est absorbée et 23% est utilisée comme source d'énergie pour le cycle d'évaporation-précipitation de l'atmosphère [1], [2].

Les caractéristiques principales du soleil sont regroupées dans le tableau ci-dessous [3] :

Diamètre (km)	14×10^5
Masse (kg)	2×10^{30}
Surface (km ²)	6.09×10^{12}
Volume (km ³)	1.41×10^{18}
Masse volumique moyenne (kg/m ³)	1408
Vitesse (km/s)	217
Distance du centre de la voie lactée (km)	2.5×10^{17}

Tableau I.1 : Caractéristiques principales du soleil [3].

I.3. Le rayonnement solaire

Le rayonnement ou spectre solaire est comparable à celui d'un corps noir à une température de 5800 K, il est compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à 10 μm et se décompose approximativement sur 3 bandes :

- 9% dans la bande des Ultraviolets ($< 0,4 \mu\text{m}$)
- 47% dans la bande visible (0,4 à 0,8 μm)
- 44% dans la bande des infrarouges ($> 0,8 \mu\text{m}$)

L'énergie solaire reçue sur terre en dehors de l'atmosphère est estimée à 1370 W/m^2 cependant elle s'atténue et perd son intensité en traversant l'atmosphère ne dépassant pas les 1000 W/m^2 à la surface de la terre en raison de l'absorption dans ce dernier, ce chiffre variera par la suite en fonction de la localisation géographique du site (latitude), la saison, l'heure, les conditions météorologiques (nébulosité, poussière, humidité...), et l'altitude du lieu.[4]

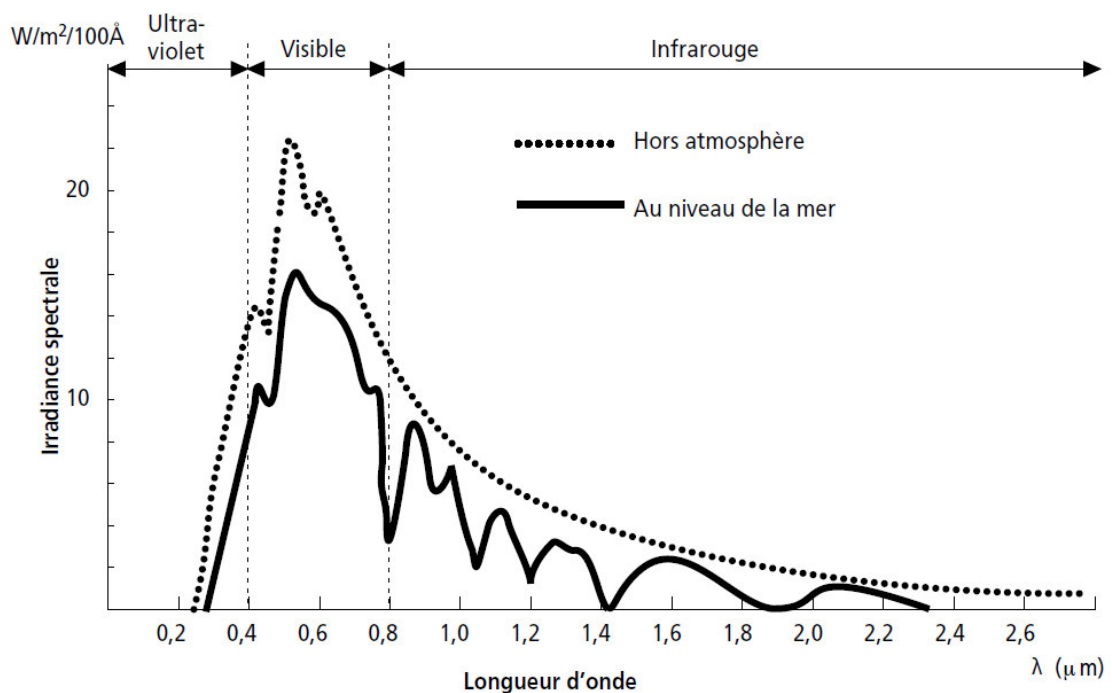


Figure I.1 : Analyse spectrale du rayonnement solaire. [2]

Etant absorbé et diffusé en traversant l'atmosphère seul une fraction modifiée du rayonnement solaire parvient à la surface de la terre se composant de 3 différents types de rayonnements :

- Le rayonnement direct : Rayonnement provenant du soleil en ligne droite du seul disque solaire, il est nul lorsque le soleil est complètement couvert par les nuages.
- Le rayonnement diffus : Radiation solaire arrivant sur la surface de la terre après déviation de la lumière par les nuages et les molécules diverses, elle est donc nulle que la nuit.
- Le rayonnement réfléchi (albédo) : Radiation solaire incidente réfléchi par une surface.

Le rayonnement global est donc la somme des 3 rayonnements directs, diffus, et réfléchi comme illustrer dans la figure si dessous :

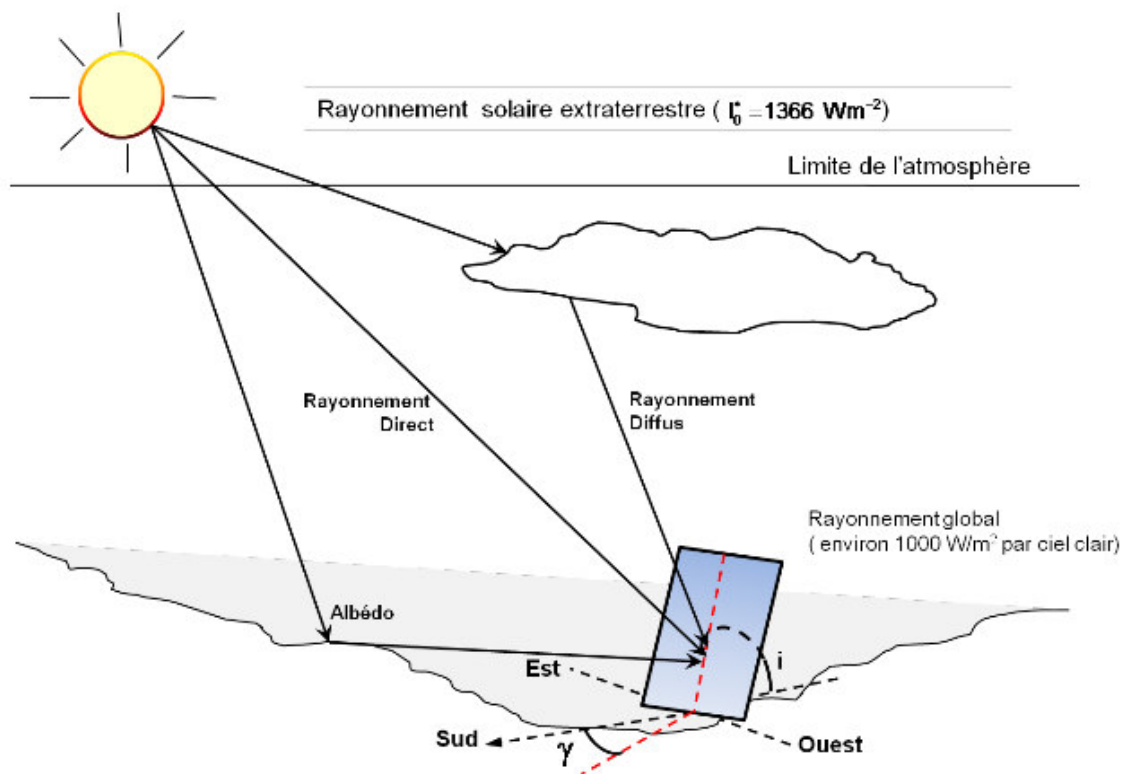


Figure I.2 : Composantes du rayonnement solaire au sol.

I.4. Trajectoire du soleil

Pour la conception de n'importe quel système utilisant l'énergie solaire, photovoltaïque pour notre part le concepteur doit avoir une connaissance aussi précise que possible du rayonnement solaire disponible sur le site visé et le moment où cette énergie est disponible.

En effet la rotation (moment de la journée) et l'inclinaison (saison de l'année) de la terre influe sur le rayonnement solaire reçu au cours d'une journée. A midi le soleil atteint le point le plus haut de sa course ce qui fait que l'épaisseur d'air traversée est moindre comparé au début et fin de journée où la traversée se fait plus longue quand celui-ci est bas à l'horizon, donc plus la latitude augmente plus la couche à traversée est réduite, et comme le soleil est plus haut et que les journées sont plus longues en été, la quantité totale d'énergie reçue sur un plan horizontal y est plus grande qu'en hiver.

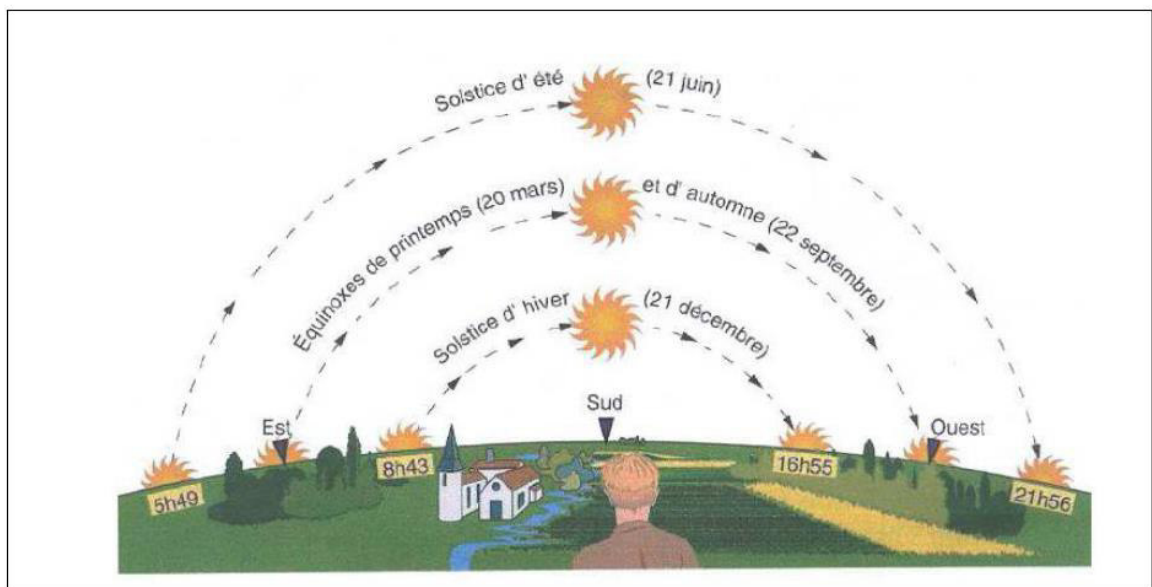


Figure I.3 : Trajectoire du soleil au cours de l'année.

I.5. Air Mass

La notion d'air mass (AM) sert à évaluer la masse atmosphérique traversée par le rayonnement solaire et dépend de l'épaisseur de l'atmosphère traversée, celle-ci définit le spectre de référence pour unifier les performances des cellules photovoltaïques.

AM0 représente le spectre à la limite de l'atmosphère, AM1 représente le spectre arrivant à la surface de la terre quand le soleil est au zénith, AM1.5G représente le spectre standard arrivant à 48.2° à la surface de la terre à une atmosphère et demi, en dernier AM2 représente le spectre arrivant à 60.1° à la surface de la terre.

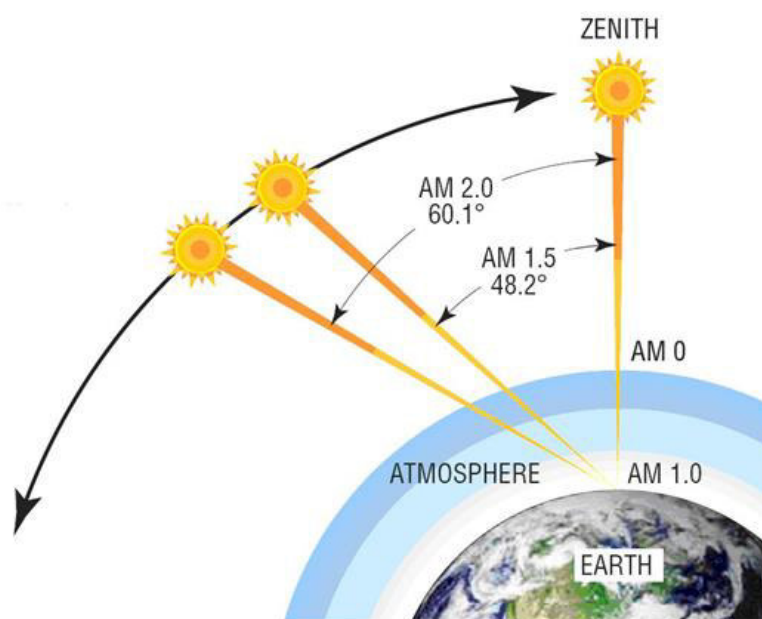


Figure I.4 : Le nombre d'Air mass (AM).

L'air mass peu être calculer par la formule suivante :

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta)}$$

θ : L'angle du soleil par rapport au zénith.

AM1.5G est le spectre standard le plus étudié car il regroupe le rayonnement direct et diffus contrairement à AM1.5D qui ne tient compte que du rayonnement direct. La figure ci dessus représente le spectre AM0 à la limite de l'atmosphère et AM1.5 G à la surface de la terre ainsi que le corps noir à 5762K. [5]

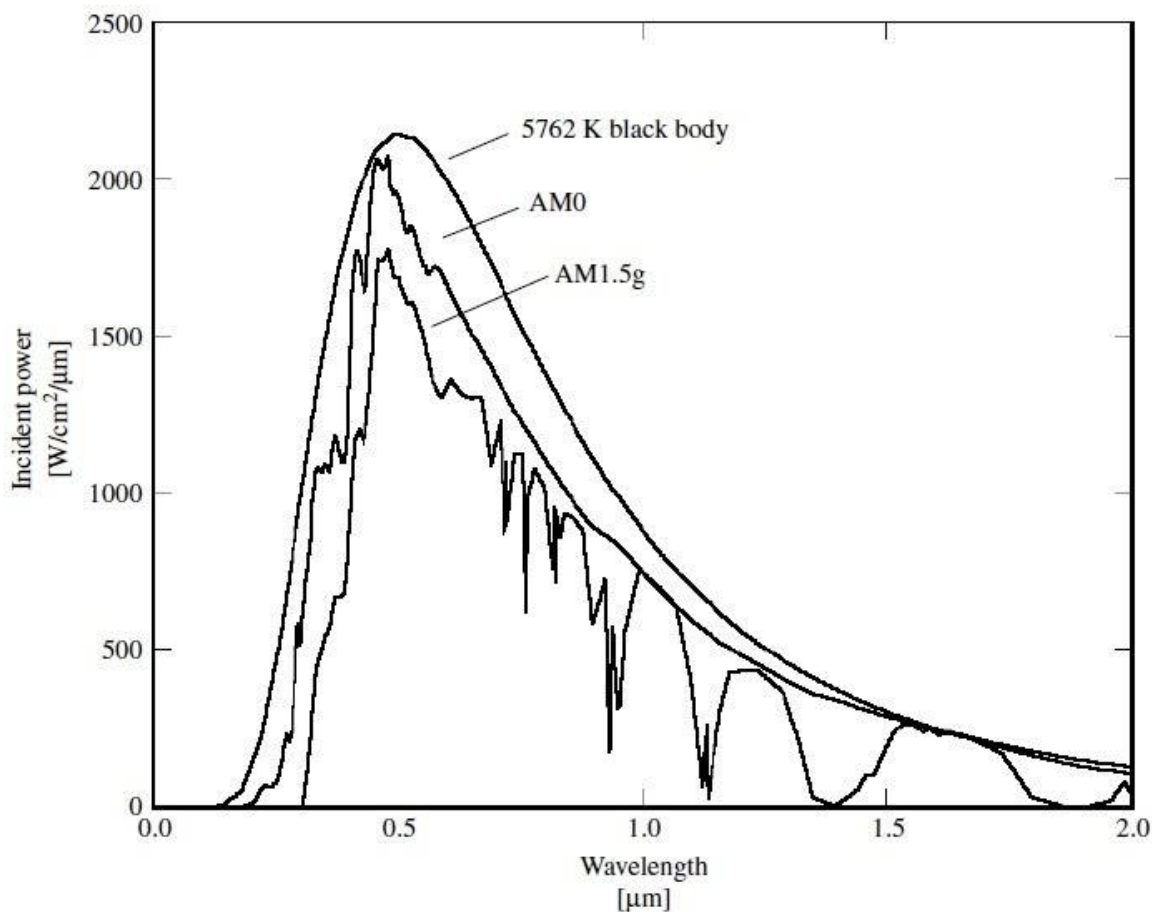


Figure I.5 : Représentation graphique du spectre AM0 et AM1.5G.

I.6 Le gisement solaire

La connaissance du gisement solaire d'un site donné est primordiale pour la confection et dimensionnement d'un système énergétique solaire, en effet le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire dans un lieu au cours d'une période donnée grâce aux stations météorologiques, son évolution peut se faire à partir des données de l'irradiation solaire globale. Elle est utilisée pour simuler le fonctionnement probable d'un système énergétique solaire et donc d'effectuer son dimensionnement le plus exact possible compte tenu des demandes en énergie à satisfaire [6].

Les pays du sud de la méditerranée notamment l'Algérie disposent d'un des gisements solaires les plus élevés au monde comme le montre la figure ci-dessous :

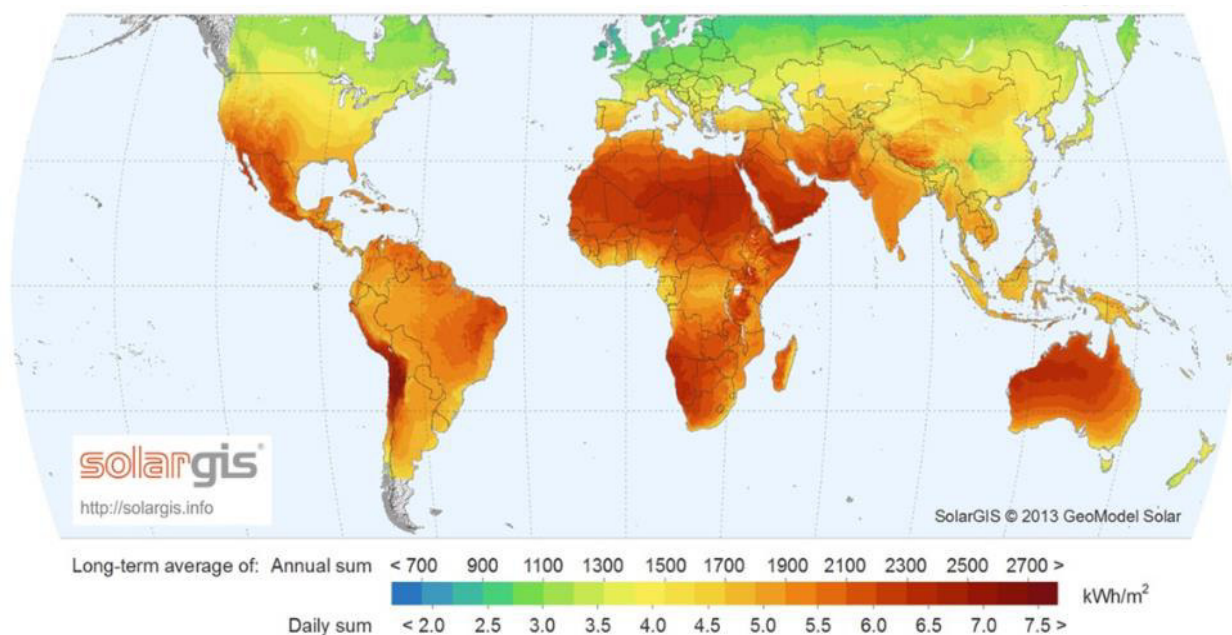


Figure I.6 : Ensoleillement global annuel dans le monde KWh/m²/an.

L'Algérie est un pays potentiellement intéressant pour l'exploitation de l'énergie solaire, de par sa situation géographique il dispose d'un gisement solaire très important compte tenu des valeurs de la durée d'insolation enregistrée sur la quasi-totalité du territoire national dépassant les 2000 heures annuellement et pouvant atteindre les 3900 heures sur les hauts plateaux du Sahara. Par conséquent, la quantité d'énergie reçue au sol quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 KW/h sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 KWh/m² au nord et 2263 KWh/m² au sud du pays [7].

La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est représentée dans le tableau suivant :

Région	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie	4%	10%	86%
Durée moyenne d'ensoleillement (Heure/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m ² /an)	1700	1900	2650

Tableau I.2 : Potentiel d'Energie solaire en Algérie [7].

I.7. Conclusion

Dans ce chapitre quelques notions préliminaires sur le rayonnement solaire nécessaire pour la compréhension du photovoltaïque ont été présentés.

Le photovoltaïque connaît aujourd'hui un développement très important dans le monde, notamment en Algérie qui a lancé plusieurs projets d'une capacité totale d'environ 13 575 MW qui devraient être réalisés sur la période 2015-2030.

Chapitre II

L'énergie photovoltaïque

II.1 Introduction

Habituellement, la recherche et le développement des technologies photovoltaïques ont été axés sur l'analyse des rayonnements, les stratégies d'exploitation efficaces, la conception et le dimensionnement de ces systèmes ; oubliant certains aspects critiques et les conditions externes qui pourraient affecter le fonctionnement du système photovoltaïque.

Le vieillissement des modules photovoltaïques est un processus qui évolue naturellement avec les années de fonctionnement du module, ces effets comprennent principalement la décoloration de l'encapsulant, généralement l'éthylène-acétate de vinyle (EVA), la dégradation du revêtement anti-réfléchissant (AR), la formation de points chauds, l'intrusion d'humidité, la délamination, la corrosion et les fissures. Cependant, en raison de la nature compliquée par laquelle ces effets de vieillissement apparaissent, progressent, se transforment et provoquent d'autres effets de dégradation, la prédiction de la progression exacte du vieillissement peut être difficile.

Compte tenu du temps que le vieillissement prend pour apparaître, les fabricants des modules ainsi que les chercheurs des laboratoires ont travaillé avec diligence afin de trouver une alternative permettant d'anticiper les mécanismes de défaillance et d'établir des normes de qualité pour les modules photovoltaïques. Ce chapitre présente une revue bibliographique sur les panneaux photovoltaïques ainsi que leur dégradation.

II.2 Historique

Le terme « photovoltaïque » vient du mot « photo » (du grec « phos » qui signifie « lumière ») et du mot « volt » (patronyme du physicien Alessandro Volta qui a contribué de manière très importante à la recherche en électricité) [8], appelé aussi module photovoltaïque ou PV il permet la transformation directe de la lumière solaire en électricité par un processus appelé « l'effet photovoltaïque » au moyen de cellules généralement à base de silicium.

Le développement des cellules photovoltaïque a commencé en 1839 lorsque Henri Becquerel a observé le comportement électrique d'électrodes immergées dans un liquide conducteur exposé à la lumière [9].

En 1883, Charles Fritts met au point la première cellule fonctionnelle. Elle est à base de sélénium et d'or, elle présente un rendement d'environ 1% [10].

En 1905, Albert Einstein explique l'effet photoélectrique. L'application directe de cette découverte majeure en physique n'a eu lieu qu'au milieu du 20^{ème} siècle avec la mise au point de la première cellule solaire à base de silicium cristallin avec un rendement énergétique de 6% au laboratoire Bel (Etats Unis d'Amérique) en 1954 [11]. Toutefois, la commercialisation des cellules photovoltaïques a échoué en raison de leurs coûts prohibitifs.

Quelques années plus tard commence la conquête de l'espace, ce qui permet aux cellules solaires à base de semi-conducteurs comme le silicium de voir le jour en tant qu'applications commerciales. En 1958 une cellule avec un rendement de conversion de 9% est mise au point et les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.

Cependant, jusqu'au milieu des années 70, les photopiles étaient vraiment trop chères pour être économiquement utilisées sur terre ce qui a retardé cette nouvelle source d'énergie de s'imposer en dehors du domaine spatial.

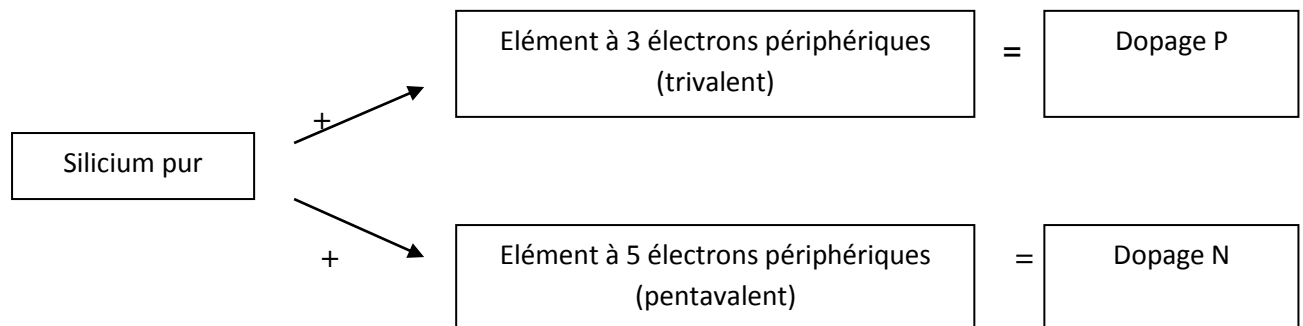
Ce n'est qu'au début des années 80 que la technologie photovoltaïque a connu une période de plein essor partout dans le monde, de nombreuses possibilités d'exploitation sont alors étudiées en dépit des difficultés, les méthodes de fabrication se sont alors améliorées réduisant les coûts de production et permettant ainsi une augmentation des volumes de production.

Aujourd'hui la technologie du silicium domine le marché de la conversion photovoltaïque avec autour de 90% de la production des panneaux solaires [12]. La plupart des modules commerciaux actuellement ont un rendement crête compris entre 13 et 16%, alors que les rendements record dans les laboratoires sont compris entre 20 et 25% pour les différents types de matériaux cristallins [13]. Néanmoins la purification du silicium et l'utilisation de produits hautement toxiques constituent aujourd'hui un obstacle majeur au développement de l'énergie Photovoltaïque [14]. Dans ce contexte de nouvelles filière prometteuse en cours de développement ont vu le jour comme le photovoltaïque à concentration, les pérovskites mais n'ont pas encore fait leurs preuves dans le domaine industriel. [15].

II.3 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

II.3.1 Le dopage des semi-conducteurs

Un matériau semi-conducteur est un matériau dont la conductibilité électrique peut varier en fonction des conditions dans lesquelles il se trouve. Afin d'améliorer la conduction de ce dernier, les fabricants injectent dans une plaquette semi-conductrice des matériaux étrangers (impuretés), qui possèdent un nombre d'électrons périphériques juste inférieur ou juste supérieur aux 4 électrons du semi-conducteur (silicium).



➤ Dopage N

Le dopage N consiste à ajouter au semi-conducteur des atomes possédant 5 électrons périphériques (pentavalentes) tel que le Phosphore. Quatre de ces électrons vont participer à la structure cristalline, et un électron supplémentaire va se retrouver libre et pouvoir se déplacer dans le cristal. Le semi-conducteur devient de type N, c'est-à-dire que les porteurs majoritairement présents dans la maille cristalline sont des électrons. Nous parlons de charges mobiles. Les ions + sont fixes car ils font partie de la structure atomique cristalline de la plaquette de silicium.

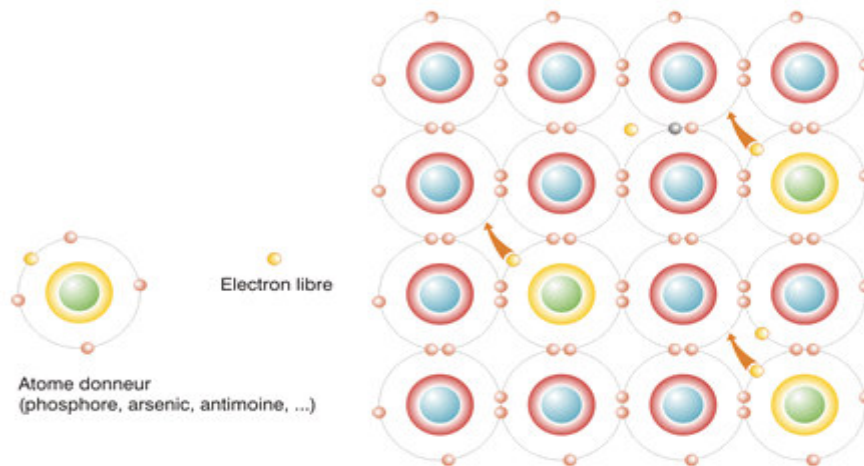


Figure II.1 : Semi-conducteur de type N.

➤ Dopage P

Le dopage P consiste à ajouter au semi-conducteur des atomes possédant 3 électrons périphériques (trivalentes) tel que le Bore. Ces trois électrons participent à la structure cristalline, mais un “trou” est créé par chaque atome étranger puisqu’il lui manque un électron périphérique. C’est-à-dire que les charges mobiles majoritaires sont des trous (positifs) dans cette région du silicium.

Les “porteurs de charges électriques” mobiles sont responsables de la conduction d’une plaquette de silicium dopée.

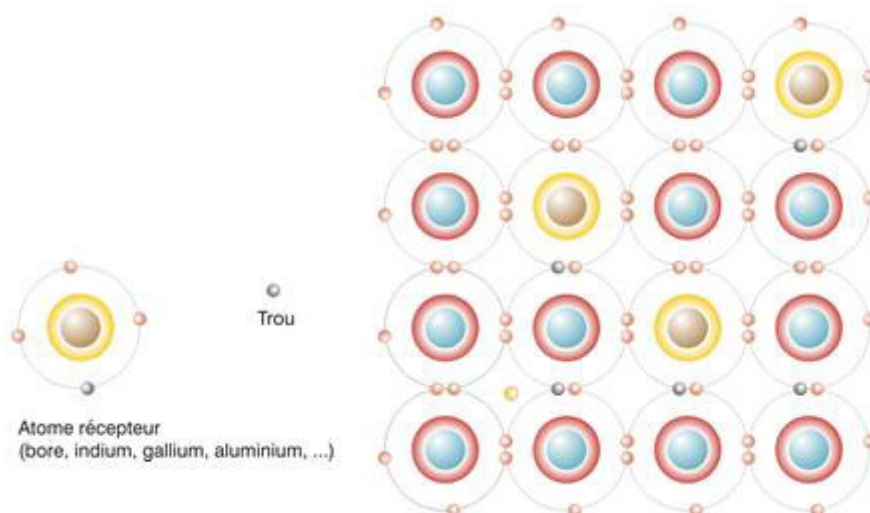


Figure II.2 : Semi-conducteur de type P.

II.3.2 La jonction P-N

Lorsque les deux zones sont mises en contact, certains électrons de semi-conducteur de type N passent vers le matériau de type P tandis que les trous du semi-conducteur de type P se déplacent au même moment dans la direction opposée. Le mouvement de ces charges majoritaires forment des paires électron-trou neutre, nous obtenons alors une région appelée jonction PN dans laquelle la conductibilité passe progressivement du type P au type N.

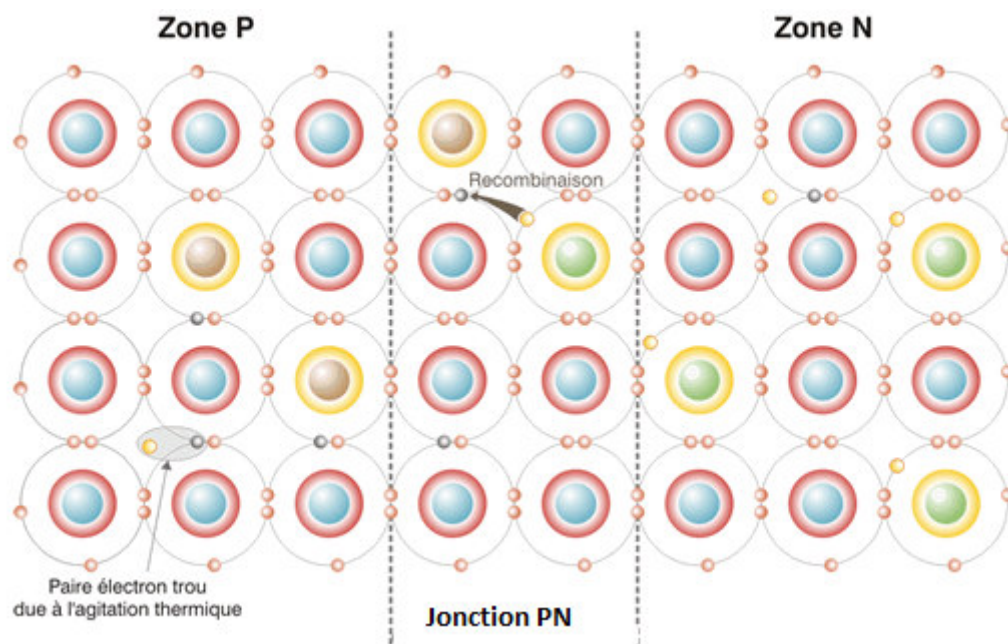


Figure II.3 : Jonction PN à l'équilibre.

II.3.3 Description du fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Lorsque le soleil frappe une cellule photovoltaïque, les photons de la lumière transmettent leurs énergies aux électrons qui sont arrachés des atomes dans lesquelles ils laissent des trous. Les électrons et les trous ainsi formés vont avoir tendance à se recombiner, mais lorsque le phénomène a lieu dans ou au voisinage de la jonction PN le champ électrique va au contraire contribuer à séparer les charges positives et négatives, les électrons sont repoussés vers la couche N et les trous vers la couche P.

Les électrons cherchant à se recombiner avec les trous sont alors obligés de passer par un circuit extérieur pour rejoindre les trous créant ainsi un courant électrique continu qu'on appelle le photocourant. Les électrons sont délivrés sous la tension créée dans la jonction PN

que l'on appelle la phototension. Le produit des deux correspond à la puissance électrique délivrée par la cellule qui convertie directement une partie de l'énergie lumineuse en énergie électrique.

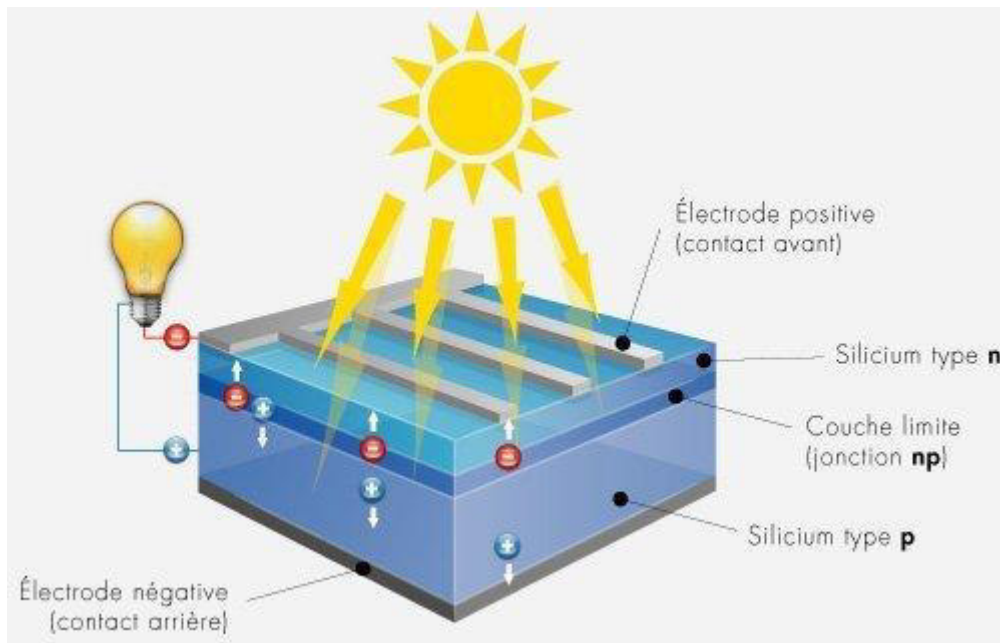


Figure II.4 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.

II.4 La cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est assimilable à une diode photosensible, elle 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 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que la température et du vieillissement de la cellule.

Composé de matériaux semi-conducteurs les cellules photovoltaïques sont constituées de :

- D'une fine couche semi-conductrice (matériau possédant une bande interdite, qui joue le rôle de barrière d'énergie que les électrons ne peuvent franchir sans une excitation extérieure, et dont il est possible de faire varier les propriétés électroniques) tel que le silicium, qui est un matériau présentant une conductivité électrique relativement bonne.

- D'une couche anti-reflet permettant une pénétration maximale des rayons solaires.
- D'une grille conductrice sur le dessus ou cathode et d'un métal conducteur sur le dessous ou anode.
- Les plus récentes possèdent même une nouvelle combinaison de multicouches réfléchissants justes en dessous du semi-conducteur, permettant à la lumière de rebondir plus longtemps dans celui-ci pour améliorer le rendement.

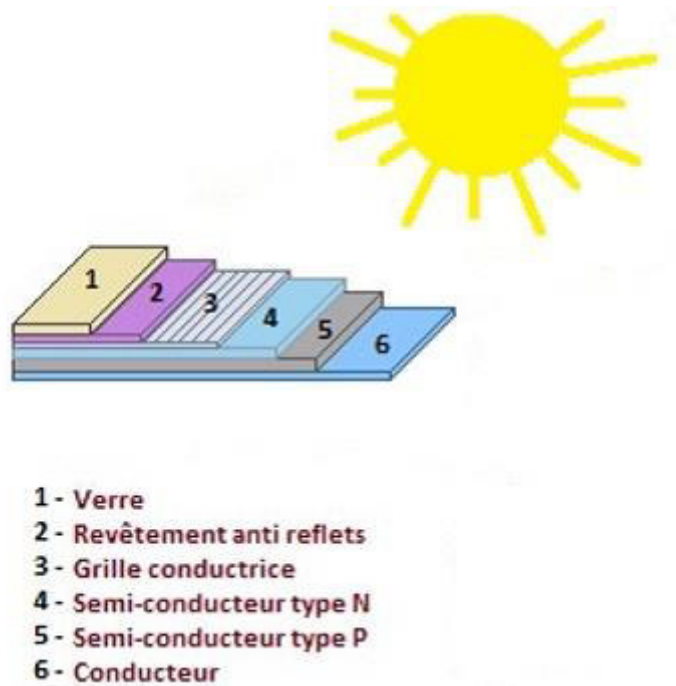


Figure II.5 : Structure basique d'une cellule solaire.

II.5. Différentes technologies de cellules solaires

Une grande variété de cellules photovoltaïques existe et peut être partagée en trois grandes familles selon les technologies utilisées. La première génération existe depuis plusieurs dizaines d'années, elle offre de loin le meilleur rendement pour un rapport qualité/ prix assez satisfaisant. La deuxième génération, récemment apparue regroupe les technologies dites « couches minces », leurs rendement est encore inférieur à celui des cellules cristallines mais tend à s'améliorer pour un coût inférieur. La dernière et troisième génération, celle des cellules organiques est en cours de développement et vise de hauts rendements avec des coûts de productions de plus en plus bas.

II.5.1. Technologies de la première génération à base de silicium cristallin

Considérée comme la technologie photovoltaïque la plus efficace et la plus dominante la première génération comprend le monocristallin et le poly cristallin. Le silicium monocristallin reste encore plus cher que le silicium poly cristallin mais permet d'obtenir un rendement plus élevé, avec près de 19.8% contre 24.7% de rendement en laboratoire [16] [17].

➤ Cellule monocristalline [18]

La cellule monocristalline est celle qui s'approche le plus du modèle théorique. Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Cependant pour arriver à ce résultat la fabrication est complexe et coûteuse en énergie, les rendements de conversion obtenue varient entre 14 et 16%.

➤ Cellule polycristalline

Contrairement à la cellule monocristalline, la cellule polycristalline n'a pas besoin d'un silicium aussi pur et ordonné. Pour fabriquer ce matériau, on refond tous les déchets provenant du tirage des monocristaux, on obtient des lingots qu'il faut ensuite scier en plaquettes. Les rendements de conversion industrielle qui étaient de l'ordre de 8 à 10% avant 1980 sont actuellement de 16 à 17% [12]. Il s'agit de la technologie la plus représentée sur le

marché du photovoltaïque car elle allie à la fois des rendements de conversion élevés avec un coût de production faible par rapport à la filière silicium monocristallin.

II.5.2. Technologie de la deuxième génération à base de couche-mince

Les premiers essais de couches minces remontent au milieu du XX^{ème} siècle avec de fins dépôts sur cristaux massifs puis finalement des structures complètement à base de couches minces [19]. Ces technologies reposent sur des matériaux possédant un fort coefficient d'absorption du spectre solaire, et promettent un avenir prometteur vu leur croissance importante ces dernières années.

➤ Les cellules amorphes

Les cellules amorphes sont à base d'un matériau composé de silicium hydrogéné (état non cristallin) déposé sur un substrat de verre, elles se caractérisent par un fort coefficient d'absorption, et sont souvent utilisées dans de petits produits de consommation tel que des calculatrices solaires ou encore des montres. L'avantage de ces derniers est le fonctionnement avec un éclairage faible (même par temps couvert ou à l'intérieur d'un bâtiment). Leur rendement est assez faible de 5% à 8% voir jusqu'à 13% en laboratoire, mais ne nécessite que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevés.

➤ Le tellure de Cadmium (CdTe)

Il s'agit d'une technologie extrêmement prometteuse, permettant d'obtenir des rendements tout à fait convenables (16,5% en laboratoire). De part une bande interdite de 1,45eV parfaitement adaptée au spectre solaire [20] et un très fort coefficient d'absorption, seule une couche de 2 μm est nécessaire pour obtenir un matériau très opaque et absorbant une grande partie du spectre solaire. Cependant la limite principale au déploiement de grande ampleur de cette technologie reste la toxicité du cadmium.

➤ **Cuivre indium sélénium (CIS) / Cuivre indium Gallium sélénium (CIGS)**

Cette filière présente un fort potentiel de développement dans le futur (jusqu'à 20% de rendement en laboratoire). Cependant, les matériaux nécessaires à la fabrication de ce type de cellule ne sont pas disponibles en grandes quantités.

II.5.3. Technologie de la troisième génération « Les cellules organiques »

Apparues dans les années 1990, les cellules organiques font aujourd'hui l'objet d'un sujet d'étude très actif en laboratoire, ce sont des cellules photovoltaïques dont, au moins, la couche active est constituée de molécules organiques. Il en existe principalement deux types : les cellules photovoltaïques organiques moléculaires et les cellules photovoltaïques organiques en polymères.

Les progrès de ces technologies sont très rapides, des records de rendement sont très fréquemment annoncés (actuellement près de 6%). Le principal frein à ces technologies est actuellement la stabilité de leurs performances ainsi que leur durée de vie (actuellement environ 1000 heures d'exposition).

Les nanosciences ouvrent cependant de nouvelles voies à leurs améliorations. Leur avenir industriel n'est pas encore établi mais ces technologies ouvriraient la voie à des modules à très bas coût, biodégradables et pouvant être intégrés à toutes formes de surface.

Pratiquement, ces technologies ne sont utilisées commercialement aujourd'hui que dans le secteur de l'électronique de consommation (chargeur de GSM/ baladeur MP3) où la durée de vie de la cellule et du produit associé sont approximativement égales (2 ans). En améliorant la durée de vie ou en réduisant les coûts de production, d'autres applications devront voir le jour dans les années à venir.

	Technologies	Rendement	Avantages	Inconvénients	Durée de vie
1 ^{ère} Génération	Silicium monocristallin	14-17%	Bon rendement pour une cellule	Coût élevé, perte de matière première en cours de fabrication	35 ans
	Silicium polycristallin	12-15%	Bon rendement pour un module	Coût élevé, perte de matière première en cours de fabrication	35 ans
2 ^{ème} Génération	Silicium Amorphe	6-10%	Facile à fabriquer	Mauvais rendement	<10 ans
	Cdte	8-11%	Absorbe 90% des photons incidents	Cadmium très polluant	Non évaluée
	CIS/CIGS	10-12%	Energie de gap ajustable 99% des photons absorbés	Manque de matière première	5 ans
3 ^{ème} Génération	Cellules organiques	10%	Faible coût de fabrication, Flexible	Rendement encore trop bas	Faible actuellement

Tableau II.1 : Performances des différentes technologies des cellules photovoltaïques.

II.6 Cellule photovoltaïque idéale

Une cellule photovoltaïque peut être décrite de manière simple comme une source idéale de courant qui produit un courant I_{ph} proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode figure (II.6) qui correspond à l'aire de transition p-n de la cellule PV. D'après la loi de nœuds:

$$I = I_{ph} - I_d \quad (\text{II.1})$$

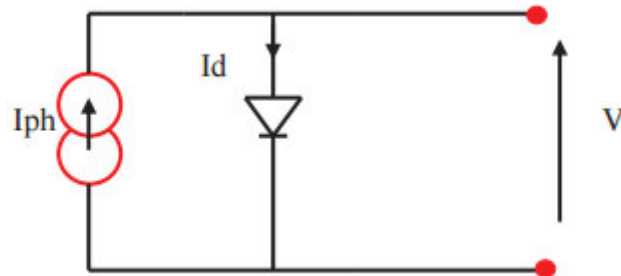


Figure II.6 : Modèle de cellule photovoltaïque idéale.

Pour un générateur PV idéal, la tension aux bornes de la résistance est égale à celle aux bornes de la diode :

$$V = V_d \quad (\text{II.2})$$

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation :

$$I_d = I_o \cdot \left(\exp\left(\frac{V_d}{V_t}\right) - 1 \right) \quad (\text{II.3})$$

I_o : Le courant de saturation inverse de la diode [A].

V_d : La tension aux bornes de la diode [V].

V_t : Potentielle thermique.

Donc la relation devient :

$$I = I_{ph} - I_o \cdot \left(\exp\left(\frac{V_d}{V_t}\right) - 1 \right) \quad (\text{II.4})$$

II.7 Cellule photovoltaïque réelle

Le modèle photovoltaïque précédent ne prenait pas en compte tous les phénomènes présents lors de la conversion d'énergie lumineuse. En effet, dans le cas réel, on observe une perte de tension en sortie ainsi que des courants de fuite. On modélise donc cette perte de tension par une résistance en série R_s et les courants de fuite par une résistance en parallèle R_p .

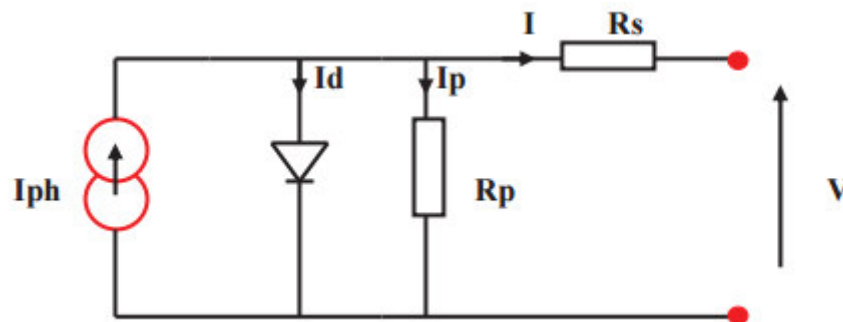


Figure II.7 : Modèle de la cellule photovoltaïque réelle.

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \quad (\text{II.5})$$

$$I_p = \left(\frac{V + R_s I}{R_p} \right) \quad (\text{II.6})$$

$$I_d = I_0 \cdot \left(\text{Exp} \left(\frac{V + I R_s}{V_t} \right) - 1 \right) \quad (\text{II.7})$$

I : Le courant fourni par la cellule.

I_{ph} : Le photo-courant dépendant de l'éclairement (G).

I_0 : Le courant de saturation de la diode.

R_s : Résistance en série.

R_p : Résistance en parallèle.

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left(\text{Exp} \left(\frac{V + I R_s}{V_t} \right) - 1 \right) - \left(\frac{V + R_s I}{R_p} \right) \quad (\text{II.8})$$

II.8 Paramètres caractéristiques d'une cellule photovoltaïque

Les paramètres des cellules photovoltaïques (I_{cc} , V_{co} , FF, η) extraits des caractéristiques courant-tension, permettent de comparer différentes cellules éclairées dans des conditions identiques.

II.8.1 Courant de court-circuit I_{cc}

Il s'agit du courant obtenu en court-circuitant les bornes de la cellule ($V=0$). Ce courant croît linéairement avec l'intensité d'illumination de la cellule, il dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement, de la mobilité des porteurs et de la température.

On peut écrire : $I_{cc} (V=0) = I_{ph}$

II.8.2 Tension de circuit ouvert V_{co}

Comme son nom l'indique, c'est la tension aux bornes de la cellule lorsqu'elle n'est pas connectée à une charge ou lorsqu'elle est connectée à une charge de résistance infinie. Elle dépend essentiellement du type de cellule solaire (jonction PN, jonction Schottky), des matériaux de la couche active et de la nature des contacts de la couche active-électrode. Elle dépend de plus de l'éclairement de la cellule.

$$V_{co} = \ln \frac{nkt}{q} \quad (\text{II.9})$$

n : Facteur d'idéalité de la diode.

K : constante de Boltzmann ($1,381 \cdot 10^{-23}$ Joule/Kelvin).

T : Température de la jonction p-n des cellules.

q : Charge d'électron ($1,602 \cdot 10^{-19}$ C).

E : Eclairement reçu.

E_0 : Eclairement de référence.

Il peut aussi être calculé par :

$$V_{oc} = \frac{nKt}{q} \ln \left(\frac{I_{cc}}{I_s} + 1 \right) \quad (\text{II.10})$$

I_{cc} : Courant continu de la cellule.

I_s : Courant de saturation de la diode.

II.8.3 Puissance maximale

Dans des conditions ambiantes de fonctionnement fixes (éclairage, température, etc..), la puissance électrique (P) disponible aux bornes d'une cellule PV est égale au produit du courant continu fourni (I) par une tension continue donnée (V) :

$$P = I \times V \quad (\text{II.11})$$

P : Puissance mesurée aux bornes de la cellule PV (Watt).

V : Tension mesurée aux bornes de la cellule PV (Volt).

I : Intensité mesurée aux bornes de la cellule PV (Ampère).

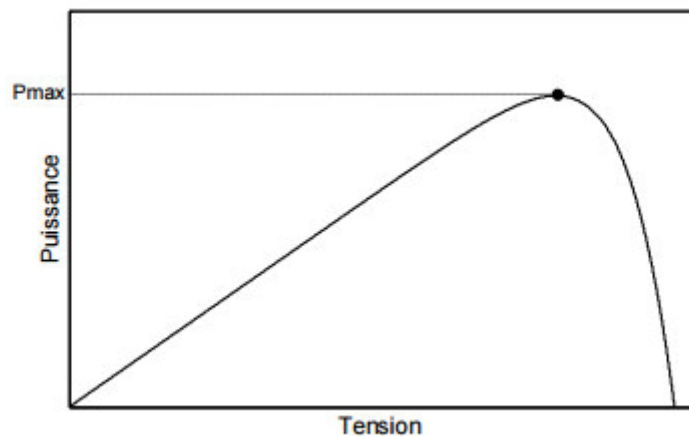


Figure II.8 : Courbe caractéristique P-V

Pour une cellule solaire idéale, la puissance maximum $P_{\max_idéale}$ correspondrait donc à la tension de circuit ouvert V_{co} multipliée par le courant de court-circuit I_{cc} :

$$P_{\max_idéale} = V_{co} \times I_{cc} \quad (\text{II.12})$$

P_{\max} idéale: Puissance mesurée aux bornes de la cellule PV idéale (Watt).

V_{co} : Tension de circuit ouvert mesurée aux bornes de la cellule PV (Volt).

I_{cc} : Intensité de court-circuit mesurée aux bornes de la cellule PV (Ampère).

Par simplification, les professionnels caractérisent un module PV par sa puissance nominale aux conditions de fonctionnement standard (STC). Ce paramètre n'est autre que la puissance maximale mesurée sous ces conditions (en général un ensoleillement de 1000W/m² et une température de 25°C).

II.8.4 Le facteur de forme FF

On appelle facteur de forme FF le rapport entre la puissance maximum fournie par la cellule P_{\max} , et le produit du courant de court-circuit (I_{cc}) par la tension de circuit ouvert (V_{co}) (c'est à dire la puissance maximale d'une cellule idéale) :

$$FF = \frac{P_{\max}}{(V_{co} I_{cc})} \quad (\text{II.13})$$

$$FF = \frac{I_m V_m}{I_{cc} V_{co}} \quad (\text{II.14})$$

FF : Facteur de forme

II.8.5 Rendement de conversion

Le rendement des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente P_{in} .

$$\eta = \frac{P_{\max}}{P_{in}} = \frac{FF \times V_{co} \times I_{cc}}{P_{in}} \quad (\text{II.15})$$

P_{in} : Puissance incidente.

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

II.9 Le module photovoltaïque

Le module photovoltaïque est un ensemble de photopiles assemblées pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière. En effet, il consiste en un lot de cellules photovoltaïques connectées entre elles, puis enrobées dans une résine transparente, souvent l'EVA.

La face arrière des cellules est recouverte d'un film multicouche recouvert de teldar et d'aluminium. La face avant est quant à elle recouverte d'un verre. Les connexions de sortie de la face arrière des cellules sont isolées électriquement par un film de polymère transparent, nommé Mylar. Cet assemblage est effectué à vide.

- **Le verre**

Il s'agit d'un verre trempé de 4 mm d'épaisseur. On qualifie ce verre de "verre solaire". Cela signifie que le verre a une faible teneur en fer. Ceci permet une meilleure transmission optique. En générale, la transmission optique du verre d'un module photovoltaïque est de l'ordre de 95 % dans la gamme utile du spectre solaire (380 nm à 1 200 nm).

La face extérieure du verre, traitée à l'acide fluosilicique (H_2SiF_6), est recouverte de nano pores qui piègent la lumière incidente et réduisent la réflexion en surface à une valeur inférieure à 8 % dans la gamme 380 nm à 1 200 nm. En face intérieure, le verre est micro-structuré, augmentant ainsi le rendement par éclairage diffus.

- **Polymère encapsulant**

Différents matériaux sont utilisés pour l'encapsulation des modules photovoltaïques. L'EVA est actuellement la plus utilisée dans l'industrie, c'est une résine transparente enrobant les cellules photovoltaïques. Chimiquement, elle est formée de chaînes de copolymère d'éthylène et de vinyle d'acétate.

Ce produit est utilisé car il présente de grande propriétés adhésive, diélectrique (c'est-à-dire qu'il ne peut pas conduire le courant), thermique et d'étanchéité (il dispose d'un très faible taux d'absorption d'eau). Bien entendu, l'EVA présente aussi une excellente transmission optique (supérieure à 90% selon le type d'EVA) dans la gamme utile du spectre solaire (380 nm à 1 200 nm).

- **Le Mylar**

Le mylar, utilisé pour isoler électriquement les connexions de sortie de la face arrière des cellules, est un film polymère transparent.

Chimiquement, il est composé de polyéthylène, téréphtalate et de constante diélectrique très élevée lui permettant d'être un très bon isolant électrique.

- **Le Teldar**

Le TEDLAR est un polymère fluoré, son rôle majeur dans un module photovoltaïque, est la protection de surface.

En effet, le TEDLAR résiste particulièrement bien aux agressions extérieures (UV, variations de température, atmosphères corrosives, ...), à l'abrasion ainsi qu'aux produits chimiques.

- **Cadre en Aluminium**

Le cadre en aluminium se justifie par la haute résistance de celui-ci à l'humidité ainsi qu'aux chocs mécaniques.

Le cadre en aluminium peut être anodisé. L'anodisation est un traitement de surface qui permet de protéger ou de décorer une pièce en aluminium par oxydation anodique (couche électriquement isolante de 5 à 50 micromètres). Elle octroie aux matériaux une meilleure résistance à l'usure, à la corrosion et à la chaleur.

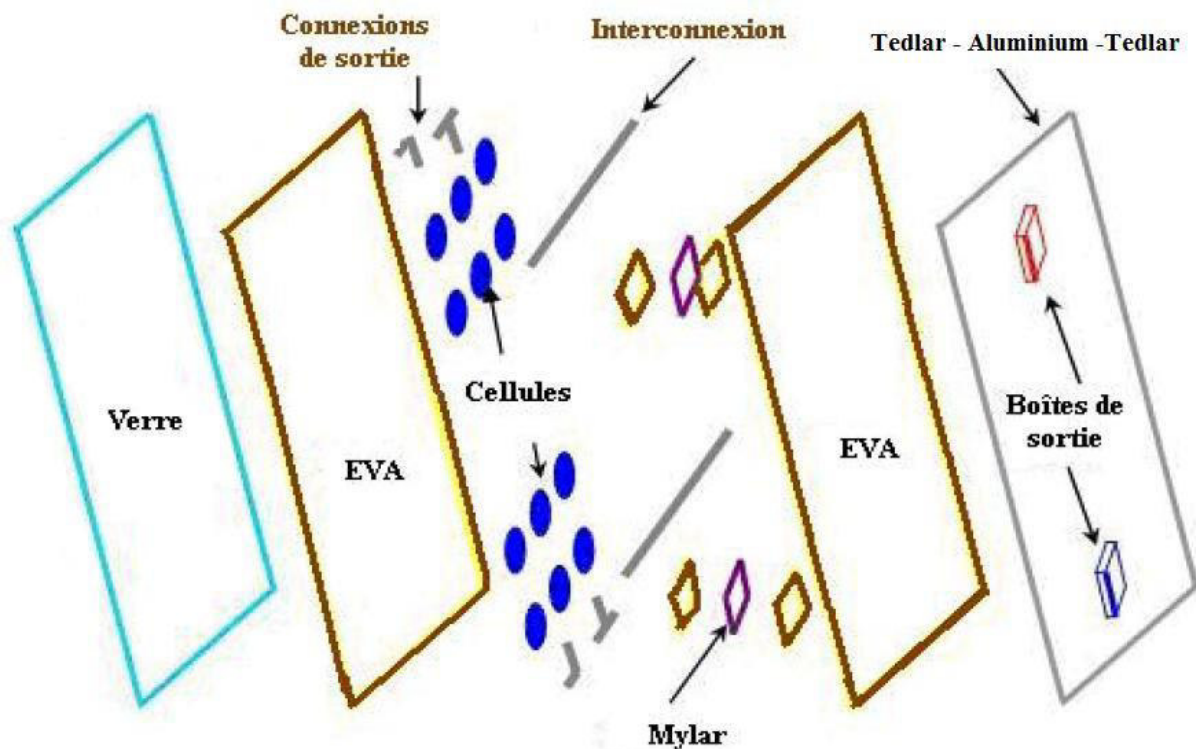


Figure II.9 : Les différentes couches et matériaux composants un module photovoltaïque.

II.10. Dégradation d'un module photovoltaïque

La dégradation traduit la détérioration progressive des caractéristiques d'un composant ou d'un système qui peut altérer son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendrée par les conditions de service [21]. Le module photovoltaïque dégradé peut ne jamais perdre sa fonction principale qui consiste à générer de l'électricité à partir de l'ensoleillement, même si son utilisation n'est plus optimale. Cependant, l'état dégradé du module photovoltaïque peut s'avérer problématique lorsque la dégradation dépasse un seuil critique. Selon Wohlgemuth, les constructeurs considèrent que le module PV est dégradé lorsque sa puissance atteint un niveau en dessous de 80% de sa valeur initiale [22].

La performance des modules photovoltaïques peut être dégradée à cause de plusieurs facteurs tels que : la température, l'humidité, l'irradiation, la poussière et les chocs mécaniques.

Chacun de ces différents facteurs cités peut induire un ou plusieurs types de dégradation telles que : la décoloration, la délamination, la corrosion, et les casses et fissures de cellules.

Le NREL (National Renewable Energy Laboratory, Etats Unis) fournit au tableau II-2 une liste des dégradations majeures enregistrées sur les modules photovoltaïques en silicium cristallin [23], [24].

	Dégradations
Module PV en Silicium cristallin	Interconnexions cassées
	Cellules cassées
	Corrosion
	Délamination de l'encapsulant
	Décoloration de l'encapsulant
	Vitrage cassé
	Points chauds
	Défaillance de la diode bypass
	Cassure des rubans d'interconnexion

Tableau II.2 : Principaux modes de dégradation des modules PV en Silicium cristallin [24].

II.11. Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques

La dégradation du module photovoltaïque peut affecter les différentes parties de celui-ci comme le montre la Figure II.10. Ces différentes parties sont : le verre, les interconnexions entre les cellules, le matériau encapsulant qui est généralement en Ethylène-acétate de vinyle (EVA), le film polymère de protection qui est généralement en Tedlar et les colles qui assurent l'adhérence entre les différents composants du module.

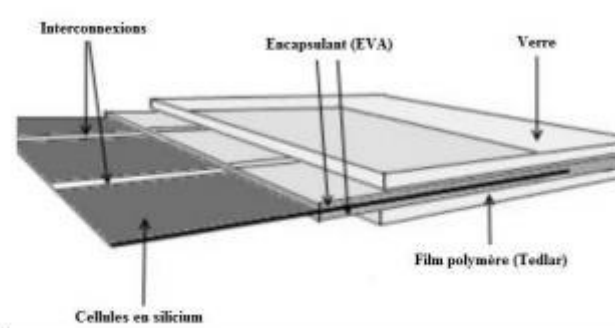


Figure II. 10 : Les différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation.

II.11.1. La corrosion

L'humidité pénétrant dans le module photovoltaïque à travers les bords stratifiés provoque la corrosion [25]. La rétention de l'humidité dans l'enveloppe du module augmente la conductivité électrique du matériau. La corrosion attaque les connexions métalliques des cellules du module PV provoquant une augmentation des courants de fuite et ainsi une perte de performance. La corrosion dégrade aussi l'adhérence entre les cellules et le cadre métallique. La Figure II-11 montre un module PV atteint par la corrosion au niveau de la bordure et de la boîte de jonction [26]. Wolghemuth et Kurtz ont étudié l'impact de l'humidité et de la température sur la dégradation des modules PV à partir des essais accélérés 85/85 ($T=85^{\circ}\text{C}/\text{HR}=85\%$) selon la norme CEI 61215 [27], [28]. Ils ont trouvé que la corrosion apparaissait au bout de 1000 h d'exposition du module sous une température de 85°C et une humidité relative de 85%. Kemp a montré que l'humidité dans le module PV présente un fort impact sur le taux de dégradation des modules photovoltaïques, et plus particulièrement dans les zones géographiques chaudes et humides [29]. En raison de la vitesse de diffusion relativement élevée de l'eau dans l'Éthylène-acétate de vinyle (EVA) utilisé dans l'encapsulation de la plupart des modules PV, l'infiltration de l'humidité dans le module reste importante au cours de sa durée de vie même si le module est constitué d'une structure en double verre. D'après Kemp [30], la meilleure façon d'empêcher l'infiltration de l'humidité dans le module est d'utiliser des joints bien hermétiques ou des joints de bord à faible diffusivité contenant une grande quantité de déshydratant.

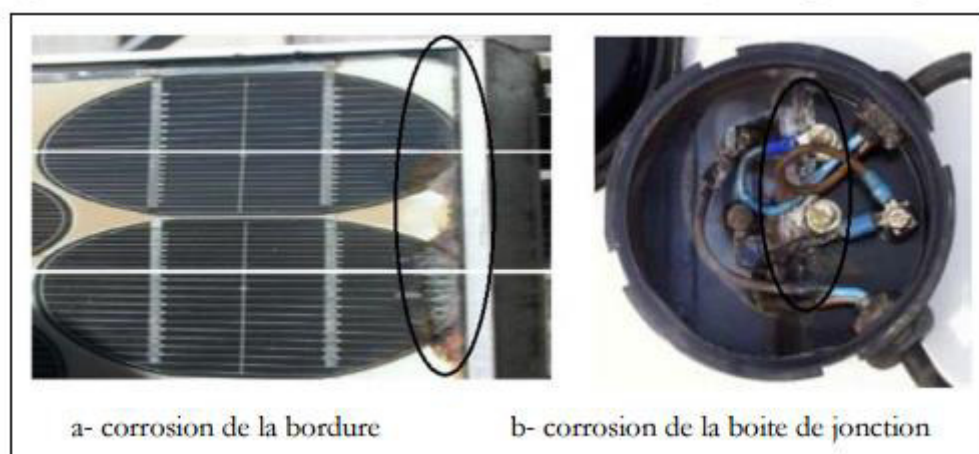


Figure II.11 : Module PV atteint par la corrosion.

II.11.2. La délamination

La délamination traduit la perte d'adhérence entre le polymère encapsulant et les cellules ou entre les cellules et le verre avant. Elle représente un problème majeur car elle entraîne deux effets : l'augmentation de la réflexion lumineuse et la pénétration de l'eau à l'intérieur de la structure du module [26].

Skoczek a étudié la dégradation des modules photovoltaïques relative à la délamination du module à partir de tests basés sur la norme CEI 61215 [30]. La délamination est plus sévère lorsqu'elle se produit sur les bords du module parce que, en plus de la dégradation de la puissance, elle provoque des risques électriques pour le module et l'installation toute entière. La délamination est plus fréquente dans les climats chauds et humides. Elle favorise une pénétration de l'humidité dans le module et provoque, par conséquent, différentes réactions chimiques à l'intérieur du module induisant des dégradations telles que la corrosion des métaux de la structure du module le plus souvent. La Figure II.12 montre deux modules (poly et monocristallins) présentant une sévère délamination.

Jansen et Delahoy ont montré que la pénétration du sel et de l'humidité dans le module photovoltaïque constitue un facteur favorisant la délamination [31]. D'autre part, ils avancent que la liaison interfaciale peut être attaquée chimiquement par l'acide fluorhydrique formée par le fluor et l'oxyde d'étain contenus dans le module.

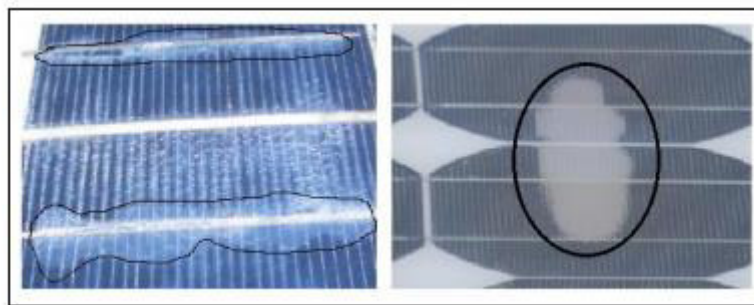


Figure II. 12 : Module photovoltaïque présentant une délamination.

II.11.3. La décoloration

La décoloration du module photovoltaïque se traduit par un changement de couleur du matériau utilisé pour son encapsulation qui est généralement en Ethylène-acétate de vinyle (EVA) ou du matériau adhésif entre le verre et les cellules. Ce changement de couleur peut se traduire soit par un jaunissement soit par un brunissement du matériau encapsulant. Elle provoque une modification de la transmittance de l'encapsulant des cellules et par conséquent la puissance générée par le module est diminuée.

Oreski et Wallner avancent que les causes principales de la décoloration de l'EVA sont les rayons ultraviolets combinés à l'eau sous des températures d'exposition supérieures à 50°C et provoquant ainsi un changement de la structure chimique du polymère [32].

La décoloration peut apparaître dans des zones différentes et non adjacentes d'un même module. Ceci peut être dû d'une part, à des polymères encapsulant d'origine ou de caractéristiques différentes et d'autre part à l'EVA qui n'est pas déployée dans les mêmes zones du module de la même manière.

Kojima et Yanagisawa se sont intéressés au jaunissement de l'EVA utilisé comme encapsulant dans les modules photovoltaïques [33]. Pour cela, ils ont soumis des modules PV à un ensoleillement solaire artificiel. Ils se sont uniquement intéressés à la contribution des rayons ultraviolets (longueurs d'onde comprises entre 280 nm et 380 nm). Lorsqu'un ensoleillement de 4000 W.m^{-2} est appliqué, une décoloration des cellules apparaît avec une augmentation de la photosensibilité au bout de 400 heures et une augmentation de la transmissivité (facteur de transmission) entre 280 et 380 nm. Ainsi, il apparaît un faible jaunissement au niveau de l'encapsulant EVA qui engendre une perte de puissance du module photovoltaïque. Pour un ensoleillement de 1000 W.m^{-2} , aucun changement n'est apparu dans la gamme de longueur d'onde 280 nm à 380 nm au bout de 500 heures.

Ces dernières années, la plupart des publications sur la dégradation des modules PV en silicium cristallin ont principalement porté sur la décoloration de l'EVA [34], [35], [36]. La Figure II.13 montre des modules atteints de décoloration (jaunissement) [37], [38].



Figure II. 13 : Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées.

II.11.4. Les fissures et bris de verre

Les bris de verre et fissures constituent un facteur important de dégradation des modules PV. Ils surviennent dans la plupart des cas lors des opérations d'installation, de maintenance et surtout de transport des modules sur les sites d'installation [27]. Le module présentant des fissures ou des cassures peut toutefois continuer à produire de l'énergie. La Figure II.14 montre un module photovoltaïque en silicium polycristallin fissuré lors de sa première mise en service et qui a fonctionné pendant cinq ans en association avec d'autres modules. Cependant, le risque de choc électrique et de pénétration de l'humidité devient plus élevé. Les casses, les bris de verre et les fissures sont généralement suivies des autres types de dégradation tels que la corrosion, la décoloration, la délamination [25].



Figure II. 14 : Module photovoltaïque présentant des bris de verre.

II.11.5. Les points chauds ou Hot-spots

Un module photovoltaïque est une association de cellules en série/parallèle. Sa caractéristique globale peut varier en fonction de l'éclairement, la température, du vieillissement des cellules et les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement. De plus, il suffit d'un ombrage ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série pour provoquer une forte diminution du courant produit par le module photovoltaïque. Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule défectueuse ou faiblement

éclairée, la tension de celle-ci devient négative et elle se comporte en récepteur. Ainsi, elle se retrouve en siège d'une dissipation thermique relativement élevée pouvant conduire à sa destruction totale : c'est le phénomène du point chaud ou « hot-spot » [39], [40] dont le module montré en Figure II.15 est atteint.

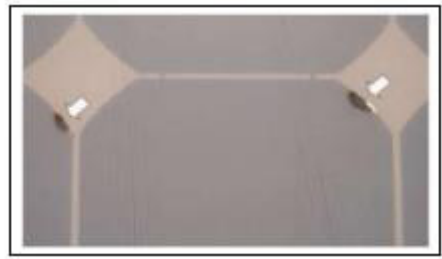


Figure II. 15 : Modules présentant des points chauds sur les bords des coins supérieurs.

II.11.6. Les bulles

Les bulles sont généralement dues aux réactions chimiques qui dégagent des gaz dans le module et qui se retrouvent piégés à l'intérieur de celui-ci. Ce type de dégradation est similaire à la délamination, mais dans ce cas, la perte d'adhérence de l'Éthylène-acétate de vinyle (EVA) affecte uniquement une petite surface du module et est combinée à un gonflement de la surface dont l'adhérence a été dégradée. Lorsque cela se passe sur la partie arrière du module, un encombrement apparaît sur le polymère encapsulant formant ainsi les bulles. Elles rendent plus difficile la dissipation de chaleur des cellules, augmentent leur surchauffe et accélèrent leur vieillissement [41]. La Figure II.16 montre un module présentant un nombre important de bulles sur la face arrière. Elles apparaissent généralement au centre de la cellule et peuvent être dues à une mauvaise adhérence de la cellule provoquée par la température élevée [26].

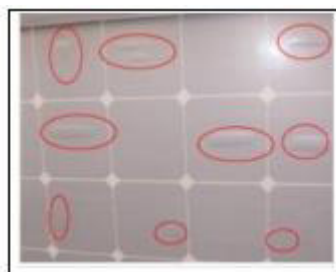


Figure II.16 : Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV.

II.11.7. Le PID - Potentiel Induced Degradation

Cette « nouvelle maladie » du module photovoltaïque, mise en évidence en 2010, commence à toucher de plus en plus de modules photovoltaïques. Le premier symptôme de ce phénomène est une dégradation rapide et inexpliquée de la puissance. Cette diminution du rendement des modules, pouvant atteindre plus de 20% en quelques mois, n'est ni due à un vieillissement classique des modules, ni à une mauvaise installation du module. Ce phénomène connu sous le nom de Potentiel Induced Degradation (PID) se caractérise par la dégradation progressive des performances des modules photovoltaïques, à base de silicium cristallin, due à la présence d'un courant électrique induit au cœur même du module [39], [40]. Hacke a montré que le PID était plus fréquent dans les climats humides que dans les milieux chauds et secs [41]. Schütz va dans le même sens en montrant que les courants de fuite augmentent avec l'humidité [42].

Les différents travaux ont montré que les principaux facteurs favorisant le PID sont la tension du système dans lequel le module est utilisé, l'humidité et la température de fonctionnement.

II.12. Les essais de vieillissement accéléré

Les essais de vieillissement accéléré (ALT : Accelerated Life Testing) se composent d'une variété de techniques d'essais pour accélérer les processus de vieillissement [46] et atteindre plus rapidement la fin de vie des produits. Ils sont utilisés pour obtenir plus rapidement des informations concernant la vie du produit. Les systèmes testés sont employés plus fréquemment que d'habitude ou sont soumis à des niveaux de sollicitations plus élevés (par exemple l'augmentation de la température, de la tension électrique, de l'humidité, etc.) pour obtenir la loi de fiabilité ou autres caractéristiques de fiabilité (taux de défaillance, temps de défaillance, etc.) des produits (systèmes ou composants).

II.12.1 Essai de chaleur humide (DH : Damp Heat)

Le test de la chaleur humide (DH) dans les chambres environnementales est un test de vieillissement bien connu pour les composants électroniques. Il a été utilisé depuis les années 1970 sur les modules solaires et fait partie de la procédure de certification pour les modules. Jet Propulsion Laboratory a effectué certains des premiers tests DH. Avec un procédé de test à différentes températures et humidités, ils pourraient déterminer qu'une élévation de la

température de 10°C entraînerait une double réaction, c'est-à-dire une réduction du temps de test de dégradation à la moitié. De plus, une relation de 1% d'humidité répond à une température de 1°C pourrait être établie. De là, les 1000 heures DH à 85°C / 85% HR correspondaient à 20 ans d'exposition extérieure, selon CEI 61215 [47], à Miami, en Floride [48].

II.12.2 Test de fatigue fortement accéléré (HAST: highly Accelerated Stress Test)

Étant donné que les 1000 heures de test DH sont une très longue période de temps pour les tests industriels, le test de stress hautement accéléré (HAST) a été développé. Il augmente la température et l'humidité afin de raccourcir le temps de vieillissement. Utilisé dans le test de qualité des Circuits intégrés (IC) et leur emballage. Le HAST est devenu un test de vieillissement commun et commence également à être de plus en plus utilisé dans d'autres industries. De nombreuses entreprises dans d'autres domaines électroniques ont même renoncé aux anciens tests THB ou DH en faveur du HAST. Cependant, il n'est pas utilisé pour les tests de modules solaires dans la même mesure. En augmentant la température et l'humidité, la pénétration d'humidité dans le matériau est accélérée; Il est fait avec une régulation de pression afin d'empêcher l'eau d'atteindre son point d'ébullition.

II.13. Avantages et inconvénients de la photovoltaïques

a) Avantages

- D'abord une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rend particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- Ensuite le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliWatt au MégaWatt.
- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé.
- Enfin, la technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du

milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

b) Inconvénients

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % (soit entre 10 et 15 MW/km² par an pour le BENELUX) avec une limite théorique pour une cellule de 28%. · Les générateurs photovoltaïques ne sont pas compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes. Le faible rendement des panneaux photovoltaïques s'explique par le fonctionnement même des cellules. Pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du rayonnement soit au moins égale à 1 eV. Tous les rayons incidents ayant une énergie plus faible ne seront donc pas transformés en électricité. De même, les rayons lumineux dont l'énergie est supérieure à 1 eV perdront cette énergie, le reste sera dissipé sous forme de chaleur.

II.14. Conclusion

Dans ce chapitre, différentes notions de base qui constitue l'énergie photovoltaïque ont été présentées, le chapitre décrit brièvement les cellules solaires les plus couramment utilisées, leurs rendements ainsi que leurs avantages et inconvénients.

Le principe de fonctionnement, les différentes caractéristiques ainsi que les différentes dégradations ont été détaillées.

Chapitre III

Modélisation du transfert radiatif

III.1. Introduction

Les couches supérieures d'un module photovoltaïque seront modélisées et simulées par Fluent/Gambit à savoir : la couche de verre et d'EVA.

Nous évaluerons l'influence de quelques dégradations ainsi que les problèmes qu'elles engendrent.

III.2 Approche théorique du rayonnement

L'intensité radiatif I_λ est la densité de flux émis dans la direction D par unité de surface (W.m^{-2}), elle est définie pour une longueur d'onde donnée.

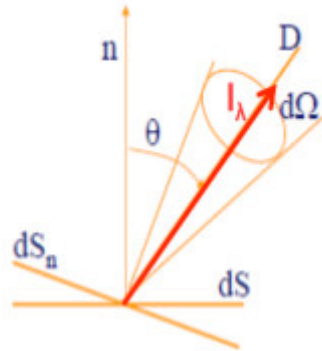


Figure III.1 : Rayonnement incident sur une surface ds.

Le flux de chaleur radiatif I_0 , lorsqu'il arrive sur une surface est partiellement :

Absorbé \rightarrow absorptivité : $\alpha = \frac{I_{a,\lambda}}{I_{0,\lambda}}$

Réfléchi \rightarrow réflectivité : $\rho = \frac{I_{r,\lambda}}{I_{0,\lambda}}$

Transmis \rightarrow transmissivité : $\tau = \frac{I_{t,\lambda}}{I_{0,\lambda}}$

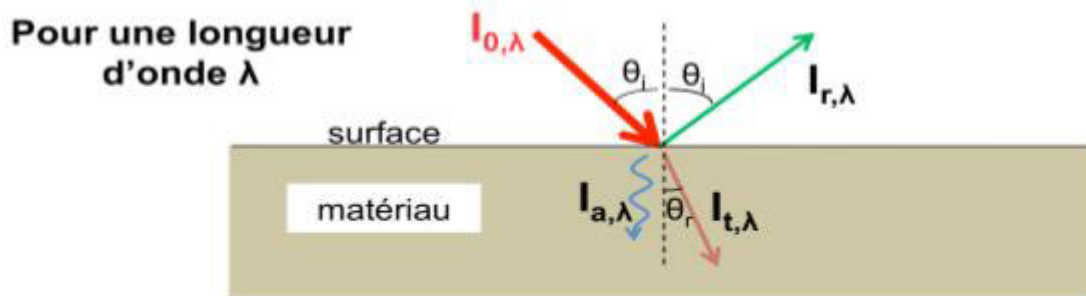


Figure III.2 : flux radiatif I_0 arrivant sur une surface pour une longueur d'onde λ .

La somme de ces facteurs est égale à 1 :

$$\alpha + \rho + \tau = 1$$

Cette relation s'applique aux corps semi-transparentes (air, eau, verre).

Dans le cas d'un corps opaque (mur), il n'y a évidemment pas de transmission :

$$\left\{ \begin{array}{l} \tau = 0 \\ \alpha + \rho = 1 \end{array} \right.$$

III.3. Atténuation du rayonnement incident

Différents facteurs sont responsables de l'atténuation, la réflexion et la diffusivité du rayonnement incident (figure III.3) :

- le dépôt de particules à la surface : sable, calcaire, carbonées. [49], [50]
- l'érosion due à des particules projetées avec une énergie suffisante pour arracher de fins morceaux de verre. L'endommagement du verre par des impacts (spallation), a été étudié par Nyoungue et Al. L'influence sur le rendement n'a pas été quantifiée à notre connaissance.
- une pellicule d'eau dont les propriétés permettent de réduire les réflexions et la température des cellules. [51]
- le vieillissement des matériaux d'encapsulation qui brunissent avec le temps.
- L'ombrage.

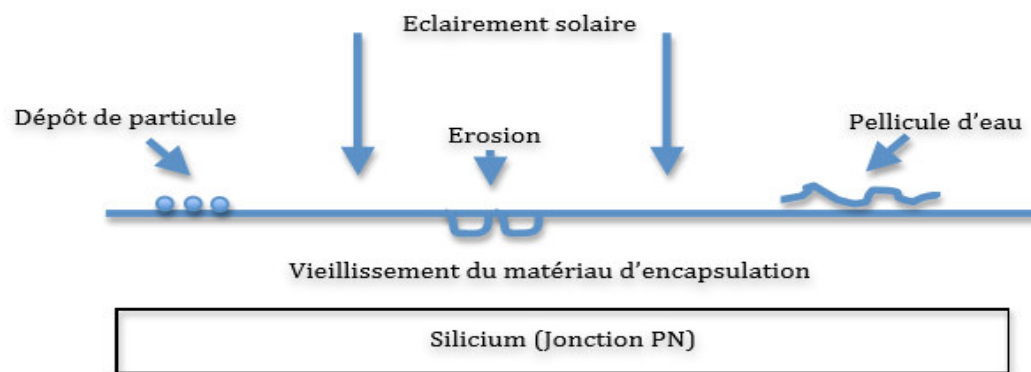


Figure III.3 : Cause de l'atténuation du rayonnement incident arrivant à la jonction PN.

III.4 Caractéristiques des différents constituants d'une cellule type en silicium

Pour repérer les différentes parties d'une cellule solaire au silicium, nous avons observé les cellules photovoltaïques à base de silicium polycristallin qui sont composées de plusieurs couches :

- Une couche de verre destinée à protéger la cellule
- Une couche d'EVA (acétate de vinyle) qui sert à l'encapsulation de la cellule
- Une couche mince anti-réfléchissante
- Une électrode transparente conductrice (TCO Transparent Conductive Oxyde) qui laisse passer les rayonnements lumineux tout en assurant la conduction des charges
- Les deux couches de silicium N et P
- Une couche en aluminium pour assurer l'autre électrode et qui réfléchit les photons vers la jonction PN
- Une feuille de matériau polymère pour assurer la rigidité

L'encapsulant (EVA) enrobe les cellules solaires à l'intérieur du stratifié et les protège contre les attaques chimiques. La face arrière du module est rendue entièrement étanche à l'humidité et est protégée des dommages mécaniques par une feuille polymère très résistante. Les épaisseurs et caractéristiques thermiques des différents matériaux constitutifs sont données par la figure III.4 et le tableau III.1

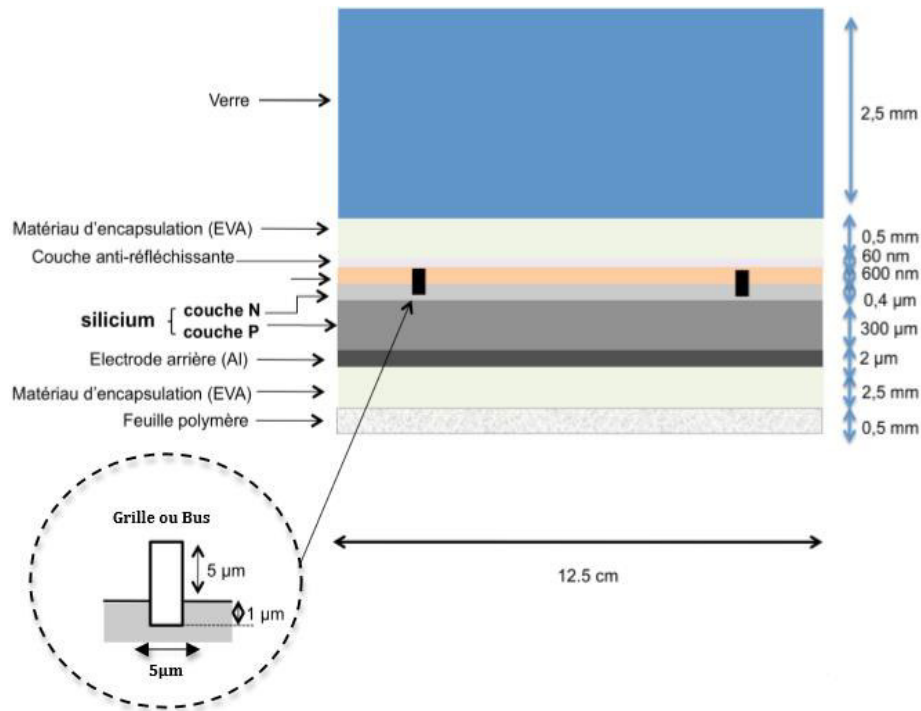


Figure III.4 : Les différentes couches d'une cellule type au silicium.

Récapitulatif des épaisseurs :

- Verre trempé : 2,5mm
- Grille : 5µm de largeur
- Bus : 150 à 300 µm
- EVA : 0,5 mm
- Couche anti-réfléchissante (Nitrure de silicium) : 60 nm
- TCO : 600 nm
- Si : 300 µm : couche N :0,4 µm , couche P : 300 µm
- Al : 2 µm
- EVA : 0,5 mm
- Couche de polymère : 0,5 mm
- Largeur de la cellule : 12,5 cm

	Masse volumique ρ (kg/m ³)	Chaleur massique Cp (J.kg ⁻¹ .K ⁻¹)	Conductivité thermique (W/m/K)
Verre	2500	800	1,4
EVA	934	1926	2,7
TCO(TiO ₂)	390 < ρ < 430	528	21,9
Si	233	700	148
Al	270	897	237
Polymère	940	1900	0,42-0,51
Ag	10490	235	427

Tableau III.1 : Propriétés massiques et thermiques des matériaux constitutifs d'une cellule photovoltaïque à 300K

III.5 Modélisation

Dans le but de maîtriser les paramètres du logiciel FLUENT dans le cas de la modélisation du rayonnement dans un milieu semi-transparent, nous avons choisi de modéliser les couches supérieures de la cellule (verre, EVA,) séparément, superposées et en introduisant des couches d'air, d'eau et de poussière afin de reproduire les effets de vieillissement.

Pour avoir de meilleurs résultats nous avons choisi aussi de modéliser un autre type de verre et de polymère afin de comparer les résultats et de choisir les matériaux adéquats à la cellule photovoltaïque.

III.5.1 Présentation de Fluent et Gambit

FLUENT est un logiciel de modélisation multi physique mais plus particulièrement dédié à la mécanique des fluides, GAMBIT en est son mailleur.

GAMBIT permet de créer sa propre géométrie et ainsi de pouvoir mailler une surface ou des surfaces géométriques qui seront ensuite exploitées sous FLUENT.

FLUENT est le solveur qui permet d'effectuer les simulations numériques et de visualiser les résultats obtenus après convergence.

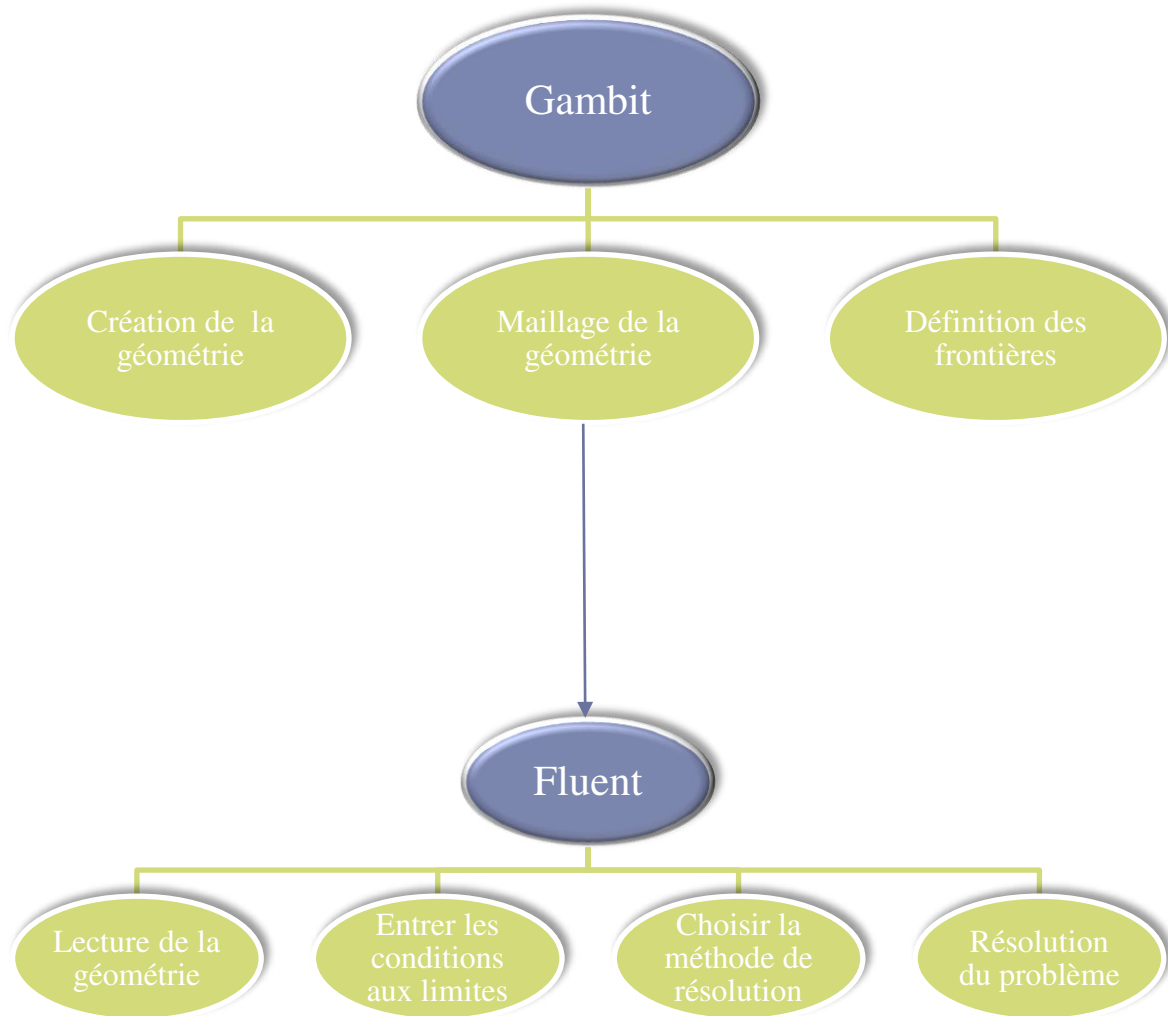


Figure III.5 : Etapes à suivre pour la résolution du problème sous Gambit Fluent.

➤ Les différentes méthodes de résolution

Pour différents types de problèmes, une méthode de résolution peut être plus appropriée qu'une autre. Avant de porter son choix sur une des méthodes, il faut relever certains paramètres :

- L'épaisseur optique : αL avec L la longueur caractéristique du domaine
- La nature du matériau
- L'émissivité et la diffusion

Pour résoudre l'équation du transfert radiatif il existe plusieurs méthodes (FLUENT 2005) :

- P1 et Rosseland : pour les milieux très épais ($\alpha L \gg 1$) ;
 - S2S : Surface to Surface : adaptée pour un système fermé avec un milieu non participant ainsi que des sources localisées de chaleur ;
 - DTRM : toutes les surfaces sont diffuses, pas de diffusion, tous les corps sont gris et très long en temps de calcul ;
 - DOM : diffusion et émission, seule méthode où l'on peut considérer des parois semi-transparentes, des surfaces spéculaires, des corps non gris, des effets de particules (intéressant pour modéliser des dépôts de particules).
- **La méthode DOM**

Notre choix s'est porté sur la méthode DOM (Discret Ordinate Method) car elle permet de traiter de manière la plus efficace les milieux semi-transparentes et d'introduire la variation des propriétés radiatives selon la longueur d'onde du rayonnement.

Cette méthode est basée sur les représentations discrètes de la variation de l'intensité radiative suivant une direction.

III.5.2. Maillage sous Gambit

Toutes les géométries qu'on va voir dans les cas qui suivent sont construites sur Gambit en 2D, on commence par créer les points, les relier, choisir le maillage optimal en faisant varier le nombre de nœuds jusqu'à ce que la solution ne dépend plus du maillage et enfin définir les frontières avant d'exporter le maillage en point.msh (msh = maillage en anglais) pour que Fluent soit capable de le lire et de l'utiliser.

III.5.3. Paramétrage sous Fluent

Voici les différents paramètres entrés et choisis pour la modélisation des différentes couches sous FLUENT.

Modèle : le choix des équations à résoudre est indiqué. Dans notre cas, on doit résoudre l'équation de la chaleur (energy equation) et celle de transfert radiatif.

Choix de la méthode de résolution de l'équation de transfert radiatif : La résolution de l'équation de transfert radiatif par la méthode des ordonnées discrètes nécessite de préciser les discrétisations des angles, le nombre d'itérations et de bandes de longueur d'onde.

La méthode DOM est choisie car elle est la seule permettant de traiter des surfaces semi-transparentes.

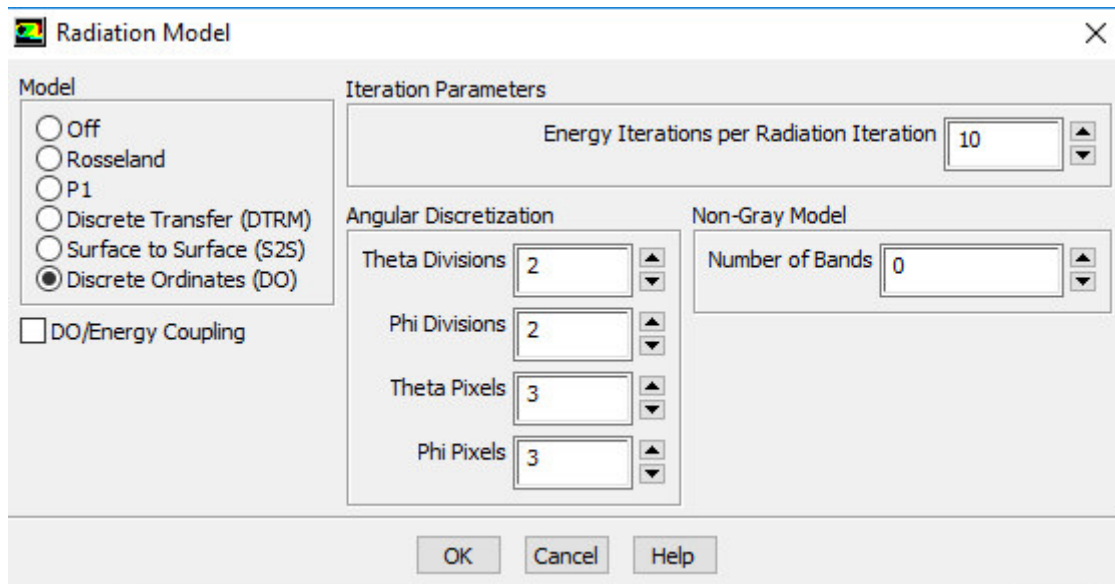


Figure III.6 : Paramétrages sous fluent.

Conditions aux limites :

- **Surface supérieure**

Pertes par convection et rayonnement :

- Coefficient d'échange par convection : $h = 10 \text{ W.m}^{-2}.\text{K}^{-1}$ (air sans vent)
- Température du milieu ambiant : 300 K
- Emissivité du milieu environnant : 1, il est considéré comme un corps noir.
- Température d'environnement : 300 K.

- Largeur du faisceau : $\theta = 10^{-6}$, $\varphi = 10^{-6}$ pour se mettre dans le cas d'un rayon (faisceau très fin)
- Direction du flux radiatif (0, -1, 0) flux vertical incident.
- Irradiance pour se rapprocher des ordres de grandeur de la courbe d'émission du soleil (proche d'un corps noir) : 1000 W.m^{-2} .
- **Surface inférieure**

La même chose sauf que l'irradiance est mise à 0.

- **Côtés**

Pertes thermiques nulles (flux égal à 0, conditions d'adiabaticité) car on s'est placé dans le cas d'une « portion » d'une lame de verre.

Surface opaque d'émissivité nulle donc une surface totalement réfléchissante de manière diffuse (diffuse fraction = 1).

III.5.4. Modélisation sans vieillissement

- **1^{er} cas : Modélisation d'une couche de verre trempée**

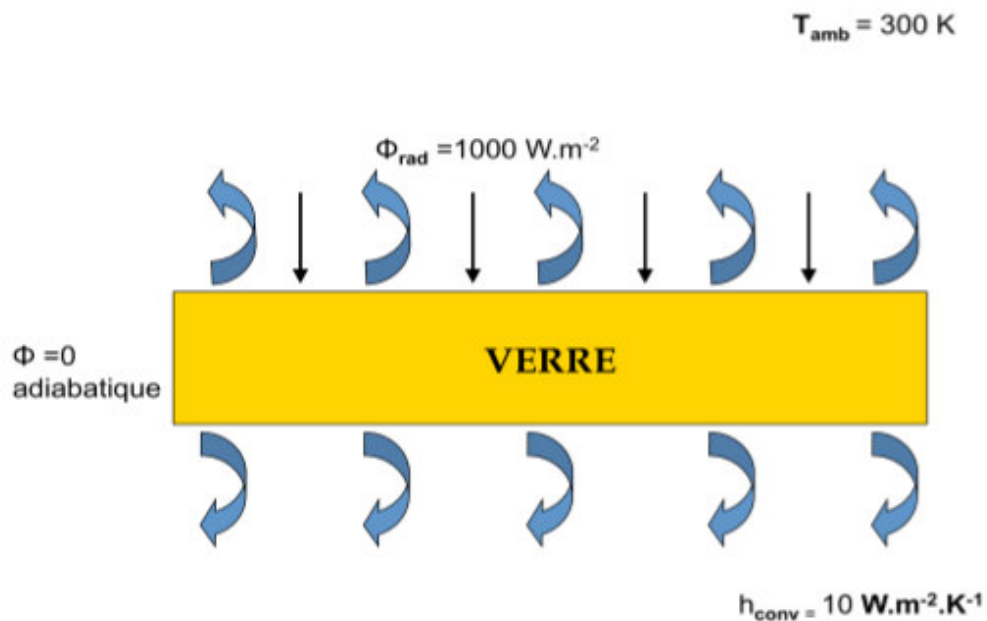


Figure III.7 : Flux appliqué au modèle.

La couche de verre mesure 2,5 cm de long et 2,5mm d'épaisseur, son maillage sous Gambit comprend $25 \times 250 = 6250$ cellules ou volumes de contrôle.

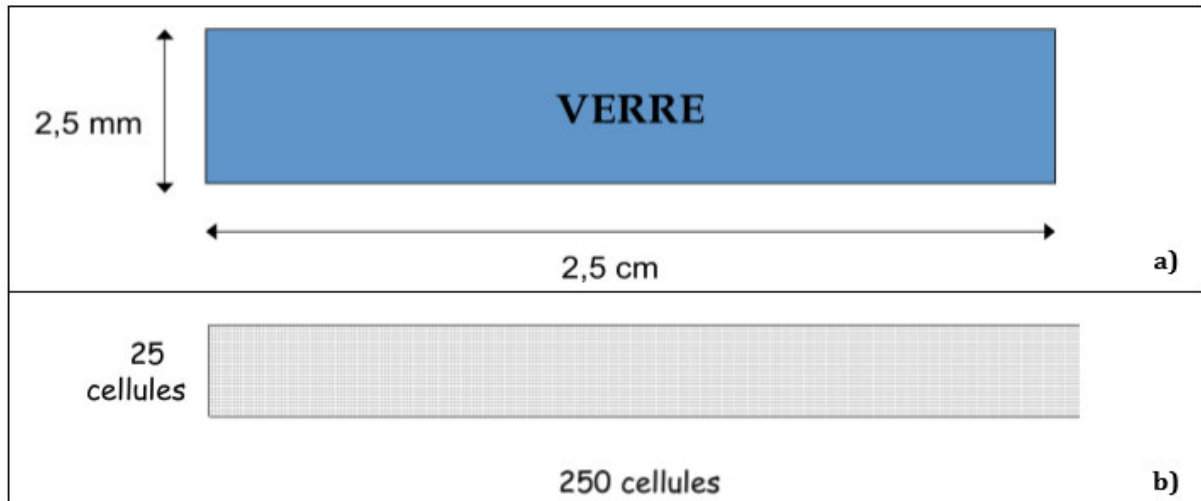
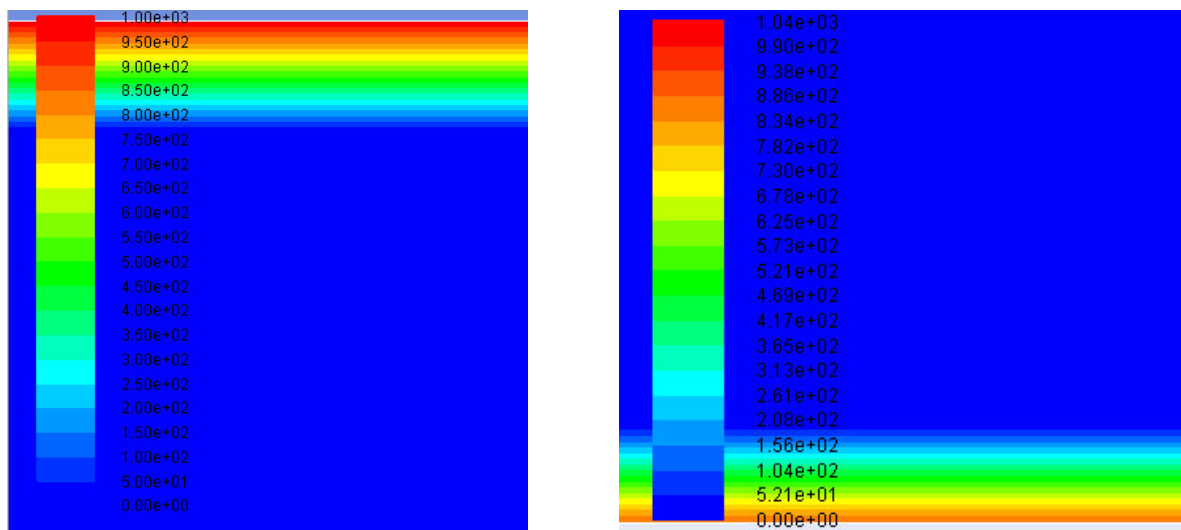


Figure III.8 : Dimensions de la lame de verre (a) et maillage sous Gambit (b).

Après avoir intégré les paramètres cités ci-dessus voici le champ du flux transmis par le verre :



a- Surface supérieure

b- Surface inférieure

Figure III.9 : Contour du flux radiatif transmis sur la face supérieure et inférieure du verre.

La figure III.9 représente le contour du flux radiatif transmis sur la face supérieure et inférieure du verre, on observe que sur la face supérieure le flux radiatif est à son maximum 1000 W/m^2 , et que sur la face inférieure il est de l'ordre de $892,27 \text{ W/m}^2$.

Afin de donner un sens plus concret à nos résultats on calcule le coefficient de transmission qui est le rapport du flux lumineux émergent de la surface inférieure et du flux lumineux incident sur la surface supérieure.

```

26 1.2194e-09 1.9676e-04 0:02:05 974
27 8.6583e-10 1.9676e-04 0:01:40 973
28 6.1474e-10 1.9676e-04 0:01:20 972
29 4.3652e-10 1.9676e-04 0:01:04 971
30 3.0997e-10 1.7179e-05 0:00:51 970
31 1.4805e-09 1.7179e-05 0:00:41 969
32 9.7329e-10 1.7179e-05 0:00:33 968
33 7.1320e-10 1.7179e-05 0:03:40 967
iter energy do-intensity time/iter
34 5.0424e-10 1.7179e-05 0:02:55 966
35 3.5460e-10 1.7179e-05 0:02:20 965
36 2.4994e-10 1.7179e-05 0:01:52 964
37 1.7662e-10 1.7179e-05 0:01:30 963
38 1.2505e-10 1.7179e-05 0:01:12 962
39 8.8786e-11 1.7179e-05 0:00:57 961
40 6.3140e-11 3.9369e-06 0:00:46 960
41 1.6734e-10 3.9369e-06 0:00:37 959
42 9.1772e-11 3.9369e-06 0:00:29 958
43 6.8229e-11 3.9369e-06 0:03:35 957
44 4.8767e-11 3.9369e-06 0:02:52 956
iter energy do-intensity time/iter
45 3.4432e-11 3.9369e-06 0:02:17 955
46 2.4399e-11 3.9369e-06 0:01:50 954
47 1.7322e-11 3.9369e-06 0:01:28 953
48 1.2315e-11 3.9369e-06 0:01:10 952
49 8.7616e-12 3.9369e-06 0:00:56 951
? 50 solution is converged
50 6.2262e-12 4.9499e-07 0:00:45 950

Area-Weighted Average
Beam Irradiation Flux (w/m2)
-----
face_sup. 1000

Area-Weighted Average
Transmitted Radiation Flux (w/m2)
-----
face_inf. 892.27277

```

Figure III.10 : Résultat de la simulation numérique du verre.

Le coefficient de transmission est calculé par la relation suivante :

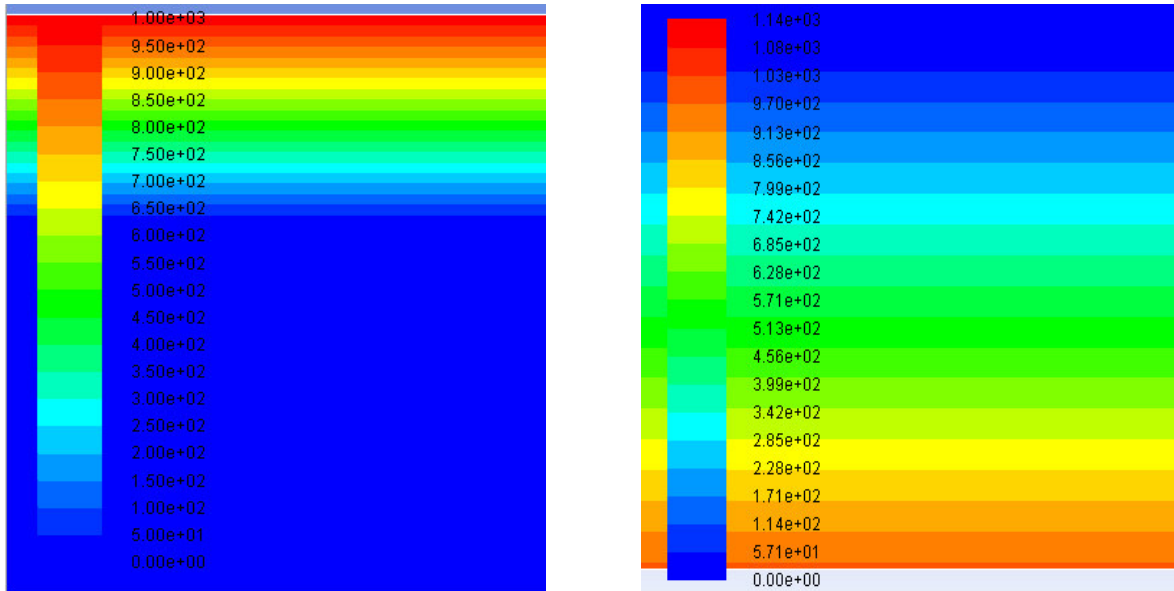
$$\tau = \frac{\varphi_{transmis}}{\varphi_{incident}} = \frac{892.27}{1000}$$

$$\tau = 89.22\%$$

Le résultat de transmissivité du verre $\tau = 89.22\%$ montre que le verre se qualifie par un coefficient de transmission élevé, ce qui confirme les valeurs typiques de transmissivité du verre qui varie de 0.84 à 0.97.

○ 2^{ème} cas : modélisation du polymère EVA

La couche d'EVA mesure 2,5 cm de long et 0,5 mm d'épaisseur, son maillage sous Gambit comprend $5 \times 250 = 1250$ cellules ou volumes de contrôles.



a- Surface supérieure

b- Surface inférieure

Figure III.11 : Contour du flux radiatif transmis sur la face supérieure et inférieure de l'EVA.

La figure III.11 représente le contour du flux radiatif transmis sur la face supérieure et inférieure de l'EVA. La surface supérieure est exposé à 1000 w/m^2 , après son passage à travers la couche d'EVA on obtient un flux de 982.6 W/m^2 sur la surface inférieure.

23	3.5665e-10	9.4976e-05	0:00:22	977
24	2.1162e-10	9.4976e-05	0:00:18	976
25	1.2628e-10	9.4976e-05	0:00:14	975
26	7.5557e-11	9.4976e-05	0:00:11	974
27	4.5145e-11	9.4976e-05	0:03:24	973
28	2.6999e-11	9.4976e-05	0:02:43	972
29	1.6486e-11	9.4976e-05	0:02:10	971
30	1.0078e-11	3.9640e-06	0:01:44	970
31	9.6497e-11	3.9640e-06	0:01:23	969
32	8.1478e-11	3.9640e-06	0:01:06	968
33	4.7941e-11	3.9640e-06	0:00:53	967
iter	energy	do-intensity	time/iter	
34	2.8023e-11	3.9640e-06	0:00:42	966
35	1.6498e-11	3.9640e-06	0:00:34	965
36	9.7510e-12	3.9640e-06	0:00:27	964
37	5.7869e-12	3.9640e-06	0:00:22	963
38	3.4441e-12	3.9640e-06	0:00:17	962
39	2.0574e-12	3.9640e-06	0:00:14	961
!	40	solution is converged		
40	1.2317e-12	2.4583e-07	0:00:11	960
Area-Weighted Average Beam Irradiation Flux				(w/m2)

face_sup.				1000
Area-Weighted Average Transmitted Radiation Flux				(w/m2)

face_inf.				982.67957

Figure III.12 : Résultat de la simulation numérique de l'EVA.

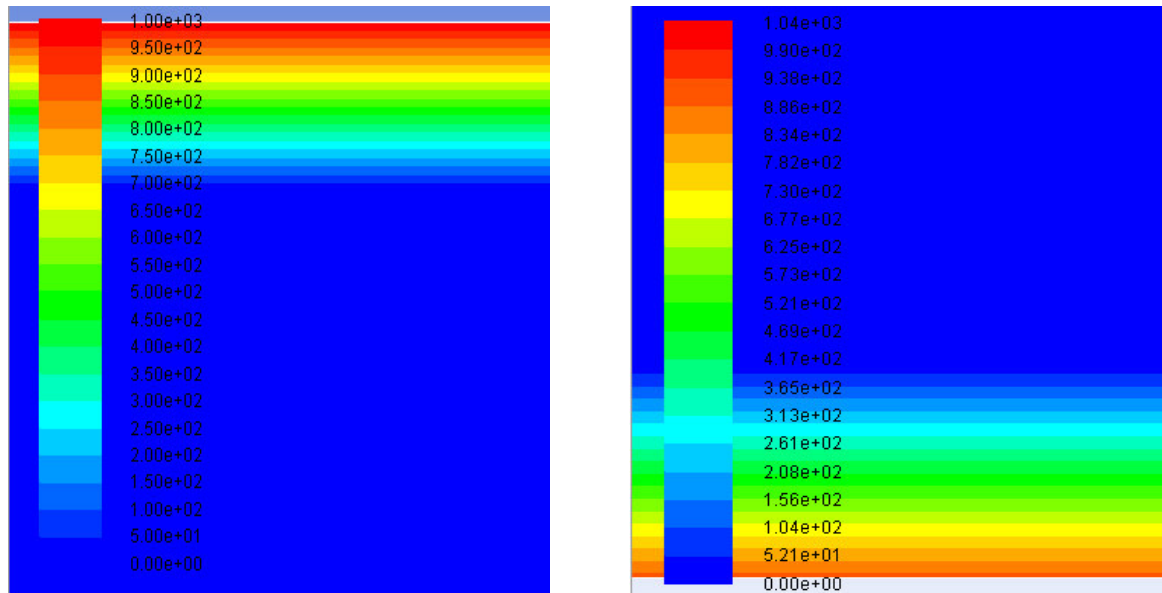
Le coefficient de transmission :

$$\tau = \frac{982.6}{1000} = 98.6\%$$

On remarque que le coefficient de transmission de l'EVA est très élevé, sa fonction principale est de garder une très haute transmission de la lumière c'est pour cela qu'il est très convoité par l'industrie photovoltaïque.

○ 3^{ème} cas : modélisation du (Verre+EVA)

Afin de voir si la transmittance diminue en fonction de l'épaisseur, on propose de superposer le verre et l'EVA pour voir ce qui en résulte.



a- Surface supérieure

b- Surface inférieure

Figure III.13 : Contour du flux radiatif transmis sur la face supérieure et inférieure (Verre+EVA).

La figure III.13 représente le contour du flux radiatif transmis par une couche de (Verre+EVA), on observe une atténuation du flux radiatif de 1000 W/m^2 sur la surface supérieure du verre à 869.1 W/m^2 sur la surface inférieure de l'EVA.

```

61 1.8254e-10 7.0161e-06 0:01:26 939
62 1.6718e-11 7.0161e-06 0:01:08 938
63 1.5886e-12 7.0161e-06 0:00:55 937
64 1.4261e-13 7.0161e-06 0:00:44 936
65 1.2479e-14 7.0161e-06 0:00:35 935
66 1.2477e-15 7.0161e-06 0:00:28 934
iter      energy do-intensity      time/iter
67 1.3664e-16 7.0161e-06 0:00:22 933
68 1.0586e-16 7.0161e-06 0:00:18 932
69 8.7963e-17 7.0161e-06 0:03:20 931
70 8.8417e-17 1.8994e-06 0:02:40 930
71 4.9495e-11 1.8994e-06 0:02:08 929
72 4.5184e-12 1.8994e-06 0:01:42 928
73 4.3039e-13 1.8994e-06 0:01:22 927
74 3.8664e-14 1.8994e-06 0:01:05 926
75 3.3825e-15 1.8994e-06 0:00:52 925
76 3.0935e-16 1.8994e-06 0:00:42 924
77 1.0648e-16 1.8994e-06 0:00:33 923
iter      energy do-intensity      time/iter
78 8.9772e-17 1.8994e-06 0:00:27 922
79 8.6796e-17 1.8994e-06 0:00:21 921
? 80 solution is converged
80 8.8312e-17 5.2300e-07 0:03:21 920

```

Area-Weighted Average Beam Irradiation Flux	(w/m2)

verre_sup	1000
Area-Weighted Average Transmitted Radiation Flux	(w/m2)

eva_inf	869.11865

Figure III.14 : Résultat de la simulation numérique de la couche de (Verre+ EVA).

Le coefficient de transmission :

$$\tau = \frac{869.1}{1000} = 86.91\%$$

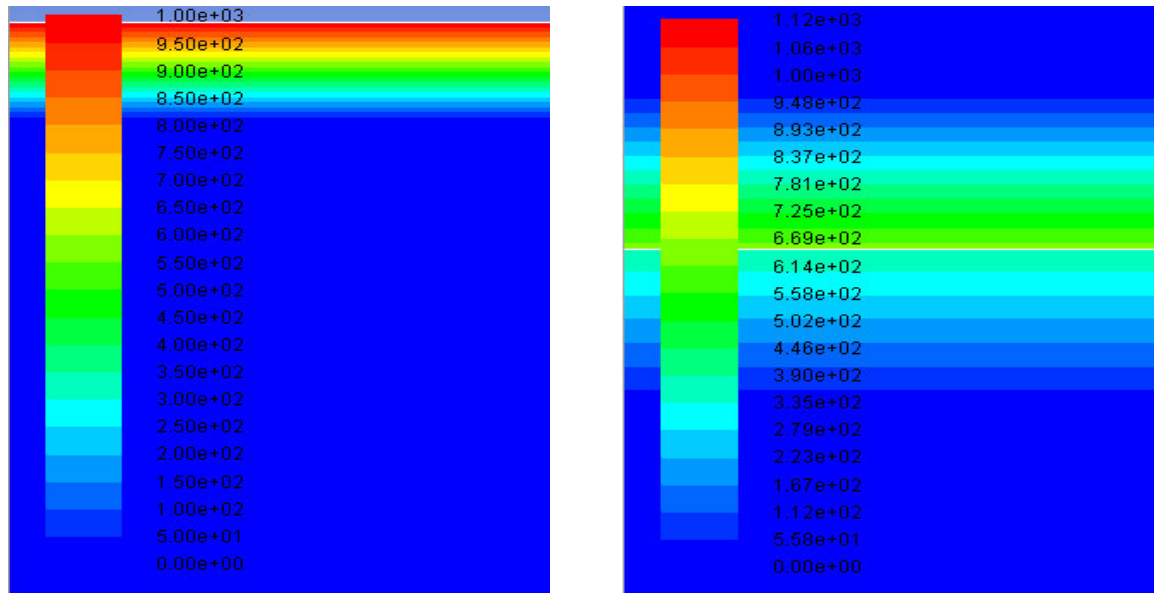
On remarque que la transmittance diminue sensiblement comparé au cas précédents, on déduit qu'elle a diminué à l'augmentation de l'épaisseur optique (aL).

a : Coefficient d'absorption

b : Longueur caractéristique

○ 4^{ème} cas : modélisation du (verre+ EVA+ Si)

On ajoute une troisième couche de silicium (corps opaque) constituant le module photovoltaïque pour pouvoir estimer la quantité du flux radiatif transmis à la cellule.



a- Surface supérieure

b- Surface inférieure EVA.

Figure III.15 : Contour du flux radiatif de la couche de (Verre+ EVA+ Si).

La figure III.15 représente le contour du flux radiatif de la couche de (Verre+ EVA+ Si), on reçoit un flux radiatif de 633.1 W/m^2 à la surface inférieure de l'EVA (le silicium est un corps opaque donc on étudie la transmittance au niveau de la surface inférieure de l'EVA) pour un flux initial de 1000 W/m^2 sur la surface supérieure du verre.

```

827 6.2767e-14 1.2831e-06 0:00:22 173
828 4.0616e-14 1.2831e-06 0:00:18 172
829 2.7251e-14 1.2831e-06 0:00:14 171
830 1.8416e-14 1.1772e-06 0:00:11 170
831 1.7693e-11 1.1772e-06 0:00:09 169
832 7.1668e-12 1.1772e-06 0:00:41 168
833 2.9657e-12 1.1772e-06 0:00:32 167
834 1.2247e-12 1.1772e-06 0:00:26 166
835 5.0419e-13 1.1772e-06 0:00:20 165
836 2.1654e-13 1.1772e-06 0:00:16 164
iter      energy do-intensity      time/iter
837 1.0800e-13 1.1772e-06 0:00:13 163
838 6.2761e-14 1.1772e-06 0:00:10 162
839 4.0919e-14 1.1772e-06 0:00:08 161
840 2.8420e-14 1.0433e-06 0:00:38 160
841 1.6831e-11 1.0433e-06 0:00:31 159
842 6.8231e-12 1.0433e-06 0:00:24 158
843 2.8290e-12 1.0433e-06 0:00:19 157
844 1.1678e-12 1.0433e-06 0:00:15 156
845 4.8070e-13 1.0433e-06 0:00:12 155
846 2.0844e-13 1.0433e-06 0:00:10 154
847 1.0518e-13 1.0433e-06 0:00:38 153
iter      energy do-intensity      time/iter
848 6.2038e-14 1.0433e-06 0:00:30 152
849 4.0648e-14 1.0433e-06 0:00:24 151
? 850 solution is converged
850 2.8183e-14 9.6826e-07 0:00:19 150

      Area-Weighted Average
      Beam Irradiation Flux                (w/m2)
-----
      face_sup_verre                       1000

      Area-Weighted Average
      Transmitted Radiation Flux           (w/m2)
-----
      face_inf_eva                          633.10461

```

Figure III.16 : Résultat de la simulation numérique de la couche de (Verre +EVA +Si).

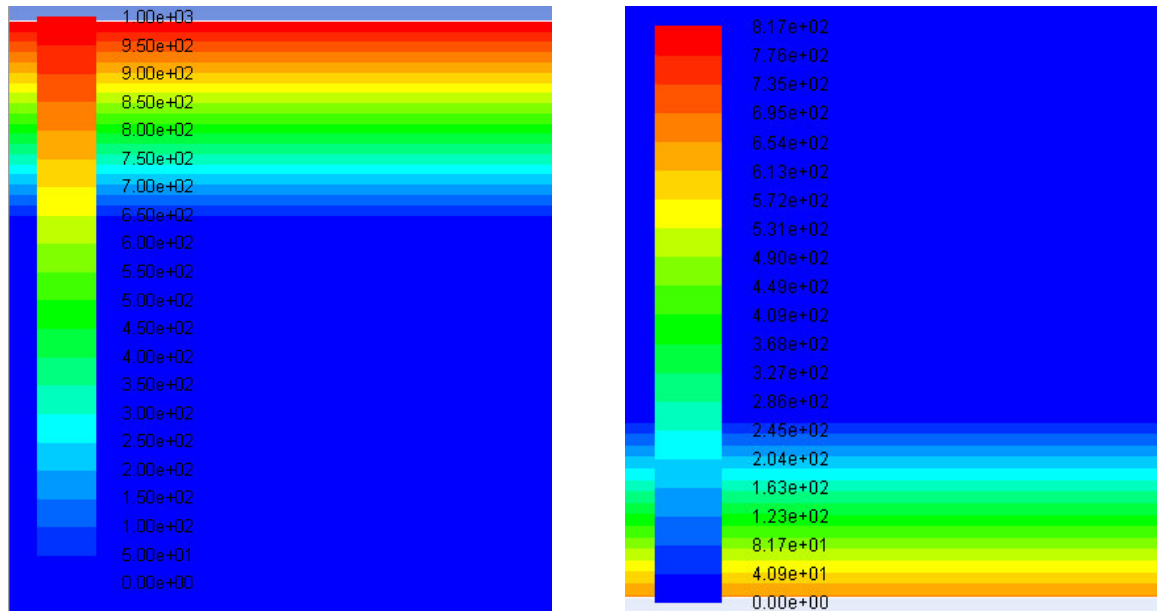
Le coefficient de transmission :

$$\tau = \frac{633.1}{1000} = 63.31\%$$

On remarque que la transmittance a encore diminué au rajout d'une 3^{ème} couche.

○ 5^{ème} cas modélisation d'une couche de verre (pyrex)

Dans ce cas nous avons choisi de modéliser un autre type de verre afin de comparer sa transmittance avec le premier verre qu'on étudier.



a- Surface supérieure

b- Surface inférieure

Figure III.17 : Contour du flux radiatif de la couche de verre (pyrex)

La figure III.17 représente le contour du flux radiatif de la couche de verre (pyrex), on observe que le flux radiatif est à son maximum 1000 W/m^2 sur la surface supérieure du verre et qu'il est de l'ordre de 647.6 W/m^2 sur la surface inférieure.

147	2.5502e-15	3.0728e-06	0:00:15	853
148	1.2044e-15	3.0728e-06	0:00:12	852
149	1.1401e-15	3.0728e-06	0:00:10	851
150	1.0774e-15	2.1034e-06	0:00:08	850
151	2.6958e-08	2.1034e-06	0:00:06	849
152	1.0165e-09	2.1034e-06	0:02:54	848
153	7.1019e-11	2.1034e-06	0:02:19	847
154	6.4503e-12	2.1034e-06	0:01:51	846
iter	energy	do-intensity	time/iter	
155	5.7840e-13	2.1034e-06	0:01:29	845
156	2.5701e-14	2.1034e-06	0:01:11	844
157	2.0189e-15	2.1034e-06	0:00:57	843
158	1.2216e-15	2.1034e-06	0:00:45	842
159	1.1590e-15	2.1034e-06	0:00:36	841
160	1.1015e-15	1.4408e-06	0:00:29	840
161	1.8432e-08	1.4408e-06	0:00:23	839
162	6.9772e-10	1.4408e-06	0:00:19	838
163	4.8744e-11	1.4408e-06	0:00:15	837
164	4.3999e-12	1.4408e-06	0:00:12	836
165	3.9175e-13	1.4408e-06	0:00:09	835
iter	energy	do-intensity	time/iter	
166	1.7433e-14	1.4408e-06	0:00:08	834
167	1.5953e-15	1.4408e-06	0:00:06	833
168	1.3064e-15	1.4408e-06	0:00:05	832
169	1.2345e-15	1.4408e-06	0:00:04	831
! 170	solution is converged			
170	1.1707e-15	9.8684e-07	0:02:49	830
Area-Weighted Average Beam Irradiation Flux				(w/m2)

face_sup.				1000
Area-Weighted Average Transmitted Radiation Flux				(w/m2)

face_inf.				647.65643

Figure III.18 : Résultat de la simulation numérique de la couche de verre (pyrex).

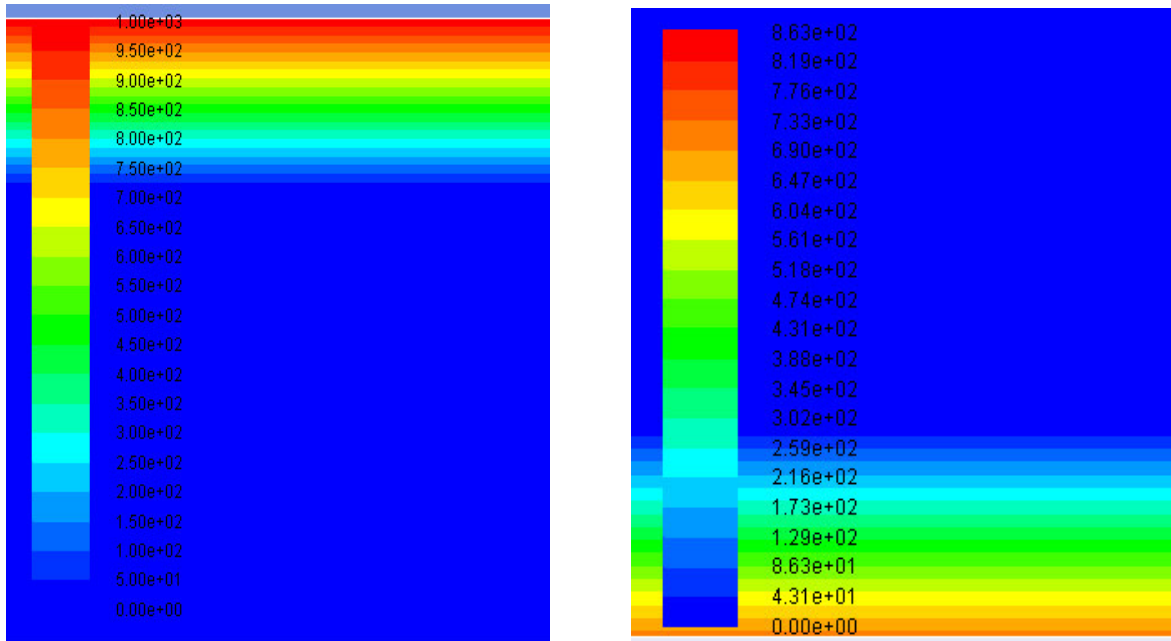
Coefficient de transmission :

$$\tau = \frac{647.6}{1000} = 64.7\%$$

On remarque que le coefficient de transmission est beaucoup moins élevé que celui du verre trempé utilisé dans le premier cas.

○ 6^{ème} cas modélisation du polymère polypropylène

Dans ce cas, nous modéliserons un autre polymère afin de le comparer avec le premier polymère (EVA).



a- Surface supérieure

b- Surface inférieure

Figure III.19 : Contour du flux radiatif du polymère polypropylène.

La figure III.19 représente le contour du flux radiatif du polymère polypropylène. On observe que le flux radiatif est de 1000 W/m^2 sur la surface supérieure du polypropylène et de 709.5 W/m^2 sur la surface inférieure.

```

302 6.1487e-11 1.1899e-06 0:00:59 698
303 4.1431e-12 1.1899e-06 0:00:47 697
304 3.2399e-13 1.1899e-06 0:00:37 696
305 2.6183e-14 1.1899e-06 0:00:30 695
306 2.3466e-15 1.1899e-06 0:00:24 694
307 6.4176e-16 1.1899e-06 0:00:19 693
308 6.2166e-16 1.1899e-06 0:00:15 692
iter   energy do-intensity  time/iter
309 5.9743e-16 1.1899e-06 0:00:12 691
310 5.7866e-16 1.0332e-06 0:00:10 690
311 5.2768e-10 1.0332e-06 0:00:08 689
312 4.4426e-11 1.0332e-06 0:00:06 688
313 3.3606e-12 1.0332e-06 0:00:05 687
314 2.5363e-13 1.0332e-06 0:02:21 686
315 2.0059e-14 1.0332e-06 0:01:53 685
316 1.8934e-15 1.0332e-06 0:01:30 684
317 6.3251e-16 1.0332e-06 0:01:12 683
318 6.1133e-16 1.0332e-06 0:00:57 682
319 5.8605e-16 1.0332e-06 0:00:46 681
iter   energy do-intensity  time/iter
? 320 solution is converged
320 5.6565e-16 9.0144e-07 0:00:37 680

          Area-Weighted Average
          Beam Irradiation Flux                (w/m2)
-----
                    face_sup.                1000

          Area-Weighted Average
          Transmitted Radiation Flux            (w/m2)
-----
                    face_inf.                709.53778

```

Figure III.20 : Résultat de la simulation numérique de la couche de polypropylène.

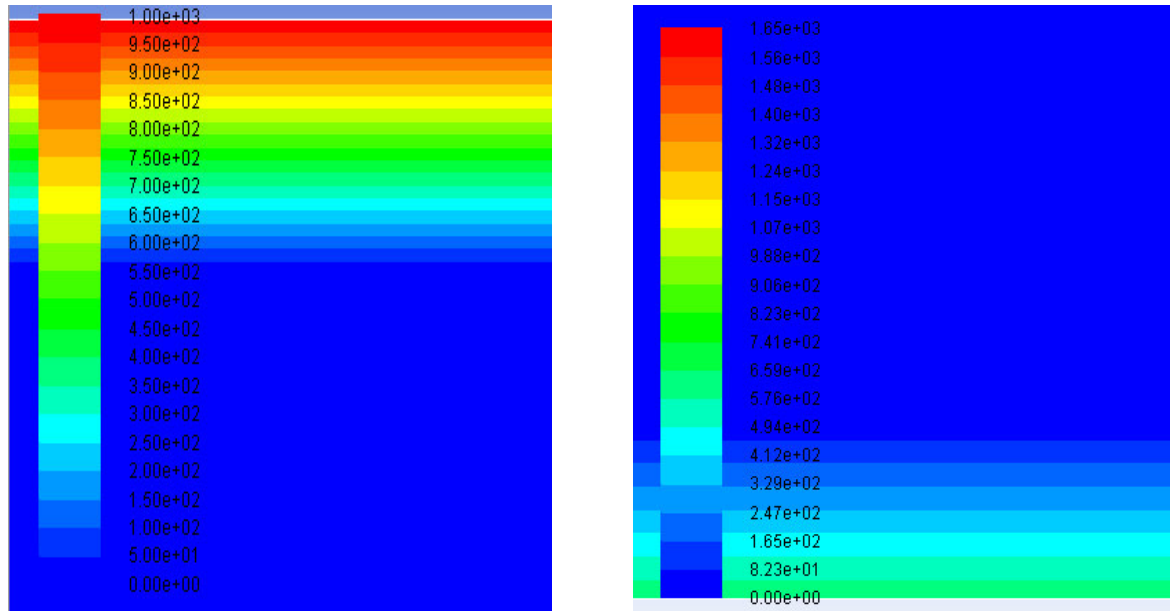
Le coefficient de transmission :

$$\tau = \frac{709.5}{1000} = 70.9\%$$

On remarque que comparé au premier polymère l'EVA ; le coefficient de transmission du polypropylène est beaucoup plus faible.

○ 7^{ème} cas modélisation du (verre (pyrex) + polypropylène)

Dans ce cas on a superposé les deux couches de verre (pyrex) et de polypropylène pour comparer les résultats obtenus avec ceux du (Verre+ EVA).



a- Surface supérieure

b- Surface inférieure

Figure III.21 : Contour du flux radiatif de la couche de (Verre+ Polypropylène).

La figure III.21 représente le flux radiatif de la couche de (Verre+ Polypropylène), on observe que le flux radiatif est de 1000 W/m^2 sur la surface supérieure du verre et de 629.8 W/m^2 sur la surface inférieure du polypropylène.

```

236 2.1118e-14 2.0201e-06 0:00:04 764
237 2.1044e-15 2.0201e-06 0:00:04 763
238 4.0515e-16 2.0201e-06 0:00:03 762
239 2.5209e-16 2.0201e-06 0:02:34 761
240 1.7110e-16 1.5903e-06 0:02:03 760
241 7.0150e-09 1.5903e-06 0:01:39 759
242 5.1627e-10 1.5903e-06 0:01:19 758
iter      energy do-intensity      time/iter
243 3.0370e-11 1.5903e-06 0:01:03 757
244 2.2077e-12 1.5903e-06 0:00:50 756
245 1.8166e-13 1.5903e-06 0:00:40 755
246 1.6572e-14 1.5903e-06 0:00:32 754
247 1.6195e-15 1.5903e-06 0:00:26 753
248 5.2938e-16 1.5903e-06 0:00:20 752
249 3.1525e-16 1.5903e-06 0:00:16 751
250 2.0478e-16 1.2489e-06 0:00:13 750
251 5.5476e-09 1.2489e-06 0:00:10 749
252 4.0555e-10 1.2489e-06 0:00:08 748
253 2.3672e-11 1.2489e-06 0:00:07 747
iter      energy do-intensity      time/iter
254 1.7044e-12 1.2489e-06 0:00:05 746
255 1.3689e-13 1.2489e-06 0:02:33 745
256 1.2038e-14 1.2489e-06 0:02:02 744
257 1.1385e-15 1.2489e-06 0:01:38 743
258 3.7865e-16 1.2489e-06 0:01:18 742
259 2.3327e-16 1.2489e-06 0:01:02 741
! 260 solution is converged
260 1.5852e-16 9.8006e-07 0:00:50 740

Area-Weighted Average
Beam Irradiation Flux (w/m2)
-----
verre_sup 1000

Area-Weighted Average
Transmitted Radiation Flux (w/m2)
-----
eva_inf 629.83881

```

Figure III.22 : Résultat de la simulation numérique du (Verre+ Polypropylène).

Le coefficient de transmission :

$$\tau = \frac{629.8}{1000} = 62.8\%$$

On remarque que le coefficient de transmission est beaucoup moins important que celui du verre trempé+ EVA.

➤ **Interprétation des 7 derniers cas (sans vieillissement)**

On a étudié en premier lieu la transmittance du verre et de l'EVA séparément, et avons déterminé que les deux matériaux se caractérisent par un coefficient de transmission élevé, respectivement 89.2% et 98.2%.

La superposition des deux couches verre et EVA montre que la transmittance ($\tau = 86.9\%$) diminue de manière exponentielle quand l'épaisseur optique augmente.

Par la suite, on a rajouté une troisième couche de silicium aux deux précédentes couches (Verre+ EVA) remarquant que la transmittance a encore diminué ($\tau = 63.31\%$) en raison du coefficient d'absorption important du silicium (corps opaque).

Enfin, nous avons choisi de modéliser un autre type de verre et un autre type de polymère afin de comparer et de voir quel type se caractérise par la meilleure transmittance (64.7% pour le pyrex et 70.9% pour le polypropylène). On en conclue que le verre trempé et l'EVA reste toujours les matériaux les plus adaptés pour la fabrication des modules photovoltaïques compte tenu de leurs caractéristiques optiques intéressantes.

III.5.5. Modélisation avec vieillissement

○ 1^{er} cas modélisation du (verre+air+EVA+ Si)

Dans le premier cas de la modélisation avec vieillissement on introduit une couche d'air d'une épaisseur de 2 mm entre le verre et l'EVA en ajoutant la troisième couche de silicium (Verre+ Air+ EVA+ Si).

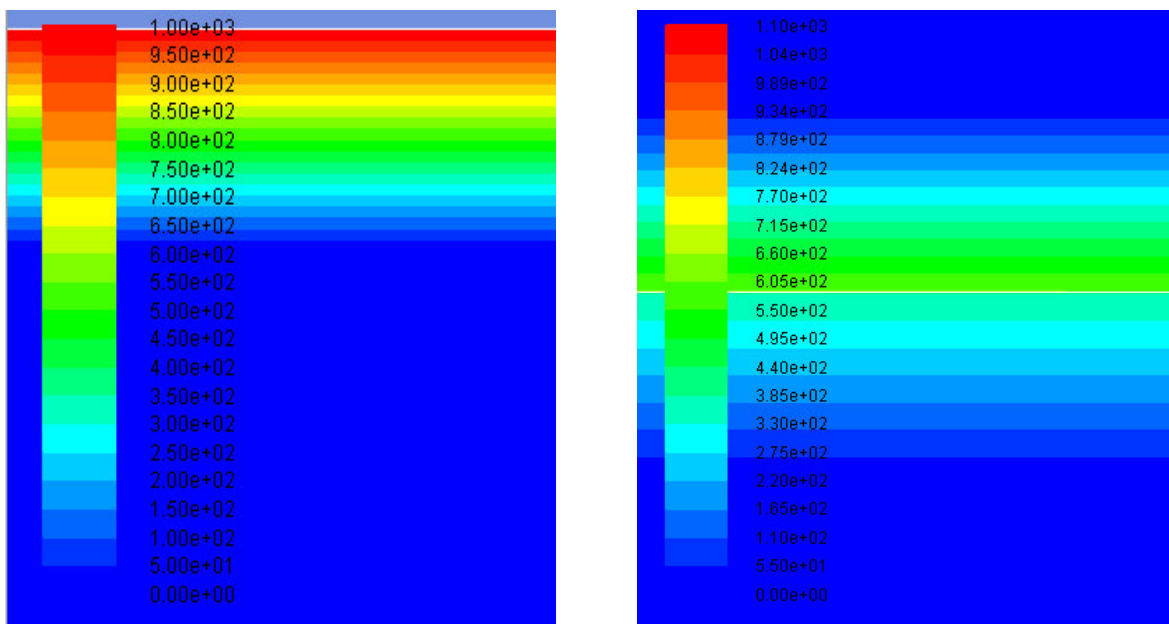


Figure III.23 : Contour du flux radiatif de la couche de (Verre + Air+ EVA+ Si).

La figure III.23 représente le contour du flux radiatif de la couche de (Verre +Air +EVA +Si), un flux de 1000W/m^2 arrive sur la face supérieure du verre et s'atténue de 401.2 W/m^2 en arrivant à la surface inférieure de l'EVA.

```

937 1.0894e-16 1.1585e-06 0:00:15 63
938 8.9821e-17 1.1585e-06 0:00:12 62
939 9.1486e-17 1.1585e-06 0:00:09 61
940 8.7660e-17 1.5321e-06 0:00:07 60
941 2.6388e-11 1.5321e-06 0:00:06 59
942 2.1527e-12 1.5321e-06 0:00:05 58
943 2.0070e-13 1.5321e-06 0:00:04 57
944 1.9986e-14 1.5321e-06 0:00:14 56
945 1.9035e-15 1.5321e-06 0:00:11 55
946 1.9427e-16 1.5321e-06 0:00:09 54
iter      energy do-intensity      time/iter
947 9.7820e-17 1.5321e-06 0:00:07 53
948 8.7861e-17 1.5321e-06 0:00:05 52
949 8.8167e-17 1.5321e-06 0:00:04 51
950 9.1776e-17 1.6985e-06 0:00:03 50
951 1.3119e-11 1.6985e-06 0:00:03 49
952 1.2327e-12 1.6985e-06 0:00:12 48
953 1.0941e-13 1.6985e-06 0:00:09 47
954 1.0572e-14 1.6985e-06 0:00:07 46
955 9.8983e-16 1.6985e-06 0:00:06 45
956 1.1312e-16 1.6985e-06 0:00:04 44
957 9.0228e-17 1.6985e-06 0:00:03 43
iter      energy do-intensity      time/iter
958 8.6234e-17 1.6985e-06 0:00:03 42
959 9.0508e-17 1.6985e-06 0:00:02 41
? 960 solution is converged
960 9.0126e-17 9.4457e-07 0:00:10 40

          Area-Weighted Average
          Beam Irradiation Flux                (w/m2)
-----
          verre__sup                          1000

          Area-Weighted Average
          Transmitted Radiation Flux           (w/m2)
-----
          eva_inf                             598.84503

```

Figure III.24 : Résultat de la simulation numérique de la couche de (Verre +air +EVA +Si).

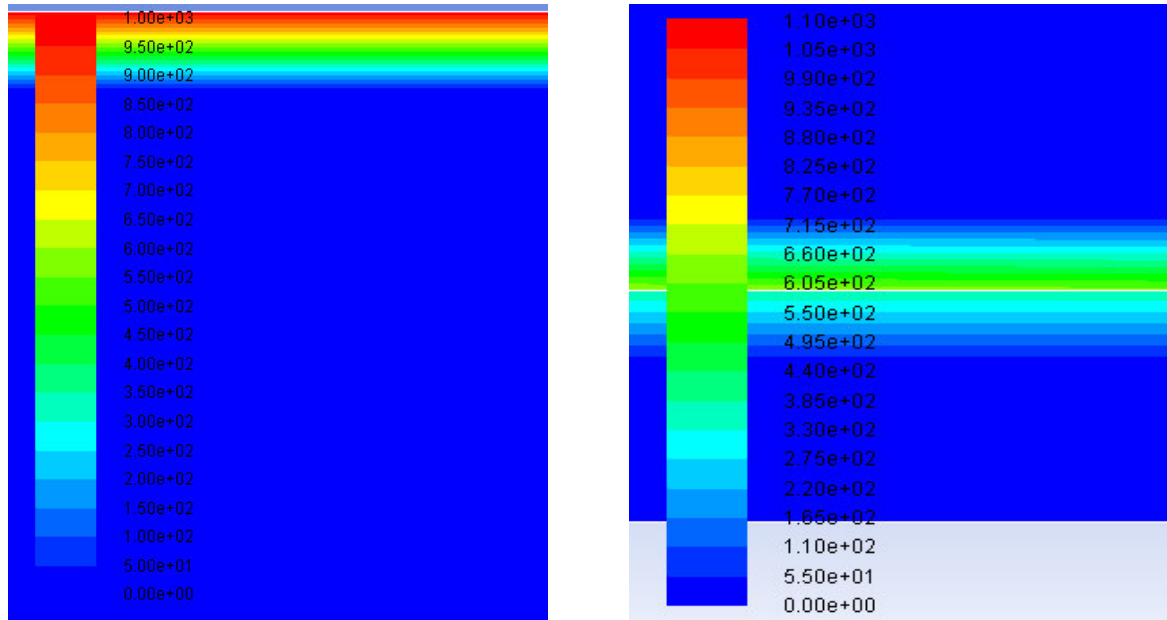
Coefficient de transmission :

$$\tau = \frac{598.8}{1000} = 59.88 \%$$

On remarque que le coefficient de transmission a diminuer par rapport au 4^{ème} cas de la modélisation sans vieillissement.

○ 2^{ème} cas modélisation du (verre+ EVA+ Air +Si)

Dans ce cas, on introduit la couche d'air de 2mm d'épaisseur entre l'EVA et le Silicium pour voir quelle emplacement de la couche d'air affecte le plus la transmittance.



a- Surface supérieure

b- Surface inférieure

Figure III.25 : Contour du flux radiatif de la couche de (Verre +EVA +Air +Si).

La figure III.25 représente le contour radiatif de la couche de (Verre+ EVA+ Air+ Si), on observe que le flux radiatif est de 1000 W/m^2 sur la surface supérieure, et diminue jusqu'à 593.5 W/m^2 sur la surface inférieure de l'air.

996	1.8094e-16	1.1432e-06	0:00:00	4
997	9.7272e-17	1.1432e-06	0:00:00	3
998	9.1629e-17	1.1432e-06	0:00:00	2
999	8.9040e-17	1.1432e-06	0:00:00	1
1000	8.8912e-17	1.1097e-06	0:00:00	0
iter	energy	do-intensity	time/iter	
1000	8.8912e-17	1.1097e-06	0:03:05	1000
1001	2.3523e-11	1.1097e-06	0:02:28	999
1002	2.0945e-12	1.1097e-06	0:01:58	998
1003	2.0120e-13	1.1097e-06	0:01:34	997
1004	2.0026e-14	1.1097e-06	0:01:15	996
1005	1.7883e-15	1.1097e-06	0:01:00	995
1006	1.8580e-16	1.1097e-06	0:00:48	994
1007	9.9090e-17	1.1097e-06	0:00:39	993
1008	8.9086e-17	1.1097e-06	0:00:31	992
1009	8.7295e-17	1.1097e-06	0:00:25	991
1010	9.3144e-17	1.2119e-06	0:03:38	990
iter	energy	do-intensity	time/iter	
1011	1.4914e-11	1.2119e-06	0:02:54	989
1012	1.0216e-12	1.2119e-06	0:02:19	988
1013	8.7950e-14	1.2119e-06	0:01:51	987
1014	8.7832e-15	1.2119e-06	0:01:29	986
1015	8.0084e-16	1.2119e-06	0:01:11	985
1016	1.0151e-16	1.2119e-06	0:00:57	984
1017	9.2801e-17	1.2119e-06	0:00:45	983
1018	9.4244e-17	1.2119e-06	0:00:36	982
1019	9.7246e-17	1.2119e-06	0:03:45	981
! 1020	solution is converged			
1020	1.0280e-16	9.2538e-07	0:03:00	980
Area-Weighted Average Beam Irradiation Flux			(w/m2)	

verre_sup			1000	
Area-Weighted Average Transmitted Radiation Flux			(w/m2)	

air_inf			593.51068	

Figure III.26 : Résultat de la simulation numérique de la couche (Verre+ EVA+ Air+ Si).

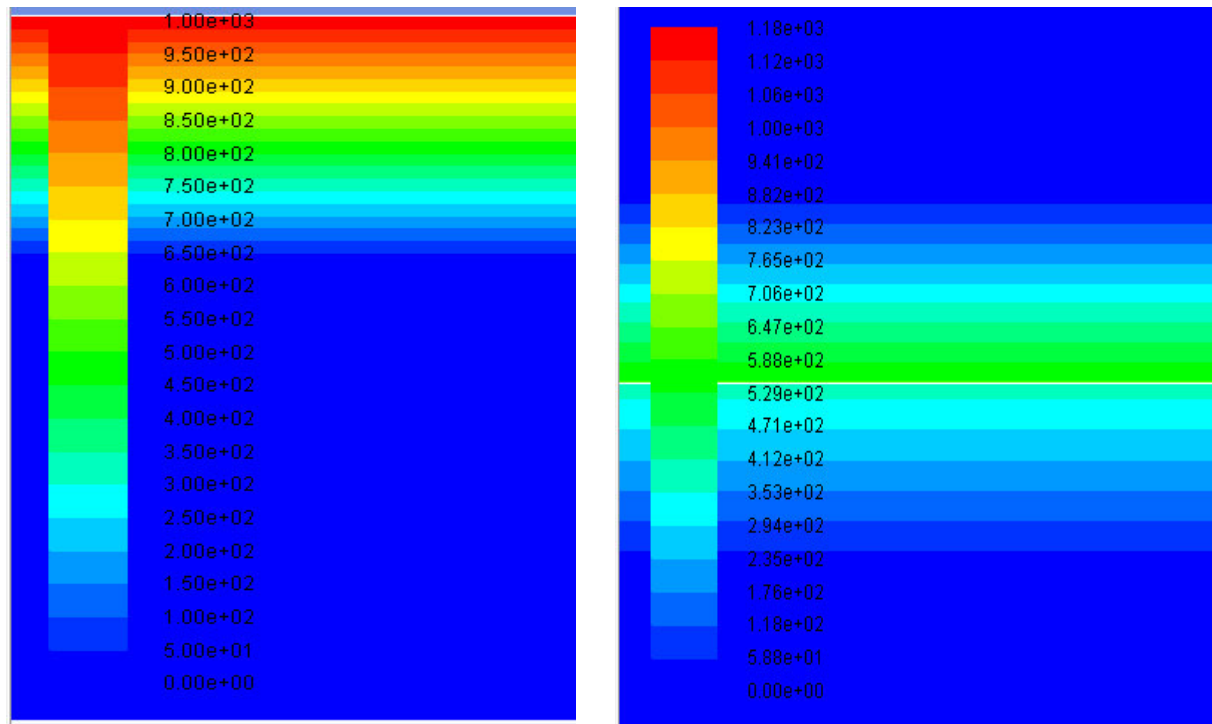
Coefficient de transmission :

$$\tau = \frac{593.5}{1000} = 59.35 \%$$

On remarque que la transmittance a diminuer encore plus quand on a placer la couche d'air entre l'EVA et le Silicium.

○ 3^{ème} cas modélisation du (Verre+ Air+ Eau+ EVA+Si)

Dans ce cas nous étudierons un autre type de vieillissement en introduisant une couche d'eau de 0.2mm d'épaisseur plus une couche d'air de 2mm entre le verre et l'EVA afin de reproduire l'effet de pénétration d'eau.



a- Surface supérieure

b- Surface inférieure

Figure III.27 : Contour du flux radiatif de la couche de (Verre+ Eau+ Air+ EVA+ Si).

La figure III.27 représente le contour du flux radiatif de la couche de (Verre+ Eau+ Air+ EVA+ Si), on observe que le flux radiatif s'est atténué de 1000 W/m^2 sur la surface supérieure du verre à 537.4 W/m^2 sur la surface inférieure de l'EVA.

```

1094 1.4882e-14 1.1900e-06 0:00:58 906
1095 1.4150e-15 1.1900e-06 0:03:47 905
1096 2.0772e-16 1.1900e-06 0:03:02 904
1097 1.0107e-16 1.1900e-06 0:02:25 903
1098 9.3036e-17 1.1900e-06 0:01:56 902
iter      energy do-intensity      time/iter
1099 9.3377e-17 1.1900e-06 0:01:33 901
1100 9.1903e-17 1.1873e-06 0:01:14 900
1101 1.3133e-11 1.1873e-06 0:00:59 899
1102 1.2792e-12 1.1873e-06 0:03:47 898
1103 1.2610e-13 1.1873e-06 0:03:01 897
1104 1.2556e-14 1.1873e-06 0:02:25 896
1105 1.2095e-15 1.1873e-06 0:01:56 895
1106 1.8824e-16 1.1873e-06 0:01:33 894
1107 1.0600e-16 1.1873e-06 0:01:14 893
1108 9.2262e-17 1.1873e-06 0:00:59 892
1109 8.5048e-17 1.1873e-06 0:03:45 891
iter      energy do-intensity      time/iter
1110 9.6777e-17 1.0248e-06 0:03:00 890
1111 1.6216e-11 1.0248e-06 0:02:24 889
1112 1.5192e-12 1.0248e-06 0:01:55 888
1113 1.4119e-13 1.0248e-06 0:01:32 887
1114 1.3942e-14 1.0248e-06 0:01:13 886
1115 1.3302e-15 1.0248e-06 0:00:59 885
1116 2.0108e-16 1.0248e-06 0:03:44 884
1117 1.0849e-16 1.0248e-06 0:02:59 883
1118 9.9990e-17 1.0248e-06 0:02:23 882
1119 9.1067e-17 1.0248e-06 0:01:54 881
? 1120 solution is converged
1120 9.7173e-17 9.9521e-07 0:01:31 880

Area-Weighted Average
Beam Irradiation Flux (w/m2)
-----
verre_sup 1000

Area-Weighted Average
Transmitted Radiation Flux (w/m2)
-----
eva_inf 537.42944

```

Figure III.28 : Résultat de la simulation numérique de la couche de (Verre+ Eau+ Air+ EVA+ Si).

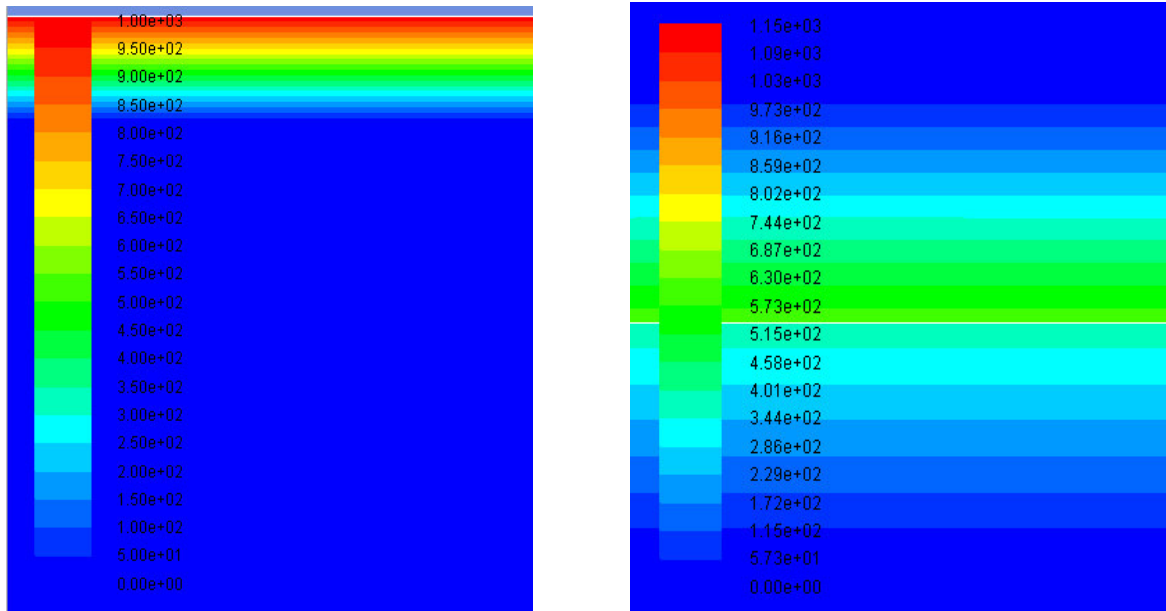
Coefficient de transmission :

$$\tau = \frac{537.4}{1000} = 53.74$$

On remarque que le coefficient de transmission s'est encore affaibli en ajoutant l'eau et l'air entre le verre et l'EVA.

○ 4^{ème} cas modélisation du (verre+ EVA+ Air+ Eau+ si)

Dans ce cas, le changement est porté seulement sur l'emplacement de l'eau et l'air pour repérer quel positionnement influence le plus la transmittance.



a- Surface supérieure

b- Surface inférieure

Figure III.29 : Contour du flux radiatif de la couche de (Verre+ EVA+ Eau+ Air+ Si).

La figure III.29 représente le contour du flux radiatif de la couche de (Verre+ EVA+ Eau+ Air+ Si), on observe que le flux radiatif est à son maximum 1000 W/m² sur la surface supérieure du verre, et s'affaiblie jusqu'à 541.3 W/m² sur la surface inférieure de l'air.


```

1114 2.1560e-14 1.0866e-06 0:01:11 886
1115 2.4691e-15 1.0866e-06 0:00:57 885
1116 3.5130e-16 1.0866e-06 0:03:42 884
1117 1.2403e-16 1.0866e-06 0:02:58 883
1118 1.0622e-16 1.0866e-06 0:02:22 882
1119 9.5292e-17 1.0866e-06 0:01:53 881
1120 1.0040e-16 1.0361e-06 0:01:31 880
iter      energy do-intensity      time/iter
1121 1.5387e-11 1.0361e-06 0:01:12 879
1122 1.5283e-12 1.0361e-06 0:03:53 878
1123 1.6766e-13 1.0361e-06 0:03:07 877
1124 1.8967e-14 1.0361e-06 0:02:29 876
1125 2.1716e-15 1.0361e-06 0:01:59 875
1126 3.2550e-16 1.0361e-06 0:01:35 874
1127 1.2127e-16 1.0361e-06 0:01:16 873
1128 9.5073e-17 1.0361e-06 0:01:01 872
1129 9.7172e-17 1.0361e-06 0:00:49 871
1130 8.7576e-17 1.0424e-06 0:03:33 870
1131 1.1708e-11 1.0424e-06 0:02:50 869
iter      energy do-intensity      time/iter
1132 1.0967e-12 1.0424e-06 0:02:16 868
1133 1.2314e-13 1.0424e-06 0:01:49 867
1134 1.3929e-14 1.0424e-06 0:01:27 866
1135 1.6169e-15 1.0424e-06 0:01:09 865
1136 2.6546e-16 1.0424e-06 0:00:55 864
1137 1.0874e-16 1.0424e-06 0:03:37 863
1138 9.7545e-17 1.0424e-06 0:02:53 862
1139 9.0908e-17 1.0424e-06 0:02:18 861
? 1140 solution is converged
1140 9.9346e-17 9.1232e-07 0:01:51 860

          Area-Weighted Average
          Beam Irradiation Flux          (w/m2)
-----
                    verre_sup          1000

          Area-Weighted Average
          Transmitted Radiation Flux     (w/m2)
-----
                    air_inf          541.30353

```

Figure III.30 : Résultat de la simulation numérique de la couche de (Verre+ EVA+ Eau+ Air+ Si).

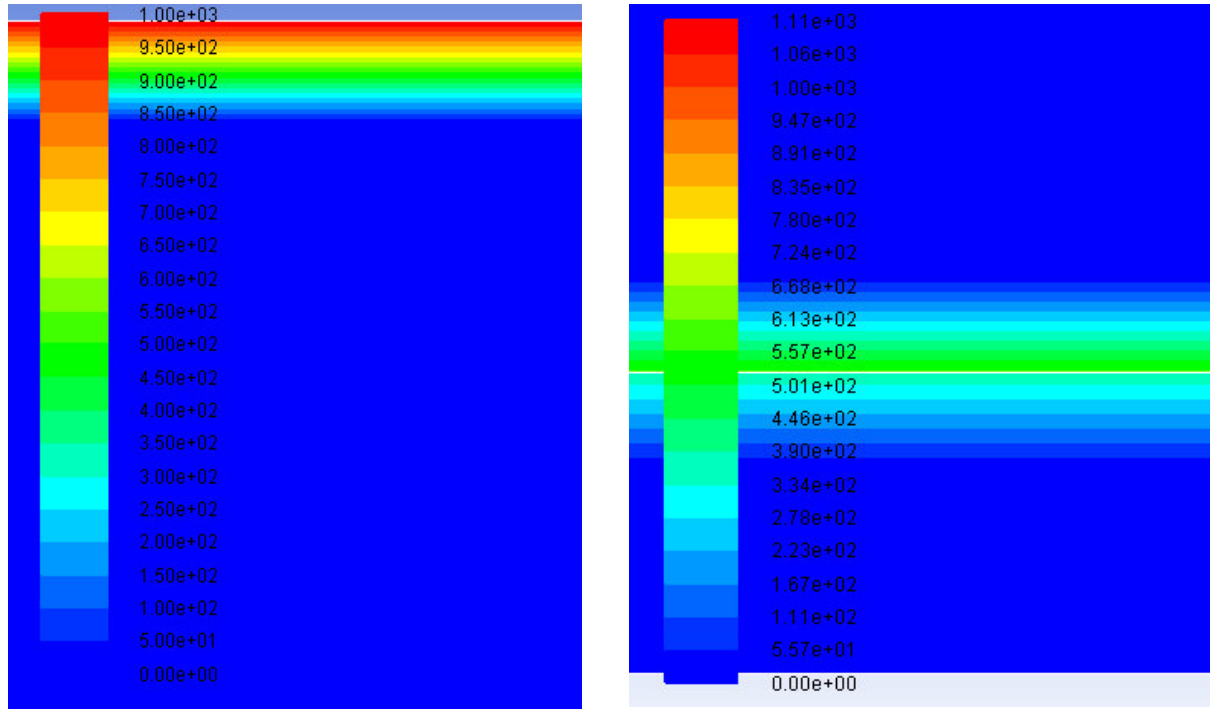
Coefficient de transmission :

$$\tau = \frac{541.3}{1000} = 54.13\%$$

On remarque que la transmittance a diminué par rapport au cas : “Eau et air“ entre le verre et l’EVA.

○ 5^{ème} cas : Modélisation du (Verre+ Air+ Poussière+ EVA+ Si)

Afin de reproduire l'effet de la pénétration de poussière, on introduit une couche d'air de 2 mm plus une couche de poussière de 3 mm entre le verre et l'EVA.



a- Surface supérieure

b- Surface inférieure

Figure III.31 : Contour du flux radiatif de la couche de (Verre+ Air+ Poussière+ EVA+ Si)

La figure III.31 représente le flux radiatif de la couche de (Verre+ Air+ Poussière+ EVA+ Si), la surface supérieure est exposée à 1000 W/m^2 , on obtient 546.9 W/m^2 à la surface inférieure de l'EVA.

```

2314 4.0847e-15 1.0821e-06 0:00:40 686
2315 3.8917e-16 1.0821e-06 0:00:32 685
2316 9.8761e-17 1.0821e-06 0:00:26 684
2317 8.9433e-17 1.0821e-06 0:00:21 683
2318 9.0580e-17 1.0821e-06 0:02:33 682
iter      energy do-intensity      time/iter
2319 9.1566e-17 1.0821e-06 0:02:02 681
2320 8.4928e-17 1.0500e-06 0:01:38 680
2321 4.7541e-12 1.0500e-06 0:01:18 679
2322 4.6307e-13 1.0500e-06 0:01:02 678
2323 4.4598e-14 1.0500e-06 0:00:50 677
2324 4.0271e-15 1.0500e-06 0:00:40 676
2325 3.7558e-16 1.0500e-06 0:00:32 675
2326 1.0131e-16 1.0500e-06 0:00:25 674
2327 8.9803e-17 1.0500e-06 0:02:35 673
2328 9.2518e-17 1.0500e-06 0:02:04 672
2329 9.2237e-17 1.0500e-06 0:01:39 671
iter      energy do-intensity      time/iter
2330 9.4990e-17 1.0193e-06 0:01:19 670
2331 4.8261e-12 1.0193e-06 0:01:03 669
2332 4.5849e-13 1.0193e-06 0:00:50 668
2333 4.3519e-14 1.0193e-06 0:00:40 667
2334 3.9380e-15 1.0193e-06 0:00:32 666
2335 3.6786e-16 1.0193e-06 0:00:26 665
2336 9.6268e-17 1.0193e-06 0:00:21 664
2337 9.8196e-17 1.0193e-06 0:02:29 663
2338 8.9968e-17 1.0193e-06 0:01:59 662
2339 9.0930e-17 1.0193e-06 0:01:35 661
! 2340 solution is converged
2340 9.1510e-17 9.8712e-07 0:01:16 660

          Area-Weighted Average
          Beam Irradiation Flux                (w/m2)
-----
          face_sup_verre                        1000

          Area-Weighted Average
          Transmitted Radiation Flux            (w/m2)
-----
          face_eva_inf                          546.99329

```

Figure III.32 : Résultat de la simulation numérique de la couche de (Verre+ Air+ Poussière+ EVA+ Si).

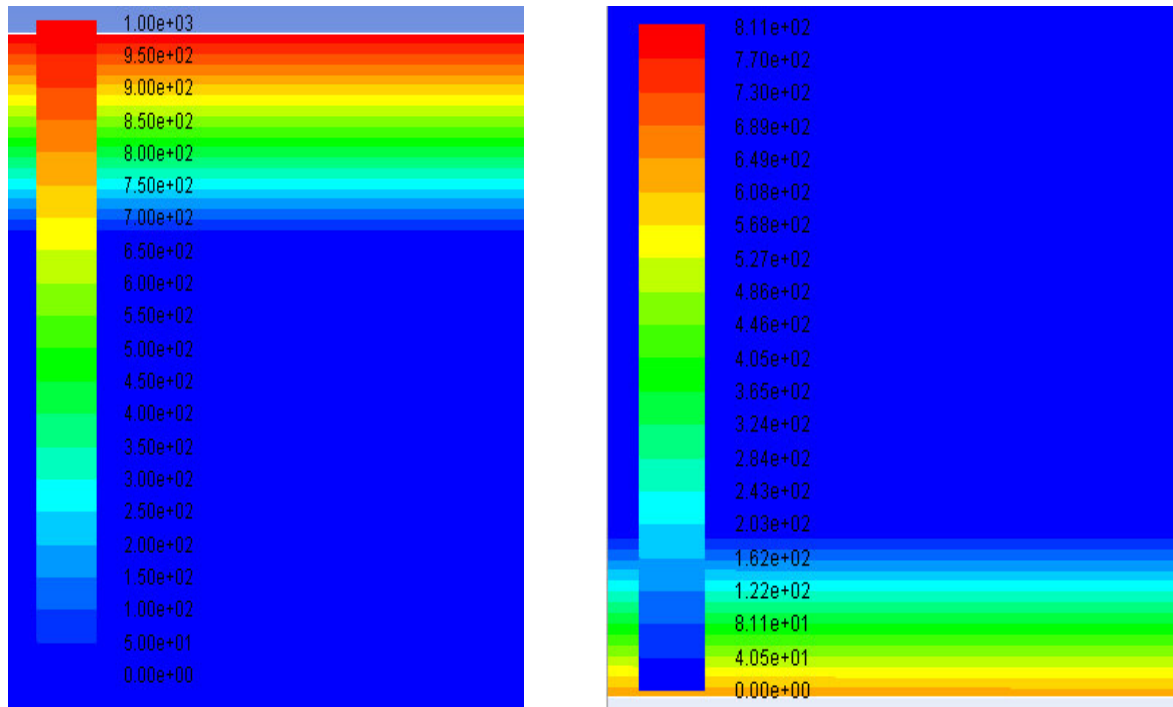
Coefficient de transmission :

$$\tau = \frac{546.9}{1000} = 54.6\%$$

On remarque que la transmission à diminué mais pas plus que le cas de la pénétration d'eau.

○ 6^{ème} cas : Modélisation du (Verre+ Poussière)

Dans ce cas l'expérimentation consiste à reproduire l'effet de jaunissement du verre en superposant une couche de poussière de 1mm plus une couche de verre de 2.5 mm afin d'étudier l'atténuation de la transmittance.



a- Surface supérieure

b- Surface inférieure

Figure III.33 : Contour du flux radiatif de la couche de (Poussière+ Verre).

La figure III.33 représente le contour du flux radiatif de la couche de (Poussière+ Verre), la couche supérieure (poussière) reçoit 1000 W/m^2 tandis que la couche inférieure (verre) ne reçoit que 616.3 W/m^2 .

616	4.6215e-16	1.4869e-06	0:01:26	384
iter	energy	do-intensity	time/iter	
617	9.8106e-17	1.4869e-06	0:01:09	383
618	8.8482e-17	1.4869e-06	0:00:55	382
619	8.7282e-17	1.4869e-06	0:00:44	381
620	8.7039e-17	1.3145e-06	0:00:35	380
621	4.4082e-11	1.3145e-06	0:00:28	379
622	5.6702e-12	1.3145e-06	0:00:22	378
623	5.6093e-13	1.3145e-06	0:00:18	377
624	5.3078e-14	1.3145e-06	0:01:29	376
625	4.5252e-15	1.3145e-06	0:01:11	375
626	4.2460e-16	1.3145e-06	0:00:57	374
627	9.9164e-17	1.3145e-06	0:00:45	373
iter	energy	do-intensity	time/iter	
628	8.6631e-17	1.3145e-06	0:00:36	372
629	8.5984e-17	1.3145e-06	0:00:29	371
630	8.7210e-17	1.1272e-06	0:00:23	370
631	3.8261e-11	1.1272e-06	0:00:18	369
632	4.7894e-12	1.1272e-06	0:00:15	368
633	4.6870e-13	1.1272e-06	0:01:25	367
634	4.2937e-14	1.1272e-06	0:01:08	366
635	4.0228e-15	1.1272e-06	0:00:54	365
636	3.8383e-16	1.1272e-06	0:00:43	364
637	1.0089e-16	1.1272e-06	0:00:34	363
638	8.6941e-17	1.1272e-06	0:00:28	362
iter	energy	do-intensity	time/iter	
639	8.6605e-17	1.1272e-06	0:00:22	361
! 640	solution is converged			
640	8.6671e-17	9.7109e-07	0:00:18	360
Area-Weighted Average Beam Irradiation Flux				(w/m2)

face_sup_poussière				1000
Area-Weighted Average Transmitted Radiation Flux				(w/m2)

face_inf_verre				616.37952

Figure III.34 : Résultat de la simulation numérique de la couche de (Poussière+ Verre).

Coefficient de transmission :

$$\tau = \frac{616.3}{1000} = 61.63\%$$

La transmission du verre s'atténue d'environ 38% comparé au verre sans vieillissement.

○ 7^{ème} cas : Modélisation du (Verre+ Poussière)

On propose d'augmenter l'épaisseur de la couche de poussière de 2 mm pour voir l'influence de cette dernière sur l'atténuation de la transmittance.

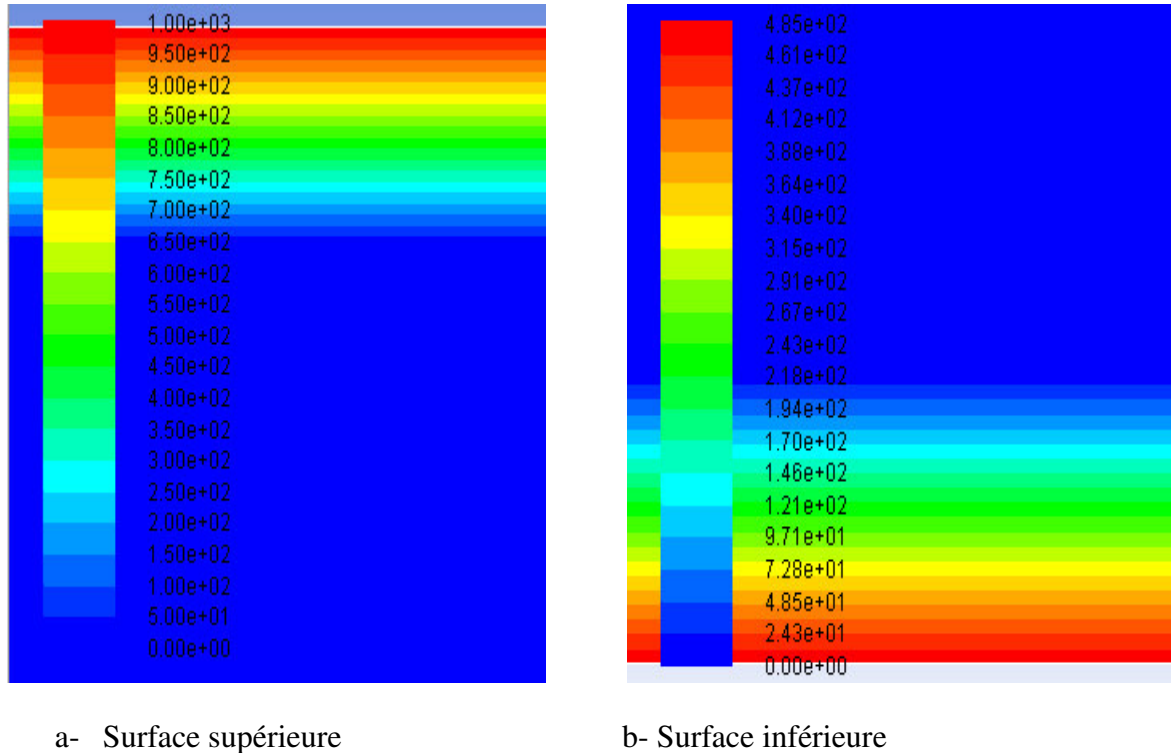


Figure III.35 : Contour du flux radiatif de la couche de (Verre+ Poussière)

La figure III.35 représente le contour du flux radiatif de la couche de (Verre+ Poussière), on observe que le flux radiatif sur la surface supérieure de la poussière est de l'ordre de 1000 W/m², alors qu'il n'atteint pas la moitié du flux initial sur la surface inférieure du verre.

```

206 1.2726e-15 2.3512e-06 0:00:38 794
207 1.2475e-16 2.3512e-06 0:00:30 793
208 9.1905e-17 2.3512e-06 0:00:24 792
209 8.7950e-17 2.3512e-06 0:00:19 791
iter   energy do-intensity   time/iter
210 8.5475e-17 1.3680e-06 0:02:54 790
211 1.6807e-10 1.3680e-06 0:02:19 789
212 1.3881e-11 1.3680e-06 0:01:51 788
213 1.2913e-12 1.3680e-06 0:01:29 787
214 1.1644e-13 1.3680e-06 0:01:11 786
215 1.0850e-14 1.3680e-06 0:00:57 785
216 1.0255e-15 1.3680e-06 0:00:45 784
217 1.1393e-16 1.3680e-06 0:00:36 783
218 8.7762e-17 1.3680e-06 0:00:29 782
219 8.6958e-17 1.3680e-06 0:00:23 781
220 8.6090e-17 1.0324e-06 0:00:18 780
iter   energy do-intensity   time/iter
221 1.0598e-10 1.0324e-06 0:00:15 779
222 8.9637e-12 1.0324e-06 0:02:47 778
223 8.4645e-13 1.0324e-06 0:02:14 777
224 7.5939e-14 1.0324e-06 0:01:47 776
225 7.0218e-15 1.0324e-06 0:01:25 775
226 6.6360e-16 1.0324e-06 0:01:08 774
227 1.0805e-16 1.0324e-06 0:00:54 773
228 8.4638e-17 1.0324e-06 0:00:44 772
229 8.5795e-17 1.0324e-06 0:00:35 771
! 230 solution is converged
230 8.6547e-17 7.4143e-07 0:00:28 770

Area-Weighted Average
Beam Irradiation Flux (w/m2)
-----
poussière_sup 1000

Area-Weighted Average
Transmitted Radiation Flux (w/m2)
-----
verre_inf 483.69931

```

Figure III.36 : Résultat de la simulation numérique de la couche de (Poussière+ Verre).

Coefficient de transmission :

$$\tau = \frac{483.6}{1000} = 48.36\%$$

On remarque que l'atténuation de la transmittance a augmenté quand on a augmenté l'épaisseur de la couche de poussière.

➤ Interprétation des cas avec vieillissement

Dans la modélisation avec vieillissement, on a débuté en premier temps à introduire l'air entre le verre et l'EVA (Verre+ Air+ EVA+ Si), puis entre l'EVA et le silicium (Verre+ EVA+ Air+ Si), afin de reproduire la dégradation du module photovoltaïque relative à la délamination et de voir l'influence de l'emplacement de l'air, les résultats respectifs de coefficient d'absorption furent 59,8% et 59,3%. On en conclue que l'intrusion d'air et son emplacement n'a pas une très grande influence sur l'atténuation de la transmittance.

En second temps, on introduit l'air et l'eau entre le verre et l'EVA (Verre+ Air+ Eau+ EVA+ Si) ($\tau = 53.7\%$), ensuite entre l'EVA et le silicium (Verre+ EVA+ Air+ Eau+ Si) ($\tau = 54.1\%$) afin de reproduire l'effet de pénétration d'eau et de voir l'influence de l'emplacement de l'air et l'eau. Ceci nous pousse à dire que l'intrusion d'eau a une plus majeure influence sur la transmittance que la délamination compte tenu de l'important indice de réfraction de l'eau.

En troisième et dernier temps on introduit la poussière à différents endroits et différentes épaisseurs afin de reproduire l'effet de décoloration.

Une couche de 3mm de poussière entre le verre et l'EVA (Verre+ Poussière+ EVA+ Si) ($\tau = 54.6\%$), Une couche de 1mm de poussière sur la couche de verre ($\tau = 61.6\%$), et en dernier une couche de 2mm d'épaisseur sur la couche de verre ($\tau = 48.3\%$).

On en conclue que plus l'épaisseur de la poussière augmente plus l'atténuation de la transmittance est grande.

III.6. Conclusion

Un panneau photovoltaïque perd en moyenne entre 10% et 15% de son rendement, essentiellement à cause des pertes optiques.

Les résultats de la simulation numérique nous ont permis de différencier l'influence de différents types de vieillissements sur l'atténuation de la transmittance et de ce fait les performances du module photovoltaïque.

Les conclusions tirés de notre travail sont les suivantes :

- Le verre trempé et l'EVA reste les matériaux les plus adaptés aux panneaux photovoltaïques.
- La transmittance diminue de manière exponentielle quand l'épaisseur optique augmente.
- La délamination n'a pas un grand effet sur la transmissivité mais engendre l'effet de la pénétration d'eau et de poussière (décoloration) qui provoqueront par la suite une modification de la transmittance de l'encapsulant (EVA) des cellules et par conséquent une diminution de la puissance générée du module.

Conclusion générale

L'augmentation du coût des énergies classiques d'une part, et la limitation de leurs ressources d'autre part, induisent la considération de l'énergie photovoltaïque comme solution parmi les options énergétiques prometteuses avec des avantages comme l'abondance, l'absence de toute pollution et la disponibilité en plus au moins grandes quantités en tout point du globe terrestre. Néanmoins, son développement reste limité par son rendement faible dû à plusieurs facteurs notamment les pertes optiques causées par différentes dégradations.

La dégradation des modules PV est due aux défauts engendrés par les cellules solaires, les techniques d'encapsulation et l'influence des paramètres environnementaux.

Après avoir passé en revue quelques données astronomiques nécessaires à toute étude solaire, une simulation du transfert radiatif a été développée, ce qui nous a permis d'étudier la transmission du rayonnement à travers les couches qui précèdent la cellule PV suivant certains paramètres pouvant l'altérer.

Les résultats obtenus mettent en évidence l'influence des différentes dégradations sur la transmission, on a trouvé que :

- L'intrusion d'air (délamination) diminue la transmissivité de 5.54%.
- L'intrusion d'eau engendrée par la délamination atténue la transmission de 15%.
- L'intrusion de la poussière engendrée par la délamination (décoloration) affaiblit la transmission de 13.74%.
- Enfin, on a associé l'atténuation pour différentes densités de dépôt avec l'épaisseur optique afin d'apprécier l'atténuation du rayonnement lorsque les matériaux semi-transparents (verre, EVA) d'une cellule s'opacifient avec le vieillissement, on a trouvé que : pour 1mm de poussière la transmissivité diminue de 38.4% et que pour 2mm elle diminue de 51.7%.

D'après les résultats obtenus, on est en mesure de déduire que la décoloration est la dégradation qui affecte majoritairement la puissance du PV, viendra par la suite la délamination qui contrairement à la décoloration affecte superficiellement le PV en entraînant d'autres dégradations plus importantes telles que l'intrusion d'eau et de poussière qui troubleront l'aspect optique.

Références bibliographiques

- [1] **J.M Chassériau**, Conversion thermique du rayonnement solaire ; Dunod, 1984.
- [2] **R. Bernard; G. Menguy ; M. Schwartz**, Le rayonnement solaire conversion thermique et applications ; Technique et documentation Lavoisier, 2^{ème} édition 1980.
- [3] **S. Saadi**, Effet des paramètres opérationnels sur les performances d'un capteur solaire plan, Mémoire de Magister en physique ; UMC, 2010.
- [4] Le pompage photovoltaïque par **Jimmy Royer, Thomas Djako, Eric Schiller, Bocar Sadasy**, IEPF/ université d'Ottawa/ EIER/ CREPA.
- [5] <https://sites.google.com/a/allegheeny.edu/cleanenergy/carrhallsolar/physics>
- [6] **M. Capderou**, Atlas solaire de l'Algérie, Tome 1, Vol. 1 et 2 ; OPU, 1987.
- [7] **A. Mefti ; M. Y Bouroubi ; H. Mimouni**, Evaluation du potentiel énergétique solaire, Bulletin des Energies Renouvelables, N°2, P12, décembre 2002.
- [8] **Serge Poignant** : «L'ENERGIE PHOTOVOLTAIQUE», Rapport D'information, 2009, Assemblée Nationale Constitution du 4 Octobre 1958 Treizième Législature.
- [9] **A. Labouret, M. Viloz** : « Energie solaire photovoltaïque ». Edition le Moniteur, Dunod, 2^{ème} Edition, 2005.
- [10] **Fritts**. On a new form of selenium photocell. *American Journal of Science*, 97, 1883.
- [11] **G, Gomard**. Cristaux photoniques pour le contrôle de l'absorption dans les cellules solaires photovoltaïques silicium ultramince. Thèse de Doctorat. Université de Lyon. 2012.
- [12] **M, Urien**. Cellules photovoltaïques organiques à base copolymères à blocs de type rigide-flexible Thèse de Doctorat. Université de Bordeaux 1.2008
- [13] **M.A. Green, K. Emery, D.L. King, S. Igari and W. Warta**, Progress in Photovoltaics, 13, 1 (2005) 49.
- [14] **P. Destruel, I. Seguy**, *Techniques de l'Ingénieur* 2004, RE25.
- [15] <https://lejournel.cnrs.fr/articles/quel-futur-pour-lenergie-solaire>
- [16] **Zhao J., Wang A., Altermatt P.P., Wenham S.R., Green M.A.** "24% efficient silicon solar cells". Photovoltaic Energy Conversion. *Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference - IEEE First World Conference*, Volume 2, 5-9 Dec. 1994 Page(s):1477 - 1480 vol.2.

- [17] Zhao J., Wang A., Campbell P., Green M.A. “A 19.8% efficient honeycomb multicrystalline silicon solar cell with improved light trapping”. *Electron Devices, IEEE Transactions*, Volume 46, Issue10, Oct.1999, Page(s):1978–1983.
- [18] Géotzberger A, Luther J, Willeke G. solar cells: past, present, future, solar energy materials & solar cells.
- [19] Luque, S. Hegedus. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering (2nd edition)*. John Wiley and Sons, 2011
- [20] J.-C. Muller, *Techniques de l'Ingénieur*, dossier BE8579.
- [21] Lannoy A., Procaccia H. Evaluation et maîtrise du vieillissement industriel. Lavoisier, 2005.
- [22] Wohlgemuth J., Cunningham D., Nguyen A.M., Miller J. “Long Term Reliability of PV Modules”. Proc. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1942-1946, 2005.
- [23] Bosco N. Reliability Concerns Associated with PV Technologies.
http://www.nrel.gov/pv/performance_reliability/pdfs/failure_references.pdf, 2010.
- [24] Wohlgemuth J., Cunningham D.W., Nguyen A., Kelly G., and Amin D. “Failure Modes of Crystalline Silicon Modules”. Proceedings of PV Module Reliability Workshop, 2010.
- [25] Quintana M.A., King D.L., McMahon T.J., Osterwald C.R. “Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules”. Proc. 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1436-1439, 2002.
- [26] Munoz M.A., Alonso-Garcia M.C., Nieves Vela, Chenlo F. “Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions”. *Solar Energy* 85, 2264–2274, 2011.
- [27] Wohlgemuth J.H., Kurtz S. “Reliability Testing Beyond Qualification as a Key Component in Photovoltaic’s Progress Toward Grid Parity”. IEEE International Reliability Physics Symposium Monterey, California, April 10-14, 2011.
- [28] Commission Electrotechnique Internationale (CEI). Standard IEC61215: Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules. Design Qualification and Type Approval IEC Central Office, Geneva, Switzerland, 2005.
- [29] Kempe M.D. “Control of Moisture Ingress into Photovoltaic Modules”. 31 st IEEE Photovoltaic Specialists Conference and Exhibition, Lake Buena Vista, Florida, January 3–7, 2005

- [30] Skoczek A., Sample T., Dunlop E.D., Ossenbrink H.A. “Electrical performance results from physical stress testing of commercial PV modules to the IEC61215 test sequence”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 92, 1593–1604, 2008.
- [31] Jansen K.W., Delahoy A.E. “A laboratory technique for the evaluation of electrochemical transparent conductive oxide delamination from glass substrates”. *Thin Solid Films*, 423:153–160, 2003.
- [32] Oreski G., Wallner G.M. “Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions”. *Solar Energy* 83, 1040–1047, 2009.
- [33] Kojima T., Yanagisawa T. “The evaluation of accelerated test for degradation a stacked a-Si solar cell and EVA films”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 81, N° 1, 119- 123, 2004.
- [34] Kempe M.D. “Modelling the moisture ingress into photovoltaic modules”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 90, 2720–2738, 2006.
- [35] Kempe M.D., Jorgensen G.J., Terwilliger G.J., McMahon T.J., Kennedy C.E., Borek T.T. “Acetic acid production and glass transition concerns with ethylene-vinyl acetate used in photovoltaic devices”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 91, 315–329, 2007.
- [36] Kempe M.D. “Ultraviolet test and evaluation methods for encapsulants of photovoltaic modules”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 94, 246–253, 2010.
- [37] Kaplanis S., Kaplani E. “Energy performance and degradation over 20 years performance of BP c-Si PV modules”. *Simulation modeling practice and theory*, 19, 1201- 1211, 2011.
- [38] lee.dct.supsi.ch/PV/Results/Tested_modules.htm, 2008.
- [39] Herrman W., Wiesner W., Vaaben W. “Hot spot investigations on PV modules – New concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes”. *PVSC 26th*, Anaheim, 1997.
- [40] Alonso-Garcia M.C., Ruiz J.M., Chenlo F. “Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Volume 90, Issue 3, pp. 329-340, 2006.

- [41] Stephan M., Thomas K., Wolfgang J., Hurbert F. “Quality testing for PV-modules according to standards and performance control for supporting manufacturing”. Proceedings of the 19th EU PVSEC, 2004, Paris.
- [42] Pingel S. and al. “Potential Induced Degradation of solar cells and panels”. 35th IEEE PVSC, 2010.
- [43] Berghold J. and al. “Potential Induced Degradation of solar cells and panels”. 25th EUPVSEC, 3753–3759, 2010.
- [44] Hacke and al. “System Voltage Potential-Induced Degradation Mechanisms in PV Modules and Methods for Test”. 37th IEEE PVSC, 2011.
- [45] Schütze M., Junghänel M., Friedrichs O., Wichtendahl R., Scherff M., Müller J., Wawer P. “Investigations Of Potential Induced Degradation Of Silicon Photovoltaic Modules”. 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, Germany, 5–9 September 2011.
- [46] W. Meeker et L. Escobar. Statistical methods for reliability data. Wiley, New-York, 1998.
- [47] IEC (2005), IEC 61215 Ed.2: Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules– Design qualification *and type approval*. International Electrotechnical Commission(IEC)
- [48] Wohlgenut, J. H., et al. (2005) *Long Term Reliability of PV Modules*, Maryland: BP Solar International
- [49] D. Goossens, E. van Kerschaeveraeolian, (1999), *Dust deposition on photovoltaic solar cells: the effects of wind velocity and airborne dust concentration on cell performance*, Solar energy, 66 (4), pp. 277–289.
- [50] Hegazy, (2001), *Effect of dust accumulation on solar transmittance through glass covers of plate-type collectors*, Renewable Energy, 22, pp. 525–540.
- [51] S. Krauter, (2004), *Increased electrical yield via water flow front of photovoltaic panels*, Solar Energy Materials and Solar Cells, 82, pp. 131–137.

