



Université du Québec  
à Rimouski

# **Optimisation par GREENIUS d'une centrale photovoltaïque dans la région de Tataouine en TUNISIE**

Mémoire présenté

dans le cadre du programme de maîtrise en ingénierie

en vue de l'obtention du grade de maître ès sciences appliquées (M. Sc. A.)

PAR

© ZOUABI SABRINE

**Janvier 2022**

**Composition du jury :**

**Mohamed Yasser Hayyani, président du jury, UQAR**

**Adrian Ilinca, directeur de recherche, UQAR**

**Malek Madani, codirecteur de recherche, Université de Gabès**

**Houssam Ben Khalifa, examinateur externe, ToyodaGosei - Waterville TG**

Dépôt initial le 08 janvier 2022

Dépôt final le 24 janvier 2022



UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI  
Service de la bibliothèque

Avertissement

La diffusion de ce mémoire ou de cette thèse se fait dans le respect des droits de son auteur, qui a signé le formulaire « *Autorisation de reproduire et de diffuser un rapport, un mémoire ou une thèse* ». En signant ce formulaire, l'auteur concède à l'Université du Québec à Rimouski une licence non exclusive d'utilisation et de publication de la totalité ou d'une partie importante de son travail de recherche pour des fins pédagogiques et non commerciales. Plus précisément, l'auteur autorise l'Université du Québec à Rimouski à reproduire, diffuser, prêter, distribuer ou vendre des copies de son travail de recherche à des fins non commerciales sur quelque support que ce soit, y compris Internet. Cette licence et cette autorisation n'entraînent pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits moraux ni à ses droits de propriété intellectuelle. Sauf entente contraire, l'auteur conserve la liberté de diffuser et de commercialiser ou non ce travail dont il possède un exemplaire.

## Dédicace

Je dédie ce modeste travail à la mémoire de mon mari Mihoub Mohammed disparu trop tôt, j'espère que du monde qu'il est en paix maintenant, il apprécie cet humble geste comme preuve de reconnaissance de la part d'une femme qui a toujours prié pour le statut de son âme.

Je dédie également ce travail à mes chers parents Emna et Taoufik et mes beaux-parents Naima et Abdelkarim. Je les remercie pour leurs encouragements et leurs sacrifices.

Je dédie aussi ce mémoire à mon cher frère Wala, mes chères sœurs Souha et Saly et à mes chères belles sœurs Habiba, Youssra et Faten, qui sont toujours à mes côtés malgré la distance.

Je ne pourrais pas terminer sans évoquer la présence et le soutien de mes amis, et surtout Hammami Soumaya, Cherchi Amira, Chaimae Lbay, Feki Ali et Ahmed Ateb, à qui je souhaite santé, sérénité et bonheur.



## REMERCIEMENTS

C'est avec grand plaisir que je consacre ces quelques lignes en signe de gratitude et de reconnaissance à tous ceux qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire.

Je tiens à rendre un grand hommage à mon directeur de recherche, M. **Adrian Ilincaet** à mon codirecteur de recherche **M. Madani Malek**, qui ont suivi de près ce projet avec sérieux et bienveillance. Qu'ils trouvent ici l'expression de ma profonde gratitude pour leurs intérêt continu pour ce projet, leur disponibilité et le soutien qu'ils m'ont prodigué.

## RÉSUMÉ

Ce mémoire se propose d'étudier la faisabilité d'une centrale photovoltaïque au site de Tataouine en utilisant le logiciel de simulation Greenius ayant pour but de produire l'électricité avec un rendement optimal tout en évitant les risques techniques et économiques.

Dans la première étape de notre travail, nous avons étudié et déterminé le gisement solaire, nous avons présenté les paramètres essentiels utilisés dans le logiciel de simulation Greenius. Nous avons aussi donné les différents instruments de mesure ainsi que les paramètres qui influent sur le rayonnement solaire au sol.

Dans la deuxième étape nous avons présenté le principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique reposant sur l'effet photovoltaïque, le principe de fonctionnement des cellules solaires ainsi que leurs principaux paramètres électriques, un bilan des différentes technologies photovoltaïques en précisant les rendements actuels afin de mieux comprendre les avancées technologiques.

Dans la troisième étape nous avons abordé les panneaux solaires qui constituent le champ photovoltaïque, en décrivant leurs principales caractéristiques, leurs modes d'interconnexion et les paramètres influençant leurs caractéristiques électriques et leurs méthodes de protection, ainsi que les éléments principaux pour construire une centrale solaire photovoltaïque raccordée au réseau (sans système de stockage).

Dans la quatrième étape nous avons simulé une centrale de production d'électricité solaire sur le site de Tataouine à l'aide du logiciel Greenius. Nous avons présenté dans un premier temps le logiciel, ensuite expliqué les données nécessaires à la simulation de la centrale.

Enfin, nous avons conclu avec les résultats de simulation obtenus (puissance totale, puissance nette, rendement, indicateurs économiques de notre système) pour une étude technico-économique détaillée.

Mots clés : une centrale photovoltaïque, le gisement solaire, le rayonnement solaire, cellules solaires, les panneaux solaires, une centrale de production d'électricité.



## ABSTRACT

This thesis aims to study the feasibility of a photovoltaic power plant at the Tataouine site using the Greenius simulation software with the aim of producing electricity at optimum efficiency avoiding technical and economic risks.

In the first step of our work, we studied and determined the solar deposit, we presented the essential parameters used in the Greenius simulation software, we also gave the different measuring instruments as well as the parameters that influence the radiation solar ground.

In the second step we presented the principle of the conversion of solar energy into electrical energy based on the photovoltaic effect, the operating principle of solar cells as well as their main electrical parameters, an assessment of the different photovoltaic technologies by specifying the current yields in order to better understand technological advances.

In the third step we approached the solar panels that constitute the PV field, describing their main characteristics, their interconnection modes and the parameters influencing their electrical characteristics and their protection methods, and the main elements to build a photovoltaic solar power plant. connected to the network (without storage system).

In the fourth step we simulated a solar power plant at the Tataouine site using the Greenius software. We first presented the software, then we explained the data necessary for the plant simulation.

Finally, we have concluded the obtained simulation results (total power and net power, and yield, economic indicators of our system) for an excellent technico-economic study.

*Keywords:* a photovoltaic plant, the solar deposit, the solar radiation, solar cells, solar panels, power plant.

## TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS .....	vii
RÉSUMÉ.....	viii
ABSTRACT .....	ix
TABLE DES MATIÈRES .....	x
LISTE DES TABLEAUX.....	xiv
LISTE DES FIGURES.....	xv
LISTE DES ABRÉVIATIONS, DES SIGLES ET DES ACRONYMES .....	xviii
LISTE DES SYMBOLES .....	xx
CHAPITRE 1 INTRODUCTION GÉNÉRALE .....	1
1.1 INTRODUCTION.....	1
1.2 PROBLÉMATIQUE DU PRÉSENT RAPPORT.....	1
1.3 OBJECTIFS.....	2
1.4 MÉTHODOLOGIE .....	2
1.5 STRUCTURE DE MÉMOIRE.....	3
CHAPITRE 2 GISEMENT SOLAIRE .....	5
2.1 INTRODUCTION.....	5
2.2 RAYONNEMENT SOLAIRE ATMOSPHÈRE .....	6
2.2.1 LE SOLEIL.....	6
2.3 LE SPECTRE SOLAIRE.....	10
2.4 INFLUENCE DE L'ATMOSPHÈRE SUR LE RAYONNEMENT SOLAIRE ET LE RAYONNEMENT AU SOL .....	11
2.4.1 DÉFINITION ET COMPOSITION DE L'ATMOSPHÈRE TERRESTRE .....	11
2.4.2 ABSORPTION ET TRANSMISSION DE RAYONNEMENT SOLAIRE PAR L'ATMOSPHÈRE .....	12
2.4.3 LA DIFFUSION ATMOSPHÉRIQUE.....	13

2.4.4	ALBÉDO.....	14
2.5	PARAMÈTRES INFLUENÇANT LE RAYONNEMENT SOLAIRE AU SOL.....	15
2.5.1	SPHÈRE CÉLESTE.....	15
2.5.2	MOUVEMENT DE LA TERRE.....	16
2.6	REPÉRAGE DU SOLEIL DANS LE CIEL.....	17
2.6.1	LES COORDONNÉES GÉOGRAPHIQUES.....	17
2.6.2	LES COORDONNÉES HORAIRES.....	18
2.6.3	LES COORDONNÉES HORIZONTALES.....	19
2.6.4	LES TEMPS SOLAIRES.....	20
2.6.5	LA FRACTION D'INSOLATION $\sigma$ (OU TAUX D'ENSOLEILLEMENT).....	21
2.6.6	RAYONNEMENT SOLAIRE AU SOL.....	22
2.7	RAYONNEMENT DIRECT NORMAL DNI (DIRECT NORMAL IRRADIANCE).....	22
2.7.1	RAYONNEMENT HORIZONTAL DIFFUS DHI (Diffus Horizontal Irradiance).....	23
2.7.2	RAYONNEMENT HORIZONTAL GLOBAL (Global Horizontal Irradiance).....	24
2.8	GISEMENT SOLAIRE EN TUNISIE.....	24
2.9	CONCLUSION.....	26
CHAPITRE 3 PRODUCTION DE L'ELECTRICITE À PARTIR DE L'ÉNERGIE SOLAIRE.....		27
3.1	INTRODUCTION.....	27
3.2	LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE.....	28
3.2.1	L'EFFET PHOTOVOLTAÏQUE.....	28
3.3	LA CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE.....	29
3.3.1	DÉFINITION.....	29
3.3.2	PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DUNE CELLULE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE.....	31
3.3.3	SCHÉMA ÉLECTRIQUE ÉQUIVALENT.....	33
3.3.4	Les caractéristiques électriques d'une cellule solaire.....	35
3.3.5	TECHNOLOGIE DES CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES.....	36

3.4	LES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES .....	40
3.4.1	LES GRANDES CARACTÉRISTIQUES D'UN MODULE PHOTOVOLTAÏQUE .....	41
3.4.2	ASSOCIATION EN SÉRIE .....	42
3.4.3	ASSOCIATION EN PARALLÈLE.....	43
3.4.4	CHAMP PHOTOVOLTAÏQUE.....	44
3.4.5	INCLINAISON ET ORIENTATION OPTIMALES DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES.....	45
3.4.6	PROTECTION DES MODULES.....	46
3.5	INSTALLATION SOLAIRE .....	47
3.5.1	CHAMP PHOTOVOLTAÏQUE AVEC UNE STRUCTURE DE SUPPORT.....	48
3.6	COFFRET DE COUPURE ET DE PROTECTION COURANT CONTINU DC.....	50
3.7	ONDULEURS.....	50
3.8	COFFRET DE COUPURE ET DE PROTECTION COURANT ALTERNATIF AC.....	51
3.9	DIMENSIONNEMENT DE L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE.....	51
3.10	CONCLUSION .....	52
CHAPITRE 4 SIMULATION D'UNE CENTRALE DE PRODUCTION D'ÉNERGIE SOLAIRE.....		54
4.1	INTRODUCTION.....	54
4.2	PRÉSENTATION DE L'OUTIL DE SIMULATION GREENIUS .....	54
4.2.1	GREENIUS.....	54
4.2.2	ÉTAPES À SUIVRE ET DONNÉES NÉCESSAIRES.....	56
4.2.3	CHOIX DE TECHNOLOGIE D'ÉNERGIE SOLAIRE .....	59
4.2.4	PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES DU PROJET .....	60
4.3	ÉTUDE DE FAISABILITE D'UNE CENTRALE SOLAIRE A TATAOUINE (TUNISIE).....	63
4.3.1	STATION MÉTÉOROLOGIQUE DU SITE DE TATAOUINE.....	63
4.3.2	ÉTUDE DE TYPE DE MODULE PHOTOVOLTAÏQUE .....	65
4.3.3	INFLUENCE DES DIFFÉRENTS PARAMÈTRES SUR LACARACTÉRISTIQUE (I-V) D'UN MODULE SOLAIRE .....	68
4.3.4	CHAMP DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES.....	70

4.3.5	RÉSULTATS DE LA SIMULATION .....	73
4.4	ÉTUDE ECONOMIQUE.....	83
4.4.1	LE COUT NORMALISE DE PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ (LEC).....	85
4.4.2	ANALYSE DE LA RENTABILITÉ.....	85
4.4.3	ASPECTS ENVIRONNEMENTAUX.....	86
4.5	CONCLUSION.....	87
CHAPITRE 5	Conclusion générale .....	90
5.1	CONCLUSION.....	90
5.2	PERSPECTIVES .....	91
ANNEXES.....		92
RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....		96

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1. Composition chimique du soleil.....	6
Tableau 2. Caractéristiques principales du soleil .....	7
Tableau 3. Valeurs du flux solaire à la limite de l'atmosphère terrestre. ....	9
Tableau 4. Valeurs d'albédo sur les surfaces de la terre et l'atmosphère.....	14
Tableau 5. Caractéristique d'un module photovoltaïque monocristallin. ....	48
Tableau 6. Caractéristique électrique d'un module monocristallin. ....	49
Tableau 7. Résultats de la simulation pour différents types de modules photovoltaïques.....	68
Tableau 8. Production d'électricité nette (en MWh) selon l'angle d'inclinaison de modules au cours de l'année. ....	82

## LISTE DES FIGURES

Figure 1. La constante.....	8
Figure 2. Spectre solaire. ....	11
Figure 3. La diffusion atmosphérique.....	13
Figure 4. Types de la diffusion selon les longueurs d'onde. ....	14
Figure 5. Sphère céleste. ....	16
Figure 6. Schématisation des mouvements de la terre autour du soleil. ....	17
Figure 7. Longitude et Latitude .....	17
Figure 8. Déclinaison et Angle horaire .....	19
Figure 9. Hauteur angulaire et Azimut. ....	20
Figure 10. Graphe des variations annuelles de l'équation du temps. ....	21
Figure 11. Héliographe .....	21
Figure 12. Exemples de puissance solaire pour différents ciels. ....	22
Figure 13. Pyrhéliomètre. ....	23
Figure 14. Pyranomètre.....	24
Figure 15. Gisement solaire en Tunisie. ....	25
Figure 16. Principe des centrales solaires photovoltaïques. ....	28
Figure 17. Schéma simplifié d'absorption le photon dans un matériau semi-conducteur. ....	29
Figure 18. Cellule solaire.....	30
Figure 19. Schéma simplifié illustratif d'une cellule solaire.....	31
Figure 20. Structure et diagramme de bande d'une cellule solaire sous éclairement.....	32
Figure 21. Principe de fonctionnement d'une cellule solaire à base de silicium. ....	33
Figure 22. Circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque. ....	34
Figure 23. Caractéristiques électriques (I-V) d'une cellule solaire à avec et sans l'éclairement. ....	35

Figure 24. Parts de marché de différentes technologies solaires.....	36
Figure 25. Cellules assemblées en série formant un module photovoltaïque. ....	40
Figure 26. Structure d'un module photovoltaïque. ....	41
Figure 27. Groupement des cellules en série.....	43
Figure 28. Groupement des cellules en parallèle. ....	43
Figure 29. Disque solaire de l'hémisphère Nord.....	46
Figure 30. Protection par diodes séries et parallèles dans un GPV.....	47
Figure 31. Principe de fonctionnement des onduleurs solaires. ....	50
Figure 32. Fenêtre de Wizard.....	55
Figure 33. Structure du Greenius pour l'étude d'un projet. ....	56
Figure 34. Interface des paramètres spécifiques du pays. ....	57
Figure 35. Interface du site du projet (Tataouine).....	58
Figure 36. Quelques types de technologies des énergie renouvelables disponibles dans la bibliothèque du Greenius.....	60
Figure 37. Interface des couts principaux du projet. ....	61
Figure 38. Interface de Timing du projet. ....	62
Figure 39. Interfaces de mode de financement du projet. ....	62
Figure 40. Station installée au site de Tataouine.....	64
Figure 41. Exemples de variations des DNI, DHI, et GHI pendant une journée délivrée par la station Tataouine.....	64
Figure 42. Interface des caractéristiques du module photovoltaïque. ....	65
Figure 43. Le rendement par rapport l'irradiance d'une cellule à base de silicium polycristallin. ....	66
Figure 44. Le rendement par rapport l'irradiance d'une cellule solaire à base de silicium monocristallin. ....	67
Figure 45. Le rendement par rapport d'irradiance d'une cellule à base de silicium amorphe. ....	67
Figure 46. Influence de l'éclairement sur la caractéristique (I-V) d'un module. ....	69



Figure 47. Influence de la température sur la caractéristique (I-V) d'un module. ....	70
Figure 48. L'interface d'un système PV raccordé au réseau. ....	71
Figure 49. L'interface de système PV présente le formulaire de vérification de la plage. ....	72
Figure 50. Variation du DNI, DHI, GHI, et de la température ambiante pendant du 15 au 21 Janvier 2016 au site de Tataouine. ....	74
Figure 51. Variation du DNI, DHI, GHI et la température ambiante pendant la période 1 au 7 avril au site de Tataouine.....	74
Figure 52. Variation du DNI, DHI, GHI et de la température ambiante pendant la période 10 au 16 juillet au site de Tataouine.....	75
Figure 53. Variation du DNI, DHI, GHI et de la température ambiante pendant la période 15 au 21 octobre au site de Tataouine. ....	76
Figure 54. Interface des résultats techniques de simulation. ....	77
Figure 55. Evolution de différentes puissances de la centrale solaire au site Tataouine pendant 1 et 2 Juillet (été). ....	78
Figure 56. Evolution de différentes puissances de centrale solaire au site Tataouine pendant 13 et 14 Janvier (hiver). ....	79
Figure 57. Evolution de différentes puissances de la centrale solaire au site Tataouine pendant 22 et 23 avril (Printemps). ....	80
Figure 58. Evolution de différentes puissances de centrale solaire au site Tataouine pendant 9 et 10 Octobre. ....	81
Figure 59. Interface de "Cash-Flow". ....	84
Figure 60. Interface des résultats économiques de simulation. ....	85

## LISTE DES ABRÉVIATIONS, DES SIGLES ET DES ACRONYMES

<b>UV</b>	Rayonnement Ultraviolet
<b>IR</b>	Rayonnement Infrarouge
<b>UA</b>	Unité Astronomique
<b>CAR</b>	Couche anti-réfléchissante
<b>PV</b>	Photovoltaïque
<b>ZCE</b>	Zone de charge d'espace d'une cellule PV
<b>GPV</b>	Groupement photovoltaïque
<b>STC</b>	Conditions nominales (Irradiance nominale= 1000 W/m <sup>2</sup> , T <sub>nominale</sub> = 25 °C, AM1,5)
<b>I, V</b>	Courant, Tension
<b>DC, AC</b>	Courant continu, Courant alternatif
<b>NPV</b>	Valeur actualisée nette
<b>kWc (ou en anglais kWp)</b>	kilowatt crête
<b>MPP</b>	Maximal Power Point



## LISTE DES SYMBOLES

C	Constante solaire moyenne	[1367 W/m <sup>2</sup> ]
I <sub>c</sub>	Valeur de rayonnement solaire corrigé	[W/m <sup>2</sup> ]
c	Vitesse de la lumière dans le vide	[3.10 <sup>8</sup> m/s]
E	L'énergie d'un rayonnement électromagnétique	[J]
λ	Longueur d'onde d'un rayonnement électromagnétique	[m]
h	Constante de Planck	[6,62.10 <sup>-34</sup> J.s]
L	Longitude	[°]
φ	Latitude	[°]
δ	Déclinaison solaire	[°]
j	Numéro de jour de l'année	
ω (ou AH)	L'angle horaire	[°]
TSL	Temps solaire local	[heure]
TSV	Temps solaire vrai (heure)	
H	Hauteur du soleil	[°]
a	Azimut	[°]
z	Altitude au niveau du sol	[km]
σ	Fraction d'insolation	(sans unité)

S	durée d'insolation mesurée (durée d'ensoleillement)	
S <sub>0</sub>	durée maximale d'insolation	
DNI	Rayonnement direct normal	[W/m <sup>2</sup> ]
DHI	Rayonnement horizontal diffus	[W/m <sup>2</sup> ]
GHI	Rayonnement horizontal global	[W/m <sup>2</sup> ]
T <sub>L</sub>	Facteur de trouble de linke	
E <sub>ph</sub>	Energie de photon	[J]
E <sub>g</sub>	Energie de gap	[J]
v	Fréquence de photon	[Hz]
I <sub>obs</sub>	L'intensité dans le cas d'une cellule idéale a l'obscurité	[A]
I <sub>ph</sub>	Le photo-courant créé par la cellule	
I <sub>s</sub>	Courant de saturation	[A]
n	Facteur de qualité de la diode	(sans unité)
V <sub>th</sub>	Potentiel thermique	[V]
K	Constante de Boltzmann (1,38066.10 <sup>-23</sup> J/K= 8,61400.10 <sup>-5</sup> eV/K)	
T	Température absolue	[K]
q	Charge absolue d'un électron (q = 1,60281.10 <sup>-19</sup> C)	
V <sub>co</sub>	Tension en circuit ouvert	[V]
I <sub>cc</sub>	Courant	[A]
P <sub>m</sub>	Point du fonctionnement (V <sub>m</sub> , I <sub>m</sub> ) [Watt]	

$V_{MPP}$	Tension de puissance maximale sous STC	[V]
$I_{MPP}$	Courant de puissance maximale sous STC	[A]
$P_{MPP}$	Puissance maximale dans les conditions STC	[W]
FF	Facteur de forme	
IRR	Taux de rendement interne	[%]
LEC	Coût Normalisé de production de l'Electricité	[€/kWh]
LCOE	Coût nivelé de l'électricité	[€/kWh]
PR	Ratio de performance (ou rapport de performance)	
YF	La production de système	[kWh/jour*kWc ou kWh/an*kWc]







# **CHAPITRE 1**

## **INTRODUCTION GÉNÉRALE**

### **1.1 INTRODUCTION**

La consommation énergétique a augmenté ces dernières années dans tous les secteurs, résidentiels, commerciaux et industriels. Pour le moment la demande énergétique de la Tunisie est assurée par les grands gisements de pétrole et de gaz. Les problèmes engendrés par l'utilisation des énergies fossiles sont bien connus : coûts élevés de production, épuisement des ressources, dépendance vis-à-vis des ressources étrangères et pollution de l'air. Face à ces difficultés, une solution devenue économiquement viable ces dernières années est l'utilisation des énergies renouvelables, plus particulièrement l'énergie solaire photovoltaïque<sup>1</sup>.

Il est vrai qu'il n'est pas facile de remplacer globalement la production actuelle d'électricité par une production d'origine renouvelable parce qu'il y a plusieurs risques techniques et surtout économiques, mais une complémentarité de différentes sources d'énergies fossiles et renouvelables est envisageable à l'avenir, cela nous permettra de contrôler la production qui répond à nos besoins.

### **1.2 PROBLEMATIQUE DU PRESENT RAPPORT**

La conversion photovoltaïque est un domaine d'étude très étudié par les scientifiques visant à améliorer le rendement des cellules solaires (on est maintenant à 23% d'efficacité en laboratoire) via la synthèse de nouveaux matériaux et de nouvelles structures. De plus, l'énergie solaire, étant propre et renouvelable, présente une alternative de premier choix à l'énergie fossile, presque épuisée, avec son impact désastreux pour l'environnement (effet de serre, réchauffement de la planète...). Les centrales photovoltaïques présentent aussi un

---

<sup>1</sup> <https://www.energiemines.gov.tn/fr/accueil/>

aspect socio-économique. C'est une solution à faible coût pour booster le développement des régions pauvres en fournissant une électricité propre, gratuite et inépuisable. Cependant, l'implantation d'une centrale photovoltaïque nécessite auparavant une étude technico-économique rigoureuse pour garantir le rendement optimal. La caractérisation du gisement solaire choisi est une étape primordiale qui passe par une étude de la topographie de la région et la récolte de données météorologiques. Il s'agit par la suite d'ajuster les caractéristiques techniques de fonctionnement des systèmes de conversion photovoltaïques à ces données pour garantir un rendement optimal avec le coût le plus faible.

### **1.3 OBJECTIFS**

L'objectif principal de ce projet est d'étudier la faisabilité d'une centrale photovoltaïque sur le site de Tataouine à l'aide du logiciel de simulation Greenius, dans le but de produire de l'électricité avec un rendement optimal tout en identifiant et en évitant les risques techniques et économiques.

### **1.4 METHODOLOGIE**

Le projet consiste à une étude d'optimisation d'une centrale photovoltaïque.

Le projet peut être divisé en 4 phases comme suit :

Phase 1 : Cette phase consiste à présenter l'idée principale de la recherche en précisant la problématique du projet et les objectifs poursuivis.

Phase 2 : Cette phase est consacrée au gisement solaire. J'ai présenté quelques notions d'optique, de topographie, et un peu de géographie. Par la suite j'ai caractérisé mon site de travail de point de vue niveau d'ensoleillement et potentiel en énergie solaire.

Phase 3 : Dans cette phase j'ai résumé les notions et l'état de l'art de la conversion photovoltaïque. J'ai expliqué l'effet photovoltaïque, son origine, ses aspects et son utilité. Puis j'ai mis l'accent sur la technologie du photovoltaïque, les modules, les connexions, la conversion des signaux, etc.

Phase 4 : Dans cette phase j'ai présenté en détail l'outil de simulation Greenius. En se servant des données météorologiques fournis par la station de Tataouine. J'ai terminé cette étude par optimiser le projet de station photovoltaïque à Tataouine en Tunisie quant au cout normalisé de production, une analyse de la rentabilité et une étude d'impact.

## **1.5 STRUCTURE DE MÉMOIRE**

Le mémoire est organisé comme suit :

**Chapitre 1 :** Le premier chapitre présente le contexte et le but de la présente étude.

**Chapitre :** Le deuxième chapitre porte sur le gisement solaire (présentant les paramètres de base utilisés dans la simulation de Greenius). On explique quelques données de base sur le spectre solaire nécessaire à l'étude des systèmes photovoltaïques. Ensuite, nous donnons les différents instruments de mesure ainsi que les paramètres qui affectent sur le rayonnement solaire au sol.

**Chapitre 3 :** Dans le troisième chapitre, on présente un aperçu général sur la production d'électricité à partir de l'énergie solaire. La conversion de l'énergie solaire en énergie électrique repose sur l'effet photovoltaïque. Nous présentons le principe de fonctionnement des cellules solaires ainsi que leurs principaux paramètres électriques, un bilan des différentes technologies photovoltaïques en précisant les rendements actuels afin de mieux comprendre les avancées de la filière. Nous aborderons aussi les panneaux solaires qui constituent le champ PV, décrivons leurs principales caractéristiques, leurs modes d'interconnexion et les paramètres influençant leurs caractéristiques électriques et leurs méthodes de protection, ainsi que les éléments principaux pour construire une centrale solaire photovoltaïque raccordée réseau (sans système de stockage).

**Chapitre 4 :** Le quatrième chapitre est consacré à la simulation d'une centrale solaire sur le site de Tataouine à l'aide du logiciel Greenius. Nous allons présenter dans un premier temps le logiciel, ensuite nous allons expliquer les données nécessaires pour la simulation de la centrale. Dans un second temps, nous présenterons les résultats obtenus par simulation (puissance totale, puissance nette, rendement, les indicateurs économiques) pour une étude technico-économique exhaustive.

**Chapitre 5 :** Le cinquième chapitre est la conclusion générale de ce mémoire.

Le mémoire s'achève en parlant de la bibliographie et des annexes.

## **CHAPITRE 2**

### **GISEMENT SOLAIRE**

#### **2.1 INTRODUCTION**

Aux niveaux régional et local, la topographie est le principal facteur qui modifie la répartition du rayonnement. L'altitude du site, l'inclinaison de la surface, l'orientation et les ombres projetées par élément de terrain créent de forts gradients locaux.

Les données de rayonnement solaire précises et spatialement distribuées sont nécessaires pour diverses applications (sciences de l'environnement, la climatologie, l'écologie, la conception des bâtiments, la télédétection, la photovoltaïque, la gestion des terres, etc.).

Cependant le rayonnement solaire présente des variations temporelles et spatiales. Pour recueillir ces informations, un réseau de stations de surveillance solaire équipées des pyranomètres et de systèmes d'acquisition de données est généralement établi aux endroits désirés. Cependant, le nombre de ces stations dans le réseau n'est, généralement, pas suffisant pour fournir des données de rayonnement solaire pour les régions désirées, en particulier dans les pays en développement. Il est nécessaire de développer des méthodes d'estimation du rayonnement solaire basées sur des données météorologiques plus facilement disponibles.

[6]

Dans ce chapitre nous allons présenter certaines grandeurs solaires à savoir :

- Les grandeurs astronomiques,
- Les grandeurs géographiques,
- Le rayonnement hors atmosphère,
- Les causes principales d'atténuation solaire,
- Le rayonnement direct, diffus et global.

## 2.2 RAYONNEMENT SOLAIRE ATMOSPHERE

### 2.2.1 LE SOLEIL

#### 2.2.1.1 DÉFINITION ET CARACTÉRISTIQUES

Le soleil est la seule étoile du système solaire, c'est une énorme sphère de gaz incandescent située à 150 millions de kilomètres de la Terre, sa densité est de 1,41 g/cm<sup>3</sup> [9].

Elle est une source quasiment inépuisable d'énergie qui représente environ 15000 fois la consommation énergétique annuelle du globe [9].

Le Soleil est constitué principalement d'hydrogène à 73,46% et d'hélium à 24,85 %, les deux éléments les plus abondants dans l'univers. Les éléments les plus lourds ne présentent que 1,69% [9].

**Tableau 1:** Composition chimique du Soleil [21]

Composition	Pourcentage
Hydrogène	73,46 %
Hélium	24,85 %
Oxygène	0,77 %
Carbone	0,29 %
Fer	0,16 %
Néon	0,12 %
Azote	0,09 %

<b>Silicium</b>	0,07 %
<b>Magnésium</b>	0,05 %
<b>Soufre</b>	0,04 %
<b>Autres éléments</b>	0,1 %

**Tableau 2:** Caractéristiques principales du soleil [21]

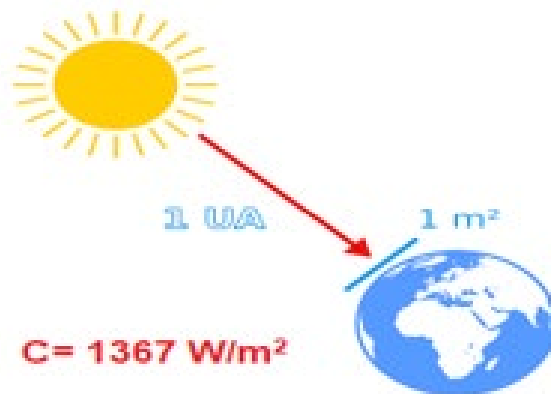
<b>Caractéristique</b>	<b>Valeur</b>
<b>Masse</b>	$1,989.10^{30}\text{kg}$
<b>Diamètre</b>	$1,392.10^9\text{ m}$
<b>Masse volumique moyenne</b>	$1410\text{ kg/m}^3$
<b>Puissance rayonnée</b>	$3,83.10^{26}\text{ W}$
<b>Température superficielle</b>	5770 K
<b>Vitesse de déplacement</b>	$216\text{ km.s}^{-1}$

Sa luminosité totale, c'est-à-dire la puissance qu'il émet sous forme de photons, est approximativement égale à  $4.10^{26}$  Watts. Seule une partie est interceptée par la terre, elle est de l'ordre de  $1,7.10^{17}$ Watts. Elle nous parvient essentiellement sous forme d'ondes électromagnétiques : 30% de cette puissance est réfléchiée vers l'espace, 47% est absorbée et

23% est utilisée comme source d'énergie pour le cycle d'évaporation-précipitation de l'atmosphère .[42]

### 2.2.1.2 LA CONSTANTE SOLAIRE

Nous utilisons comme référence la valeur du rayonnement solaire corrigé «  $I_c$  », reçu par une surface perpendiculaire au rayonnement solaire placé à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre de  $1 \text{ m}^2$  située à une distance de 1 UA de distance du Soleil ( $1\text{UA} = 1,496 \cdot 10^8 \text{ km}$  est approximativement la distance Terre-Soleil), c'est-à-dire à une altitude d'environ 80 km [8].



**Figure 1:** La constante solaire [8]

Sa moyenne annuelle  $C$ , appelée *constante solaire*, est de l'ordre de  $1354 \text{ W.m}^{-2}$ . En première approximation, on peut calculer la valeur de «  $I_c$  » en fonction du nombre de jour «  $n_j$  » de l'année selon la relation suivante [8] :

$$I_c = C * [1 + 0,033 \cos(0,984 * n_j)]$$

Le tableau suivant indique les valeurs de la constante solaire pour le premier jour de chaque mois, et l'écart relatif du flux solaire par rapport à cette constante solaire :



**Tableau 3** : Valeurs du flux solaire à la limite de l'atmosphère terrestre [30]

<b>Date du 1<sup>ère</sup></b>	<b>Flux solaire (w/ m<sup>2</sup>)</b>	<b>Écart relatif (%)</b>
<b>Janvier</b>	1399	+3.40
<b>Février</b>	1394	+3.03
<b>Mars</b>	1379	+1.92
<b>Avril</b>	1354	+0.07
<b>Mai</b>	1333	-1.48
<b>Juin</b>	1312	-3.03
<b>Juillet</b>	1308	-3.33
<b>Août</b>	1312	-3.03
<b>Septembre</b>	1329	-1.77
<b>Octobre</b>	1350	-0.22
<b>Novembre</b>	1373	+1.48
<b>Décembre</b>	1392	+2.88

### 2.3 LE SPECTRE SOLAIRE

L'énergie produite se propage par diffusion radiative puis par convection turbulente jusqu'à la photosphère d'où elle s'échappe sous forme de rayonnement électromagnétique vers l'espace [22].

Les ondes électromagnétiques transportent de l'énergie à travers l'espace entre la source d'énergie et le récepteur ; la vitesse de sa propagation est la vitesse de la lumière ( $c$ ), qui est constante dans le vide pour tous les types d'ondes, et qui est égale à 300000 kilomètres par seconde. Celles-ci sont appelées ondes électromagnétiques parce qu'elles se propagent en modulant les champs électriques et magnétiques [22].

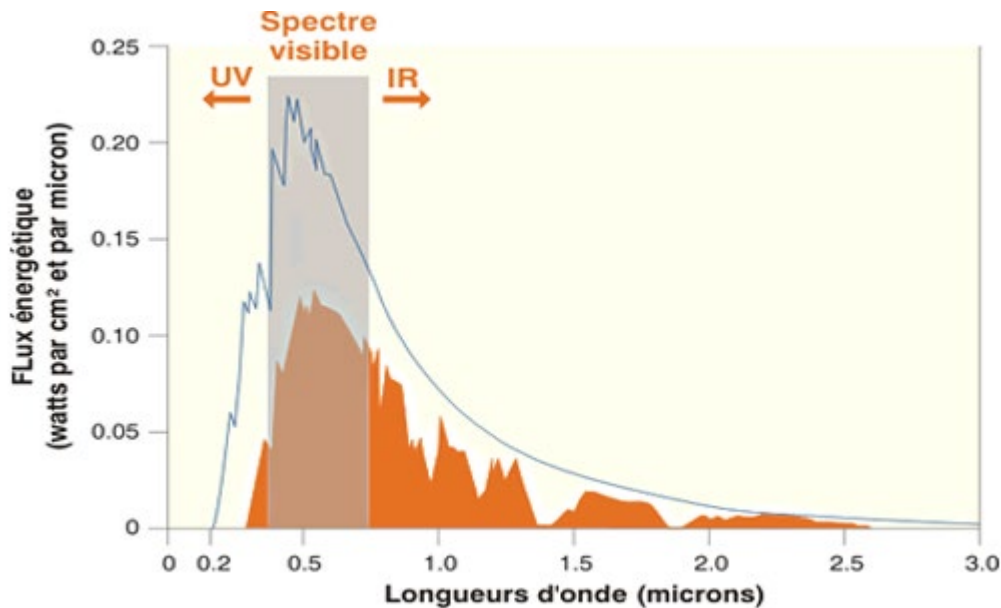
Théoriquement, le rayonnement solaire agit comme une émission de particules. Il atteint la terre à différentes longueurs d'ondes ayant chacune une certaine énergie spécifique  $E$  [16] :

$$E = h * c / \lambda \quad (2-2)$$

L'ensemble des longueurs d'onde du rayonnement solaire constitue le spectre solaire.

Les rayons de longueur d'ondes très courtes (les rayons x, gamma, ultraviolet UVC), extrêmement dangereux, sont heureusement arrêtés dans les couches supérieures de l'atmosphère [16].

Les rayons de longueur d'ondes très longues (ondes radio, micro-ondes) sont très faibles à la surface de terre [39].



**Figure 2:** Spectre solaire [8]

## 2.4 INFLUENCE DE L'ATMOSPHERE SUR LE RAYONNEMENT SOLAIRE ET LE RAYONNEMENT AU SOL

### 2.4.1 DÉFINITION ET COMPOSITION DE L'ATMOSPHERE TERRESTRE

L'atmosphère terrestre est un mélange de gaz. Elle est constituée principalement de diazote ( $N_2$ , 78 %) et de dioxygène ( $O_2$ , 21 %) et de quelques gaz beaucoup moins abondants comme le dioxyde de carbone ( $CO_2$ , 0,038 %) et des gaz rares comme l'argon (Ar, 1 %). L'atmosphère présente aussi des traces d'hélium, d'hydrogène, de néon, de krypton, de xénon, d'ozone et de méthane [35].

Enfin, les couches inférieures de l'atmosphère contiennent de la vapeur d'eau, dont la concentration varie de 0 à 4 % en volume, qui constitue notamment les nuages, tandis que les couches supérieures contiennent de l'ozone ( $O_3$ ). La basse atmosphère contient aussi des constituants mineurs comme les poussières et les aérosols qui jouent néanmoins un rôle

important dans la condensation de l'eau, donc dans la formation des nuages, et dans l'absorption et la réflexion de la lumière solaire [35].

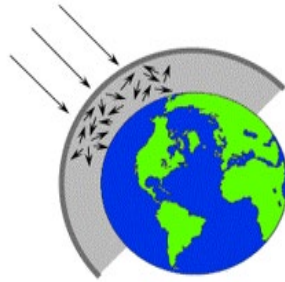
La composition chimique de l'atmosphère, relativement stable depuis environ 500 millions d'années, se modifie beaucoup plus rapidement depuis un siècle sous l'influence des activités humaines [35].

#### **2.4.2 ABSORPTION ET TRANSMISSION DE RAYONNEMENT SOLAIRE PAR L'ATMOSPHERE**

L'absorption du rayonnement solaire est sélective et dépend principalement de quatre éléments qui sont :

- **Vapeur d'eau (H<sub>2</sub>O)** : elle absorbe une bonne partie du rayonnement infrarouge (IR). On la trouve principalement au niveau du sol ( $z < 5$  km).
- **Dioxygène(O<sub>2</sub>)** : Il laisse pénétrer des bandes étroites du spectre visible (vers 0.69 et 0.76 $\mu$ m).
- **Gaz carbonique (CO<sub>2</sub>)** : c'est un gaz qui contribue à l'effet de serre. Ce gaz absorbe plusieurs rayonnements.
- **Ozone (O<sub>3</sub>)** : Il absorbe des bandes fortes entre 0.2 et 0.3  $\mu$ m, des bandes faibles de 0.45 à 0.7  $\mu$ m et deux bandes infrarouges (IR) à 10 et 14  $\mu$ m. [2]

### 2.4.3 LA DIFFUSION ATMOSPHERIQUE



**Figure 3:** La diffusion atmosphérique [15]

La diffusion atmosphérique se manifeste à travers l'interaction entre le rayonnement incident et les particules dans l'atmosphère (Figure 3).

Il existe trois types de diffusion (Figure 4) [5] :

- **La diffusion de Rayleigh :** La diffusion de Rayleigh est un phénomène sélectif qui se produit surtout pour les longueurs d'onde les plus courtes du spectre (violet, bleu). Elle affecte les couches supérieures de l'atmosphère, ce qui explique la couleur bleue du ciel pendant la journée. Les longueurs d'ondes les plus courtes (bleu) du rayonnement solaire sont davantage diffusées que les longueurs d'onde plus grandes (rouge), de sorte que le ciel apparaît bleu à l'observateur. À l'aube ou au crépuscule, en revanche, lorsque le soleil est bas sur l'horizon, l'épaisseur de la couche atmosphérique traversée par le rayonnement est bien plus importante que pendant la journée. Les courtes longueurs d'onde sont totalement diffusées, puis on ne voit alors plus que les longueurs d'onde les plus grandes (rouge) et le ciel apparaît rouge orangé dans la direction du soleil.
- **La diffusion de Mie :** La plupart du temps est exploitée par les aérosols. Il influe sur les longueurs d'onde les plus élevées au moment où il y'en a pas beaucoup de nuages dans le ciel.
- **La diffusion non sélective :** Ce type de diffusion apparaît lorsque les particules (les gouttes d'eau et les grosses particules de poussière) sont plus grandes que la

longueur d'onde du rayonnement. Cette diffusion touche toutes les longueurs d'onde, c'est ce qui nous fait comprendre la couleur blanche des nuages.

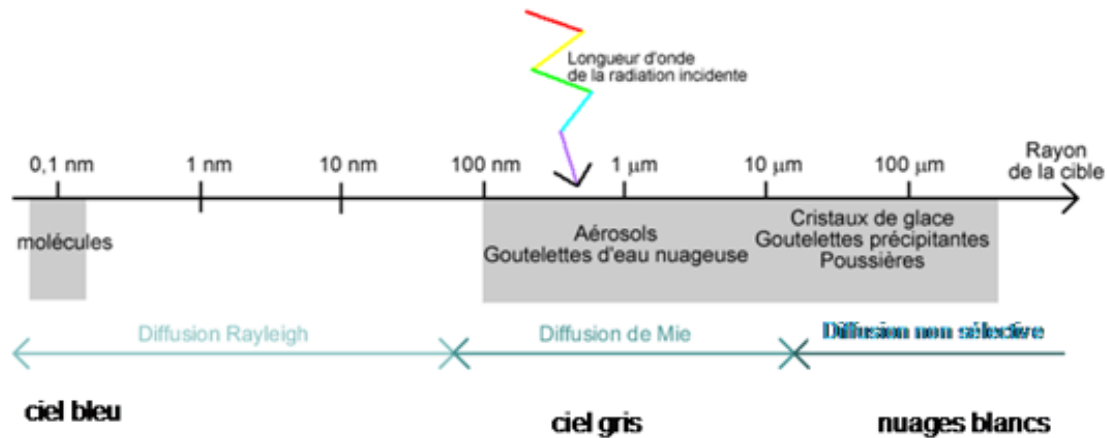


Figure 4: Types de diffusion selon les longueurs d'onde [5]

#### 2.4.4 ALBÉDO

L'albédo est une grandeur physique sans unité (pourcentage). Il caractérise la proportion d'énergie solaire réfléchi ou diffusé dans l'espace par la Terre et l'atmosphère. Il est compris entre 0 (0%) et 1 (100 %) ce correspondant aux deux cas théoriques extrêmes : dans le premier cas, la surface serait entièrement absorbante ou transparente (comme un corps noir), la réflexion y est nulle ; dans le second, au contraire, ce sera tout à fait réflexif [18].

Tableau 4: Valeurs d'albédo sur les surfaces de la Terre et l'atmosphère [18]

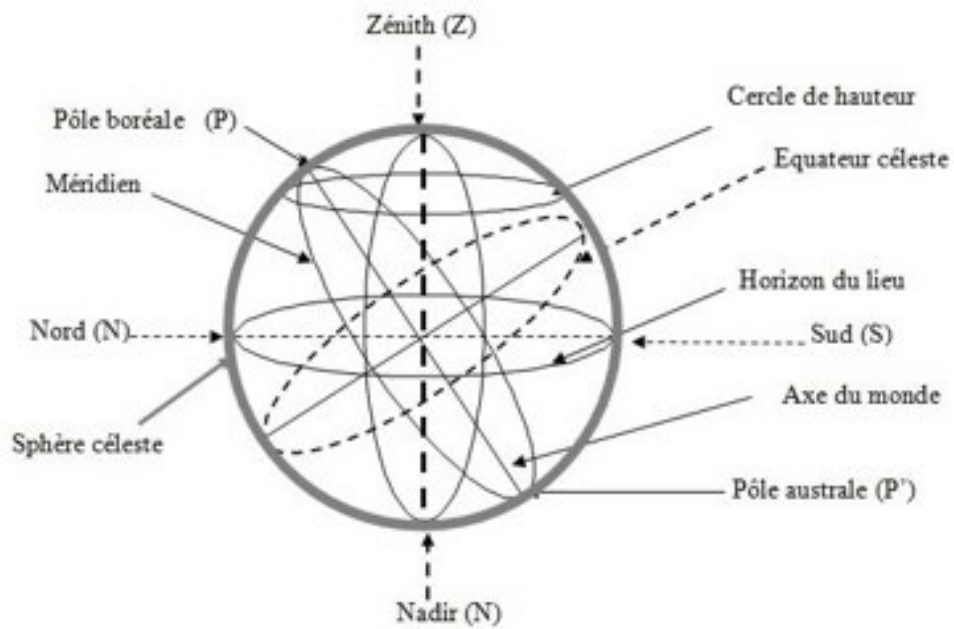
Surface	Albédo
Terre	0,3
Océan	0,05-0,1

<b>Désert</b>	0,25-0,4
<b>Glace</b>	0,6
<b>Foret</b>	0,05-0,1
<b>Neige tassé</b>	0,4-0,7
<b>Neige fraîche</b>	0,9
<b>Herbe</b>	0,2-0,25
<b>Nuage épais</b>	0,7-0,8
<b>Nuage mince</b>	0,25-0,5

## **2.5 PARAMÈTRES INFLUENÇANT LE RAYONNEMENT SOLAIRE AU SOL**

### **2.5.1 SPHÈRE CÉLESTE**

La sphère céleste (Figure 5) est une sphère imaginaire du diamètre immense, qui considère la Terre comme son centre et la distance (Terre - Soleil) comme son rayon [30].

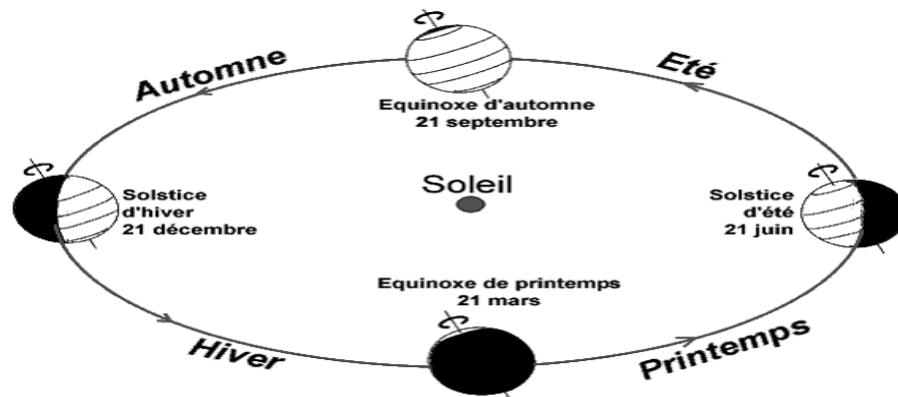


**Figure 5:** Sphère céleste [30]

## 2.5.2 MOUVEMENT DE LA TERRE

Dans son mouvement autour du soleil (Figure 6), la Terre décrit une ellipse, la révolution complète s'effectue en une période de 365,25 jours. Le plan de cette ellipse est appelé l'éliptique [16].





**Figure 6:** Schématisation des mouvements de la terre autour du soleil [16]

## 2.6 REPÉRAGE DU SOLEIL DANS LE CIEL

### 2.6.1 LES COORDONNÉES GÉOGRAPHIQUES

- **La longitude  $L$**  : varie de + 180 degrés vers l'ouest à - 180 degrés vers l'est [17]
- **La latitude  $\varphi$**  : varie de  $0^\circ$  à l'équateur à  $90^\circ$  au pôle Nord [17]



**Figure 7 :** Longitude et Latitude [17]

## 2.6.2 LES COORDONNÉES HORAIRES

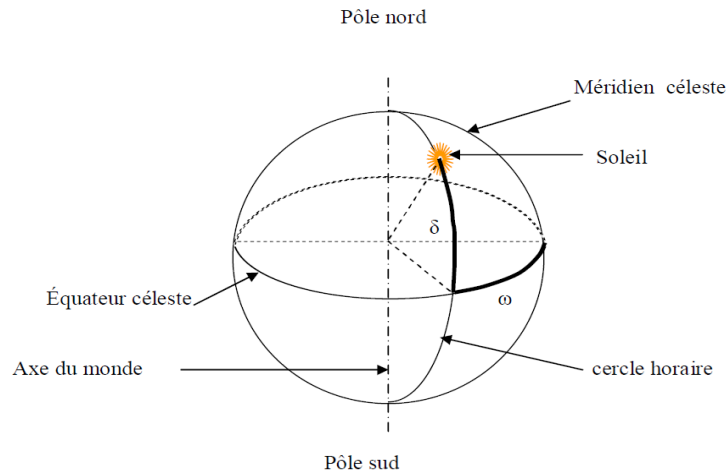
✓ **La déclinaison solaire  $\delta$**  : c'est l'angle fait par le plan de l'équateur avec celui de l'écliptique (figure 8). Elle varie au cours de l'année de  $+23^{\circ}45'$  à  $-23^{\circ}45'$  et détermine l'inégalité des périodes des jours, elle vaut 0 aux équinoxes.

- **Équinoxe de printemps et d'automne (21 mars et 21 septembre) :**  $\delta = 0$
- **Solstice d'été (21 juin) :**  $\delta = + 23,45^{\circ}$
- **Solstice d'hiver (21 décembre) :**  $\delta = - 23,45^{\circ}$
- **Approche maximale (Périhélie) :** 2 Janvier
- **Approche minimale (Aphélie) :** 2 Juillet [17]

✓ **L'angle horaire  $\omega$  (ou AH) :** C'est l'angle compris entre le plan méridien du lieu d'observation et la projection de rayon solaire sur le plan équatorial céleste (figure 8).

Son équation est :  $\omega(^{\circ}) = 15 * (TSV - 12)$  ; Où TSV : temps solaire vrai (heures). [17]

À chaque heure qui passe correspond à un accroissement de l'angle horaire de  $15^{\circ}$ , soit encore 4 minutes de temps pour chaque degré de longitude. À  $45^{\circ}$  de l'altitude, une minute de temps représente environ 20 km, 11 km au cercle polaire et 28 km à l'équateur. AH =  $90^{\circ}$  à 18 h (temps solaire vrai TSV). [17]



**Figure 8:** Déclinaison et angle horaire [17]

### 2.6.3 LES COORDONNÉES HORIZONTALES

- ✓ **Hauteur angulaire :** C'est l'angle « H » formé par le plan horizontal au lieu d'observation et la direction du soleil (figure 9).

$$\sin H = \sin \phi * \sin \delta + \cos \phi * \cos \delta * \cos \omega \quad (2-3) \quad [33]$$

Où l'on rappelle que «  $\phi$ ,  $\delta$ ,  $\omega$  », sont respectivement la latitude du lieu, la déclinaison du soleil et l'angle horaire. De la hauteur H, nous pouvons déduire les heures du lever et du coucher du soleil [25, 26]. Nous trouvons, en faisant  $H = 0$  :

$$\cos \omega_0 = -\tan \phi * \tan \delta \quad (2-4)$$

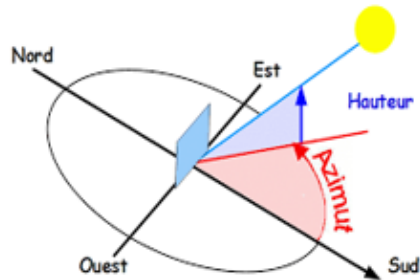
La durée astronomique du jour s'obtient tout aussi facilement en faisant :

$$D_0 = \left(\frac{2}{15}\right) * \arccos(-\tan \phi * \tan \delta) \quad (2-5) \quad [33]$$

- ✓ **Azimut :** Il correspond à l'angle formé quand on projette la direction du soleil sur le plan horizontal et le méridien du lieu (figure 9)[32].

Il est compté positivement vers l'EST et négativement vers l'OUEST. Il est donné par la relation suivante [32] :

$$\sin a = (\cos \delta * \sin \omega) / \cos H \quad (2-6) \quad [32]$$



**Figure 9:** Hauteur angulaire et azimut [32]

#### 2.6.4 LES TEMPS SOLAIRES

✓ **Temps solaire vrai (TSV)** : représenté comme suit [7]:

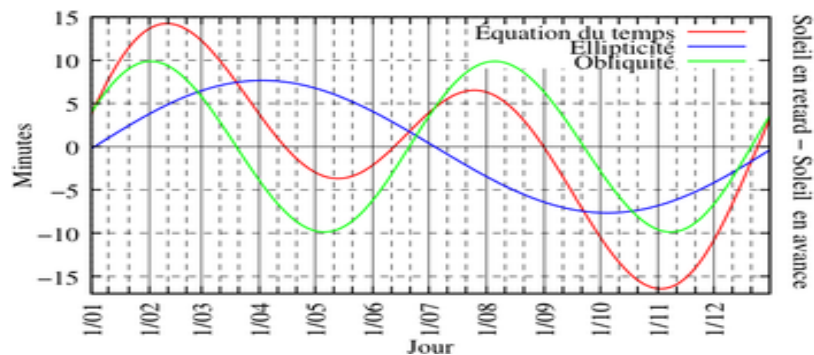
$$TSV = 12 + \frac{\omega}{15} \quad (2-7)$$

✓ **Temps solaire moyen (TSM)** : représenté comme suit [7] :

$$TSM = TSV - ET \quad (2-8)$$

Où : ET : l'équation du temps exprimée en minutes ; j : le numéro du jour dans l'année.

$$ET = 9,87 \sin\left[2 * \frac{360}{365} * (j - 81)\right] - 7,53 \cos\left[\frac{360}{365} * (j - 81)\right] \\ - 1,5 \sin\left[\frac{360}{365} * (j - 81)\right]$$



**Figure 10:** Graphe des variations annuelles de l'équation du temps [7]

### 2.6.5 LA FRACTION D'INSOLATION $\sigma$ (OU TAUX D'ENSOLEILLEMENT)

C'est le paramètre représentatif des conditions de nébulosité du ciel. La nébulosité est le rapport entre la surface du ciel couverte par les nuages et la surface totale du ciel.

Cette notion n'étant que descriptive, on la relie à la fraction d'insolation qui est une grandeur mesurable dès que l'on connaît les durées d'insolation enregistrées par l'héliographe (figure 11), et peut être déduite par le rapport :  $\sigma = S/S_0$  (2-9). [13]

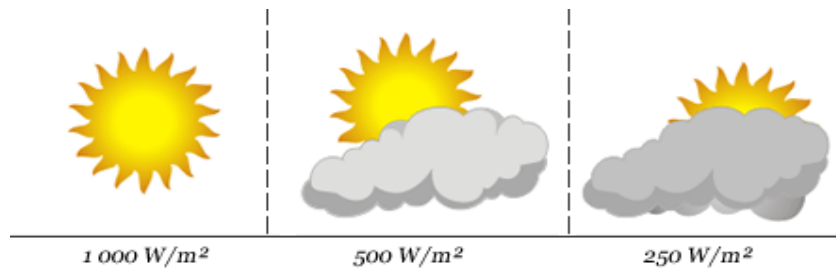
Avec :  $S$  : durée d'ensoleillement mesurée ;  $S_0$  : durée maximale d'ensoleillement.



**Figure 11:** Héliographe [13]

## 2.6.6 RAYONNEMENT SOLAIRE AU SOL

La réception d'un rayonnement solaire diffère suivant la position du Soleil et des nuages.



**Figure 12:** Exemples de puissance solaire pour différents ciels [42]

Pour connaître la mesure d'ensoleillement d'un lieu spécifié, il est nécessaire de mesurer (ou calculer) les valeurs suivantes DNI, DHI et GHI.[42]

## 2.7 RAYONNEMENT DIRECT NORMAL DNI (DIRECT NORMAL IRRADIANCE)

C'est un flux des rayons issus du soleil sans avoir subi de diffusion, mesuré en ( $W/m^2$ ) sur un plan normal aux faisceaux. [37]

Le spectre du rayonnement solaire direct reçu à la terre s'éloigne du rayon maximum de l'atmosphère.

La mesure du rayonnement solaire direct se fait à l'aide d'un pyrhéliomètre (figure 13).

Cet instrument est en permanence orienté vers le soleil et ne mesure que le rayonnement provenant du disque solaire.[37]



**Figure 13:** Pyrhéliomètre [29]

### 2.7.1 RAYONNEMENT HORIZONTAL DIFFUS DHI (Diffus Horizontal Irradiance)

Le résultat de la propagation du rayonnement est de la diffraction et la réfraction de la lumière sur la terre, elle provient de toute la voûte céleste et s'exprime en ( $W/m^2$ ). Ce rayonnement est mesuré dans un plan horizontal.[29]

Pour calculer l'irradiance diffuse (ciel clair) dans un plan horizontal, nous avons concocté la formule suivante :

$$DHI = 380 * e^{(-4/T_L)} * e^{(-z/7,8)} * \sin H^{((T_L+6)/30)} \quad (2-10); \text{ avec } z \text{ étant l'altitude [29]}$$

$T_L$  : Facteur de trouble de linke : il sert à caractériser le trouble atmosphérique (dû à la vapeur d'eau, la brume, aux fumées, aux poussières...) d'un ciel sans nuage ou peu nuageux.

$$T_L = 2,2 + 0,5 \ln t \quad (2-11)$$

Avec  $t$  : la tension de vapeur d'eau au sol (en mbar). [29]

On peut mesurer du rayonnement solaire diffus à l'aide d'un pyranomètre (figure 14), auquel on a adjoint un écran occultant le rayonnement solaire direct. Selon les cas, cet écran peut être, soit un disque ou une sphère dirigée en permanence vers le soleil.



**Figure 14:** Pyranomètre [24]

### 2.7.2 RAYONNEMENT HORIZONTAL GLOBAL (Global Horizontal Irradiance)

On appelle rayonnement global le rayonnement parvenant au niveau du sol sur une surface horizontale. Il s'exprime comme la somme du rayonnement diffus et du rayonnement direct pondéré par le sinus de hauteur  $H$  :

$$GHI = DHI + DNI * \sin H(2-12)$$

La mesure du rayonnement solaire global est faite aussi à l'aide d'un pyranomètre.

Cet instrument collecte le rayonnement arrivant sur une surface horizontale noircie, en provenance d'un angle solide de deux stéradians. Le pyranomètre possède une enveloppe transparente de forme sphérique qui lui permet d'admettre à la fois les rayonnements direct et diffus. [38]

## 2.8 GISEMENT SOLAIRE EN TUNISIE

Le nord de la Dorsale tunisienne bénéficie d'un climat méditerranéen, caractérisé par :

- Un été chaud et sec ;
- Un hiver doux et relativement pluvieux.



Le Centre ainsi que le golfe de Gabès connaissent un climat semi-aride, caractérisé par :

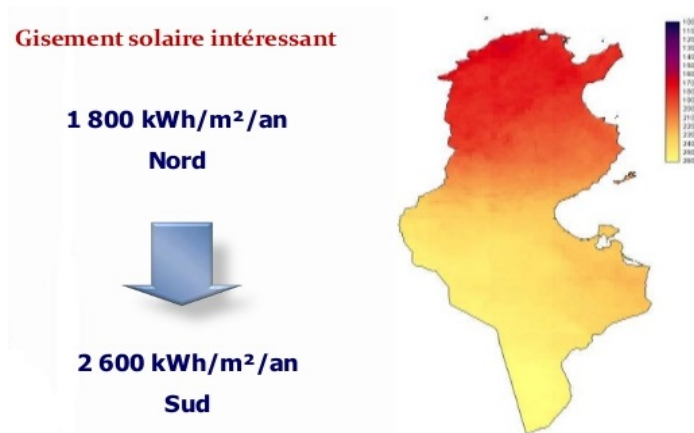
- Des températures relativement élevées ;
- Des précipitations modestes entre 200 et 400 mm/an.

Le reste du pays connaît un climat désertique aride caractérisé par :

- Des températures élevées ainsi que des amplitudes importantes ;
- Des précipitations disparates dépassant rarement les 100 mm.

Il y a lieu de noter que la position charnière de la Tunisie entre les régions tempérées de l'hémisphère Nord et les régions intertropicales confère à son climat une variabilité particulière. Une telle caractéristique fait de la Tunisie un pays particulièrement vulnérable aux changements climatiques.

La Tunisie dispose d'un gisement solaire énorme, la répartition du potentiel solaire reçu annuellement (Énergie moyenne reçue (kWh/m<sup>2</sup>/an)) sur leurs régions est représentée dans la figure (15).



**Figure 15:** Gisement solaire en Tunisie [20]

## 2.9 CONCLUSION

L'étude du rayonnement solaire s'avère nécessaire pour le choix du meilleur site en vue d'une installation du système solaire photovoltaïque (le rayonnement reçu par les modules photovoltaïques dépend également du niveau d'ensoleillement du site considéré).

L'utilisation efficace de l'énergie solaire nécessite une connaissance précise de l'énergie solaire, de la quantité d'énergie disponible à un endroit donné pendant une certaine période.

Ce chapitre servira de base théorique pour la suite de l'étude. Il nous donne les données nécessaires sur le rayonnement solaire, ces données seront utilisées par le logiciel de simulation Greenius. Aussi, nous avons expliqué le processus d'atténuation de rayonnement solaire à la terre à travers l'atmosphère et ses impacts.

## CHAPITRE 3

### PRODUCTION DE L'ELECTRICITE À PARTIR DE L'ÉNERGIE SOLAIRE

#### 3.1 INTRODUCTION

L'énergie solaire est une énergie renouvelable fournie par le rayonnement solaire, est c'est une source d'énergie qui dépend du soleil. Le soleil étant illimité et gratuit cette énergie est donc renouvelable et exploitée pour produire de l'électricité ou de la chaleur.

Une centrale solaire peut produire de grandes quantités d'électricité et être raccordée au réseau de distribution.

On distingue deux types principaux de technologies de centrales solaires :

- ✓ **Technologie de centrale solaire non concentrée (énergie solaire photovoltaïque) :**  
Désigne l'énergie récupérée et transformée directement en électricité à partir de la lumière du soleil par des panneaux solaires photovoltaïques basée sur l'effet photovoltaïque.  
Le photovoltaïque est une technologie valorisable qu'à petite échelle. Une installation photovoltaïque à grande échelle nécessite de très grandes surfaces, et le stockage par batteries (qui n'est pas toujours nécessaire) reste l'un des facteurs défavorables à cette technologie [27].
- ✓ **Technologie de centrale solaire à concentration (énergie solaire thermodynamique ou thermique) :** il s'agit d'un champ de miroirs servants à focaliser les rayons solaires en un point ou est confiné un fluide. La vapeur produite sert à faire tourner des turbines et de l'électricité est produite.

Dans cette étude on s'intéresse uniquement au premier type ; les centrales photovoltaïques.

## 3.2 LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE

La conversion photovoltaïque est la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique de manière directe sous forme de tension électrique.

Dans les centrales solaires photovoltaïques, on peut produire l'électricité à l'aide de panneaux photovoltaïques (un ensemble des cellules photovoltaïques) sur la base de l'effet photovoltaïque.

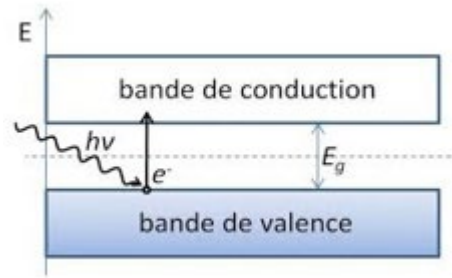


**Figure 16:** Principe des centrales solaires photovoltaïques [36]

### 3.2.1 L'EFFET PHOTOVOLTAÏQUE

L'effet photovoltaïque a été découvert en 1839 par Antoine Becquerel, grand-père de d'Henri Becquerel qui a découvert en 1896 la radioactivité.[12]

L'effet photovoltaïque est la transformation directe de la lumière en électricité.



**Figure 17:** Schéma simplifié d'absorption d'un photon dans un matériau semi-conducteur [12]

Lorsque le photon d'énergie ( $E_{ph} = h \cdot \nu$ ) (3-1) est supérieure ou égale à l'énergie de gap ( $E_{ph} \geq E_g$ ), il est absorbé par le matériau semi-conducteur (figure 17).

Lorsque l'énergie des photons est inférieure à l'énergie de gap ( $E_{ph} < E_g$ ), il y a échauffement (il n'y a pas de production d'électricité). [12]

### 3.3 LA CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE

#### 3.3.1 DÉFINITION

La cellule solaire (figure 18) est un dispositif optoélectronique capable de capter et de convertir directement l'énergie des rayons lumineux en électricité. Cette conversion est appelée conversion photovoltaïque. [14]

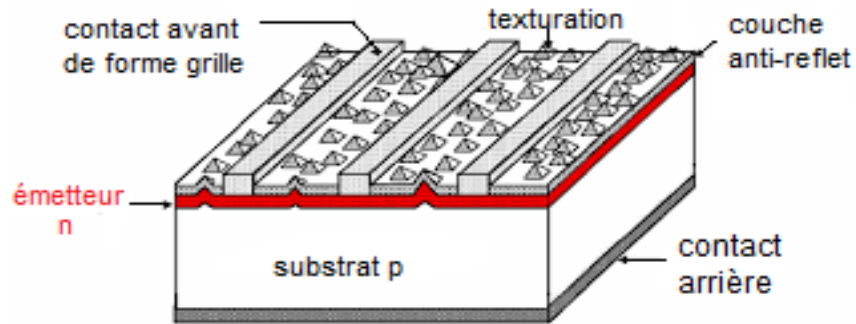
Sa structure est illustrée dans la figure 19 ci-dessous. Elle montre un schéma simplifié d'une cellule solaire typique, car l'architecture des dispositifs photovoltaïques modernes est particulièrement complexe. [14]



**Figure 18:** Cellule solaire [14]

- ✓ **Une plaquette du matériau semi-conducteur :** où la jonction représente le cœur de la cellule photovoltaïque ; elle représente le vrai générateur dans le dispositif. Cette jonction peut être d'un même matériau (homo jonction P-N) ou entre deux matériaux (hétérojonction). [13]
- ✓ **Les contacts métalliques :** Ils forment en face avant et en face arrière une structure de chemin permettant de récupérer les porteurs générés. A cet effet, deux électrodes élaborées sur la plaquette du semi-conducteur, l'une recouvrant la totalité de la face arrière pour assurer le contact avec la zone p, et l'autre sous forme de grille sur la face avant. La géométrie de cette grille étant un compromis entre une faible occultation du rayonnement et un bon contact électrique avec la zone n. [13; 14]
- ✓ **Une couche anti-réfléchissante (CAR) :** sa fonction est de minimiser la réflexion de la lumière en surface de la cellule en forçant le rayonnement à pénétrer dans le semi-conducteur. Une couche anti-réfléchissante (CAR) est obtenue par dépôt d'une couche d'oxyde sur le semi-conducteur. L'effet d'interférence obtenu au sein de la couche d'oxyde permet de piéger le rayonnement incident. [13]
- ✓ **La texturation de la surface réceptrice du semi-conducteur :** son rôle est d'optimiser les pertes dues à la réflexion. l'opération consiste à créer des pyramides de quelques microns de hauteur pour modifier la planéité de la surface en introduisant du relief. Ce dernier, au fur et à mesure que la surface augmente, provoque de multiples réflexions sur ses faces constitutives, piégeant ainsi le maximum du rayonnement incident et limitant la

réflectivité de la surface. La texturation de surface peut se faire par voie chimique, par voie mécanique, par gravure plasma ou par utilisation de silicium poreux. [13]



**Figure 19:** Schéma simplifié illustratif d'une cellule solaire [43]

### 3.3.2 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DUNE CELLULE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

Une cellule PV est réalisée généralement à partir de deux couches, l'une dopée P et l'autre dopée N, créant ainsi une jonction entre ces deux couches dopées avec une barrière de potentiel.[14]

Cette transformation photovoltaïque est basée sur les trois mécanismes suivants :

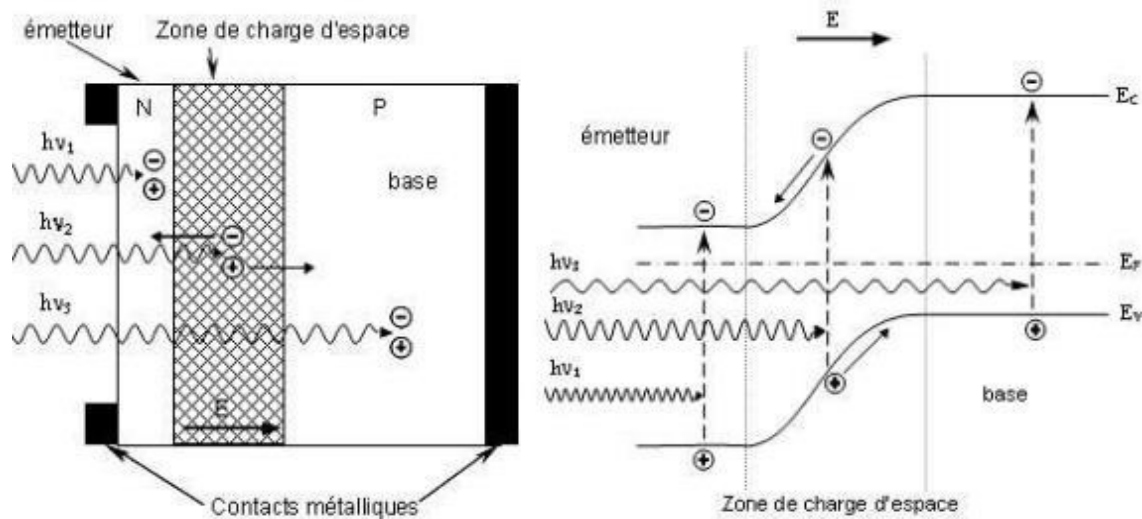
- Absorption des photons par le matériau constituant le dispositif.
- Conversion de l'énergie photonique en énergie électrique, ce qui correspond à la création de paires électron-trou dans le matériau semi-conducteur.
- Collecte des particules générées dans les régions neutres N et P sous l'effet d'un champ électrique interne. [39]

La cellule photovoltaïque doit posséder un conducteur pour permettre le passage du courant. Pour cela, une jonction P-N (cellules à base de silicium) est souvent utilisée. D'autres structures, comme les hétérojonctions peuvent également être utilisées (cellules CdTe par exemple). [27]

Le fonctionnement des cellules photovoltaïques est illustré dans les Figures 20 et 21. Sous éclairage, les photons incidents créent des porteurs dans les zones N, P et dans la zone de charge d'espace (ZCE). Les paires électrons-trous photo-générées dans cette zone sont instantanément séparées par le champ électrique régnant.

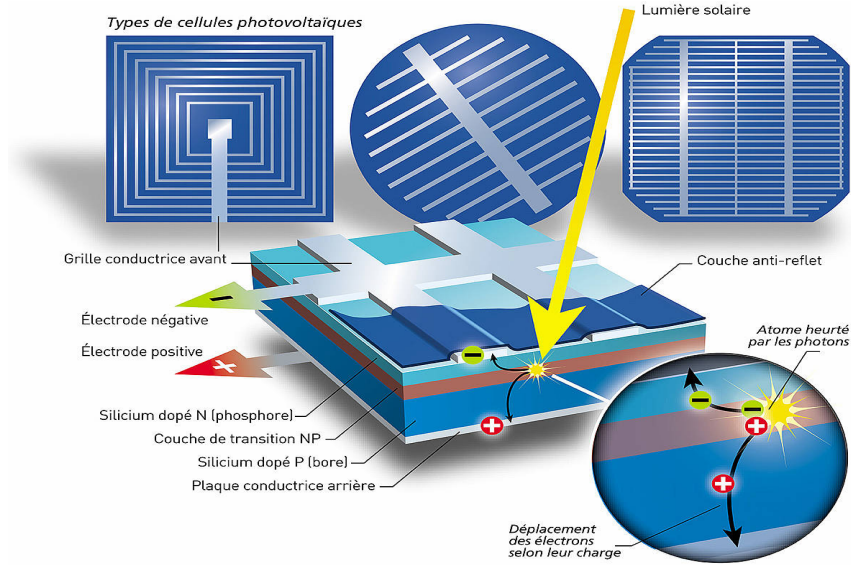
Les trous, charges positives se voient accélérés vers la zone P, les électrons, charges négatives, vers la zone N. Trous et électrons deviennent alors majoritaire : C'est le photo-courant de génération, parallèlement, les porteurs minoritaires, trous générés coté N et électrons générés coté P, créent un gradient de concentration et diffusent dans le matériau.

S'ils atteignent la ZCE sans se recombiner, le champ électrique les fait traverser la zone déplétive afin d'atteindre la région où ils deviennent majoritaires : c'est le photo-courant de diffusion. La présence de contacts métalliques assure le bon cheminement des porteurs qui créent un courant photo-généré ( $I_{ph}$ ) [32; 34]



**Figure 20** : Structure et diagramme de bande d'une cellule solaire sous éclairage.[27; 28]





**Figure 21:** Principe de fonctionnement d'une cellule solaire à base de silicium [23]

### 3.3.3 SCHÉMA ÉLECTRIQUE ÉQUIVALENT

Le circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque est fréquemment utilisé afin de décrire son comportement à l'aide de composants électriques élémentaires (source, résistance, diode, bobine, condensateur, etc.).

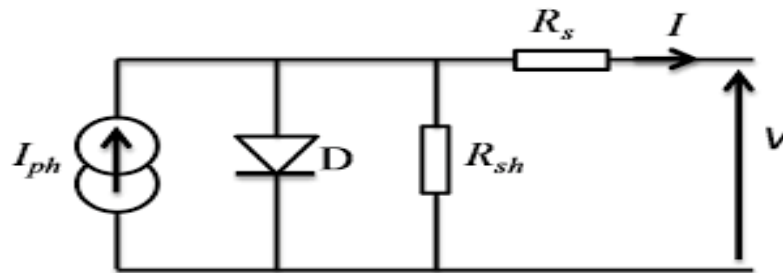
Sous éclairage, un terme  $I_{ph}$ , tenant compte du photo-courant généré est rajouté. On obtient le circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque idéale sous éclairage qui est représenté par l'équation suivante :

$$I = I_{ph} - I_{obs} = I_{ph} - I_s [ (e^{V/nV_{th}}) - 1 ] \quad (3-2) \quad [19]$$

Dans le cas d'une cellule photovoltaïque réelle, d'autres paramètres qui tiennent compte des effets résistifs et des fuites vers les bords doivent être pris en considération et l'équation de la caractéristique I-V devient alors :

$$I = I_{ph} - I_{obs} = I_{ph} - I_s [ (e^{V/nV_{th}}) - 1 ] - (V + R_s/R_{sh}) \quad (3-3) \quad [19]$$

Par conséquent le schéma équivalent d'une cellule solaire réelle est représenté sur la Figure 22 par un générateur de courant ( $I_{ph}$ ), une diode et deux résistances parasites ( $R_s$ ) et ( $R_{sh}$ ). Elle est liée à l'impédance des électrodes et du matériau. Il en résulte que la tension  $V$  aux bornes de la cellule est différente de la tension aux bornes de la jonction. Ce terme doit idéalement être le plus faible possible pour limiter son influence sur le courant de la cellule.

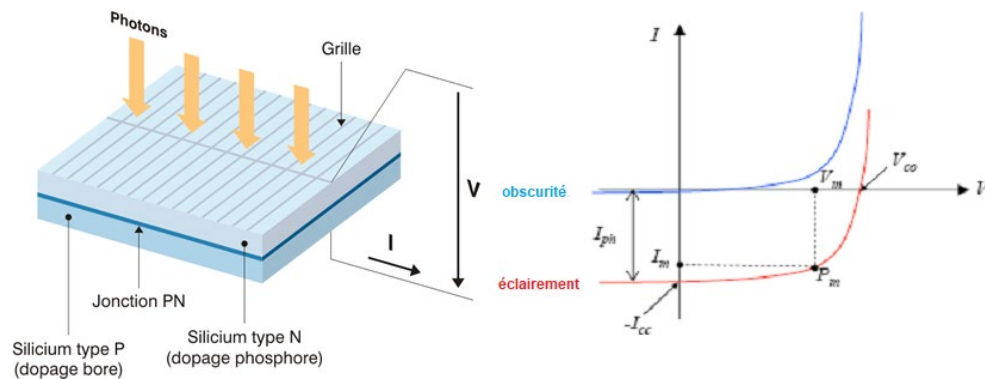


**Figure 22:** Circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque [42]

- ✓ **Le générateur de courant ( $I_{ph}$ ) :** il délivre le courant  $I_{ph}$  correspondant au courant photogène.
- ✓ **La diode (D) :** modélise la jonction P-N.
- ✓ **La résistance série  $R_s$  :** représente les pertes dans la photopile (les métallisations). Elle est liée à l'impédance des électrodes et du matériau. Il en résulte que la tension  $V$  aux bornes de la cellule est différente de la tension  $V_j$  aux bornes de la jonction P-N. Ce terme doit idéalement être le plus faible possible pour limiter son influence sur le courant de la cellule.
- ✓ **La résistance parallèle (résistance shunt  $R_{sh}$ ) :** correspond à une résistance de fuite entre les deux zones N et P de la jonction ; il en résulte qu'une partie du courant  $I_{ph}$  sera dérivée par cette résistance et ne pourra être délivrée à la charge. Cette résistance devra être la plus élevée possible.

### 3.3.4 Les caractéristiques électriques d'une cellule solaire

La variation du courant «I» en fonction de la tension «V» à l'obscurité et en particulier sous éclairement, permet d'évaluer la performance de la cellule solaire. La Figure 23 ci-dessous montre deux exemples de caractéristiques (I – V) de cellule solaire sans et avec éclairement.



**Figure 23:** Caractéristiques électriques (I-V) d'une cellule solaire à avec et sans l'éclairement [12]

Les principales grandeurs physiques définissent cette courbe sont :

- **Tension à vide ( $V_{co}$ ) :**

$$V_{co} = nV_{th} \log(1 + (I_{ph}/I_s)) \quad (3-4)$$

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

$$I_{cc} = I_{ph} \quad (3-5)$$

- **Puissance maximale sous l'éclairement ( $P_m$ ) :** c'est le point maximal sous l'éclairement de tension ( $V_m$ ) et le courant ( $I_m$ ).

$$P_m = V_m * I_m \quad (3-6)$$

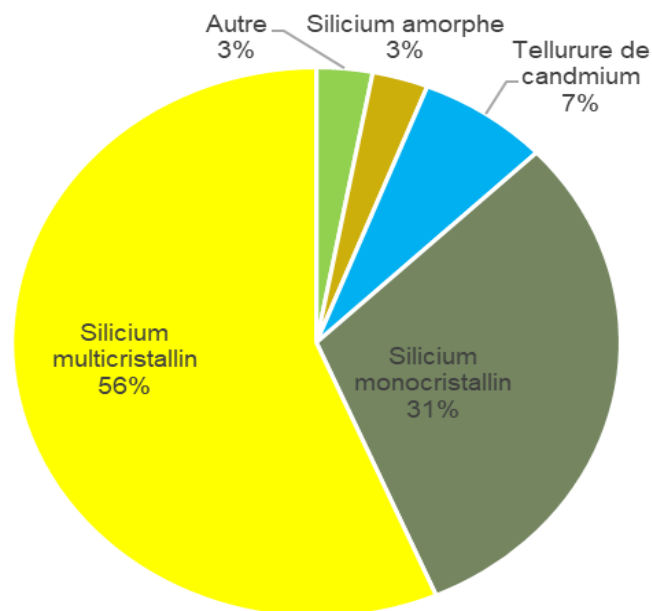
Elle traduit sur la caractéristique (I-V) le point du fonctionnement  $P_m (V_m, I_m)$  qui est situé sur la courbe de la caractéristique (I-V) et appelé point de puissance maximale où les

valeurs de tension ( $V_m$ ) et du courant ( $I_m$ ) sont appelées également tension et courant maximums respectivement.

### 3.3.5 TECHNOLOGIE DES CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES

Il existe différents types cellules photovoltaïques, répartie en fonction de leurs technologies de fabrication. Les technologies les plus répandues sont à base de silicium, elles constituent plus de 90% du marché photovoltaïque mondial (Figure 24). D'autres matériaux sont aussi utilisés, comme les matériaux organiques. [39]

Ces types de cellules diffèrent par leurs rendements. Pour des cellules fabriquées par les mêmes matériaux, c'est l'épaisseur des couches qui influence leurs rendements. On présente ci-dessous les types de cellules les plus répandus [12]



**Figure 24:** Parts de marché de différentes technologies solaires [13]

### 3.3.5.1 LA FILIÈRE DU SILICIUM

C'est la filière dominante.

#### ✓ **Les cellules à base de silicium monocristallin :**

Ses points forts :

- Un très bon rendement, entre 12 % et 16 % ;
- La durée de vie avoisine les 30 ans, ce qui est très rentable.

L'inconvénient est le prix, dû au processus de fabrication long et énergivore. Il est utilisé en extérieur pour les fortes et moyennes puissances (habitations, relais de télécommunications...).

#### ✓ **Les cellules à base de silicium polycristallin (multicristallin) :**

Caractérisées par :

- Le rendement est moins bon, entre 11 % et 14 % ;
- Le coût est réduit par rapport aux cellules en silicium monocristallin, puisque leur fabrication, produisant peu de déchets, nécessite de 2 à 3 fois moins d'énergie et est plus rapide. [25]

#### ✓ **Les cellules à base de silicium amorphe :**

Dans une structure amorphe, les atomes sont disposés de manière désordonnée ce qui leur permet de mieux capter la lumière (par rapport au silicium cristallin), du fait que les cellules sont fabriquées par projection de silicium sur un autre matériau, comme du verre ou du plastique. Ce silicium en couche très mince répond néanmoins à de nombreux besoins liés à l'éclairage (extérieur ou intérieur).

Cette cellule solaire présente de nombreux avantages :

- Moins chère à fabriquer,
- Peut être intégrée sur tout type de support, flexible ou rigide.
- Capte les rayons solaires même par temps nuageux.

Son principal inconvénient est qu'elle offre un faible rendement environ 5 % à 7 %, il faut environ 15m<sup>2</sup> de cellules pour obtenir 1 kWc. Il est utilisé pour l'électronique, dans les calculatrices par exemple.

### 3.3.5.2 LA FILIÈRE COUCHES MINCES

#### ✓ **Les cellules au tellure de cadmium (CdTe) :**

Les cellules au tellure de cadmium présentent l'avantage qu'ils sont deux à trois fois moins chers que ceux avec une structure cristalline. Ceci est essentiellement grâce à l'optimisation des procédés de fabrication, à la faible main-d'œuvre requise et aux économies d'échelle (baisse du coût à la suite de l'augmentation de la productivité). [38]

#### ✓ **Les cellules de Cuivre-indium-di sélénium (CIS) ou de cuivre-indium-gallium-sélénium (CIGS) :**

Les cellules CIGS utilisent, comme les technologies au silicium ou au tellure de cadmium, le principe de la jonction p-n. Elles se démarquent cependant des autres pour deux raisons : elles ne possèdent ni de silicium, ni d'élément toxique (ou une très petite quantité) comme le cadmium. [3]

Elles renferment un absorbant composé de cuivre, de gallium, d'indium et de sélénium. Étant donné que deux semi-conducteurs ne sont pas identiques, les cellules CIGS sont aussi des hétérojonctions. De plus, leur rendement est le plus élevé à ce jour pour les cellules photovoltaïques à couches minces. Le rendement record de 22.3 % a été réalisé le 8 décembre 2015 par une cellule solaire d'environ 0,5 cm<sup>2</sup> de « Solar Frontier-Japon ». [24]

Les entités cristallines requièrent 3,5 g de silicium pour afficher 1 Watt-crête. Pour une puissance équivalente, les cellules CIGS ont seulement besoin de 0,08 g d'absorbant. Les cellules CIGS sont plus minces que leurs homologues cristallins et moins dangereuses pour les ouvriers, les fabricants et l'environnement que les structures en tellure de cadmium.

Elles ne sont pas pour autant dépourvues d'inconvénients, puisqu'elles intègrent de l'indium, un élément dont les réserves ne cessent de diminuer, et aussi les cellules à couches minces nécessitent plus de surface pour atteindre les mêmes rendements que les cellules épaisses. [24]

✓ **Les cellules de l'Arséniure de Gallium (GaAs) :**

L'arséniure de gallium est l'un des composés semi-conducteurs largement utilisés dans les applications photovoltaïques. C'est grâce à ses électrons mobiles et à ses mécanismes de croissance qui sont bien contrôlés. [1]

Les dispositifs de GaAs ont une jonction unique et atteignent aujourd'hui près de 30% d'efficacité. Les avantages de ces cellules sont : une absorption très élevée, et ces cellules ne sont pas épaisses, ce qui se traduit dans un gain en volume et en masse des sondes avec lesquelles le moindre gramme superflu est traqué. Leur puissance est, par rapport aux cellules simples au silicium, est peu affectée par les augmentations de température que les sondes peuvent rencontrer.

Mais les inconvénients sont le prix très élevé, et ces cellules nécessitent un dispositif de concentration (lentille de Fresnel) et de suivi du soleil (tracker). [1]

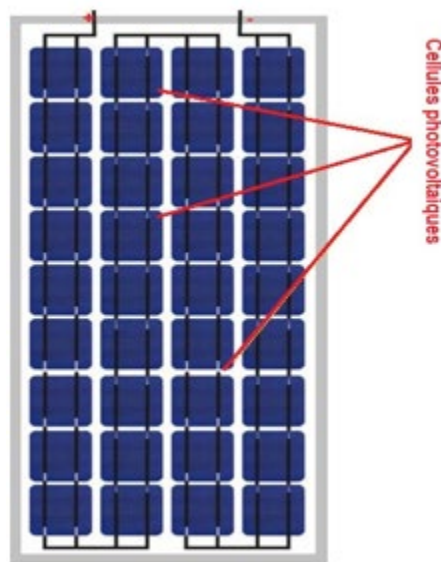
### 3.3.5.3 LA FILIÈRE ORGANIQUE

En phase recherche, les cellules solaires organiques nous donnent de réelles perspectives d'avenir. Facilement extrait sans payer trop cher avec peu d'impact sur l'environnement.

### 3.4 LES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES

Le module photovoltaïque est par définition un ensemble de photopiles (cellules solaires) assemblées (Figure 25) pour générer de l'énergie électrique exploitable lorsqu'elles sont exposées à un rayonnement utile (solaire ou autre). Il est formé de (Figure 26) :[41]

- ✓ **Une couche de verre solide** : Elle s'amincit grâce aux progrès technologiques, et elle est capable de résister au froid et aux variations climatiques. [41]
- ✓ **Un cadre** : en aluminium se justifie par la haute résistance de celui-ci à l'humidité ainsi qu'aux chocs mécaniques.



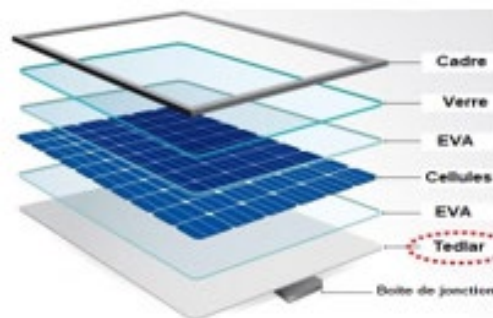
**Figure 25:** Cellules assemblées en série formant un module photovoltaïque [26]

- ✓ **L'EVA** : est une résine transparente enrobant les cellules photovoltaïques. Chimiquement, l'EVA est formé de chaînes de copolymère d'éthylène et de vinyle d'acétate. Il ne peut pas conduire le courant et dispose d'un très faible taux d'absorption d'eau.



- ✓ **Le Tedlar** : est un polymère fluoré. Le rôle majeur du TEDLAR, 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.
- ✓ **La boîte de jonction** : installée à proximité des panneaux solaires, dispose de protections contre les surintensités grâce à des fusibles sur chaque module solaire ainsi qu'au sectionneur (le sectionneur permet de couper l'alimentation électrique en cas d'urgence ou de maintenance).

Les modules photovoltaïques se présentent le plus couramment sous la forme de panneaux rectangulaires bleu foncé ou noirs (c'est le silicium qui donne aux capteurs solaires cette couleur). La dégradation est lente et leur qualité croît. Certains modules possèdent une durée de vie d'environ 35 ans et la majorité des constructeurs les garantissent pour une durée de 20 à 25 ans.[41]



**Figure 26:** Structure d'un module photovoltaïque [41]

### 3.4.1 LES GRANDES CARACTÉRISTIQUES D'UN MODULE PHOTOVOLTAÏQUE

Les modules photovoltaïques sont testés en laboratoire dans des conditions standard (STC), pour permettre la comparaison de l'efficacité des différents modules. L'émission lumineuse doit être égale à  $1\ 000\ \text{W/m}^2$ , la température doit être égale à  $25\ ^\circ\text{C}$  et selon les conditions spectrales, La Masse de la zone doit être égales à 1,5.

- ✓ [43] **Puissance maximale dans les conditions STC ( $P_{MPP}$ )** : cette grandeur est essentielle pour évaluer la performance du module. Elle est donnée par la relation :

$$P_{MPP} = V_{MPP} * I_{MPP}(3-7) [43]$$

- ✓ **Puissance crête ( $P_c$ )** : La puissance crête d'un module, notée  $P_c$  exprimée en (Wc), se définit par la relation :

$$P_c = P_{MPP}(3-8) [43]$$

- ✓ **Facteur de forme (FF)** : Ce paramètre compris entre 0 et 1, exprimé en (%) qualifie la forme plus ou moins rectangulaire de la caractéristique I-V de la cellule solaire. S'il s'agissait d'un carré, le facteur de forme serait égal à 1, la puissance  $P_{MPP}$  serait égale au produit ( $I_{cc}$ ,  $V_{co}$ ). Mais, généralement le facteur de forme prend des valeurs comprises entre 0.6 et 0.85.

$$FF = P_{MPP}/(I_{cc} * V_{co}) = (V_{MPP} * I_{MPP})/(I_{cc} * V_{co})(3-9) [27]$$

- ✓ **Rendement sous conditions STC ( $\eta$ )** :

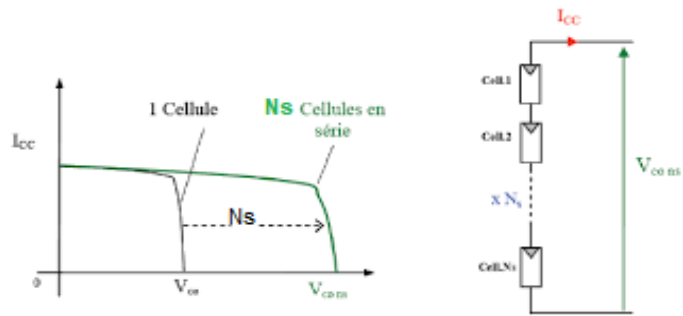
$$\eta = P_c/E * S(3-10)$$

Avec :  $E$  : Éclairement (sous STC,  $E=1000 \text{ W/m}^2$ ) ;  $S$  : Surface du module photovoltaïque ( $\text{m}^2$ ). [14]

### 3.4.2 ASSOCIATION EN SÉRIE

La caractéristique I-V d'un groupement quelconque de cellules sera homothétique de la courbe (I-V) d'une cellule de base. Il en sera de même pour toutes les propriétés du réseau. Dans un groupe de cellules série  $N_s$  cellules en série, le courant de la branche ne change pas mais la tension sera plus grande. Pour un groupement de  $N_s$  cellules montées en série la tension de sortie  $V_s$  a pour expression générale :

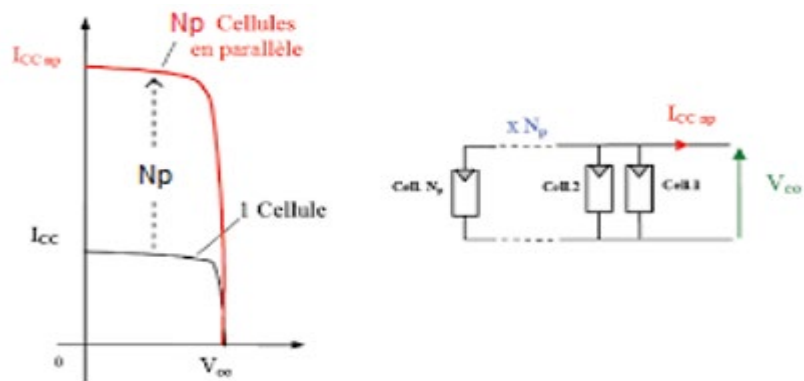
$$V_s = N_s * V_c; \text{ avec } V_c : \text{ tension fournie par une cellule. [1]}$$



**Figure 27:** Groupement des cellules en série [43]

### 3.4.3 ASSOCIATION EN PARALLÈLE

Dans la figure suivante on retrouve la courbe de puissance de  $N_p$  cellules en parallèle. La tension est toujours la même, pour avoir la nouvelle courbe il faut multiplier point par point la tension.[25]



**Figure 28:** Groupement des cellules en parallèle [25]

### 3.4.4 CHAMP PHOTOVOLTAÏQUE

Une association de plusieurs modules dans un même plan s'appelle un panneau et le montage de plusieurs panneaux en rangées de panneaux série et parallèle forme un champ photovoltaïque ou ce que l'on appelle parfois une sous-station photovoltaïque.

Le champ photovoltaïque est l'ensemble des panneaux photovoltaïques montés en série et en parallèle pour que le courant et la tension soient supérieurs. Une association série-parallèle des panneaux photovoltaïques aura une caractéristique (I-V) théorique en tout point homothétique à celle des modules de base et obtenue en ajustant les échelles sur les deux axes.

Supposons que  $R_m$ ,  $I_m$ ,  $V_m$  et  $P_m$  soient les caractéristiques du module de base ; la puissance crête, la tension du fonctionnement et la tension maximale, le courant du fonctionnement et le courant maximal, et la résistance de charge optimale respectivement. Les caractéristiques correspondantes de la sous-station seront :

- Puissance crête disponible aux bornes de cette sous-station photovoltaïque  $P_{mssp}$  :

$$P_{mssp} = N_{ms} * N_{bp} * P_m(3-11)$$

- La tension maximale  $V_{mssp}$  :

$$V_{mssp} = N_{ms} * V_m(3-12)$$

- Le courant maximal  $I_{mssp}$  :

$$I_{mssp} = N_{bp} * I_m(3-13)$$

- La résistance de charge optimale  $R_{mssp}$  :

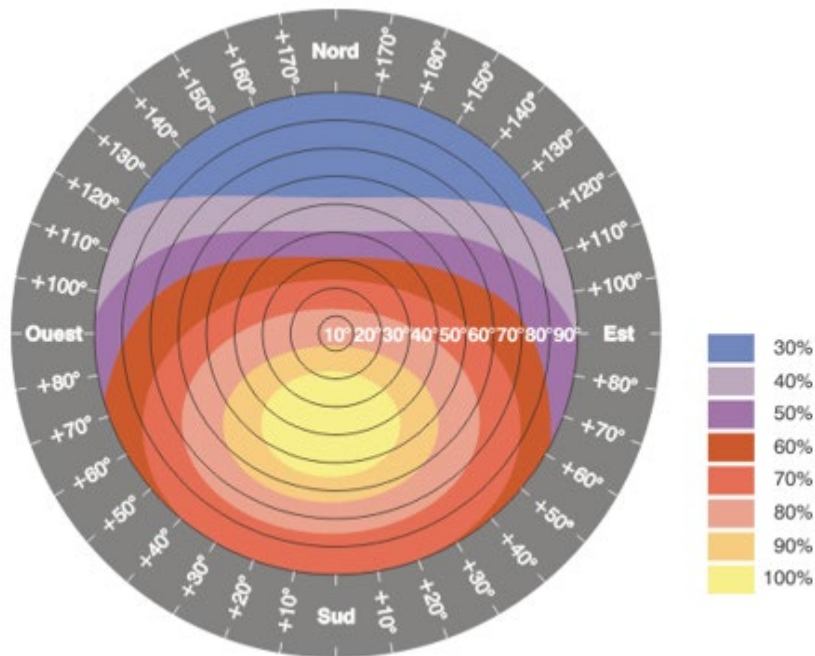
$$R_{mssp} = (N_{ms}/N_{bp}) * R_m(3-14)$$

### **3.4.5 INCLINAISON ET ORIENTATION OPTIMALES DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES**

Dans une chaîne photovoltaïque, afin de limiter les pertes d'appariement, les modules photovoltaïques interconnectés doivent être identiques (même marque, type, puissance, année de fabrication, etc.) et avoir la même inclinaison et orientation.

Le disque de rayonnement solaire (Figure 29) permet d'estimer le pourcentage de rendement d'une installation PV par rapport aux conditions optimales, en fonction de l'inclinaison et de l'orientation des modules. [29]

Pour assurer une production optimale d'un champ photovoltaïque tout au long de l'année (environ 100% de coefficient de production d'électricité), il est recommandé d'orienter les modules photovoltaïques vers le plein Sud (Azimut  $0^\circ$ ) et de les incliner par rapport à l'horizontale de  $30^\circ$ . Dans la pratique, et en cas de présence d'obstacles ou autres contraintes, l'orientation et l'inclinaison adoptées doivent être justifiées dans le dossier technique de l'installation. [29]



**Figure 29:** Disque solaire de l'hémisphère Nord [29]

Sauf indication contraire du fabricant du module photovoltaïque :

- Les modules photovoltaïques peuvent être posés en portrait ou en paysage
- Il est interdit de poser les panneaux en position inversée (boîte de jonction en bas)

### 3.4.6 PROTECTION DES MODULES

Deux types de protection sont classiquement utilisés dans les installations photovoltaïques et sont présentés dans la Figure 30 :

- ✓ **La diode anti-retour :** cette diode empêche un courant négatif dans les GPV. Cette anomalie se présente quand plus qu'un module est connecté en parallèle, ou bien quand une charge en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie durant la nuit.

- ✓ **Les diodes by-pass** : ces diodes peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène, en évitant un échauffement de la cellule, susceptible de conduire à sa destruction par claquage. Il convient donc de limiter la tension inverse maximale susceptible de se développer aux bornes de la cellule en plaçant une diode parallèle (by-pass) à chaque niveau unitaire, la diode parallèle limite la tension inverse par sa tension continue directe lorsqu'elle devient conductrice. [28]

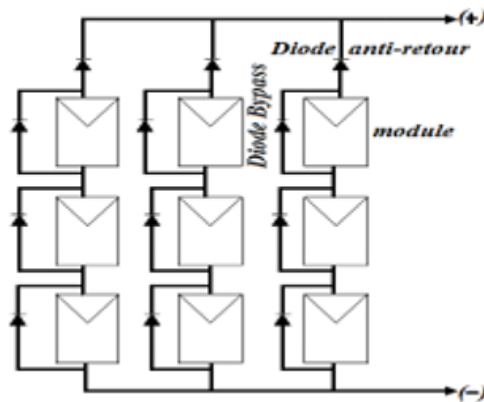


Figure 30: Protection par diodes séries et parallèles dans un GPV [28]

### 3.5 INSTALLATION SOLAIRE

Une installation solaire photovoltaïque est une installation dont l'objectif est la production d'électricité par rayonnement solaire. C'est donc une source d'énergie renouvelable.

Les composants de ce type d'installation varient selon qu'il s'agit d'une centrale solaire connectée au réseau électrique ou d'une installation solaire isolée. Dans notre étude (une centrale solaire connectée au réseau électrique), l'électricité produite est fournie au réseau électrique général pour la distribution. Les principaux composants sont décrits dans les sections suivantes [26]

### 3.5.1 CHAMP PHOTOVOLTAÏQUE AVEC UNE STRUCTURE DE SUPPORT

C'est un ensemble de modules photovoltaïques qui produisent de l'électricité (DC) à partir du rayonnement solaire. En principe, le nombre de modules dépend des besoins en termes de puissance et de prix.

Les caractéristiques techniques d'un module photovoltaïque monocristallin sont présentées dans les tableaux suivants (Tableaux 5 et 6).

**Tableau 5:** Caractéristiques d'un module photovoltaïque monocristallin [43]

<b>Dimensions (Longueur*Largeur*Profondeur)</b>	1956*992*45 mm
<b>Poids</b>	24 kg
<b>Câble de sortie et type de connecteur</b>	1000 mm, MC4
<b>Type de la boîte de jonction</b>	PV-JH200
<b>Cadre</b>	Aluminium
<b>Verre</b>	Verre trempé à faible teneur en fer, haute conductivité, épaisseur de 3.2 mm
<b>Cellules solaires</b>	72 cellules monocristallines



**Tableau 6:** Caractéristique électrique d'un module monocristallin [43]

<b>Puissance maximale sous conditions STC (+3/0%)</b>	<b><math>P_{MPP}</math> (Wc)</b>	<b>300</b>
<b>Rendement sous conditions STC</b>	$\eta$ (%)	15.46
<b>Facteur de forme</b>	FF	0.77
<b>Tension au point de puissance maximale</b>	$V_{MPP}$ (V)	36
<b>Courant au point de puissance maximale</b>	$I_{MPP}$ (A)	8.06
<b>Tension de circuit ouvert</b>	$V_{co}$ (V)	45.5
<b>Courant de circuit-circuit</b>	$I_{cc}$ (A)	8.56
<b>Tension maximale de système</b>	$V_{max}$ (V)	1000
<b>Coeff. Température au point maximal de puissance</b>	$T_k P_{MPP}$ (%/°C)	-0.48
<b>Coeff. Température de tension de circuit ouvert</b>	$T_k V_{co}$ (%/°C)	-0.34
<b>Coeff. Température de courant de court-circuit</b>	$T_k I_{cc}$ (%/°C)	+0.037
<b>Température de fonctionnement de la cellule</b>	-40 °C à 85 °C	

### 3.6 COFFRET DE COUPURE ET DE PROTECTION COURANT CONTINU DC

Ce coffret est placé en amont à côté des onduleurs. Il contient une possibilité de coupure et sectionnement appelé l'interrupteur-sectionneur, dispose aussi d'un disjoncteur accompagné d'une grande protection anti- surtension appelée le parafoudre.

### 3.7 ONDULEURS

Permettant de convertir des tensions et des courants continus en tensions et courants alternatifs (exemples des onduleurs : SMA (France), Fronius (Autriche)...). Ce rendement est en principe compris entre 95 et 98%. [31]



**Figure 31:** Principe de fonctionnement des onduleurs solaires [31]

L'onduleur doit être dimensionné en fonction de la puissance de l'installation photovoltaïque, la performance et la surveillance peuvent constituer des critères supplémentaires.

Les caractéristiques de fonctionnement les plus importantes :

- Tension et courant d'entrée/sortie
- Forme de l'onde
- Limites de la tension d'entrée
- Basse de consommation et haut rendement
- Puissance de sortie
- Capacité de surcharge (important quand il a accès au moteur)
- Facilité de réparation et la maintenance
- Fonctionnement dans les points de puissance maximale
- Conditions ambiantes (température de fonctionnement)

Il y a deux types d'onduleurs :

- ✓ **Les onduleurs de chaîne :** Jusqu'à 3.3 kW, ils fonctionnent en général en 230 V monophasé, alors qu'au-dessus, ils doivent être triphasés (basse ou moyenne tension). Conditionnent la conversion d'électricité produite d'une seule chaîne de panneaux. [26]
- ✓ **Onduleurs centraux :**
  - ✓ La recherche du point de puissance maximale est intéressante (souvent noté MPP-Tracking : Maximum Power Point-Tracking), c'est-à-dire l'adaptation permanente de l'impédance d'entrée afin d'optimiser, à chaque instant, le produit ( $P = U.I$ ) sur la caractéristique du champ PV [40].

Une défaillance dans un onduleur central signifierait un arrêt complet de l'ensemble de la centrale. Mais les onduleurs de chaîne garantissent non seulement une plus grande fiabilité, mais peuvent également contrôler moins de modules avec beaucoup plus de précision. Donc un plus grand nombre d'onduleurs « MPP-Tracking » signifie une augmentation potentielle du rendement du système photovoltaïque. Le coût supplémentaire (le câblage, etc.) est l'élément négatif par l'utilisation d'onduleurs de chaîne. [7]

### **3.8 COFFRET DE COUPURE ET DE PROTECTION COURANT ALTERNATIF AC**

Ce coffret est placé en aval à côté des onduleurs, il contient une possibilité de coupure et sectionnement appelé l'interrupteur-sectionneur, dispose aussi d'un disjoncteur accompagné d'une protection anti-surtensions appelée le parafoudre.

### **3.9 DIMENSIONNEMENT DE L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE**

Tout d'abord il faut connaître la puissance crête pour la comparer à la consommation publique nécessaire. On considère que chaque famille consomme 1 KWh d'électricité et nous visons l'alimentation électrique de 100 familles. Donc, la puissance crête est 100 KWh.

On peut calculer le nombre de modules photovoltaïques nécessaire dans cette l'installation de centrale :

$$\text{Nombre de modules} = \text{Puissance crete de l'installation} / \text{Puissance crete de module}$$

Alors, dans notre cas :  $100/0.3=333.3333$ , nous avons besoin de 334 modules.

La puissance de l'onduleur doit être adaptée à la puissance crêtes des modules PV en respectant une limite. Exemple d'une limite acceptable :

$$0,8 * P_{PVc} < P_{AC} < 1,2 * P_{PVc}$$

Avec :  $P_{AC}$  : puissance AC de l'onduleur ;  $P_{PVc}$  : Puissance crête des modules PV raccordés pour des STC.

Si la puissance de l'onduleur est égale à la puissance des modules PV dans les conditions STC, alors en cas d'ensoleillement plus intense et/ou de basse température de cellule , l'onduleur ne pourra pas convertir toute la puissance. Le prix d'achat d'un onduleur capable de supporter ce rayonnement élevé et la fréquence d'apparition de ce rayonnement doivent être évalués d'un point de vue économique.

### 3.10 CONCLUSION

L'énergie solaire est une ressource inépuisable qui pourrait fournir à l'humanité l'ensemble de ses besoins en énergie primaires. Différentes façons de convertir cette ressource existent pour la production de l'électricité via la filière photovoltaïque, concentrée ou classique, à travers la filière thermodynamique par les capteurs cylindro-paraboliques, les miroirs de Fresnel, la technologie Dish-Stirling, et les centrales à tour.

Les centrales solaires photovoltaïques sont actuellement les plus dominantes, moins chères par rapport aux autres types de centrales (quand il n'y a pas de système de stockage)

et leurs rendements se situent actuellement à environ 14,5 % (défini comme la part du rayonnement solaire transformée en électricité). [10]

Dans ce chapitre nous avons fait une présentation détaillée du fonctionnement et des caractéristiques des modules photovoltaïques et leurs associations (en série, en parallèle) et leurs différentes technologies dans le système (centrale solaire photovoltaïque).

Dans le chapitre suivant, à partir des données spécifiées on peut simuler les centrales PV pour compléter une étude détaillée à l'aide du logiciel Greenius pour limiter les risques techniques et économiques associés à ce type de projet.

## **CHAPITRE 4**

### **SIMULATION D'UNE CENTRALE DE PRODUCTION D'ÉNERGIE SOLAIRE**

#### **4.1 INTRODUCTION**

La simulation est utilisée dans différents domaines de la recherche et permet d'analyser le comportement d'un système et d'optimiser son fonctionnement avant de l'implanter. Un modèle numérique simulé n'est pas une représentation exacte de la réalité physique, mais il est seulement apte à restituer les caractéristiques les plus importantes du système.

Dans ce chapitre, nous allons étudier la faisabilité d'une centrale électrique solaire photovoltaïque en exploitant des données météorologiques délivrées par une station météo installée dans le cadre du projet « enerMENA » dans le site du Tataouine (latitude 32°97', longitude 19°49').

La simulation sera à travers à l'aide de l'outil de simulation « Greenius ».

#### **4.2 PRÉSENTATION DE L'OUTIL DE SIMULATION GREENIUS**

##### **4.2.1 GREENIUS**

Greenius (Green Energy System Analysis) est un logiciel puissant de simulation pour le calcul et l'analyse de projets des énergies renouvelables pour l'alimentation électrique. Son but est de minimiser les risques des projets de producteurs autonomes d'électricité renouvelable. Nous trouvons bien sûr les systèmes photovoltaïques ou concentrateurs paraboliques à moteur Stirling, et aussi les centrales thermiques solaires, les cylindro-paraboliques, et les centrales éoliennes. [11]

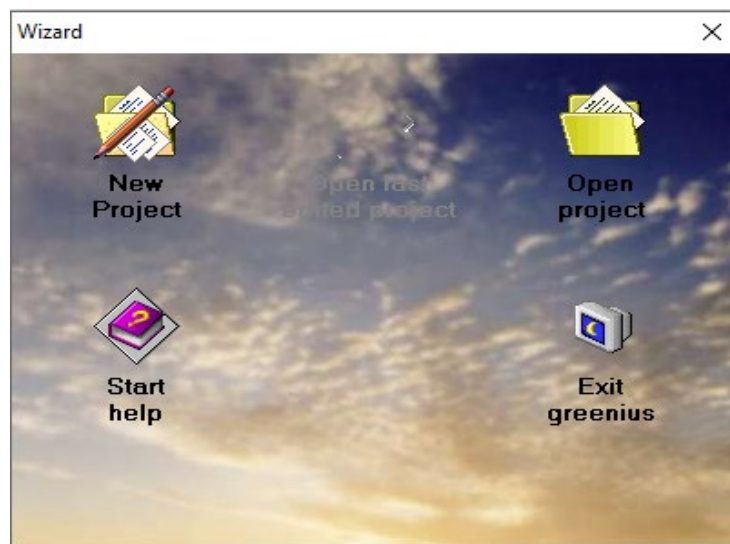
Ce programme offre une seule combinaison des calculs techniques, économiques et environnementaux à partir de données météorologiques horaires au format « ASCII files »[1].

Des applications de Windows peuvent être sauvegardées dans d'autres formats. Les résultats de calcul sont détaillés et les simulations étendues exécutent très rapidement.

Greenius a été développé au centre aérospatial allemand (DLR) ; Dr. Rainer Kistner, WinfriedOrtmanns, Dr. Volker Quaschnig, et Dr. Jürgen Dersch ont appartenu à l'équipe de son développement. La vente, la distribution et le service sont effectués sous une licence de DLR.[11]

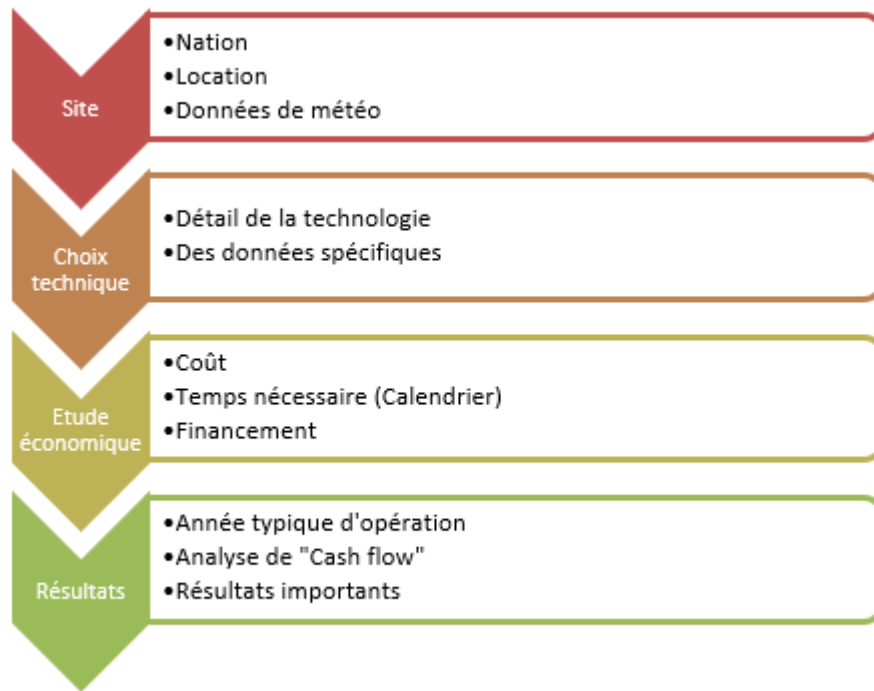
Ce logiciel est bilingue « anglais » et « allemand ».

Après avoir commencé le programme, Wizard apparaît automatiquement sur le bureau (figure 32). Il permet de créer de nouveaux projets ou ouverture des projets existants. Avec la commande « ESC » nous pouvons fermer la fenêtre Wizard. Et par suite nous pouvons commencer le Wizard encore à n'importe quel moment avec la commande « F12 ».



**Figure 32:** Fenêtre de Wizard [11]

Une représentation sur la Figure 33, qui montre un sommaire des interfaces principales du Greenius données pour étudier un projet.



**Figure 33:** Structure du Greenius pour l'étude d'un projet [11]

#### 4.2.2 ÉTAPES À SUIVRE ET DONNÉES NÉCESSAIRES

Avant l'implantation d'un projet solaire, plusieurs paramètres doivent être pris en considération tels que les données géographiques, météorologiques et économiques (coût du terrain, coûts pour l'approvisionnement en eau, tarifs de l'électricité ou taux d'escompte, etc.).

Ces données sont subdivisées en quatre groupes principaux :

- Données spécifiques sur le pays ;
- Données sur le site d'emplacement ;
- Données sur la consommation électrique et la courbe de charge du pays ;



- Données météorologiques.

Un exemple d'interface d'emplacement d'un projet est montré à la Figure 34. L'interface de spécificité du pays récapitule : les données sur les tarifs existants de l'électricité du pays, les tarifs de rémunération peuvent être fixes ou variables, si on choisit des tarifs variables, on peut écrire différents tarifs de rémunération pour chaque heure de l'année peuvent y être définis, ainsi que quelques données macro-économiques telles que le taux d'inflation (Escalation Rate), taux d'actualisation (Discount Rate), etc.

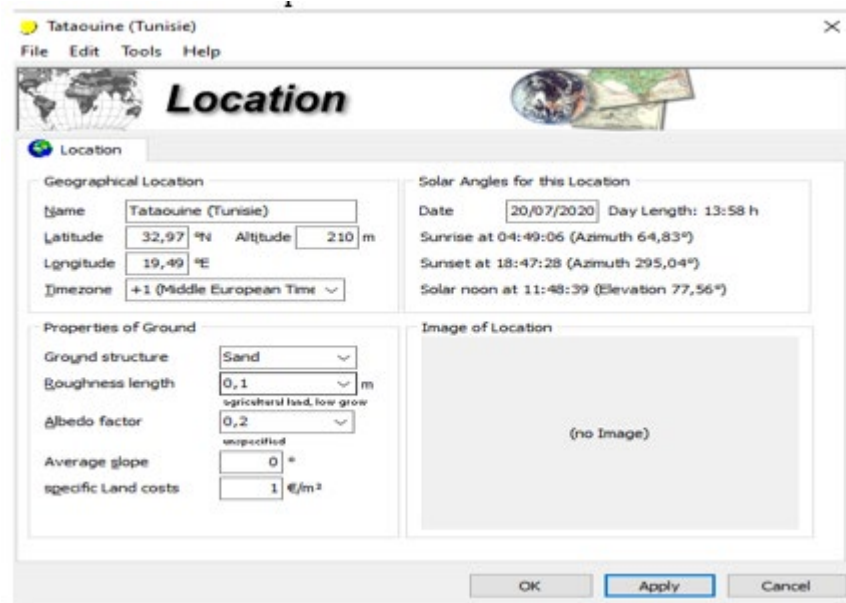
The screenshot shows the 'Nation' software interface for Tunisia. The window title is 'Tunisie' and it has a menu bar with 'File', 'Edit', and 'Help'. The main area is titled 'National Economics' and contains several sections:

- General:** Name: Tunisie
- Remuneration Tariffs:** Electricity: 0,170 €/kWh (flat/variable), Heat/Cooling: 0,080 €/kWh. Tariffs valid for: 2016.
- Prices of Delivery:** Fuel price: 0,050 €/kWh, Water price: 0,050 €/m³, Purchased from the grid: 0,150 €/kWh. Prices valid for: 2016.
- Specific Reference Values:** Electricity: Levelized generation costs (0,050 €/kWh), CO<sub>2</sub> emissions (0,600 kg/kWh). Heat: 0,030 €/kWh, 0,300 kg/kWh.
- Taxes:** Income tax rate (30,00%), Property tax rate (0,00%), Tax holidays (0,00 years), Loss forwarded (0,00 years).
- Discount Rate:** for investment costs (6,00%), for running costs (6,00%).
- Escalation Rates:** Tariff escalation (0,00%), O&M price escalation (0,00%), Replacement escalation (0,00%), Fuel price escalation (1,80%).

Buttons for 'OK', 'Apply', and 'Cancel' are at the bottom.

**Figure 34:** Interface des paramètres spécifiques du pays

L'interface du site du projet (Figure 35) contient des informations sur l'endroit géographique, sur des propriétés du terrain et quelques données d'infrastructure telles que la disponibilité du réseau électrique et le raccordement de l'eau.



**Figure 35:** Interface du site du projet (Tataouine)

Pour étudier le projet, nous avons besoin de données spécifiques : des données géographiques, des données de structure de la terre pour le site du projet. La latitude, la longitude et le fuseau horaire sont la référence pour tous les calculs de la position solaire. Par conséquent, ils sont choisis soigneusement[39].

L'interface « Météo » contient pour chaque étape d'une année de référence, des informations sur les facteurs météorologiques qui influencent le rendement de la centrale solaire avec les 8 valeurs suivantes :

- La température ambiante ;
- Pression atmosphérique ;
- Humidité ;
- Irradiance globale (GHI) ;
- Irradiance normale directe (DNI) ;
- Irradiance diffuse (DHI) ;

- Direction de vent ;
- Vitesse de vent.

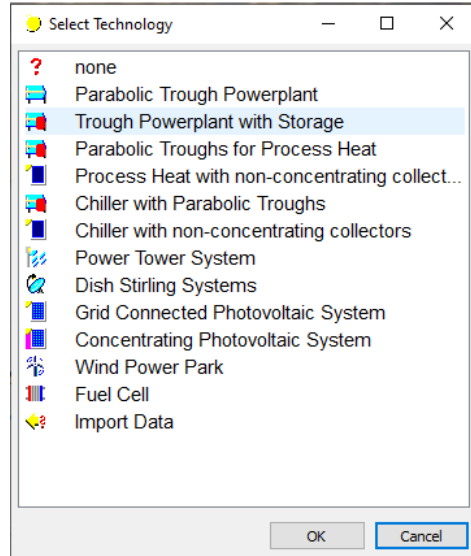
La plupart des simulations peuvent également être effectuées sans ensembles de données complètes de météo, uniquement la condition ambiante principale pour la technologie respective doit être fournie.

La bibliothèque du logiciel contient des bases de données météorologiques de quelques pays tels que l'Espagne, l'Allemagne, la Grèce, l'Italie, etc. Cette bibliothèque est flexible et on peut introduire d'autres bases de données.

#### **4.2.3 CHOIX DE TECHNOLOGIE D'ÉNERGIE SOLAIRE**

Greenius permet de simuler les technologies des énergies renouvelables (Figure 36) les plus répandues. Présentement, le logiciel supporte les technologies suivantes :

- Centrales thermiques solaires de cuvette ;
- Systèmes solaires paraboliques (avec Moteur Stirling) ;
- Concentration des systèmes photovoltaïques ;
- Systèmes solaires photovoltaïques non concentrés ;
- Parcs d'alimentation électrique par conversion éolienne ;
- Systèmes paraboliques de cuvette (avec et sans stockage) ;
- Système de tour solaire.



**Figure 36:** Quelques types de technologies des énergies renouvelables disponibles dans la bibliothèque du Greenius

#### 4.2.4 PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES DU PROJET

Les paramètres économiques sont employés pour estimer le coût du projet et calculer la marge de financement sur sa vie entière. Les coûts de système détaillés sont calculés par des paramètres spécifiques prédéfinis et adaptés aux besoins du client. Les charges de l'implantation, le coût supplémentaire de développement du projet, le coût du terrain et le coût de démarrage doivent être aussi pris en considération.

Dans l'interface des coûts (Figure 37), pour notre étude d'une centrale solaire PV, seuls les coûts pour les composants non conventionnels doivent être définis. On peut définir aussi les coûts des besoins nécessaires d'infrastructure au site de Tataouine. Les coûts de développement du projet, les coûts d'assurance pendant la construction, la supervision et les coûts de démarrage sont calculés en fonction des suppléments. Dans le deuxième onglet de cette interface, on peut définir des coûts d'exploitation et de maintenance supplémentaires pour certaines années d'exploitation du projet. Cela peut par exemple être nécessaire s'il est prévu de remplacer un onduleur d'un système photovoltaïque après 12 ans alors que le projet

lui-même s'étend sur 25 ans. Les coûts correspondants pour le remplacement de l'onduleur peuvent être comptabilisés au cours de l'année appropriée à l'aide de cette fonctionnalité.

The screenshot shows a software window titled 'Costs' with a menu bar (File, Edit, Help) and a toolbar. The main area is divided into two tabs: 'Investment Costs' and 'Additional Running Costs'. The 'Investment Costs' tab is active and contains the following data:

General		
Name	Default	<small>*) given at start of construction 2) escalated to start of construction</small>
Major Equipment Costs (EPC)		
Non-conventional components *)		144 144 €
Conventional components *)		0 €
Storage *)		0 €
<b>I. Total major equipment costs (EPC)</b>		<b>144 144 €</b>
Other Costs		
Land Costs †)		100 €
Infrastructure Requirement Costs *)		0 €
Project Development	5,0 % of I.	7 207 €
Insurance during Construction	1,0 % of I.	1 441 €
Supervision and Startup	3,0 % of I.	4 324 €
<b>II. Total Other Costs</b>		<b>13 072 €</b>
Contingencies	5,0 % of I. + II.	7 861 €
<b>Total Investment Costs</b>		<b>165 077 €</b>

At the bottom of the window are buttons for 'OK', 'Apply', and 'Cancel'.

**Figure 37:** Interface des coûts principaux du projet.

Un calendrier qui rejoint la phase de construction et la phase d'exploitation du projet doit être introduit dans l'interface de « Timing » (Figure 38). Ce calendrier donne des informations sur la durée de la période de construction, la durée de vie du projet et la distribution du coût sur un nombre de mois pondérés par des pourcentages prédéfinis.

L'évaluation économique des énergies renouvelables dépend généralement beaucoup plus des conditions de financement par rapport aux alternatives fossiles, parce que les coûts d'investissement représentent une part beaucoup plus élevée des coûts de vie de l'usine.

Les arrangements complets du financement peuvent être adaptés sur l'interface de financement (Figure 39). Cette interface présente l'influence des éléments de concession et des rapports de dette sur l'exécution financière du projet. La définition est divisée en deux feuilles d'onglets.

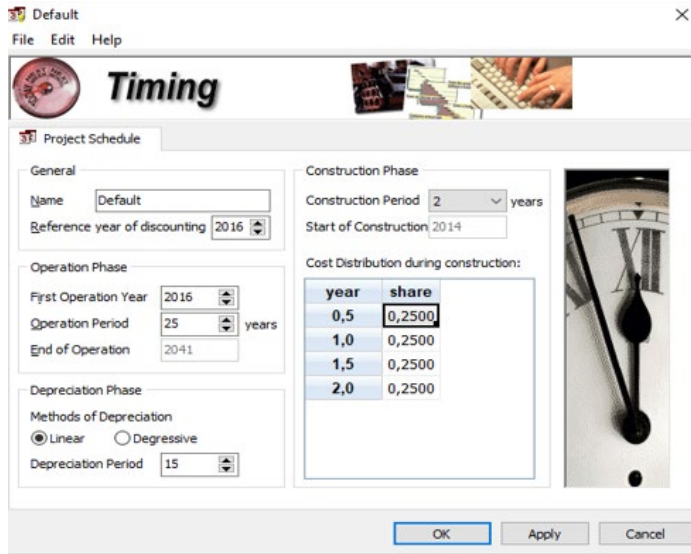


Figure 38: Interface de Timing du projet.

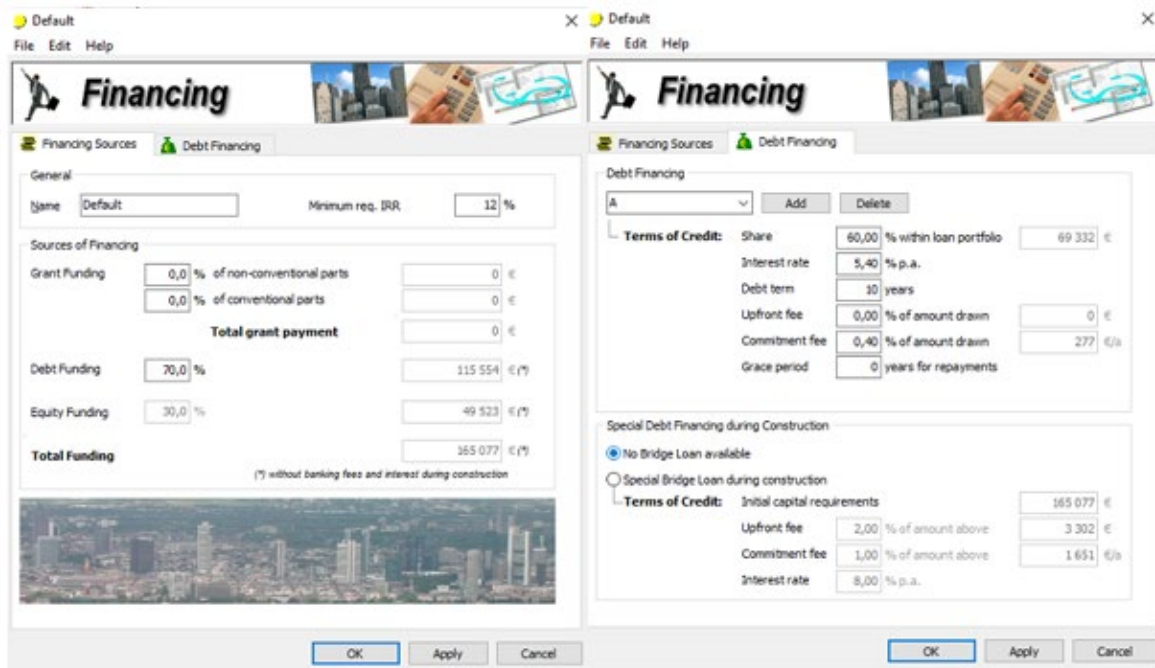


Figure 39: Interfaces de mode de financement du projet.

La première feuille d'onglet contient des renseignements généraux sur les subventions et la part des capitaux propres et des prêts pour les besoins en capital restants.

Le taux de rendement interne minimum requis (The minimum required IRR) peut également être défini.

Le taux de rendement interne est une mesure utilisée dans la budgétisation des immobilisations pour estimer la rentabilité des investissements potentiels. Cette valeur est nécessaire pour le calcul du tarif requis pour répondre à ce « IRR ». En effet, si le IRR est supérieur au taux d'actualisation (Discount Rate : Taux d'actualisation pour un calcul ultérieur des coûts de production d'électricité et de chaleur) choisi pour le projet et défini par l'investisseur, celui-ci sera rentable.

La deuxième feuille d'onglet contient le financement par emprunt en subdivisant le crédit en tranches avec un taux d'intérêt et une date d'échéance bien déterminés. Les interfaces additionnelles du Greenius portent des informations détaillées qui soutiennent l'utilisateur pour définir le projet dans sa totalité. Les paramètres introduits dans les interfaces sont prédéfinis avec des valeurs réalistes qui permettent à la simulation d'aboutir à des résultats raisonnables.

### **4.3 ÉTUDE DE FAISABILITE D'UNE CENTRALE SOLAIRE A TATAOUINE (TUNISIE)**

#### **4.3.1 STATION MÉTÉOROLOGIQUE DU SITE DE TATAOUINE**

La station météorologique comporte les équipements suivants (figure 40) :

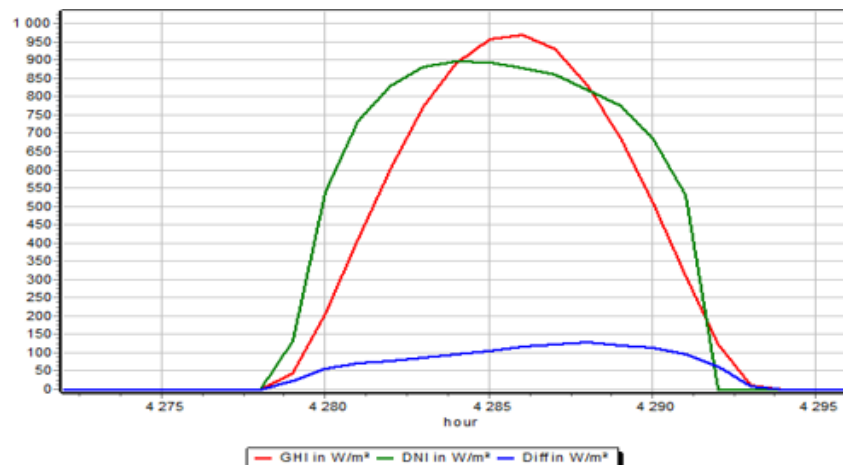
- Deux pyréliomètres pour mesurer le rayonnement direct normal (DNI) ;
- Un pyranomètre pour mesurer le rayonnement horizontal global (GHI) ;
- Un pyranomètre mené d'une boule d'ombre pour la mesure du rayonnement horizontal diffus (DHI) ;
- Des Hygromètres pour mesurer les humidités relatives et absolus ;
- Des sondes de mesures de la température ambiante ;
- Des capteurs de pression.



**Figure 40:** Station installée au site de Tataouine.

Les instruments de mesure des rayonnements solaires de cette station (pyrhéliomètres, pyranomètres) sont installés sur un support à deux axes qui peut suivre la trajectoire du soleil. Les rotations du support sont commandées par un logiciel lié au système de localisation mondial « G.P.S ». Le réajustement de l'orientation vers le soleil se fait à l'aide d'un fichier de date (jour, heure, minute) en plus des capteurs à base de cellules photovoltaïques.

Les données délivrées par la station sont envoyées chaque jour vers le centre des recherches et des technologies de l'énergie à Borj Cédria « CRTEn » et le centre de recherche aérospatial en Allemagne « DLR » via un réseau internet.



**Figure 41:** Exemples de variations des DNI, DHI, et GHI pendant une journée, délivrée par la station Tataouine.



### 4.3.2 ÉTUDE DE TYPE DE MODULE PHOTOVOLTAÏQUE

Nous allons effectuer une optimisation des systèmes photovoltaïques (PV) raccordés au réseau électrique à travers une étude comparative de différentes technologies de modules PV en fonction de différents paramètres du système (Figure 42).

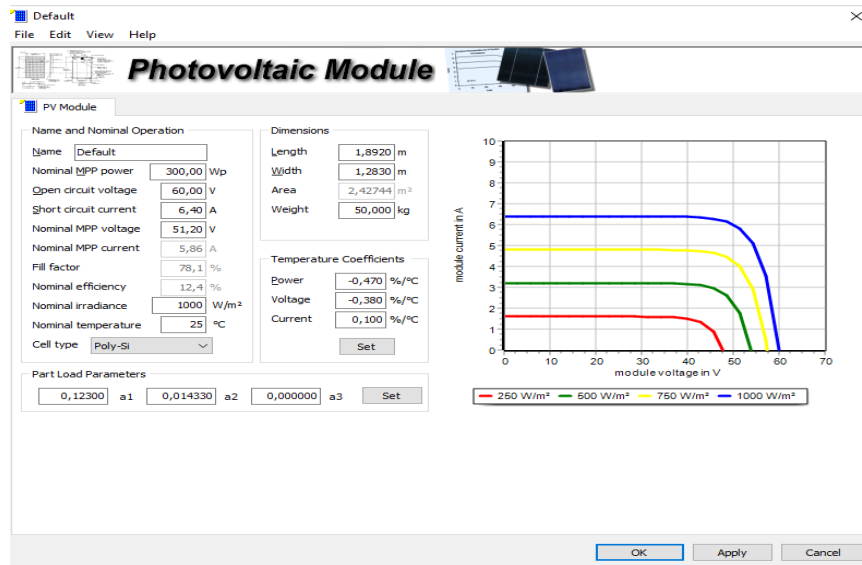


Figure 42: Interface des caractéristiques du module photovoltaïque

#### 4.3.2.1 INFLUENCE DU TYPE DE TECHNOLOGIE DE MODULE PHOTOVOLTAÏQUE À BASE DE SILICIUM SUR LE RENDEMENT

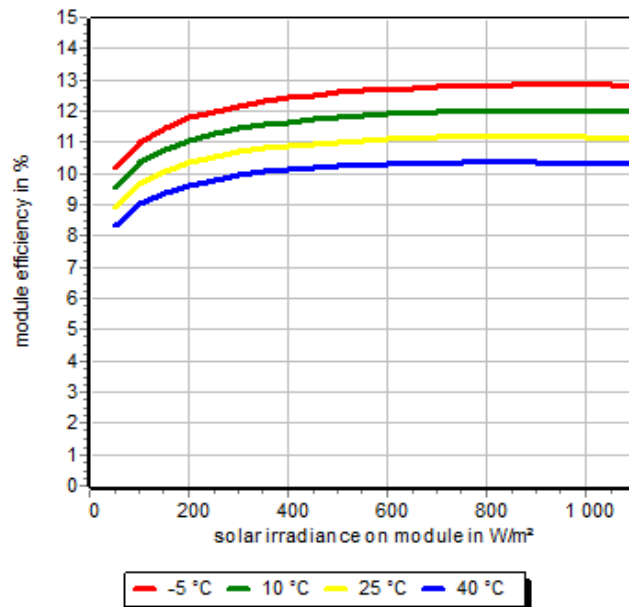
Plusieurs paramètres doivent être déclarés tels que (Figure 42) : les dimensions (la longueur, la largeur, le poids), les caractéristiques, et les paramètres « a<sub>1</sub> », « a<sub>2</sub> » et « a<sub>3</sub> » (dépend la technologie choisie de cellule solaire) qui interviennent dans le calcul de l'efficacité par rapport l'irradiance du module photovoltaïque.

L'efficacité par rapport l'irradiance est calculée par l'équation suivant :

$$\eta(E, T_0) = a_1 + a_2 \ln(E/E_0) + a_3((E/E_0) - 1) \quad (4-1)$$

Avec :  $E$  : Irradiance en ( $\text{W}/\text{m}^2$ ) ;  $E_0$  : Irradiance nominale=  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$  ;  $T_0$  : Température nominale =  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

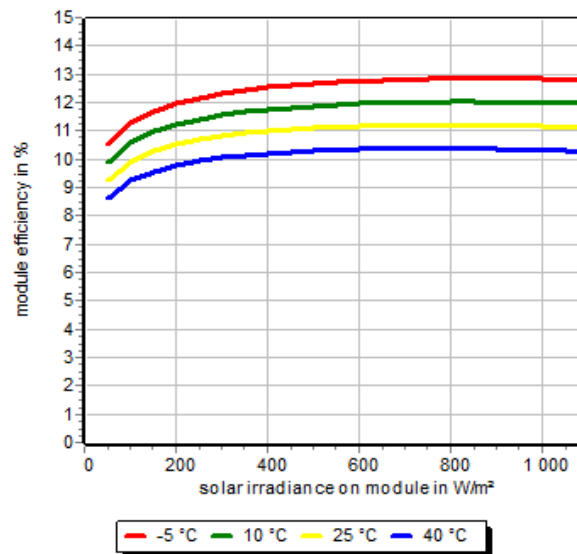
Tel qu'illustré dans les Figures 43, 44 et 45, le rendement est influencé par technologie de module photovoltaïque utilisée (silicium polycristallin, silicium monocristallin et silicium amorphe). Dans des conditions standard, STC ( $T=25^\circ\text{C}$ ,  $E=1000 \text{ W}/\text{m}^2$ ), le rendement des différents types de modules varie autour de 11%. À température constante lorsque l'irradiance diminue, le rendement de modules diminue, tel qu'illustré dans les figures.



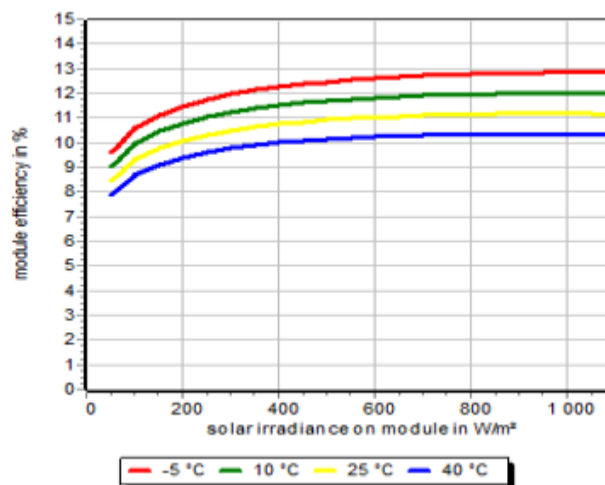
**Figure 43:** Le rendement par rapport l'irradiance d'une cellule à base de silicium polycristallin.

Même si les performances des différents types de modules sont semblables, la variation en fonction de la température et l'irradiance, va influencer la production annuelle en fonction des conditions météorologiques spécifiques du site. La synthèse des résultats de simulation est présentée dans le Tableau 7. Basé sur ces résultats, il est fortement suggéré de choisir le module à base de silicium monocristallin qui donne la meilleure production annuelle. Les

différences avec les autres technologies sont cependant minimales et d'autres aspects devraient être pris en compte comme les coûts de ces technologies.



**Figure 44:** Le rendement par rapport l'irradiance d'une cellule solaire à base de silicium monocristallin



**Figure 45:** Le rendement par rapport d'irradiance d'une cellule à base de silicium amorphe

**Tableau 7:** Résultats de la simulation pour différents types de modules photovoltaïques

	<b>Monocristallin</b>	<b>Polycristallin</b>	<b>Amorphe</b>
<b>Production nette d'électricité renouvelable (MWh/a)</b>	141,5	140,87	139,92

### 4.3.3 INFLUENCE DES DIFFÉRENTS PARAMÈTRES SUR LA CARACTÉRISTIQUE (I-V) D'UN MODULE SOLAIRE

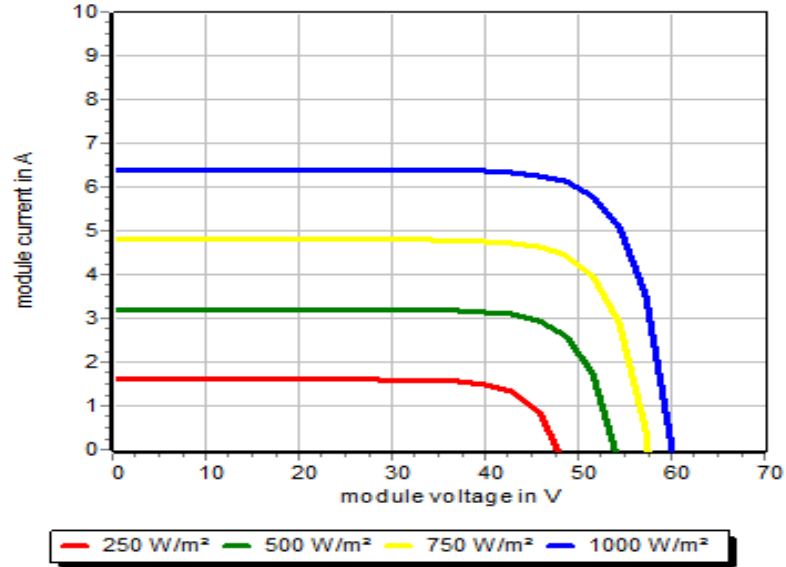
L'éclairement et la température modifient la caractéristique (I-V) de la cellule solaire, pas dans sa forme générale, mais pour les valeurs  $I_{cc}$ ,  $V_{co}$ ,  $I_m$  et  $V_m$ .

#### 4.3.3.1 INFLUENCE DE L'ÉCLAIREMENT

Le courant débité par un module dépend fortement du niveau d'éclairement. Sur la Figure 46, on constate que le courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ) est directement proportionnel à l'éclairement. La variation de «  $I_{cc}$  » avec l'éclairement est donnée sous la forme suivante :

$$I_{cc} \approx I_{ph} = \alpha(T) * E * S(4-2)$$

où  $E$  : l'éclairement en ( $W/m^2$ ) ;  $S$  : la surface de la cellule en ( $m^2$ ) ;  $\alpha(T)$  : coefficient dépendant faiblement de la température, il est exprimé en ( $A/W$ ). D'autre part, l'accroissement de l'éclairement provoque une légère augmentation de la tension de circuit ouvert  $V_{co}$ . Donc la puissance maximale ( $P_m$ ) est directement proportionnelle avec l'éclairement.



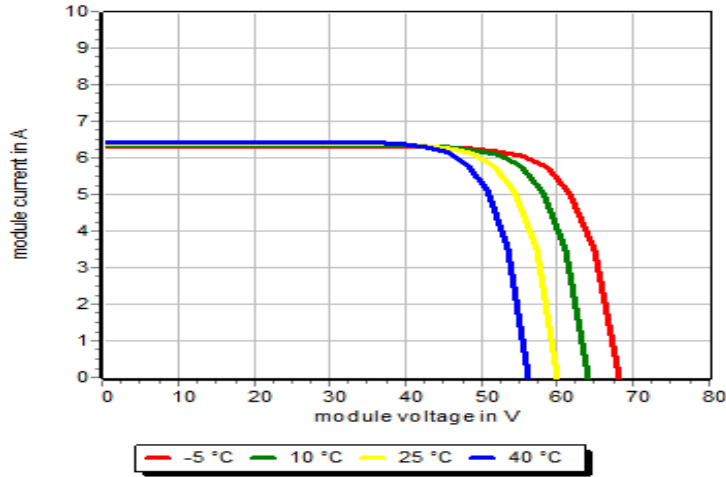
**Figure 46:** Influence de l'éclairement sur la caractéristique (I-V) d'un module

#### 4.3.3.2 INFLUENCE DE LA TEMPÉRATURE

La Figure 47 montre l'influence de la température sur la caractéristique (I-V) d'un module photovoltaïque.

L'augmentation de la température entraîne une diminution apparente de la tension ( $V_m$ ) et un léger accroissement du courant ( $I_m$ ) et par la suite une baisse relative de la puissance maximale ( $P_m$ ).

On conclure que la température influence, négativement sur la puissance et la tension, mais légèrement positive sur l'intensité. Les coefficients de températures existent dans le fichier technique d'un module photovoltaïque et elles sont des paramètres d'entrée nécessaires dans le logiciel Greenius (Figure 42).



**Figure 47.** Influence de la température sur la caractéristique (I-V) d'un module

#### 4.3.4 CHAMP DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES

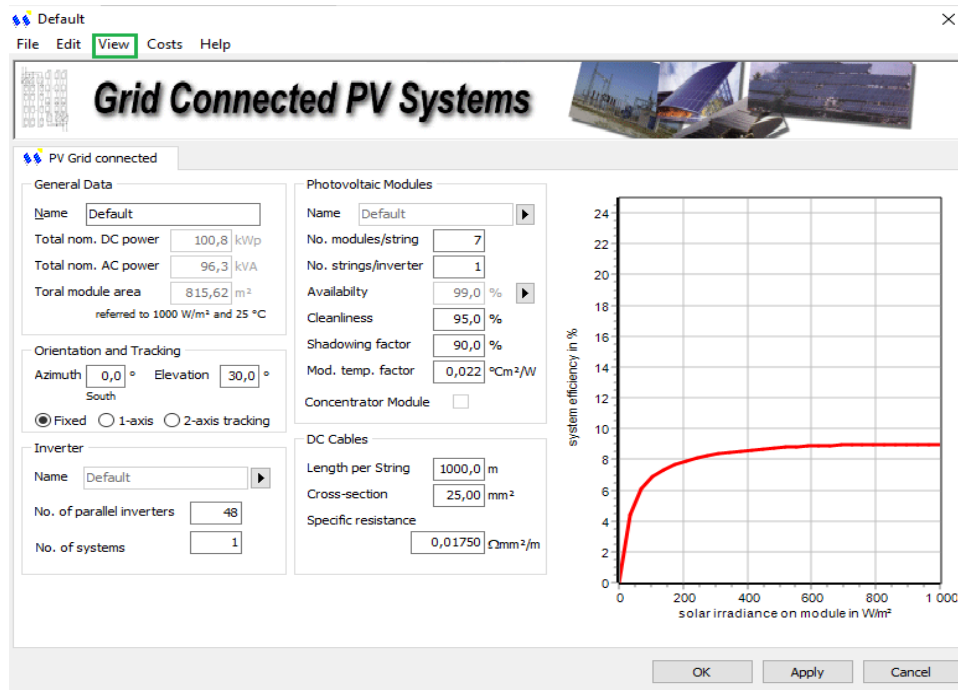
Dans l'interface d'un système photovoltaïque raccordé au réseau (Figure 48), la taille du champ des modules et les puissances (DC et AC) sont calculées automatiquement d'une façon continue à partir des données d'entrée sous les conditions nominales (STC).

Ces données sont principalement le nombre de systèmes photovoltaïques (signifie un ensemble d'onduleurs en parallèle), le nombre d'onduleurs (inverters) en parallèle, le nombre de « String » (branchement en série de plusieurs modules) par rapport à un onduleur, et le nombre des modules dans un « String ».

Le champ simulé dans notre étude est étendu sur 815,62 m<sup>2</sup>, il est constitué un système photovoltaïque, qui contient 48 onduleurs en parallèle. Chaque onduleur contient un « String » constitué de 7 modules. Donc, le nombre total de modules photovoltaïques est de 336.

Aussi, nous pouvons identifier l'orientation de module et sa technologie de suivi du soleil (fixe, 1 axe, 2 axes). Dans notre projet on choisit 0° par rapport l'azimut et 30° par rapport l'horizontale (élévation) pour assurer une production optimale d'un champ

photovoltaïque sur toute l'année. La technologie de position fixe est choisie puisqu'elle est la moins coûteuse.



**Figure 48:** L'interface d'un système PV raccordé au réseau.

La disponibilité, la propreté et l'ombre sont également définies dans cette interface. Le facteur d'ombre (signifie qu'un masque empêche l'arrivée de photons sur les modules) explique la réduction de sortie causée par l'ombre entre les limites de 100% qui signifie qu'il n'y a aucune ombre et 0% qui signifie une ombre totale.

Le facteur de température du module (module temperature factor) décrit la température du module PV en fonction de l'irradiation E. Des températures plus élevées du module entraînent des réductions d'efficacité par rapport aux valeurs nominales (voir les coefficients de température dans le composant du module PV). La valeur par défaut utilisée dans Greenius est « 0,022 ».

La longueur et les propriétés du câble DC, la section transversale et la résistance spécifique peuvent être aussi définies dans cette interface.

À l'entrée de menu « View », il faut choisir l'option « Range Check » qui contient des outils pour vérifier la plage d'exploitation et optimiser le système (Figure 49).

The screenshot shows the 'Grid Connected PV Systems' software interface. The 'Range Check' tab is active, displaying various system parameters and calculated values. The 'General Data' section shows: Name: Default, Total nom. DC power: 100,8 kWp, Total nom. AC power: 96,3 kVA, Total module area: 815,62 m<sup>2</sup> (referred to 1000 W/m<sup>2</sup> and 25 °C). The 'Photovoltaic Modules' section shows: Name: Default, No. modules/string: 7, No. strings/inverter: 1, Availability: 99,0 %, Cleanliness: 95,0 %, Shadowing factor: 90,0 %, Mod. temp. factor: 0,022 °Cm<sup>2</sup>/W, Concentrator Module: . The 'DC Cables' section shows: Length per String: 1000,0 m, Cross-section: 25,00 mm<sup>2</sup>, Specific resistance: 0,01750 Ωmm<sup>2</sup>/m. The 'Inverter' section shows: Name: Default, No. of parallel inverters: 48, No. of systems: 1. The 'Range Check' section displays: DC Inverter Voltages: Open circuit voltage at -10 °C and 1000 W/m<sup>2</sup>: 475,9 V, Maximum Inverter DC voltage: 500,0 V; DC Inverter Currents: Short circuit current at 70 °C and 1000 W/m<sup>2</sup>: 6,7 A, Maximum Inverter DC current: 8,0 A; DC Inverter Power: Inverter input power at -10 °C and 1000 W/m<sup>2</sup>: 1877 W, Maximum Inverter DC power: 2100 W; DC-Cables Losses per Inverter: Cable loss at -10 °C and 1000 W/m<sup>2</sup>: 19,6 W (1,0 %). Buttons for 'Optimize Modules' and 'Optimize Cables' are highlighted in green. At the bottom, there are buttons for 'OK', 'Apply', and 'Cancel', and a 'Get Real Weather Data' button.

Figure 49: L'interface de système PV présente le formulaire de vérification de la plage

La principale caractéristique de ce formulaire est la vérification de la plage d'exploitation du système. Dans ce mode, Greenius calcule automatiquement les tensions, la puissance et les courants des chaînes du module photovoltaïque et les compare aux gammes données par l'onduleur. S'il y a des problèmes, Greenius fournit automatiquement un avertissement et marque les paramètres critiques en rouge. De cette façon, on peut estimer le nombre optimal de modules pour l'onduleur choisi.

Les sections transversales du câble des lignes DC peuvent également être optimisées. La section transversale est augmentée jusqu'à ce que les pertes de câbles soient inférieures à 1% de la sortie du module PV en conditions nominales.



La longueur du câble DC est définie comme la longueur totale moyenne (de l'onduleur à la chaîne plus de la chaîne à l'onduleur) par chaîne. En réalité, plusieurs chaînes peuvent être jointes en parallèle et reliées à l'onduleur par un seul câble avec une plus grande section transversale. Cela n'est pas pris en compte dans le modèle Greenius. Les pertes de câble sont calculées en supposant que chaque chaîne est reliée individuellement à l'onduleur avec un câble DC avec les paramètres donnés pour la longueur et la section transversale.

Toutes ces données sont importantes pour le calcul de la performance globale de l'installation.

#### **4.3.5 RÉSULTATS DE LA SIMULATION**

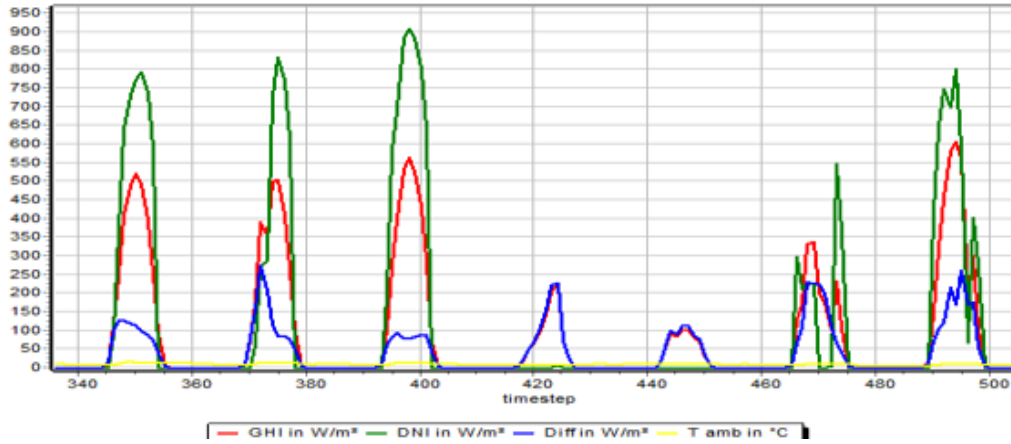
La simulation a été effectuée chaque heure de l'année 2016, année pour laquelle les données météorologiques étaient disponibles. Ainsi, nous pouvons exploiter les résultats horaires, journalières, les moyennes mensuelles et annuelles. Dans les paragraphes suivants, nous allons présenter les paramètres météorologiques en particulier le rayonnement direct normal DNI. Une description des différents flux et puissances qui rentrent en jeu seront aussi analysées.

##### **4.3.5.1 ÉTUDES DES PARAMÈTRES MÉTÉOROLOGIQUES**

Le site de Tataouine au sud tunisien présente les coordonnées géographiques suivantes : Latitude 32,97 (°N), Longitude 19,49 (°E) et Altitude 210 (m). Nous avons choisi quatre semaines, une de chaque saison, pour représenter les variations du rayonnement solaire DNI, DHI, GHI, et la température ambiante.

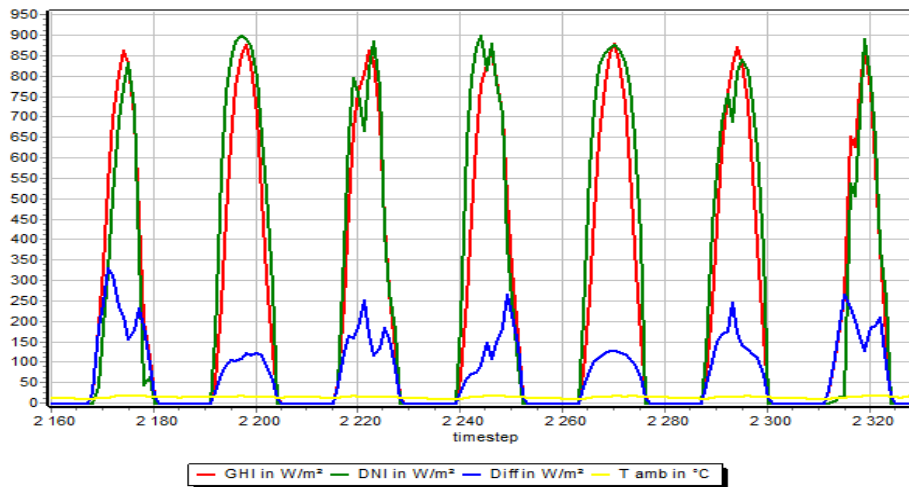
Pendant l'hiver (Figure 50), sur sept jours : le rayonnement direct normal (DNI) a dépassé la valeur de 550 W/m<sup>2</sup> pendant 5 jours, et les deux autres jours DNI ne dépasse pas la valeur de 50 W/m<sup>2</sup>. Ceci signifie que ces deux jours le ciel est couvert presque complètement par des obstacles (nuages, etc.). Aussi, la valeur de DHI est entre 75 et 300

$W/m^2$ . La valeur de GHI dépasse  $250 W/m^2$  uniquement pendant 5 jours. Finalement, la température ambiante a varié entre 5 et  $20 ^\circ C$ .



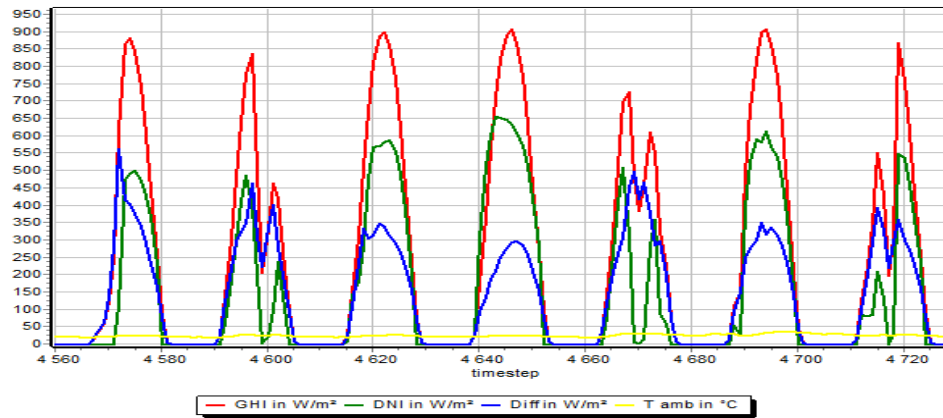
**Figure 50:** Variation du DNI, DHI, GHI, et de la température ambiante pendant la période du 15 au 21 janvier 2016 au site de Tataouine.

Pendant la semaine du printemps (Figure 51), la valeur de DHI a varié entre 100 et  $350 W/m^2$ , la valeur de DNI et GHI varie entre  $650$  et  $900 W/m^2$ . La température ambiante a varié entre  $10$  et  $21 ^\circ C$ .



**Figure 51:** Variation du DNI, DHI, GHI et la température ambiante pendant la période 1 au 7 avril au site de Tataouine

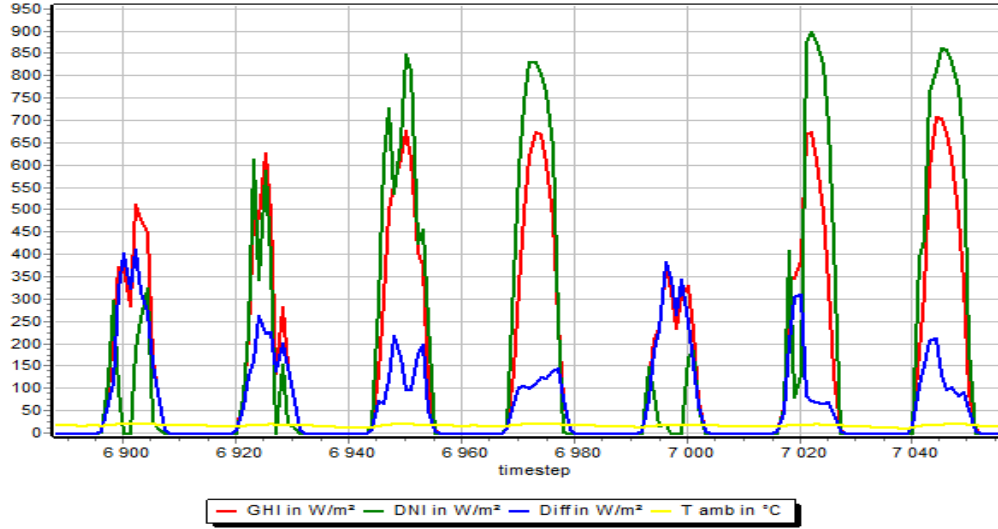
Pendant la semaine d'été (Figure 52), le DNI atteint la valeur  $650 \text{ W/m}^2$  pendant un jour seulement, la valeur de DHI a varié entre 200 et  $675 \text{ W/m}^2$ , et la valeur de GHI a dépassé  $750 \text{ W/m}^2$  pendant 6 jours uniquement. La température ambiante ( $T_{\text{amb}}$ ) a varié entre 20 et  $40^\circ\text{C}$ .



**Figure 52:** Variation du DNI, DHI, GHI et de la température ambiante pendant la période 10 au 16 juillet au site de Tataouine

Pendant la semaine d'automne (Figure 53), le DNI a dépassé la valeur  $800 \text{ W/m}^2$  pendant 4 jours seulement, la valeur de DHI ne dépasse pas  $425 \text{ W/m}^2$  pendant tous les jours, et la valeur de GHI a dépassé  $500 \text{ W/m}^2$  pendant 6 jours uniquement. La  $T_{\text{amb}}$  a varié entre 12 et  $24^\circ\text{C}$ .

D'après les quatre figures, les conditions climatiques sont convenables pendant l'été et le printemps pour le fonctionnement des centrales solaires, elles sont acceptables aussi pendant l'automne alors que l'utilisation de l'énergie solaire est minimale pendant la saison d'hiver.



**Figure 53:** Variation du DNI, DHI, GHI et de la température ambiante pendant la période 15 au 21 octobre au site de Tataouine

#### 4.3.5.2 ÉTUDE TECHNIQUE

D'après le résultat de simulation (Figure 54) du logiciel Greenius, la production nette d'électricité de centrale au site Tataouine est 146,29 MWh/a. Le nombre d'heures pendant lesquels la centrale produit de l'électricité est de 1451 heures/an, avec rendement global de 8,65 %.

On constate une grande perte entre la production des modules solaires et la puissance livrée au réseau, à cause des pertes d'absorption de lumière, l'inadéquation, la chute de tension du câble, les rendements de conversion et autres pertes parasites.

L'efficacité de production du système (YF – yield factor) est mesurée à la sortie de l'onduleur, sa valeur annuelle de notre centrale est 1451,27 kWh/kWc.

Technical Key Results		
Site	Tataouine	
Latitude	32,97	°N
Longitude	19,49	°E
Fixed installation (no tracking)		
Azimuth angle	0,00	°
Elevation angle	30,00	°
Photovoltaic System Dimension:		
Nominal DC power	100,80	kWp
Nominal AC power	96,26	kVA
Modules:	Default	
Number of modules	336	
Inverter:	Default	
Number of inverters	48	
Total module area	815,6 m <sup>2</sup>	
Simulation Results:		
Electricity generation	146288,06	kWh/a
Mean system efficiency	8,65	%
Mean module efficiency	10,03	%
Mean inverter efficiency	92,57	%
Annual performance ratio (PR)	0,74	
Annual yield factor (YF)	1451,27	kWh/kWp
Full load hours	1 451	h/a

**Figure 54:** Interface des résultats techniques de simulation

#### 4.3.5.3 ÉVALUATION DE DIFFÉRENTES PUISSANCES ET FLUX DE LA CENTRALE SOLAIRE

Pour étudier les variations des différents flux et puissances qui rentrent en jeu lors du fonctionnement de la centrale solaire simulée, nous avons choisi 2 jours de chaque saison.

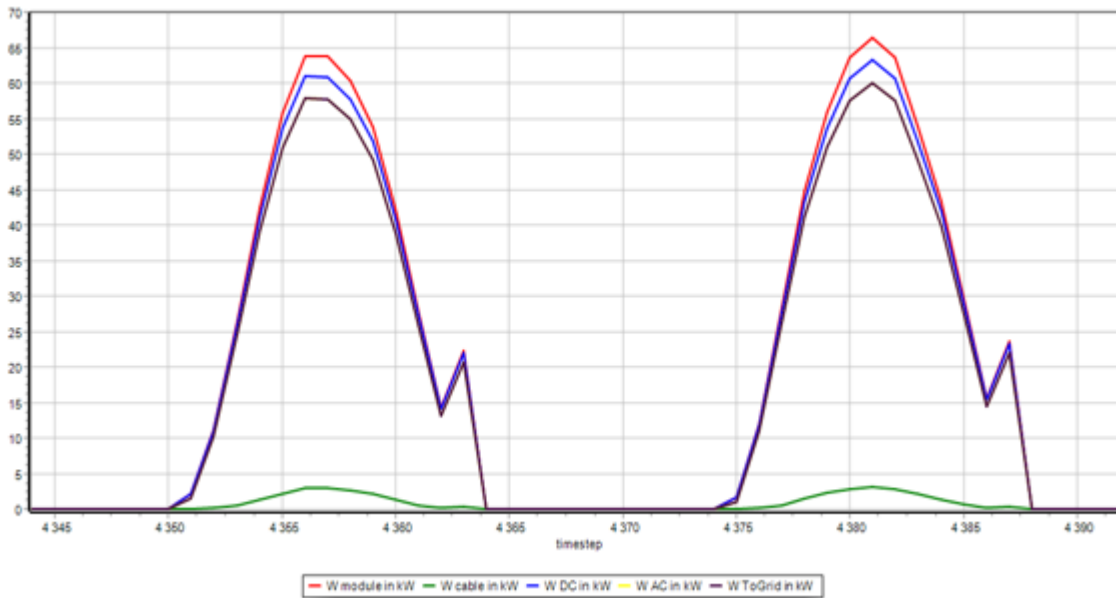
Les quantités d'énergies dans différents stades de la centrale solaire, représentées sur chacune des Figures 55, 56, 57 et 58 sont :

- **W module** : Puissance de champ de modules (kW) ;
- **W cable** : Puissance perdue dans les câbles (kW) ;
- **W DC** : c'est la valeur de « W module - W câble » en (kW) ;
- **W AC** : Puissance de sortie de l'onduleur ( $W_{DC} * \text{inverterefficiency} * \text{availability}$ ) ;

- **W to Grid** : Puissance nette d'électricité délivrée au réseau (kW).

Pendant l'été (Figure 55), lors du premier jour, la production d'électricité commence de 6h du matin jusqu'à 19h (13 heures de production d'électricité). La puissance maximale disponible au niveau des champs photovoltaïques (W module) atteint la valeur de 63,9 kW à midi. La valeur maximale de « W cable » est de l'ordre de 2,9 kW à midi. On conclut que la puissance maximale d'électricité délivrée au réseau (« W AC » = « W to grid ») est égale à environ 57,9 kW (valeur acceptable pendant l'été).

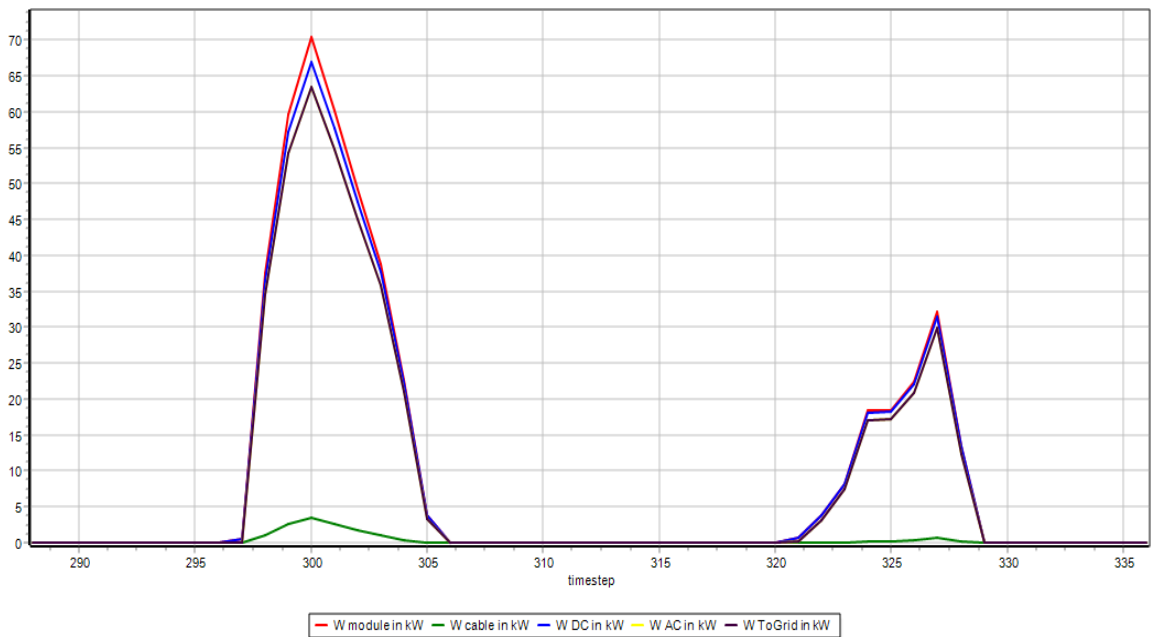
Le deuxième jour, la production d'électricité commence de 6h du matin jusqu'à 19h (13 heures de production d'électricité). La puissance maximale disponible au niveau des champs photovoltaïques (W module) atteint la valeur de 66,4 kW à 13h. La valeur maximale de « W cable » est de l'ordre de 3,1 kW à 13h. On conclut que la puissance maximale d'électricité délivrée au réseau (« W AC » = « W to grid ») est égale à environ 60,1 kW (cette valeur est acceptable pendant l'été).



**Figure 55:** Évolution de différentes puissances de la centrale solaire au site Tataouine pendant 1 et 2 juillet (été)

Pendant l'hiver (Figure 56), durant le premier jour, la production d'électricité commence de 9h de matin jusqu'à 17h (8 heures de production d'électricité). La puissance maximale disponible au niveau des champs photovoltaïques (W module) atteint la valeur de 70,4 kW à midi. La valeur maximale de « W cable » est de l'ordre de 3,5 kW à midi. On conclut que la puissance maximale d'électricité délivrée au réseau (« W AC » = « W to grid ») est égale à environ 63,5 kW, cette valeur est favorable pendant l'hiver.

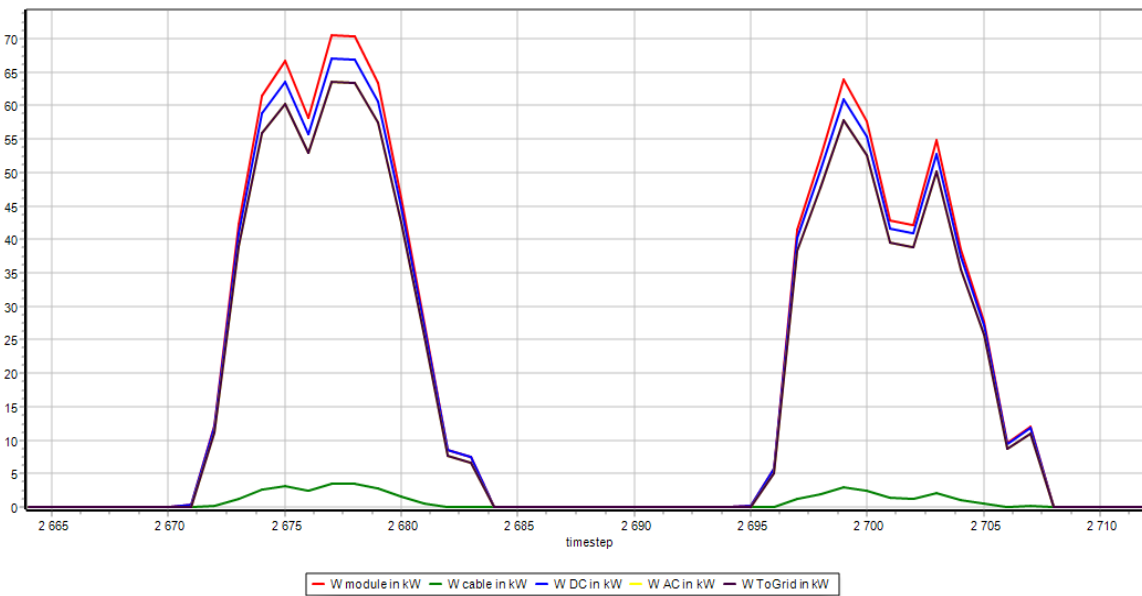
Le deuxième jour, la production d'électricité commence de 8h de matin jusqu'à 16h (8 heures de production d'électricité). La puissance maximale disponible au niveau des champs photovoltaïques (W module) atteint la valeur de 32,5 kWh à 15h. La valeur maximale de « W cable » est de l'ordre de 0,7 kW à 15h. On conclut que la puissance maximale d'électricité délivrée au réseau (« W AC » = « W to grid ») est égale à environ 29,9 kW, cette valeur n'est pas favorable. Pendant l'hiver, les valeurs de production d'électricité sont très variables.



**Figure 56:** Évolution de différentes puissances de centrale solaire au site Tataouine pendant 13 et 14 janvier (hiver).

Pendant le printemps (Figure 57), durant le premier jour, la production d'électricité commence à 7h du matin jusqu'à 19h (12 heures de production d'électricité). La puissance maximale disponible au niveau des champs photovoltaïques (W module) atteint la valeur de 70,5 kW à 13h. La valeur maximale de « W câble » est de l'ordre de 3,5 kW à 13h. On conclut que la puissance maximale d'électricité délivrée au réseau (« W AC » = « W to grid ») est égale à environ 63,6 kW (cette valeur est favorable).

Le deuxième jour, la production d'électricité commence à 7h du matin jusqu'à 19h (12 heures de production d'électricité). La puissance maximale disponible au niveau des champs photovoltaïques (W module) atteint la valeur de 83,7 kW à 13h. La valeur maximale de « W câble » est de l'ordre de 5 kW à 13h. On conclut que la puissance maximale d'électricité délivrée au réseau (« W AC » = « W to grid ») est égale à environ 74,5 kW, cette valeur est favorable.

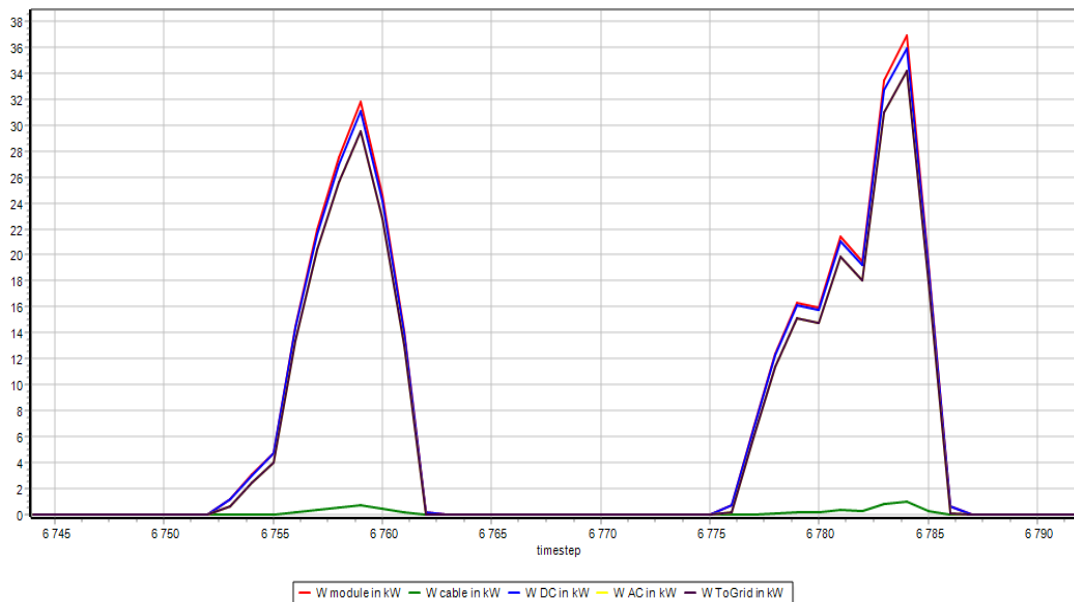


**Figure 57:** Évolution de différentes puissances de la centrale solaire au site Tataouine pendant 22 et 23 avril (Printemps)



Pendant l'automne (Figure 58), durant le premier jour, la production d'électricité se déroule de 8h du matin jusqu'à 17h (9 heures de production d'électricité). La puissance maximale disponible au niveau des champs photovoltaïques (W module) atteint la valeur de 31,8 kW à 15h. La valeur maximale de « W cable » est de l'ordre de 0,7 kW à 15h. On conclut que la puissance maximale d'électricité délivrée au réseau (« W AC » = « W to grid ») est égale à environ 29,5 kWh (la valeur est acceptable pendant l'automne).

Le deuxième jour, la production d'électricité commence à 7h du matin jusqu'à 18h (11 heures de production d'électricité). La puissance maximale disponible au niveau des champs photovoltaïques (W module) atteint la valeur de 36,9 kW à 16h. La valeur maximale de « W cable » est de l'ordre de 1 kW à 16h. On conclut que la puissance maximale d'électricité délivrée au réseau (« W AC » = « W to grid ») est égale à environ 34,1 kW (cette valeur est acceptable pendant l'automne).



**Figure 58:** Évolution de différentes puissances de centrale solaire au site Tataouine pendant 9 et 10 octobre

En général, on conclut que la production d'électricité est influencée par le changement des saisons. La meilleure production d'électricité est dans l'été et le printemps, et pour l'automne elle est acceptable, mais durant l'hiver elle peut être très variable.

#### 4.3.5.4 OPTIMISATION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PAR L'AJUSTEMENT SAISONNIER D'INCLINAISON DES MODULES

D'après la simulation des différents angles d'inclinaison de modules photovoltaïques (Tableau 8) on peut optimiser la production d'électricité nette par la procédure suivante :

- **L'angle d'inclinaison est 50°** : septembre, octobre, novembre, décembre, janvier ;
- **L'angle d'inclinaison est 40°** : février, mars ;
- **L'angle d'inclinaison est 10°** : avril, mai, juin, juillet, aout.

**Tableau 8:** Production d'électricité nette (en MWh) selon l'angle d'inclinaison de modules au cours de l'année.

L'angle d'inclinaison de module	00°	110°	220°	330°	440°	550°	660°	770°	880°	990°
Mois de l'année	L'électricité produite nette (MWh)									
Janvier	66	77	89	19	110	111	111	110	110	99
Février	88	99	110	110	111	111	111	110	99	99
Mars	111	112	112	113	113	112	112	111	110	88
Avril	114	114	114	114	114	113	112	110	99	77
Mai	116	116	115	115	114	113	111	89	67	45

<b>Juin</b>	117	117	116	115	114	112	111	88	66	44
<b>Juillet</b>	115	115	115	114	113	112	110	99	77	55
<b>Aout</b>	114	114	114	114	113	112	111	110	88	66
<b>Septembre</b>	112	113	113	113	113	113	112	111	99	88
<b>Octobre</b>	88	99	110	110	110	110	110	110	99	88
<b>Novembre</b>	77	77	88	99	110	110	110	110	99	99
<b>Décembre</b>	66	77	88	99	110	110	110	110	110	99

Donc la production d'électricité nette totale devient 154 MWh/a, on conclut qu'il y a un gain de 7,71 MWh/année d'électricité grâce à cet ajustement.

#### 4.4 ÉTUDE ECONOMIQUE

L'étude économique a pour but de déterminer la rentabilité intrinsèque d'un projet indépendamment de son mode de financement. Elle permet à l'utilisateur de planifier son projet solaire et d'avoir une idée globale sur les contraintes possibles afin de minimiser les risques.

La période d'opération préconisée pour le champ solaire est 25 ans, l'étude du coût d'opération doit être étalée sur toute cette période (Figure 59). Nous avons remarqué que l'augmentation du coût total est assez importante les deux premières années qui correspondent à la période d'installation au site de Tataouine, et, bien sûr, lors de la construction il n'y a pas de revenus.

Cash Flow

File Edit Help

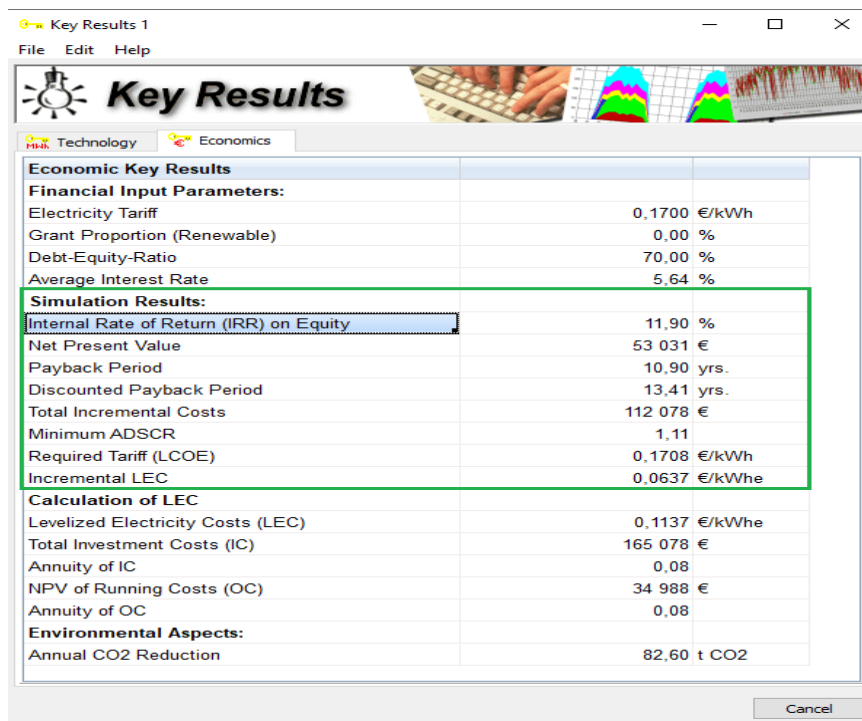
**Cash Flow**

Summary Operation Construction Debt Service Depreciation and Taxes

	unit	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Total Revenues	€	0	0	23 402	23 402	23 402	23 402	23 402	23 402	23 402	23 402	23 402
Total Running Costs	€	0	0	2 737	2 737	2 737	2 737	2 737	2 737	2 737	2 737	2 737
Net Operating CF	€	0	0	20 665	20 665	20 665	20 665	20 665	20 665	20 665	20 665	20 665
Investment Costs	€	82 539	84 972	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pre Finance CF	€	-82 539	-84 972	20 665	20 665	20 665	20 665	20 665	20 665	20 665	20 665	20 665
Grant Funding	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equity Funding	€	24 762	24 762	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Debt Drawing	€	57 777	60 210	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Debt Service	€	0	0	-17 423	-16 813	-16 203	-15 593	-14 984	-14 374	-13 764	-13 154	-12 544
Post Finance CF	€	0	0	3 243	3 852	4 462	5 072	5 682	6 292	6 901	7 511	8 121
Tax Liability (Saving)	€	0	0	-1 396	-1 579	-1 761	-1 944	-2 127	-2 310	-2 493	-2 676	-2 859
Post Tax CF	€	0	0	1 847	2 274	2 701	3 128	3 555	3 981	4 408	4 835	5 262
Dividends Paid	€	0	0	1 847	2 274	2 701	3 128	3 555	3 981	4 408	4 835	5 262
Discounted CF	€	0	0	1 644	1 909	2 139	2 337	2 506	2 648	2 766	2 862	2 938
Disc. Equity Inj.	€	24 762	23 360	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Present Value	€	53 031										
Equity/Dividends	€	-24 762	-24 762	1 847	2 274	2 701	3 128	3 555	3 981	4 408	4 835	5 262
IRR on equity	%	11.90										
ADSCR		n/a	n/a	1,11	1,14	1,17	1,20	1,24	1,28	1,32	1,37	1,42
min. ADSCR		1,11										
Payback Period	yrs.	10.90										
Disc. Payback Period	yrs.	13.41										

Figure 59: Interface de "Cash-Flow".

On trouve les résultats des simulations économiques et financières, ainsi que l'analyse environnementale fréquemment utilisées dans l'étude des projets de centrales solaires photovoltaïques à la Figure 60.



**Figure 60:** Interface des résultats économiques de simulation

#### 4.4.1 LE COUT NORMALISE DE PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ (LEC)

Le coût normalisé de production permet de calculer le coût du cycle de vie qui comprend les coûts liés à l'investissement en capital, l'exploitation et la maintenance, le remplacement, le carburant, et les paiements d'impôts, par unité d'énergie livrée au réseau.

#### 4.4.2 ANALYSE DE LA RENTABILITÉ

L'installation ne se révélera rentable que si les économies réalisables (différence entre les revenus et les dépenses) permettent de rembourser le capital investi, y compris les intérêts, dans une durée limitée afin de générer rapidement des bénéfices. Plusieurs méthodes peuvent être utilisées pour juger de la rentabilité d'un projet.

Les principales utilisées dans ce travail sont le taux de rentabilité interne (IRR) et le temps de retour sur investissement, tous les deux, déterminés à partir de l'expression fondamentale de la valeur actualisée nette (NPV).

✓ **Valeur Actualisée Nette (Net Present Value, NPV) :**

Correspond à la somme actualisée de la variation de trésorerie disponible sur toute la période du projet. La NPV représente la somme des différents flux de trésorerie annuels actualisés (dépenses et recettes) depuis la mise en service de la centrale à l'année zéro (0) jusqu'à l'année d'exploitation N. Dans notre projet (figure 60) NPV est supérieure à 0 (quand celle-ci est supérieure à 0, les recettes sont supérieures aux dépenses), donc le projet est rentable .[19]

✓ **Temps de retour sur investissement (PaybackPeriod) :**

Il renseigne sur le nombre d'années d'exploitation de la centrale nécessaires avant de pouvoir rentabiliser l'investissement, c'est un indicateur pour évaluer la faisabilité et la rentabilité d'un projet.[4]

✓ **Le coût nivelé de l'électricité (LevelizedCost Of Electricity : LCOE)**

Le calcul de la LCOE est lié au concept d'évaluation de la valeur actualisée nette d'un projet. De même que l'utilisation de la NPV, la LCOE peut être utilisée pour déterminer si un projet sera une entreprise viable [19] . Si LCOE est inférieur ou égal au prix d'électricité actuel, la centrale est rentable.

Dans notre étude (Figure 60), LCOE est égal 0,1708 €/kWh (~ 0,55 DNT/KWh).

#### 4.4.3 ASPECTS ENVIRONNEMENTAUX

Les centrales solaires constituent un potentiel de réduction des émissions de gaz rejetées dans l'atmosphère par rapport aux centrales à combustibles fossiles.« Annual CO2 Reduction » est un indicateur environnemental qui consiste à valoriser la tonne de CO2 évitée

par an. Dans notre centrale (Figure 60), 82,6 tonnes de CO<sub>2</sub> sont évitées par an avec des revenus potentiels de 95 €/tCO<sub>2</sub>.

#### 4.5 CONCLUSION

Au cours de ce chapitre, nous avons présenté le schéma de fonctionnement du logiciel de simulation Greenius et les données technico-économiques nécessaires, à la simulation de la centrale solaire photovoltaïque du site de Tataouine.

Nous avons simulé les données météorologiques (extraites de la station météorologique du site Tataouine) pour une étude technique de notre centrale étudiée, le but étant de choisir la meilleure technologie de modules photovoltaïques qui influe sur le rendement et la puissance produite totale et nette de notre système, et étudier l'influence de quelques paramètres sur la caractéristique (I-V) d'un module.

Ensuite, nous avons présenté les données techniques nécessaires (caractéristiques de l'onduleur, nombre de modules) pour obtenir un champ photovoltaïque, et avons vérifié le comportement technique entre les constituants de centrale solaire pour éviter gros risques.

Vu les résultats de simulation, nous pouvons conclure que le système à base du silicium monocristallin permet une production maximale d'énergie comparativement aux systèmes à base du silicium polycristallin et amorphe. Aussi, nous prouvons que l'énergie maximale peut être extraite par un ajustement saisonnier des angles d'inclinaison des modules PV. L'apport énergétique qui résulte de cet ajustement dépasse d'utilisation de systèmes d'inclinaison fixe toute l'année.

Enfin, ce logiciel nous a permis d'optimiser les modules photovoltaïques dans le but, d'atteindre le rendement optimal, l'énergie totale produite dépend de la température ambiante et de l'irradiation solaire sur-le-champ, et d'analyser la rentabilité économique de notre projet. Il existe plusieurs logiciels de simulation de projets d'énergies renouvelables (ne sont pas tous gratuits comme Greenius) avec des fonctionnalités variables par rapport à Greenius:

- ✓ **Outils sur la simulation de la production d'énergie photovoltaïque** : Archelios (FR), Greenius (GE), HOMER (USA), PVcad (GE), PV-Design-PRO (GE), PV F-CHART(USA), PVS (GE) PVSOL (GE), PVSYST (CH), RETScreen (CAN), SolarPro (USA).
- ✓ **Outils sur la simulation de systèmes solaires thermiques** : CombiSun (DK), GetSolar (GR), LOGICLIP (FR), PolySun (CH), PSD (FR), RETScreen (CAN), SIMSOL (FR), SOLO (FR), TSOL (GE)
- ✓ **Outils sur le gisement solaire, l'irradiation et les données climatiques** : CalSol (INES), EERE (USA), IES (I), INFOCLIMAT (F), MétéoFrance (F), METEONORM 5.0 (CH), Meteosun 1.0 (CH), RETScreen (CAN), SoDa (F).





## **CHAPITRE 5**

### **CONCLUSION GENERALE**

#### **5.1 CONCLUSION**

Au cours de ces dernières années, la consommation énergétique mondiale d'origine fossile n'a cessé d'augmenter, ce qui a accentué les rejets des gaz à effet de serre responsables de l'accélération du réchauffement climatique.

Dans ce contexte, le développement de la production d'électricité à partir d'énergie solaire photovoltaïque est une solution prometteuse. Les efforts de recherche visent à rendre cette technologie plus efficace et plus compétitive économiquement. Le but de ce projet est de présenter une évaluation des performances technico-économiques d'une centrale solaire photovoltaïque et son implémentation dans le climat Tunisien.

Lors de la présentation de rapport, nous avons présenté dans le chapitre I un récapitulatif des notions de base relatives au gisement solaire et sur son potentiel en Tunisie.

Les techniques de la conversion d'énergie solaire exposée dans le chapitre II prolongé par une étude qualitative ont contribué au choix de la centrale solaire photovoltaïque capable de satisfaire les besoins électriques à un coût concurrentiel.

Dans le chapitre III, nous avons présenté une étude technico-économique d'une centrale solaire photovoltaïque au site Tataouine à l'aide du logiciel de simulation GREENIUS.

Dans l'étude technique nous avons évalué les performances de la centrale en Tunisie en fonction du site d'implantation en tenant compte du rayonnement direct normal annuel et de la disponibilité des autres données météorologiques.

Ce travail est une initiation à l'étude et à la simulation des centrales photovoltaïques solaires de puissance. Il incite l'État Tunisien à recourir à ce type de technologie pour

répondre à un besoin énergétique de plus en plus croissant et de parer à toute dégradation environnementale.

Un projet solaire photovoltaïque devient compétitif économiquement en Tunisie lorsque le prix de l'électricité fossile augmente. Cette augmentation est remarquable dans les dernières années. Il faut prendre en considération et compter les prix des impacts sur l'environnement qui seront évités lorsqu'on utilise l'énergie solaire comme source principale, comme il est le cas maintenant dans les pays industrialisés.

Enfin, cette étude prouve le potentiel prometteur de l'installation photovoltaïque en Tunisie spécialement dans les zones arides comme le Sud Tunisien. Ces zones offrent une durée d'ensoleillement longue, et du meilleur rayonnement solaire par rapport aux autres zones.

## **5.2 PERSPECTIVES**

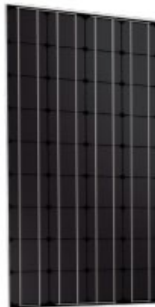
Pour rendre ces technologies photovoltaïques concurrentielles avec les technologies conventionnelles fossiles, une réduction du coût de production et l'augmentation de rendement des modules photovoltaïques sont nécessaires et recherchés dans les années à venir.

Cet objectif sera atteint d'une part, grâce aux innovations technologiques apportées par les travaux de recherche et de développement sur les filières solaires photovoltaïques et leurs composants.

## ANNEXES

### Annexe 1 : Fiche technique 1 du panneau solaire monocristallin Uniteck 300 W / 12v

#### UNISUN M



**Module monocristallin :**  
mise en série sur la face avant  
des cellules



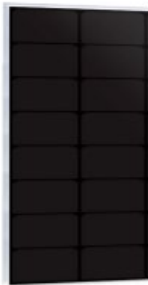
10% de la surface est masquée en face  
avant par les connexions électriques

Ex. panneau utilisant des cellules  
125 x 125 mm

intensité (Imp)	2,5-2,8 A
tension (Vmp)	0,5-0,52 V
contact électrique	face avant
rendement cellule	15-20%
nombre de cellules pour application charge de batterie	36 cellules (36 x 0,52 V) = 18 V

compacté panneau ++  
économie à l'achat +++

#### UNISUN BC



**Module back contact :**  
mise en série au dos  
des cellules



aucune zone masquée en face avant

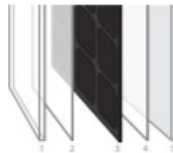
Ex. panneau utilisant des cellules  
125 x 125 mm

intensité (Imp)	3,2-3,3 A
tension (Vmp)	0,56-0,57 V
contact électrique	face arrière
rendement cellule	23-24%
nombre de cellules pour application charge de batterie	32 cellules (32 x 0,57 V) = 18 V

compacté panneau +++  
économie à l'achat ++



#### STRUCTURE HAUTE QUALITÉ



1. verre trempé 3,2 mm, haute  
transparence (faible teneur en fer)
2. résine EVA, 0,45mm
3. cellules haut rendement
4. résine EVA, 0,45mm
5. support (aluminium anodisé)

#### CONNECTIQUE RAPIDE



#### ANTI HOT-SPOT



Protection contre les Hot-spots  
et surtensions

## Annexe 2 : Fiche technique 2 du panneau solaire monocristallin Uniteck 300w / 12v

Panneaux solaires rigides UNISUN M & BC

### HAUTE PERFORMANCE

UNISUN est la gamme de panneaux monocristallins haute performance pour les applications de loisirs (nautisme et camping-car), les sites isolés ou la signalisation.

Leur structure multi-couche garantit des rendements exceptionnels, même pas très faible ensoleillement ou par forte chaleur.

En surface, leur verre trempé haute transmissibilité et leur cadre en aluminium anodisé les préservent des attaques extérieures (chocs, oxydation, corrosion).

Modulables pour plus de puissance, leur mise en série ou en parallèle est facilitée grâce à leurs connectiques solaires rapides.

La gamme UNISUN est disponible en version cellules monocristallines standards et cellules monocristallines back contact. UNISUN Back Contact (contact électrique à l'arrière) dispose de toute la surface cellule pour capter l'énergie lumineuse.

À puissance égale, grâce à leur rendement plus important (rapport puissance/surface), les panneaux back contact offrent l'avantage d'être plus compacts et donc idéals pour les applications dont l'encombrement ou le poids sont des critères de choix.

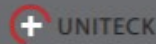
Pour plus d'esthétisme et de sobriété, les panneaux UNISUN monocristallins standards à partir du 50W, sont dotés du design premium «Black Backsheet» (fond noir).



Qualité garantie  
par Uniteck  
Fabriqué en R.F.C.



EN61215  
et EN61730



Cellules haut rendement



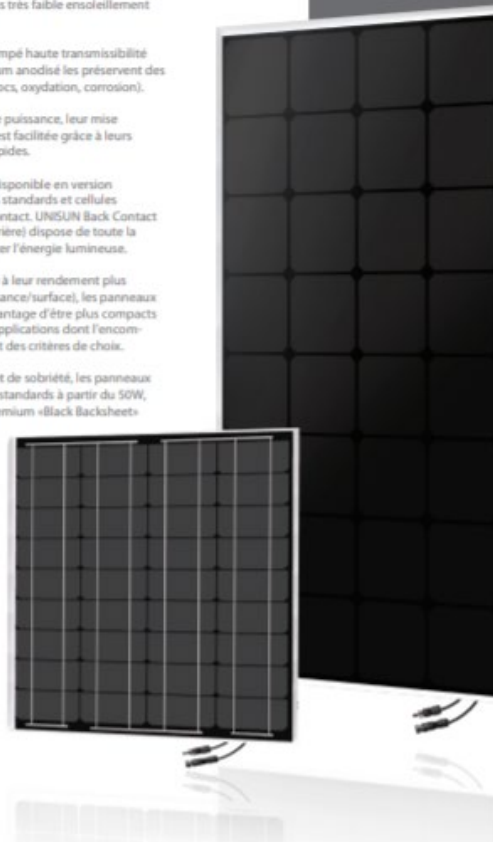
Excellente résistance aux impacts et au poids (verre trempé 3,2 mm + cadre alu)



Boîtier de jonction étanche certifié TÜV, avec protection Hot-spots



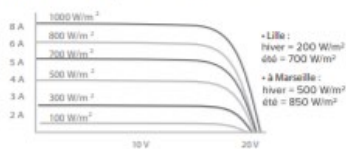
Excellente performance sous faible ensoleillement



## Annexe 3 : Fiche technique 3 du panneau solaire monocristallin Uniteck 300w / 12v

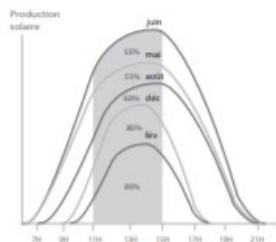
### EXPLICATION PRODUCTION SOLAIRE

**i** Courbe intensité/tension (ex. panneau 150W) en fonction du rayonnement solaire en W/m<sup>2</sup>



Un panneau solaire produit avec un ensoleillement hiver à Marseille (=500W/m<sup>2</sup>) 50% de sa puissance.

**i** Répartition de la production solaire journalière en France



La production solaire possède une courbe gaussienne (en flèche). En hiver (décembre / février) 90% de la production se répartit entre 11h-15h contre 50-60% en été dont la durée d'ensoleillement est plus étendue.

**i** Coefficient de production solaire moyen en France

	Lille	Bordeaux	Marseille
Janvier	x 0,7-1	x 1-1,5	x 1,5-2
Février	x 1-1,5	x 1,5-2,5	x 2-3
Mars	x 2-2,5	x 3-3,5	x 2-3
Avril	x 3-3,5	x 3,5-4	x 4-5
Mai	x 3,5-4	x 4-5	x 4,5-6
Juin	x 4-4,5	x 4-6	x 5-6,5
Juillet	x 4-4,5	x 4-6	x 5-7
Août	x 3,5-4	x 4-5	x 4,5-6
Septembre	x 2,5-3	x 3,5-4	x 4-4
Octobre	x 1,5-2	x 2-2,5	x 2,5-3
Novembre	x 0,7-1	x 1-1,5	x 1,5-2,5
Décembre	x 0,5-0,7	x 0,8-1,5	x 1,5-2

En juillet un panneau à Marseille va produire 5 à 7 fois sa puissance soit pour un panneau 100W = 500 à 700Wh)

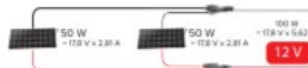


### COMBINAISONS ÉVOLUTIVES

Connexion en série : pour vos batteries 24V

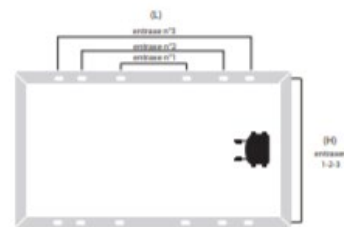


Connexion en parallèle : pour plus de puissance W




	20 W	40 W	100 W	150 W	300 W
UNISUN 20.12M	x1	x2	-	-	-
UNISUN 50.12M	-	-	x2	x3	-
UNISUN 150.12M	-	-	-	-	x2
UNICONNECT 1.6	x1	x1	x1	x1	x1
Kit connecteurs parallèle	-	2 pan.	2 pan.	3 pan.	2 pan.

### ENTRAXES PANNEAUX\* ADAPTÉS AUX SUPPORTS UNITECK



## Annexe 4 : Fiche technique 4 du panneau solaire monocristallin Uniteck 300w / 12v

### Panneaux solaires rigides UNISUN M & BC



	UNISUN 50.12 M Ref 0088	UNISUN 53.12 BC Ref 1238	UNISUN 50.24 M Ref 1870	UNISUN 80.12 M Ref 0095	UNISUN 100.12 M Ref 0446	UNISUN 110.12 BC Ref 1245	UNISUN 100.24 M Ref 1443	UNISUN 150.12 M Ref 0453	UNISUN 150.12 BC Ref 1528	UNISUN 150.24 M Ref 1887	UNISUN 200.24 M Ref 1337	UNISUN 300.12 M Ref 2013
<b>Performance électrique</b>												
Puissance max. (Pmp) <sup>*</sup>	50 W	55 W	50 W	80 W	100 W	110 W	100 W	150 W	150 W	150 W	200 W	300 W
Tolérance de puissance <sup>*</sup>	0-1 %	0-1 %	0-1 %	0-1 %	0-1 %	0-1 %	0-1 %	0-1 %	0-1 %	0-1 %	0-1 %	+1-3 %
Tension d'utilisation	12 V	12 V	24 V	12 V	12 V	12 V	24 V	12 V	12 V	24 V	24 V	12 V
Technologie	mono	back contact	mono	mono	mono	back contact	mono	mono	back contact	mono	mono	mono
Tension à puissance max. (Vmp) <sup>*</sup>	17,8 V	18,6 V	42,7 V	17,8 V	17,8 V	18,6 V	36,6 V	17,8 V	27 V	36,6 V	35,6 V	30,5 V
Intensité à puissance max. (Imp) <sup>*</sup>	2,81 A	2,96 A	1,4 A	4,49 A	5,62 A	5,91 A	2,81 A	8,43 A	5,67 A	4,2 A	5,62 A	9,82 A
Tension à vide (Voc) <sup>*</sup>	22,3 V	21,9 V	42,3 V	22,3 V	22,3 V	21,9 V	42,3 V	21,9 V	32,4 V	42,3 V	42,3 V	33,5 V
Intensité en court-circuit (Isc) <sup>**</sup>	3,03 A	3,13 A	1,5 A	4,85 A	6,07 A	6,39 A	3,04 A	9,19 A	6,12 A	4,5 A	6,07 A	11,1 A
Efficacité des cellules	20,60%	21,80%	20,60%	20,60%	20,60%	23,80%	20,60%	20,60%	20,60%	20,60%	20,60%	20,60%
Efficacité des modules	14,20%	18,18%	14,20%	15,15%	15,15%	19,09%	15,15%	16,58%	18,67%	16,58%	15,8%	19,6%
<b>Comportement en température</b>												
Température de fonctionnement	-40 + 85°C	-40 + 85°C	-40 + 85°C	-40 + 85°C	-40 + 85°C	-40 + 85°C	-40 + 85°C	-40 + 85°C	-40 + 85°C	-40 + 85°C	-40 + 85°C	-40 + 85°C
NOCT / ITC <sup>***</sup>	45 ±2°C	45 ±2°C	45 ±2°C	45 ±2°C	45 ±2°C	45 ±2°C	45 ±2°C	45 ±2°C	45 ±2°C	45 ±2°C	45 ±2°C	45 ±2°C
Coefficient de température												
P <sub>mp</sub>	-0,43%/°C	-0,31%/°C	-0,43%/°C	-0,43%/°C	-0,43%/°C	-0,31%/°C	-0,43%/°C	-0,43%/°C	-0,31%/°C	-0,43%/°C	-0,43%/°C	-0,43%/°C
Voc	-0,34%/°C	-0,28%/°C	-0,34%/°C	-0,34%/°C	-0,28%/°C	-0,28%/°C	-0,34%/°C	-0,34%/°C	-0,28%/°C	-0,34%/°C	-0,34%/°C	-0,34%/°C
Isc	0,05%/°C	0,05%/°C	0,05%/°C	0,05%/°C	0,05%/°C	0,05%/°C	0,05%/°C	0,05%/°C	0,05%/°C	0,05%/°C	0,05%/°C	0,05%/°C
<b>Caractéristiques mécaniques</b>												
Cadre alu anodisé	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui
Design black back sheet (fond noir)	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui
Dimensions des cellules (mm)	125 x 62,5	125 x 62,5	125 x 31,25	156 x 78	125 x 125	125 x 125	125 x 62,5	156x156	125 x 125	156x78	125x62,5	156x143
Nombre de cellules	36 (12x3)	32 (8x4)	72 (18x4)	36 (9x4)	36 (9x4)	32 (8x4)	72 (18x4)	36 (9x4)	45 (9x5)	72 (18x4)	72 (12x6)	60 (10x6)
Dimensions du module (mm)	640x500-35	550-500-35	640-500-35	960-500-35	1200-500-35	1050-500-35	1200-500-35	1340x475x35	1190x475x35	1500x475x35	1500x600x40	1500-990x40
Entrées de fixation (mm) *												
L x H	120-500	120-500	120-500	120-500	127-500	127-500	127-500	600x636	600x636	600x636	800x768	900x950
L x H (à l'along 14 x 9 mm.)	420-500	420-500	420-500	420-500	860-500	860-500	860-500	1100x426	1100x426	1100x426	1300x768	900x950
Longueur câble (avec connecteurs)	900 mm	900 mm	900 mm	900 mm	900 mm	900 mm	900 mm	900 mm	900 mm	900 mm	900 mm	900 mm
Poids du module	4,1 kg	3,8 kg	4,1 kg	6,3 kg	7,5 kg	7,5 kg	7,5 kg	9,8 kg	9,3 kg	10,8 kg	13,6 kg	15,7 kg

<sup>\*</sup> Selon conditions de test standardisées (STC) : ensoleillement de 1.000 W/m<sup>2</sup>, AM 1.5, température des cellules 25°C  
<sup>\*\*</sup> Nominal operating cell temperature / température d'utilisation des cellules : ensoleillement de 800 W/m<sup>2</sup>, avec une température ambiante de 25°C

## RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] André Mermoud. *Dr phys., 1200, Centrales photovoltaïques Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets*. GAP Université de Genève, .
- [2] Atmosphère : qu'est-ce que c'est ? <https://www.futura-sciences.com/planete/definitions/climatologie-atmosphere-850/>
- [3] BATTERIES: <https://www.batterie-solaire.com/boite-de-jonction-solaire-c102x1911944#:~:text=La%20boite%20de%20jonction%20solaire,qu%27%C3%A0%20un%20interrupteur%20sectionneur.>
- [4] Coût actualisé de l'énergie (LCOE). <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/levelized-cost-of-energy-lcoe/>
- [5] Diffusion atmosphérique. <https://e-cours.univ-paris1.fr/modules/uved/envcal/html/rayonnement/3-rayonnement-atmosphere/3-2-diffusion-atmospherique.html>
- [6] Dr. SALMI Mohamed. (Septembre 2015). LE GISEMENT SOLAIRE, .
- [7] DUFFIE J. A., B. W. A. ( New York,1974). Solar Energy thermal processus, John Wiley and Sons,.
- [8] *Ensoleillement*. <https://energieplus-lesite.be/theories/climat8/ensoleillement-d8/>



- [9] Esslinger, O. ( 2019). Le Soleil. <https://www.astronomes.com/le-soleil-et-les-etoiles/soleil>
- [10] Forçage radiatif, albédo et gaz à effet de serre. <https://planeteviable.org/forçage-radiatif-albedo-gaz-a-effet-de-serre/>
- [11] *greenius*. <https://www.gogreenius.com/>
- [12] HAMZAOU, A. (2012). *Effet de l'illumination sur les paramètres caractéristiques des cellules solaires au silicium polycristallin*. <http://dSPACE.univ-setif.dz:8888/jspui/bitstream/123456789/2179/1/memoire%20%20MAG%20A.%20Hamzaoui.pdf>
- [13] Hanane, B. (2016). *Principe de fonctionnement et mesure des caractéristiques d'une cellule photovoltaïque*. Université Dr Moulay Tahar de Saida. [https://pmb.univ-saida.dz/buscopac/doc\\_num.php?explnum\\_id=163](https://pmb.univ-saida.dz/buscopac/doc_num.php?explnum_id=163)
- [14] HELALI Kamelia. (2012.). « *Modélisation d'une cellule photovoltaïque : Etude comparative* », *Thèse de magister en électrotechnique*,.
- [15] Interactions avec l'atmosphère. <https://www.rncan.gc.ca/cartes-outils-publications/imagerie-satellitaire-photos-aer/tutoriels-sur-la-teledetection/introduction/interactions-avec-latmosphere/14636>
- [16] J.M Chassériau. ( Dunod, 1984). Conversion thermique du rayonnement solaire ;.
- [17] Jan, A. R. (2011 ). *Gisement solaire et transferts énergétiques*, .
- [18] L'albédo : un paramètre très important pour le climat. <https://www.livrescolaire.fr/page/6761182>
- [19] La technologie Inverter permet de réduire les coûts solaires. <https://www.renewableenergyworld.com/2010/03/01/inverter-technology/>

- [20] Le climat de la Tunisie. <https://meteo-tunisie.net/article/le-climat-de-la-tunisie>
- [21] *Le Soleil*. [http://www.astrosurf.com/omega-astro/systeme\\_solaire/soleil.html](http://www.astrosurf.com/omega-astro/systeme_solaire/soleil.html)
- [22] Le soleil est une planète en fusion nucléaire !  
<https://www.teteamodeler.com/sante/soleil/vichy/soleil2.htm>
- [23] *Les cellules au CdTe : minces, rentables... mais toxiques ?* <https://www.futura-sciences.com/planete/dossiers/developpement-durable-cellules-photovoltaïques-coeur-panneaux-solaires-1688/page/10>
- [24] *Les centrales solaire à capteur cylindro-parabolique.*  
[https://www.ecosources.info/dossiers/Centrale\\_solaire\\_thermique\\_capteurs\\_cylindro-paraboliques](https://www.ecosources.info/dossiers/Centrale_solaire_thermique_capteurs_cylindro-paraboliques)
- [25] *Les différents types de cellules photovoltaïques.* <http://energie-developpement.blogspot.com/2012/01/cellules-photovoltaïque-technologies.html>
- [26] *Les principaux composants d'un système photovoltaïque.* <https://photovoltaïque-energie.fr/80-systeme-photovoltaïque/76-les-composants-d-un-systeme-photovoltaïques.html>
- [27] Meghellet Hanine. (2018). *Contribution à l'étude d'un système photovoltaïque*, . Université Colonel Akli Mohand-Oulhadj Bouira, .
- [28] Meriche, I. E. (2017). *Simulation et Modélisation d'Installation de Type Solaire thermodynamique Hybride*. UNIVERSITÉ DES FRÈRES MENTOURI - CONSTANTINE. <https://bu.umc.edu.dz/theses/gmecanique/MER7012.pdf>
- [29] Mme Samira MOUHOUS-CHAOUCHI. (2011-2012). *Etude statistique du rayonnement solaire sur un plan incliné*, ECOLE DOCTORALE « ENERGIES RENOUVELABLES », .
- [30] Mohamed, D. S. (Septembre 2015). *LE GISEMENT SOLAIRE*. <https://dspace.univ-ouargla.dz/jspui/bitstream/123456789/26172/1/%D8%A7%D9%84%D8%AC%D9>

[%85%D9%87%D9%88%D8%B1%D9%8A%D8%A9%20%D8%A7%D9%84%D8%AC%D8%B2%D8%A7%D8%A6%D8%B1%D9%8A%D8%A9\\_compressed.pdf](#)

- [31] *Notions fondamentales de la télédétection.*  
[https://www.google.tn/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjb4rjA8cfrAhVN9IUkHZEoDOYQFjABegQIAxAB&url=http%3A%2F%2Focw.ncu.edu.tw%2Focwdata%2F62004%2F62004-fundamentals\\_of\\_remote\\_sensing%2Ftutorial%2Fchap1%2Fc1p4f.html&usg=AOvVaw22fIFYO4jH8n1YUCTQk8zX](https://www.google.tn/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjb4rjA8cfrAhVN9IUkHZEoDOYQFjABegQIAxAB&url=http%3A%2F%2Focw.ncu.edu.tw%2Focwdata%2F62004%2F62004-fundamentals_of_remote_sensing%2Ftutorial%2Fchap1%2Fc1p4f.html&usg=AOvVaw22fIFYO4jH8n1YUCTQk8zX)
- [32] OUDRANE Abdellatif. (2017). *Thèse de Doctorat : Contribution à la Modélisation et au Développement des Systèmes de Chauffage Solaire à Usage Individuel*, . Ecole Nationale Polytechnique d'Oran, .
- [33] Page, J. (2018). *McEvoy's Handbook of Photovoltaics (Troisième édition)*.  
<https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/solar-altitude-angle>
- [34] Pierre GARCIA. (2007). *Thèse de doctorat : Outils d'évaluation technico-économique et d'aide à la conception des centrales solaires thermodynamiques du futur*, . l'Université de Perpignan, .
- [35] Pol, D. L'atmosphère terrestre. <https://www.fondation-lamap.org/fr/page/12039/latmosphere-terrestre>
- [36] Qu'est ce que l'effet photovoltaïque. <https://photovoltaïque-energie.fr/l-effet-photovoltaïque.html>
- [37] Rayonnement direct. <https://www.edfenr.com/lexique/rayonnement-direct/>
- [38] REFERENTIEL TECHNIQUE DES  
INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES  
RACCORDEES AU RESEAU ELECTRIQUE  
NATIONAL BASSE TENSION. Dans.  
[https://www.steg.com.tn/dwl/prosol/Referentiel\\_technique\\_des\\_installations\\_PV.pdf](https://www.steg.com.tn/dwl/prosol/Referentiel_technique_des_installations_PV.pdf)

[39] SALAHEDDINE BENSALÉM. (2011). Thème : Effets de la température sur les paramètres caractéristiques des cellules solaires, .

[40] Solar Farm Fact Sheet.  
[https://ewh.ieee.org/cmte/substations/scm0/Raleigh%20Meeting/Conference%20PDFs/Technical%20tours/PE\\_Solar\\_Farm\\_Fact\\_Sheet.pdf](https://ewh.ieee.org/cmte/substations/scm0/Raleigh%20Meeting/Conference%20PDFs/Technical%20tours/PE_Solar_Farm_Fact_Sheet.pdf)

[41] Sylvain Brigand. (Paris 2011). « Installations solaires photovoltaïques », Ed Le Moniteur,.

[42] Zoubir, B. (2012). Etude technico-économique d'une centrale solaire à tour sous le climat Algérien.

[43] Zouhair El Jouad. (2016). *Réalisation et caractérisation des cellules photovoltaïques organiques, Physique*, . Université d'Angers, .